



UNIVERSIDAD
DE PIURA

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Análisis técnico y económico de los contratos por compra
de energía eléctrica en el mercado regulado**

Tesis para optar el Título de
Ingeniero Mecánico-Eléctrico

Fredy Enrique Perez Daza

Asesor:
Mgtr. Ing. José Hugo Fiestas Chévez

Piura, enero de 2026

Declaración Jurada de Originalidad del Trabajo Final

Yo, Fredy Enrique Perez Daza, egresado del Programa Académico de Ingeniería Mecánico-Eléctrica de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Piura, identificado(a) con DNI: 77052274, declaro que:

Soy autor del trabajo final titulado:

“Análisis técnico y económico de los contratos por compra de energía eléctrica en el mercado regulado”

El mismo que presento bajo la modalidad de Tesis para optar el Título profesional de Ingeniero Mecánico-Eléctrico.

El texto de mi trabajo final es original y no vulnera los derechos de terceros o, de ser el caso, derechos de los coautores, incluidos los derechos de propiedad intelectual, datos personales, entre otros. En tal sentido, el texto de mi trabajo final no ha sido plagiado total ni parcialmente, para lo cual, he respetado las normas internacionales de citas y referencias de las fuentes consultadas. Asimismo, el texto del trabajo final que presento no ha sido publicado ni presentado antes en cualquier medio electrónico o físico; y que la investigación, los resultados, datos, conclusiones y demás información presentada que atribuyo a mi autoría son veraces.

En caso de detectarse el incumplimiento de lo declarado asumo frente a terceros, la Universidad de Piura y/o la Administración Pública toda responsabilidad que pueda derivarse por el trabajo final presentado. Lo señalado incluye responsabilidad pecuniaria incluido el pago de multas u otros por los daños y perjuicios que se ocasionen.

La asesoría del trabajo estuvo a cargo de los siguientes docentes de la Universidad de Piura:

- Mgtr. Ing. José Hugo Fiestas Chevez, identificado con DNI: 80543428

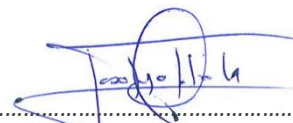
Declaro (declaramos) que:

Luego de haber empleado el software de coincidencia Turnitin, revisado las fuentes de información señaladas por el autor, y en razón de mi (nuestra) experiencia como investigador(es), declaro (declaramos) que las ideas expuestas en el trabajo final alcanzan las condiciones de calidad, integridad y originalidad acorde a los objetivos institucionales y estándares en materia de investigación. Finalmente, no asumo (asumimos) responsabilidad por la posible vulneración de derechos de autor en el trabajo final referido, pues tal responsabilidad es exclusiva del autor.

Fecha: 02/12/2025.

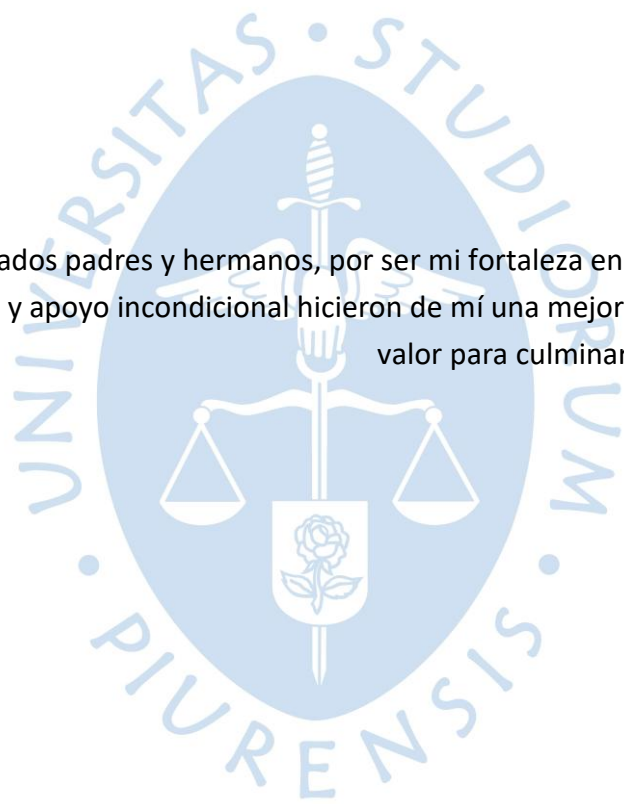


Firma del autor¹



Firma del asesor¹

¹ Firma idéntica al DNI. No se admite digital, salvo certificado.

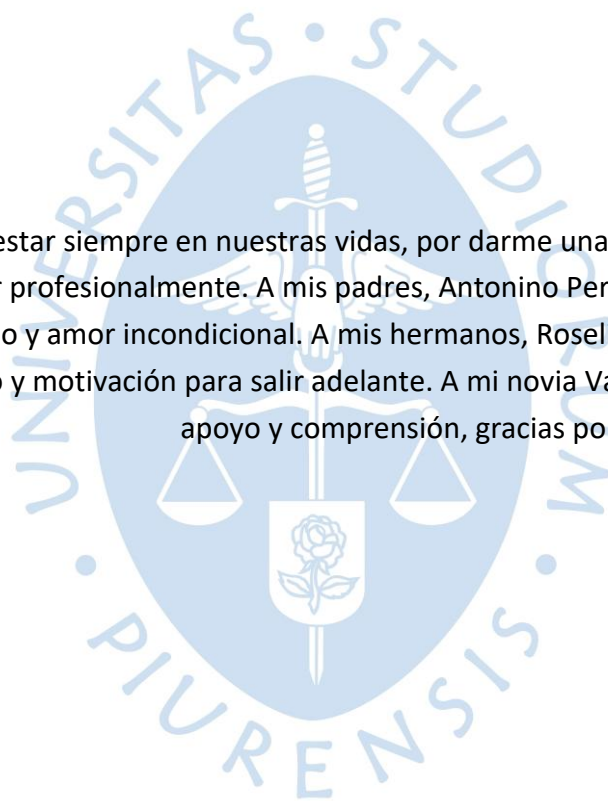


Dedicatoria

A mis amados padres y hermanos, por ser mi fortaleza en todo momento de este camino. Sus consejos y apoyo incondicional hicieron de mí una mejor persona y me dieron el valor para culminar este grado académico.

Agradecimientos

A Dios por estar siempre en nuestras vidas, por darme una familia unida y gracias a ello crecer profesionalmente. A mis padres, Antonino Perez y Loydits Daza, por su dedicación, sacrificio y amor incondicional. A mis hermanos, Roselita y Adrian, por siempre darme el apoyo y motivación para salir adelante. A mi novia Valeria, por su importante apoyo y comprensión, gracias por ser parte de este logro.



Resumen

En este trabajo de fin de grado se analiza desde el punto de vista técnico y económico los contratos por compra de energía en el mercado regulado, dando énfasis a la problemática de sobrecontratación y retiros no declarados, fenómenos que han generado pérdidas millonarias a las empresas distribuidoras del Perú.

La sobrecontratación de potencia se produce cuando se contrata más potencia de la que realmente se requiere para atender la demanda de los clientes, lo que genera pagos innecesarios por demanda no utilizada; mientras que los retiros no declarados ocurren cuando se consume potencia o energía que no se ha contratado, estos consumos son valorizados a precios spot. Ambas problemáticas son el reflejo de una inadecuada planificación de demanda.

Se toma casos de estudio para cuantificar el impacto económico de ambos problemas. Determinando que para el caso de sobrecontratación de potencia la distribuidora pago 4.7 millones de soles en el año 2017, lo que equivale a un 40.5 % del monto real que se debió pagar. En setiembre del 2023 los costos marginales de corto plazo de dispararon a casi los 180 US\$/MWh, por lo que los retiros no declarados en este mes fueron valorizados a estos precios spot, para el caso de estudio con más de 1 millón de soles valorizados para una sola generadora cuyo factor de proporción fue del 0.2913, esto significa que para este mes se generó pérdidas millonarias que afecto la eficiencia económica del sector eléctrico.

Dados los resultados obtenidos se evidencia la importancia que tiene la gestión de la demanda en los usuarios finales, las proyecciones de demanda y energía, y la adecuada definición de la potencia fija y variable en los contratos de suministro eléctrico.

Finalmente se plantea una propuesta de plan de mejora, que se basa en implementar cláusulas *take or pay* flexibles e incentivando a los clientes a usar opciones tarifarias con las que se pueda tener una mejor gestión de demanda.

Tabla de contenido

Introducción	9
Capítulo 1	10
Marco Teórico	10
1.1 Sector eléctrico peruano	10
1.1.1 <i>Generación</i>	11
1.1.2 <i>Transmisión</i>	12
1.1.3 <i>Distribución</i>	13
1.1.4 <i>Comercialización</i>	14
1.1.5 <i>Agentes del sistema eléctrico</i>	15
1.2 Mercado eléctrico regulado	16
1.3 Formación de la tarifa eléctrica.....	18
1.3.1 <i>Regulación de tarifa en barra</i>	20
1.3.2 <i>Mercado mayorista de electricidad</i>	21
1.3.3 <i>Costos marginales</i>	22
1.4 Características principales de los contratos de suministro.....	24
1.4.1 <i>Cláusulas take or pay y make up</i>	27
1.5 Descripción de la problemática de los contratos de las empresas distribuidoras.....	27
1.5.1 <i>Sobrecontratación de potencia y energía</i>	27
1.5.2 <i>Retiros sin contrato</i>	28
Capítulo 2	29
Análisis técnico y económico de los contratos de compra de energía.....	29
2.1 Análisis técnico	29
2.1.1 <i>Puntos de suministro de un distribuidor en el SEIN</i>	29
2.1.2 <i>Contrato de suministro de generador a distribuidor</i>	30
2.1.3 <i>Evaluación de la potencia contratada</i>	32
2.1.4 <i>Variabilidad de la demanda</i>	36
2.1.5 <i>Identificación de problemas técnicos</i>	38
2.2 Análisis del impacto económico	40
2.2.1 <i>Costos de sobrecontratación</i>	40
2.2.2 <i>Valorización de retiros sin contrato</i>	41
2.2.3 <i>Perdidas por demanda no utilizada</i>	48
2.2.4 <i>Penalizaciones y costos adicionales</i>	50
2.2.5 <i>Ineficiencias en la proyección de la potencia a contratar</i>	50
2.3 Discusión de resultados.....	52
2.4 Propuesta de plan de mejora	54
Conclusiones.....	57
Recomendaciones	58
Referencias.....	59
Anexos	61
Anexo A: Comunicado N° 032-2025-GRT	61
Anexo B. Pliego tarifario, precios en barra del SEIN.	62

Lista de tablas

Tabla 1 Características principales de un Contrato de Suministro de Generador a Distribuidor	26
Tabla 2 Puntos de Suministro en el SEIN	29
Tabla 3 Sobrecontratación en la barra 1 y 2	35
Tabla 4 Caso de sobrepotencia en la barra de referencia 2	35
Tabla 5 Demandas mensuales.....	37
Tabla 6 Mecanismos de traslado de beneficios.....	39
Tabla 7 Registro de consumos de potencia cada 15 min.....	42
Tabla 8 Valorización de los retiros sin contrato.....	43
Tabla 9 Sobrecontratación mensual del año 2017 en dos barras de referencia del SEIN.....	48
Tabla 10 Ponderación de pliegos tarifarios.	49
Tabla 11 Perdidas por demanda no utilizada el año 2017.....	49
Tabla 12 Datos históricos de demanda de los dos últimos años.....	52



Lista de figuras

Figura 1 Actividades del sector eléctrico	10
Figura 2 Transformación de la energía primaria.....	12
Figura 3 Principales líneas de transmisión en el Perú.....	13
Figura 4 Densidad de los sistemas de distribución	14
Figura 5 Agentes económicos y mercados.....	16
Figura 6 Estructura de comercialización en el mercado eléctrico	17
Figura 7 Formación de Tarifas Eléctricas	19
Figura 8 Formación de los precios en barra.....	21
Figura 9 Modelo de competencia mayorista	22
Figura 10 Costo marginal y la curva de carga del sistema	23
Figura 11 Costo marginal de corto plazo	23
Figura 12 Costo Marginal promedio y precio de energía en barra regulado	24
Figura 13 Puntos de suministro en el SEIN	25
Figura 14 Diagrama unifilar de punto de Suministro en el SEIN.....	25
Figura 15 Fórmula de valorización de energía sin contrato.....	28
Figura 16 Capacidad para atender la Demanda 1.....	31
Figura 17 Capacidad para atender la Demanda 2.....	31
Figura 18 Curva de energía asociada a la potencia.....	32
Figura 19 Potencia contratada fija y potencia contratada variable.....	33
Figura 20 Demanda facturada vs. Máxima demanda leída	34
Figura 21 Evolución de la máxima demanda 2001-2024 (MW).....	36
Figura 22 Máxima demanda mensual.....	38
Figura 23 Publicación de las liquidaciones de VTEA	43
Figura 24 Reparto de Retiros no Declarados	44
Figura 25 Factor de Proporción.....	45
Figura 26 Retiros no Declarados en MWh	45
Figura 27 Retiro no declarado por factor de Proporción.....	46
Figura 28 Costos Marginales	46
Figura 29 Formula de Factor de Incentivo	47
Figura 30 Cálculo de valorización del mes	47
Figura 31 Máxima Demanda Coincidente vs. Máxima Demanda Leída	53

Introducción

El presente trabajo de fin de grado realiza un análisis técnico y económico a la problemática de sobrecontratación de potencia y retiros sin contrato que se presentan dentro de los periodos contractuales, fenómenos que generan ineficiencias económicas y desalineaciones en el mercado eléctrico, afectando la operación del sistema, a las empresas distribuidoras y a los usuarios finales. Este trabajo se desarrolla en dos capítulos que encaminan al análisis desde conceptos básicos hasta una propuesta de solución.

En primer lugar, se establecen los aspectos teóricos del trabajo, caracterizando el sector eléctrico peruano y sus principales actividades, con énfasis en el mercado eléctrico regulado. Esta primera parte menciona la formación de las tarifas eléctricas, la regulación de la tarifa en barra y los costos marginales. Se describe las principales características que tiene los contratos por compra de energía e identifican las principales problemáticas a las que se encuentran expuestos.

Posteriormente, se realiza un análisis técnico y económico, estudiando casos reales de sobrecontratación y retiros sin contrato que tuvo una distribuidora, determinando el impacto financiero, se realiza una discusión de resultados estudiando la demanda coincidente y la máxima demanda leída de una base de datos históricos, para finalmente proponer mejoras con una óptima gestión de demanda.

El alcance de este trabajo se centra en el análisis de la sobrecontratación de potencia y retiros sin contrato, así como en una propuesta de mejora basada en buenas prácticas y estudios previos. Este trabajo no incluye ni la ejecución ni el cálculo de la proyección de demanda, y puede ser considerado como iniciativa para futuros trabajos de investigación.

Capítulo 1

Marco Teórico

En este apartado se describe la importancia del sector eléctrico y sus actividades, su relación con los agentes económicos y mercados, la formación de la tarifa eléctrica y como se relaciona con la operación del sistema.

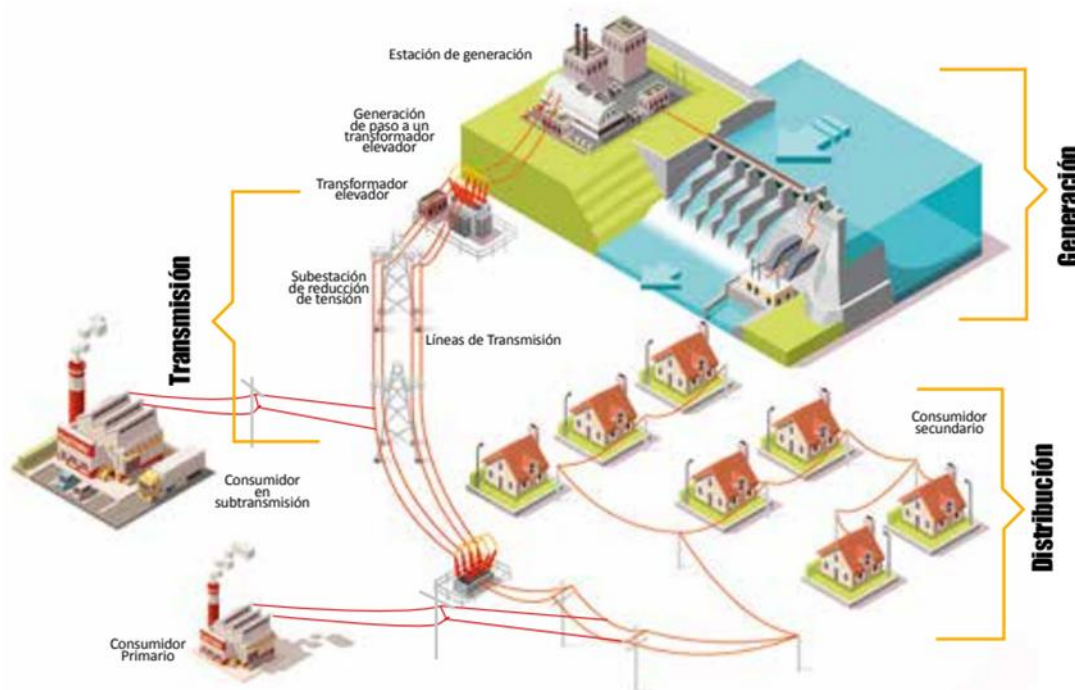
Se señalan las características principales de los contratos de suministro eléctrico de generador a distribuidor y la problemática de sobrecontratación de energía y retiros sin contrato; del mismo modo, se incluyen aportes de distintos autores y normativas que nos permiten entender el contexto de la problemática investigada.

1.1 Sector eléctrico peruano

El sector eléctrico peruano es fundamental en el desarrollo económico y social del país, por lo que es importante entender los aspectos técnicos y económicos del sector; en este trabajo se aborda los fundamentos técnicos y económicos, considerando las actividades principales del sector eléctrico, en la figura 1 se puede apreciar estas actividades.

Figura 1

Actividades del sector eléctrico



Nota. Tomado de Tamayo et al (2016).

Es importante como el sector eléctrico tiene un papel importante en la vida de las personas, este garantiza energía continua, el cual es indispensable para el bienestar de la sociedad, la producción y una mejor calidad de vida. Según (Ruiz Roldán & Mimbela Jiménez,

2021, pág. 16), *“Se considera a la energía eléctrica como un bien público dado que es parte del estándar mínimo de vida de la población”*.

1.1.1 Generación

Para (Dammert et al, 2011), la producción de la energía eléctrica empieza con la generación, esta actividad consiste en la transformación de algún tipo de energía en energía eléctrica. El sistema eléctrico está formado por la generación hidráulica, eólica, térmica, solar, etc.; y su demanda varía en relación de la disponibilidad de las fuentes energéticas y de cuán grande es su zona de influencia.

La generación es un mercado de competencia y los que participan son las empresas generadoras, las cuales se conectan al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), a partir de este punto empieza el negocio de la energía, la búsqueda de quien es el más eficiente y de quien tiene mejores ofertas.

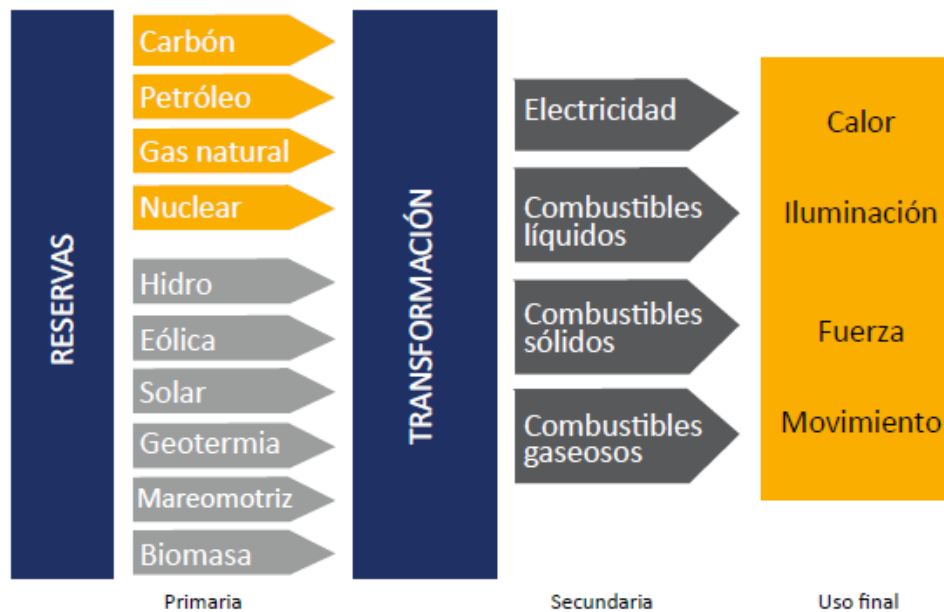
Es importante tener claro que la generación ofrece un único producto, energía eléctrica, el cual es homogéneo, al usuario final no le importa si es generado con fotovoltaico, hidráulico, biomasa, eólica, etc.; así que, lo que más importa de los generadores es la capacidad que tiene para actuar cuando se requiere. Según (Ruiz Roldán & Mimbela Jiménez, 2021), para poner en funcionamiento una central térmica se requiere muchas horas en comparación con una central eólica, el cual requiere de menor tiempo para que empiece a inyectar energía.

Un punto importante en la generación son los tiempos de construcción y los costos de inversión y producción. Para el caso de las centrales hidroeléctricas, su construcción requiere de muchos años y sus costos son altos, a pesar de ello la producción de energía es barata. A comparación de una central térmica, el tiempo para empezar a operar y el costo de inversión es mucho menor en relación con una hidroeléctrica, sin embargo, los costos para producir la energía son más caros.

La generación eléctrica es la primera actividad del sector eléctrico y es la encargada de transformar las fuentes de energía primaria en energía eléctrica, la figura 2 nos detalla el proceso de transformación de la energía primaria los cuales mediante un proceso de transformación se convierten en energía secundaria.

Figura 2

Transformación de la energía primaria



Nota: Tomado de Tamayo et al (2016).

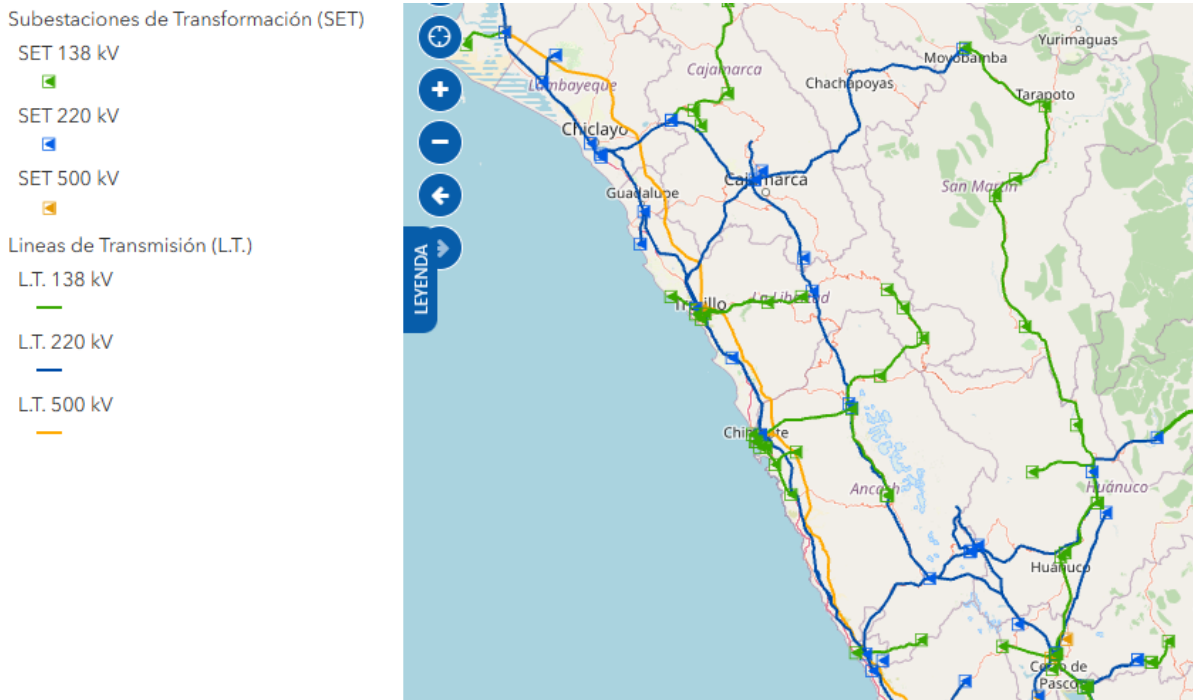
1.1.2 Transmisión

La segunda actividad importante del sector eléctrico es la transmisión de energía eléctrica, esta actividad es un monopolio regulado del servicio, una característica importante de la transmisión es que tiene libre acceso a las redes para garantizar la competencia entre generadores dentro del mercado eléctrico.

La transmisión es la encargada del transporte de energía desde la generación hasta las distribuidoras y clientes libres a altos niveles de tensión a largas distancias, se compone principalmente de líneas y subestaciones de transformación (elevadoras y reductoras), en el sistema eléctrico peruano tenemos línea de transmisión en 500 kV, línea de transmisión en 220 kV, línea de transmisión en 138 kV y línea de transmisión en 33-50-60-66 kV (Portal COES, 2025).

Según (Ruiz Roldán & Mimbela Jiménez, 2021), no es posible determinar el lugar de donde proviene la energía hacia las líneas de transmisión o de que generador es. En tal sentido, los cargos económicos hacia las empresas de transmisión son en relación con la inversión y costos de operación y mantenimiento, los cuales son cargos fijos en función a la regulación tarifaria.

La figura 3 muestra las líneas principales de transmisión de alta tensión y muy alta tensión del sistema interconectado nacional, estas permiten el transporte de energía eléctrica entre las distintas regiones del Perú.

Figura 3*Principales líneas de transmisión en el Perú*

Nota. Tomado del portal Osinergmin, Mapa SEIN – DSE.

1.1.3 Distribución

La distribución es la actividad del sistema eléctrico que se desarrolla en un área geográfica específica y delimitada las cuales son denominadas zonas de concesión y son atribuidas por el estado. La distribución es un monopolio natural por lo que también es regulado.

Según (Tamayo et al, 2016), una vez que la energía llega a los distribuidores, estos son los encargados de trasladar la electricidad a los usuarios finales a través de redes de media y baja tensión, estas instalaciones comprenden redes primarias en media tensión (MT), subestaciones eléctricas de distribución (SED), redes secundarias en baja tensión (BT) y el servicio de alumbrado público (AP).

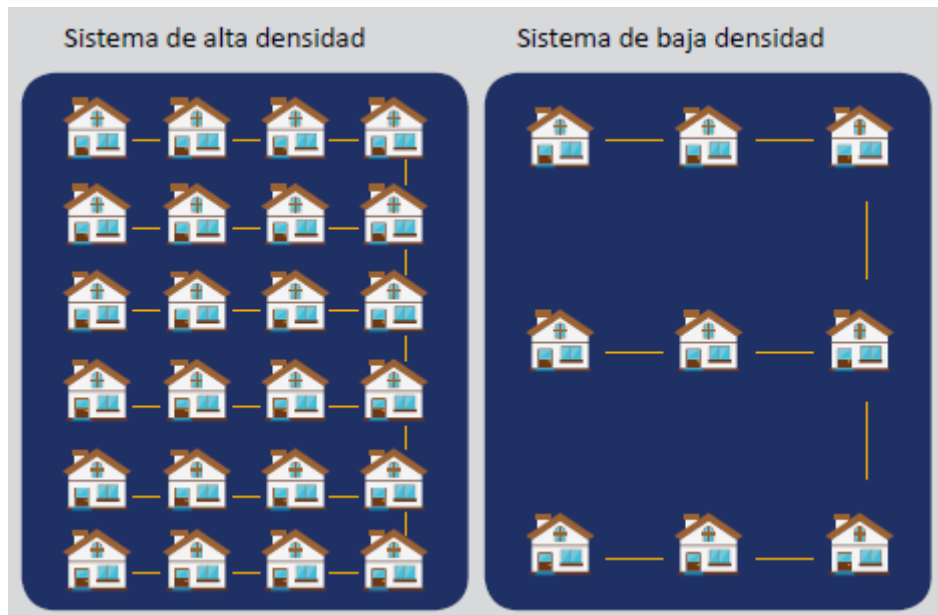
Las redes primarias transportan energía en media tensión desde una subestación de transformación de la transmisión hasta una subestación de transformación de la distribución, en este punto se trasfiere la energía eléctrica en las redes secundarias para que estas transporten la energía en baja tensión a los clientes finales.

En la distribución los precios que se cobran a los usuarios finales se fijan por energía y potencia. Según (Ruiz Roldán & Mimbela Jiménez, 2021), para cobrar la potencia se toma en cuenta la inversión que ha costado la construcción de las redes eléctricas para poder llegar hasta el usuario final y el costo es menor mientras más sean los usuarios en un mismo sector

(sistema de alta densidad) como se muestra en la figura 4; en cuanto a la energía, el usuario paga lo que le corresponde en relación a su consumo, el cual es determinado por un equipo de medición y no depende de la cantidad de usuarios, su regulación se fija en función de sectores típicos.

Figura 4

Densidad de los sistemas de distribución



Nota. Tomado de Tamayo et al (2016).

Según (Dammert et al, 2011), la densidad de los sistemas de distribución no está asociado solamente a la cercanía de los usuarios, también se asocia ciertos parámetros tales como los niveles de consumo eléctrico unitario.

1.1.4 Comercialización

La comercialización eléctrica es la actividad adicional del sistema eléctrico, está relacionada con la entrega de electricidad del punto de generación hasta los usuarios finales, esta actividad se divide en la comercialización de mercado mayorista (generadores y distribuidores) y comercialización de mercado minorista que según Tamayo et al (2016), *“en el Perú la actividad de la comercialización minorista se encuentra, a la fecha, integrada al segmento de distribución eléctrica”*.

Para (Ruiz Roldán & Mimbela Jiménez, 2021), la importancia de esta actividad se basa en tener un mercado potencialmente competitivo que permita que los consumidores finales obtengan mejores ofertas de los generadores.

Esta actividad del sistema eléctrico añade al modelo de mercado mayorista la opción de que los consumidores determinen quienes serán sus proveedores. El nivel de competencia

del mercado mayorista está determinado por los precios y la calidad del servicio que pueden ofrecer los comercializadores a los usuarios finales (regulados y libres).

Este modelo es útil que tanto los generadores, distribuidores, comercializadores y grandes clientes participen del mercado eléctrico mayorista.

1.1.5 Agentes del sistema eléctrico

En este apartado se hablará de los agentes económicos que se encuentran dentro del mundo de la generación y la compra de energía. Dentro de estos agentes (ver figura 5), está el Comité de Operación Económica del Sistema (COES) quien es el operador del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), el COES es quien determina el despacho de energía de los generadores que participan en el mercado.

Los generadores son quienes despachan energía hacia los distribuidores y clientes libres con los que tienen contratos, la energía que producen en exceso lo despachan hacia el COES, esta energía lo cobran al costo marginal (precio Spot), al no haber contratos las compras y ventas son multilaterales.

Según (Lozano et al, 2018), los generadores que forman parte del sistema eléctrico tienen competencia en igualdad de condiciones para así poder establecer contratos con las distribuidoras, los grandes clientes libres y su producción para ofertar en el mercado de corto plazo (spot) el cual es administrado por el COES.

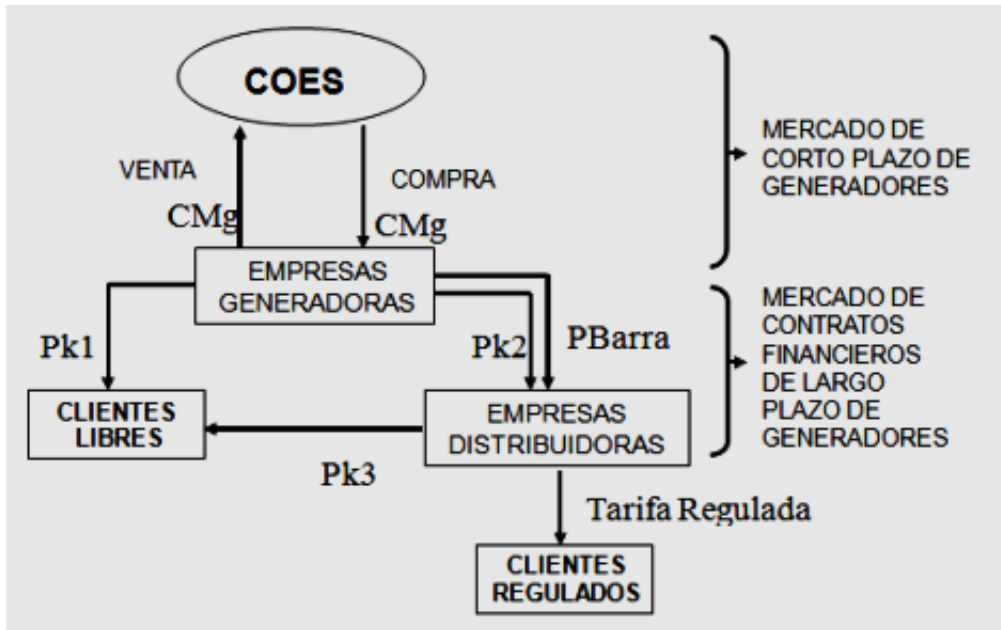
Los transmisores son los encargados de transportar la energía eléctrica desde las centrales generadoras hacia los distribuidores mediante líneas de alta tensión.

Los distribuidores y los grandes clientes libres se encuentran dentro de los contratos mayoristas y sus precios pactados con las generadoras son precios según los contratos bilaterales.

Por último, están los usuarios regulados y los clientes libres, que se encuentran dentro del mercado de contratos minoristas y sus precios son pactados con las distribuidoras con precios de contratos bilaterales. (Lozano et al, 2018) comenta que, los consumidores finales dentro de este modelo tienen la potestad de elegir sus suministradores, escogiendo las mejores ofertas de precios y calidad.

Figura 5

Agentes económicos y mercados



Nota: Tomado de Koc & Haro (2013).

Dentro de estos agentes económicos tenemos la actuación del MINEM (Ministerio de Energía y Minas) y el OSINERGMIN (Organismo Supervisor de la Inversión de Energía y Minería).

El MINEM es un ente que actúa como la máxima autoridad en el marco legal, la política energética y establece los objetivos dentro del sector eléctrico, es el que otorga las concesiones para los generadores, define el plan de transmisión nacional, define las zonas de concesión para los distribuidores y supervisa los planes de electrificación urbano y rural, en la comercialización actúa como supervisor de las transacciones dentro del mercado eléctrico.

El OSINERGMIN actúa como un ente regulador y supervisor, tiene como objetivo asegurar que los agentes cumplan con las normativas vigentes, que den un servicio de calidad y cobrando con precios justos, supervisa la operación técnica para las empresas generadoras, fija las tarifas de transmisión y regula las tarifas eléctricas.

1.2 Mercado eléctrico regulado

El sector eléctrico peruano funciona bajo un modelo desagregado el cual surge de las reformas de los años 90, en este periodo se empezó a reemplazar el monopolio estatal por un modelo potencialmente competitivo en la generación y la comercialización mayorista, dejando las actividades de transmisión y distribución como monopolios naturales regulados.

La Ley de Concesiones Eléctricas N° 25844 (LCE) de 1992, la cual fue aprobada mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM, es la que establece el marco normativo para las

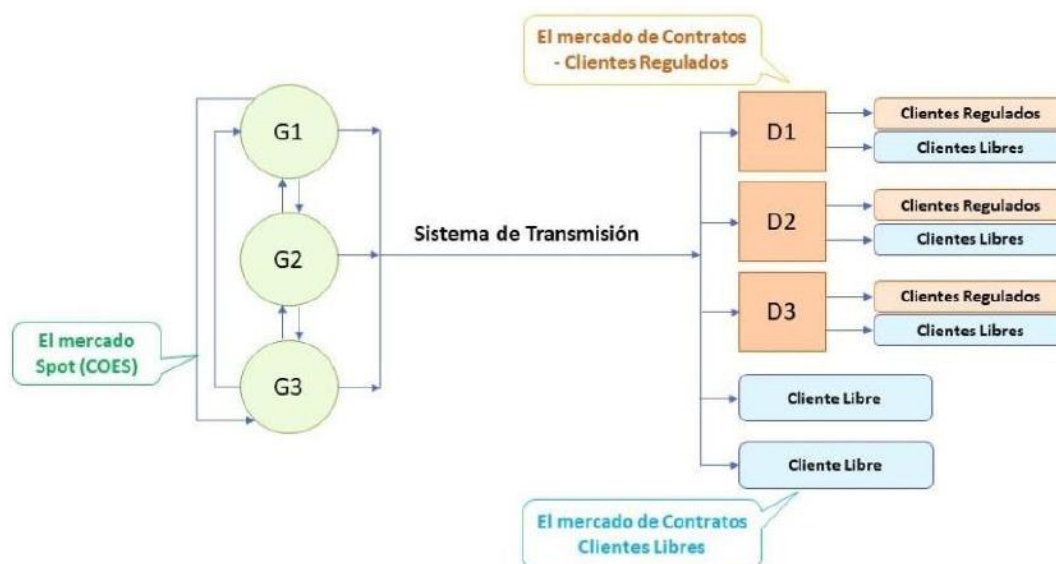
concesiones del sector eléctrico, años más adelante la Ley N° 28832 (Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica) del 2007, publicada con su Decreto Supremo N° 020-2007-EM, modelaron el mercado eléctrico dividiendo las actividades de generación, distribución y comercialización; además, establecieron las licitaciones públicas para la compra de energía eléctrica la cual sea utilizada por usuarios regulados.

Según (Melquiades Reyes, 2025), el mercado eléctrico regulado atiende a consumidores finales específicos, estos clientes están sujetos a los precios regulados por energía y potencia que consumen. Según la normativa vigente, Decreto Supremo N° 022-2009-EM y su modificación D.S. N° 018-2016-EM, los usuarios regulados son los que tiene una máxima demanda anual igual o menor a 200 kW. Además, menciona que existen los usuarios libres, su máxima demanda anual tiene que ser mayor a los 2500 kW, este tipo de usuarios no están sujetos a la regulación de precios y pueden contratar directamente con generadoras y distribuidoras, también menciona que existen clientes intermedios, los cuales pueden elegir régimen regulado o libre, estos clientes son los que tienen una máxima demanda anual entre los 200 kW y 2500 kW.

En la figura 6 se aprecia la estructura del mercado eléctrico peruano, podemos ver el mercado de contratos de clientes regulados, se aprecia claramente las actividades de generación, transmisión, distribución y como el mercado regulado atiende a un tipo específico de clientes (usuarios regulados); por otro lado, el mercado libre puede escoger firmar sus contratos con distribuidoras o directamente con generadoras.

Figura 6

Estructura de comercialización en el mercado eléctrico



Nota: Tomado de Ruiz Portal & Briceño Meza (2024).

Las distribuidoras operan como monopolios zonales con obligación de atender a todos los usuarios regulados de su área. Compran energía mediante contratos con generadoras y actúan como intermediarias.

Además, es preciso mencionar que existe un proyecto de Decreto Supremo que aprueba el reglamento de contrataciones de electricidad para el suministro de usuarios regulados; el cual busca implementar una modificación de la forma como se contrata el suministro de energía eléctrica.

La finalidad de este proyecto es actualizar el marco regulatorio que se aplican en los contratos de suministro de energía eléctrica de generador a distribuidor para atender a los usuarios regulados, estas actualizaciones buscan una concordancia con la Ley N° 28832 y corregir de manera reglamentaria las fallas regulatorias que incentivaron la creación de la Ley N° 32249 (Norma peruana que modifica la Ley N° 28832).

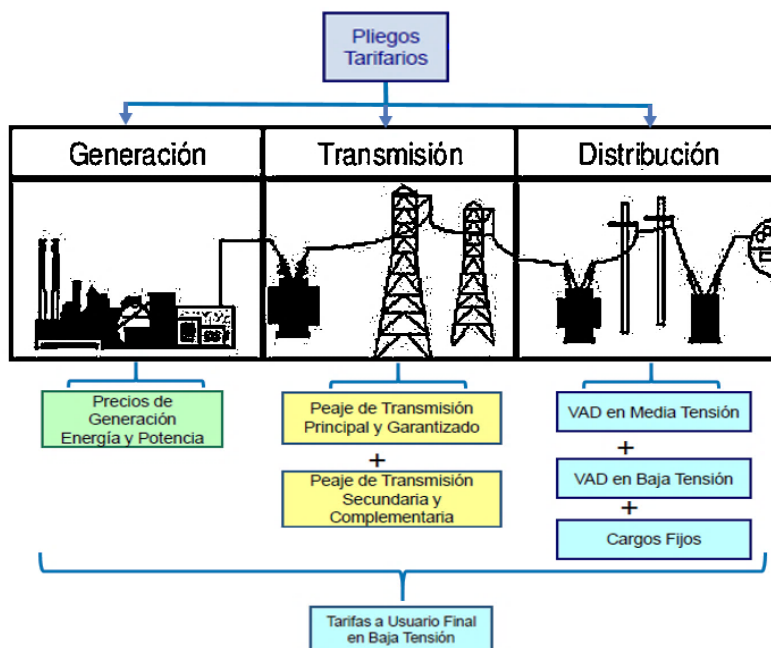
Este proyecto fundamenta que en la Ley N° 32249 existen fallas que impiden el cumplimiento de la Ley N° 28832; por ende, la normativa propuesta busca reformar el modelo de contratación, promoviendo que los contratos de suministro sean competitivos e incorporando nuevas empresas generadoras que incentiven a incrementar la competencia, busca reducir el riesgo de racionamiento de suministro de energía eléctrica para los usuarios regulados, por último, busca asegurar que los contratos de licitación tengan precios más competitivos a diferencia de los contratos sin licitación, los cuales se encuentran sujetos a los precios en barra.

1.3 Formación de la tarifa eléctrica

Las tarifas del mercado eléctrico peruano solo son fijadas en el mercado regulado, esta fijación se conforma por los precios a nivel de generación, los peajes de los sistemas de transmisión y el valor agregado de distribución según se muestra en la figura 7; por otro lado, para el mercado libre, contratan sus requerimientos directamente con las empresas generadoras o distribuidoras.

Figura 7

Formación de Tarifas Eléctricas



Los precios a nivel de generación (PNG) fueron creados por el Artículo 29 de la Ley N° 28832 “Ley para asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica” (julio 2006), con esta ley se busca aplicar un precio único a nivel de generación para todos los usuarios regulados que participan en el SEIN.

El PNG se determina promediando los precios de compra de energía de las distribuidoras, entre aquellas que tiene contratos provenientes de licitaciones, con las que no tienen contratos de licitaciones.

El PNG conlleva un modelo de compensación por medio de transferencias económicas, desde las distribuidoras que facturan a sus usuarios con precio a nivel de generación superior a sus precios de compra de energía, hacia las distribuidoras que facturan a sus usuarios con precios a nivel de generación inferiores a sus precios de compra de energía.

Por otro lado, los precios en barra a nivel de generación se actualizan cada año mediante un proceso que lo establece OSINERGMIN, el cual está determinado por el precio base de energía y potencia.

Según (Fiestas Chévez, 2018), el precio básico de energía es igual a los costos variables de las generadoras eléctricas y es calculado para cada barra del SEIN, es así como se reduce la volatilidad de los costos marginales; mientras que el precio básico de potencia es calculado en base a los costos de inversión, operación y mantenimiento de la generación.

Los peajes de transmisión definen su precio de la transmisión eléctrica, esta compensación del sistema de transmisión se calcula en base a los costos eficientes de

inversión, operación y mantenimiento, considerando un tiempo de 30 años y una tasa del 12 % (Fiestas Chévez, 2018).

Para la distribución, los costos son definidos en relación con el Valor Agregado de distribución (VAD), este VAD está vinculado al usuario final y no dependen de su consumo, también se vinculan con las pérdidas estándares de distribución y los costos de inversión, operación y mantenimiento; estos costos de VAD se calculan en base a sectores típicos en media tensión, baja tensión y cargos fijos.

Según (Osinerghmin, 2022), los sectores típicos de la distribución eléctrica se agrupan de la siguiente manera: sectores urbanos, se encuentran en la categoría de sectores típicos 1 (Urbanos con alta densidad de carga) y 2 (urbanos con media y baja densidad de carga); Sectores rurales, se encuentran en la categoría de sectores típicos 3 (Rurales de media densidad de carga) y 4 (Rurales de baja densidad de carga); por último, los sectores típicos SER, que según la R. D. N° 159-2021-MINEM/DGE, se clasifican de acuerdo con la Ley General de Electrificación Rural, Ley N° 28749 aprobada mediante D. S. N° 025-2007-EM.

1.3.1 Regulación de tarifa en barra

Las tarifas en barra son las tarifas administrativas las cuales son establecidas anualmente por el Osinerghmin, se utilizan para valorizar los consumos de electricidad de las distribuidoras a las generadoras, los cuales son mayores a los previstos en las licitaciones de largo plazo.

Estas tarifas corresponden a los precios de generación y transmisión los cuales son determinados y asignados para todas las barras o subestaciones de suministro. Las tarifas en barra tienen dos componentes, el precio básico de energía y el precio básico de potencia de punta (Ruiz Portal & Briceño Meza, 2024).

El precio básico de energía es el promedio ponderado de los costos marginales esperado de la producción de energía del sistema, correspondiente al programa de operación que minimice la suma del costo actualizado de operación y el costo de racionamiento para el periodo de estudio, una proyección de 24 meses y los 12 meses anteriores al 31 de marzo de cada año.

El precio básico de potencia es el costo de la unidad generadora más económica que se encuentra suministrando potencia adicional en las horas de máxima demanda anual del sistema eléctrico interconectado nacional.

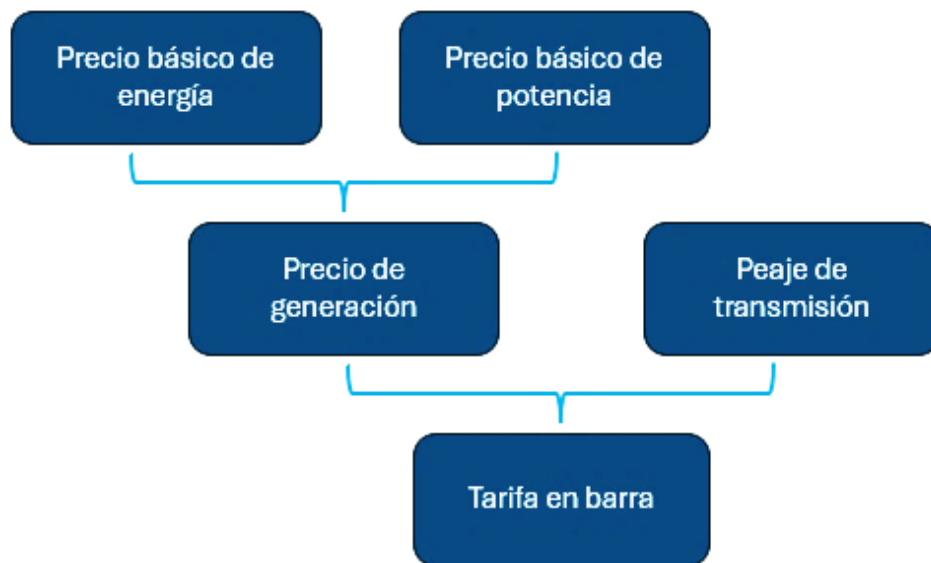
El artículo 45 de la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N° 25844, 1992), modificada por la Ley N° 28832 en 2006 menciona que: *“las ventas de electricidad a un distribuidor, destinadas al servicio público de electricidad se efectuaran en los puntos de entrega definidos en los respectivos contratos de suministros, conforme a lo establecido en el*

reglamento”, esta modificación ayuda a fijar los puntos de transferencia de energía para que se apliquen las tarifas en barra.

Como se muestra en la figura 8, se puede decir que la tarifa en barra para cada punto de suministro está compuesta por los costos de generación (está compuesto por los precios básicos de energía y potencia) y los costos de la transmisión (para el sistema principal y secundario de transmisión) de acuerdo con la Ley de Concesiones Eléctricas (Modificada con Ley 28832).

Figura 8

Formación de los precios en barra

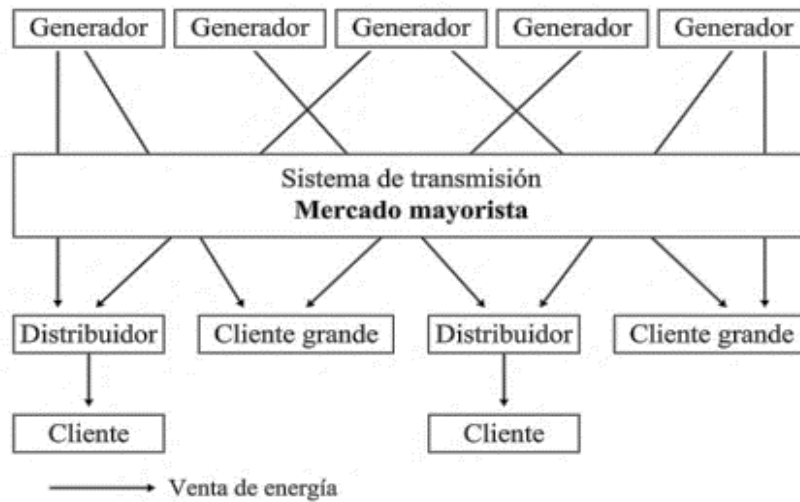


Nota: Adaptado de (Ruiz Portal & Briceño Meza, 2024)

1.3.2 Mercado mayorista de electricidad

Según Decreto Ley N° 25844 y su reglamento, los que participan de este mercado son las generadoras, los distribuidores y los clientes libres.

Según (Serna Santos, 2021), en este sistema todas las empresas generadoras compiten entre sí para vender energía eléctrica a los distribuidores y grandes clientes, este mercado se lleva a cabo antes de que la energía eléctrica llegue al usuario final. La figura 9 nos ilustra el modelo de competencia del mercado mayorista de electricidad.

Figura 9*Modelo de competencia mayorista*

Nota: Tomado de Serna Santos (2021).

En este mercado existen dos tipos de transacciones: los contratos bilaterales, en el que los participantes pactan precios y demandas de energía y potencia a mediano y largo plazo; y el mercado de corto plazo (spot), en el que los precios son calculados por el COES en relación con los costos marginales.

1.3.3 Costos marginales

Los costos marginales se definen como el costo variable del producto generador más caro que se encuentre operando para poder abastecer la demanda en un tiempo determinado, esto quiere decir que no corresponde a un solo valor en el mes, ni en el día, es un valor que varía a cada instante, corresponde al precio en el que se valoriza la inyección y retiros de todas las empresas generadoras del sistema eléctrico.

Según el artículo 105 del Decreto Supremo N° 026-2016-EM "Decreto Supremo que aprueba el Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad", el COES calcula el costo marginal de corto plazo en las barras de referencia del SEIN, en las cuales se producen entregas y retiros de energía.

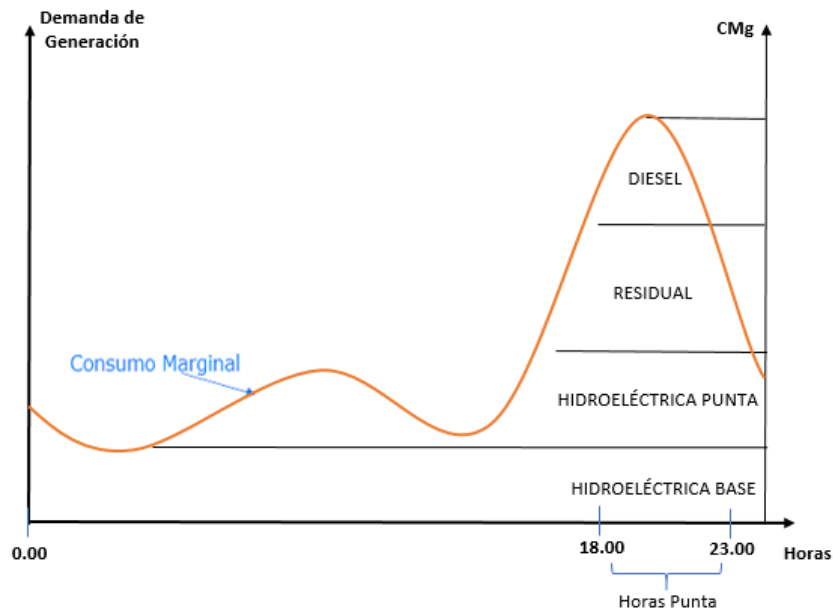
Según (Ruiz Roldán & Mimbela Jiménez, 2021) *"En el mercado eléctrico mayorista, el precio se define como el costo marginal. El COES establece el ingreso de tal o cual generador en función de sus costos por unidad de energía y potencia"*.

En la figura 10, se muestra la variación del costo marginal según las horas del día, en las primeras horas, alrededor de la 01:00 horas se consume energía hidroeléctrica base la cual es la energía más barata, si estamos a las 18:00 horas, y en este punto retiro una cantidad de energía en exceso sobre mi producción, ya se tiene que pagar un costo de energía residual, el cual es mucho más caro que el hidráulico; por último, si se tiene retiros en la hora punta del

sistema donde ya se sobrepasa la energía hidroeléctrica base, hidroeléctrica punta, residual y se está generando con combustible diésel para atender la demanda del sistema, esto es lo más caro que puede haber en el mercado de generación, se tiene que pagar a estos costos marginales.

Figura 10

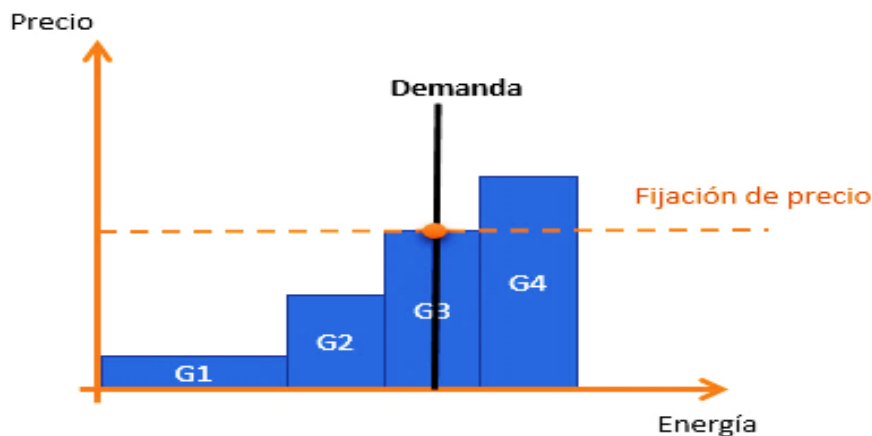
Costo marginal y la curva de carga del sistema



Otra manera de ver la variación del costo marginal es según la figura 11, en este gráfico se colocan las ofertas de los generadores para satisfacer una demanda específica, está operando el generador 1 (G1), generador 2 (G2) y generador 3 (G3), en este ejemplo se abastece la demanda con la mitad de capacidad del G3, con este costo se fija el precio en ese momento instantáneo de costo marginal, el cual es el costo del último generador que ingreso para atender la demanda en ese momento determinado.

Figura 11

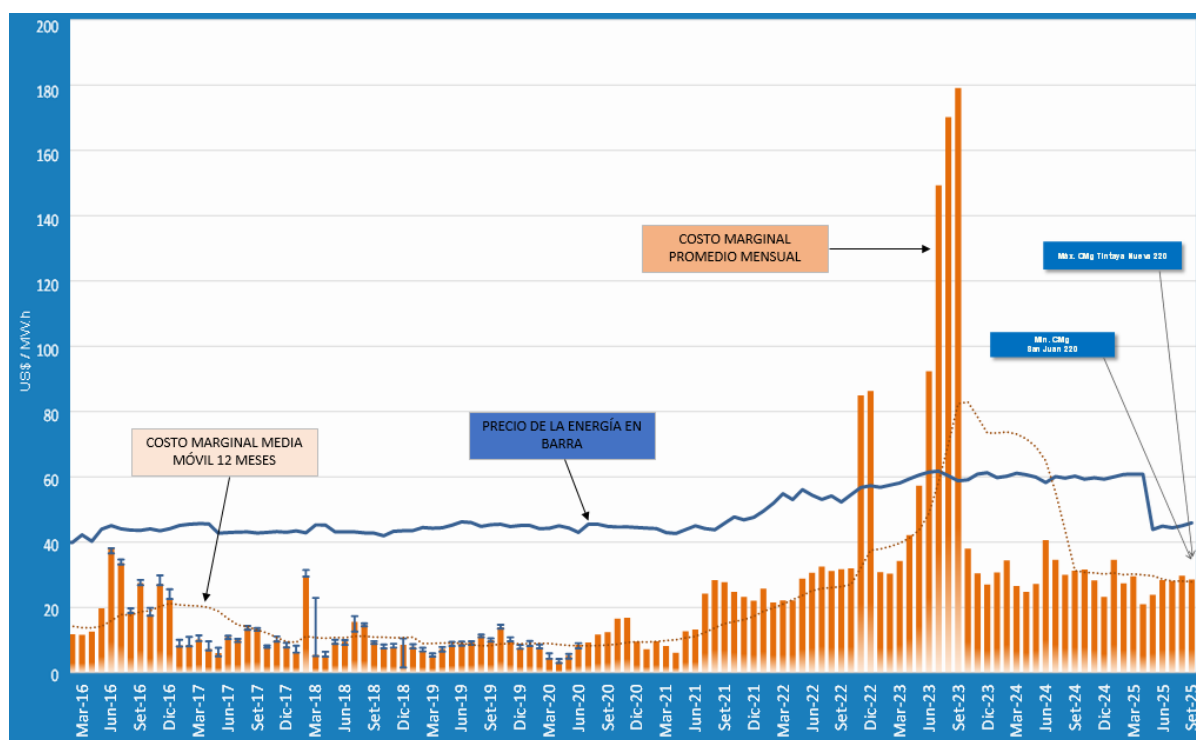
Costo marginal de corto plazo



La figura 12 nos muestra los costos marginales (CMg) de los últimos años, se puede apreciar cuan volátiles son en comparación con la tarifa en barra, los años 2018, 2019 y 2020 tuvieron una media anual estable; sin embargo, en el año 2021 los CMg empiezan a subir, en el mes de noviembre y diciembre del 2022 supero de manera significativa los precios en barra, pero para enero del 2023 volvió a bajar a un aproximado de 32 US\$/MWh, finalmente a partir de marzo del 2023, los CMg empezaron a subir hasta llegar a alcanzar un valor de casi los 180 US\$/MWh en setiembre del 2023, cuando el precio de tarifa en barra estaba a aproximadamente 60 US\$/MWh, existiendo una diferencia abismal, esto nos demuestra la volatilidad de los CMg, al depender de tantas variables del sistema eléctrico, si hay sequía, si hay humedad, etc., es una incertidumbre poder conocer cómo puede variar, es por eso que comprar energía directamente del COES a costos marginales es un peligro, ya que por buscar un beneficio económico se puede terminar perjudicado.

Figura 12

Costo Marginal promedio y precio de energía en barra regulado



Nota: Tomado del Portal COES, Costos Marginales (2025)

1.4 Características principales de los contratos de suministro

Los contratos de energía siempre se hacen en base a las barras de referencia del SEIN, ya que en estas barras es donde el OSINERGMIN fija los precios, en la figura 13 se muestran las líneas existentes del SEIN y los puntos de suministro (Barras de referencia).

Figura 13

Puntos de suministro en el SEIN

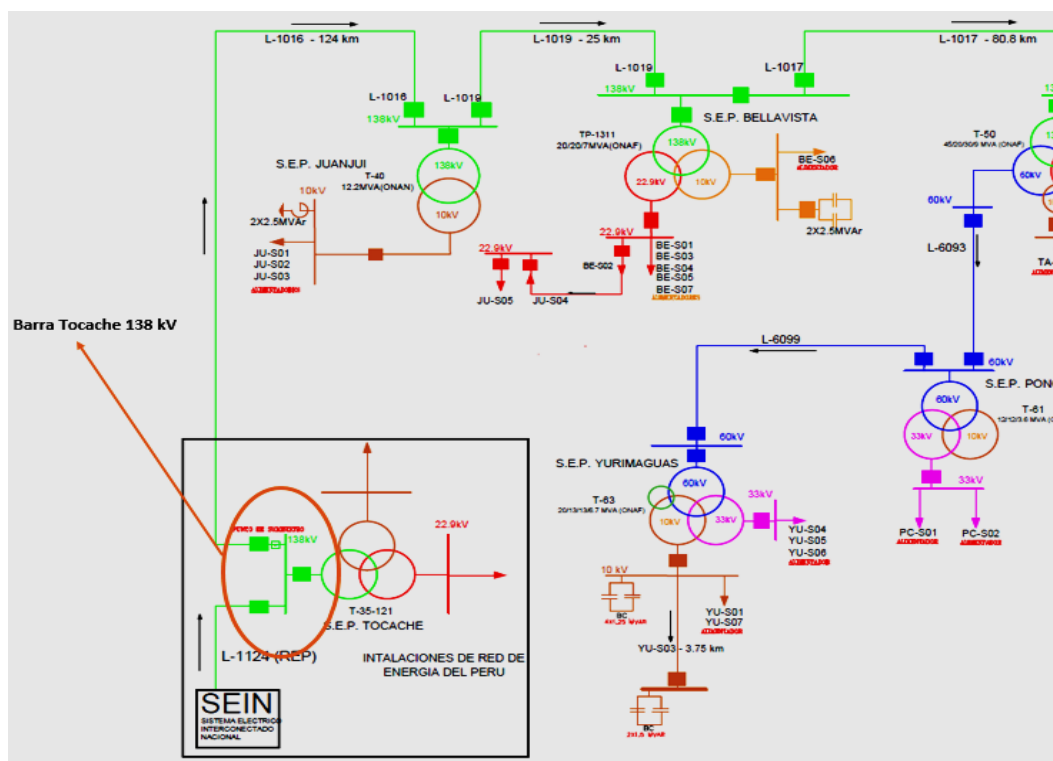


Nota: Adaptado del Portal COES, Mapa del SEIN (2025)

Del mismo modo, en la figura 14 se puede apreciar en el diagrama unifilar estas barras de referencia, las cuales son los puntos de entrega para la compra de energía.

Figura 14

Diagrama unifilar de punto de Suministro en el SEIN



Nota. Adaptado del Portal COES, Diagrama Unifilar (2025)

En todos los contratos por compra de energía se tiene la misma estructura, pueden existir diferencias en variaciones de precio, condiciones de contrato, etc., pero siempre siguiendo la misma estructura como se muestra en la tabla 1.

Tabla 1

Características principales de un Contrato de Suministro de Generador a Distribuidor

Características principales	Descripción
Objeto del Contrato	El Generador se obliga a suministrar a la Distribuidora en el punto de suministro una Potencia contratada y su Energía asociada
Plazo de vigencia	3 años, 5 años, 10 años
Características técnicas de suministro	NTCSE
Puntos de Suministro	Barras de referencia del SEIN
Potencia contratada y energía asociada	Nivel de Potencia Contratada Fija Nivel de Potencia Contratada Variable
Precios	Precios de Potencia Precios de Energía en Punta Precios de Energía en Fuera de Punta
Reajuste de precios	Formulas Polinómicas
Facturación de Potencia	Potencia Fija (take or pay) Potencia Variable

En cada contrato siempre va a ver un plazo de vigencia de contrato, siempre se establece que se cumpla con las normas técnicas de calidad, se menciona los puntos de suministro donde se despachara la energía y donde se realizara la medición, se pacta la potencia contratada fija y variable, se fijan los precios de potencia y energía (máximo las tarifas en barra), además se estipulan formulas polinómicas de reajuste de precios, para que las tarifas en barra estén sujetas a las fórmulas polinómicas con la finalidad de mantener un precio real de la energía por el tiempo que dure el contrato.

Existen contratos de licitación y bilaterales, los contratos bilaterales son cuando no han sido productos una licitación, esto quiere decir que no se han licitado por inversión ni se ha hecho con los procedimientos de licitación del Osinergmin, un contrato bilateral es un asunto pactado netamente entre distribuidor y generador, a diferencia de una licitación, la cual es

publica, debe tener unos términos de referencia que sea conocida por los postores y tiene que ser supervisado por Osinergmin.

1.4.1 Cláusulas take or pay y make up

La cláusula take or pay es una disposición contractual usada comúnmente en contratos de suministro, ya sean bienes o servicios. Estas cláusulas establecen obligaciones mínimas de pago, con esto el comprador se compromete a pagar una cantidad mínima por el servicio dentro del periodo contractual, muy independiente si el producto fue tomado o no.

Este esquema da una garantía al vendedor, se asegura con un ingreso mínimo, con esto minimiza el riesgo de variación en la demanda y respalda su financiamiento para asegurar el suministro.

La cláusula make up es una disposición contractual complementaria a la cláusula take or pay, para minimizar el riesgo de pérdidas hacia el comprador por demanda no tomado.

Esta cláusula da al comprador la oportunidad de recuperar el suministro no tomado y por el cual ya pago bajo clausulas take or pay, en un momento futuro dentro del plazo contractual.

Esta cláusula puede usarse en contratos de suministro eléctrico de largo plazo, para compensar obligaciones de pago que no fueron tomadas, todo esto con el fin de dar una mayor flexibilidad a los contratos.

1.5 Descripción de la problemática de los contratos de las empresas distribuidoras

En los contratos de compra de energía eléctrica de un generador a un distribuidor suelen presentarse ciertos problemas que afecten a ambas partes, a pesar de que los contratos son acuerdos que están regulados y estandarizados. En este trabajo se analiza el volumen de suministro en cuanto a las diferencias en la demanda real con la contratada.

Si el distribuidor contrata más energía de la prevista se generan costos adicionales por sobrecontratación, del mismo modo, si se compra menos de lo previsto se generan penalidades de subcontratación (retiros sin contrato).

1.5.1 Sobrecontratación de potencia y energía

La sobrecontratación de potencia y energía se da cuando una distribuidora contrata (en cada barra de referencia) más potencia y energía de la que realmente requiere para suministrar a sus clientes regulados, lo que genera costos innecesarios que afectan la eficiencia operativa (Melquiades Reyes, 2025).

Las empresas distribuidoras son las encargadas de proyectar su demanda a contratar, por lo que una sobrestimación de consumo deriva a una sobrecontratación de capacidad. Al ser los contratos por compra de energía regidos por el Decreto Ley N° 28832, estos establecen

precios fijos bajo el esquema “take or pay”, esto quiere decir que una distribuidora tiene que asumir los pagos aun si no ha consumido la demanda contratada fija.

1.5.2 Retiros sin contrato

Los retiros sin contrato se dan cuando un distribuidor retira energía del SEIN sin que este declarado en un contrato, estos retiros son valorizados al precio del mercado de corto plazo (spot), el cual es determinado por el COES.

La Resolución Osinermin N° 090-2019-OS/CD, establece como se valoriza la energía sin contrato mediante un factor de incentivo como se muestra en la figura 15, la resolución dice que si en un instante se tuvo un retiro sin contrato se tiene que pagar al costo marginal, sin embargo, como un incentivo a los generadores, dependiendo de cómo este el costo marginal en relación con la tarifa en barra, se puede aplicar el costo marginal o la tarifa en barra por el factor de incentivo (FI).

Figura 15

Fórmula de valorización de energía sin contrato

Artículo 3°.- Establecer el Factor de Incentivo al que se refiere el numeral 9.3 del Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad, aprobado mediante Decreto Supremo N° 026-2016-EM, conforme a la siguiente fórmula:

$$FI = \begin{cases} \frac{P_{BRG\text{Lima}}}{CMg}, & CMg < P_{BRG\text{Lima}} \\ 1, & CMg \geq P_{BRG\text{Lima}} \end{cases}$$

Donde:

FI : Factor de Incentivo

$P_{BRG\text{Lima}}$: Precio en Barra de Referencia de Generación Lima vigente para el mes de evaluación

CMg : Corresponde al CMg a los que se refiere y se determina de acuerdo al Procedimiento Técnico del COES N° 07 “Determinación de los Costos Marginales de Corto Plazo” durante el periodo del Retiro No Declarado.

El Factor de Incentivo será evaluado y modificado de ser el caso, por Osinermin, en el mes de noviembre cada dos (2) años. Los interesados, podrán remitir su propuesta debidamente sustentada, hasta el mes de setiembre previo. La primera revisión se efectuará en noviembre del 2021.

De no modificarse el Factor de Incentivo, el factor vigente regirá hasta el siguiente periodo de dos años. De existir solicitudes sustentadas dentro del plazo y no corresponda modificar el factor, la decisión del Consejo Directivo será comunicada a los solicitantes.

Nota: Tomado de Resolución Osinermin N° 090-2019-OS/CD

Esta problemática de sobrecontratación y retiros sin contratos tienen un impacto financiero significativo que afecta la eficiencia del sector, por lo que en el siguiente capítulo se realizara un análisis de causas técnicas y económicas para minimizar estos problemas en los contratos por compra de energía.

Capítulo 2

Análisis técnico y económico de los contratos de compra de energía

2.1 Análisis técnico

En este apartado se realiza un análisis técnico del suministro eléctrico del mercado regulado, se toma el ejemplo de un distribuidor el cual compra energía para su zona de concesión en cuatro barras de referencia del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, se aborda los contratos de suministro evaluando las condiciones técnicas y operativas para cubrir la demanda de la concesión cumpliendo con la normativa. Posteriormente, se evalúa la potencia contratada y la variabilidad de la demanda. Finalmente, se estudia los problemas técnicos de sobrecontratación de potencia y retiros sin contrato.

2.1.1 Puntos de suministro de un distribuidor en el SEIN

Un análisis técnico de los puntos de suministro es una actividad clave para evaluar la eficiencia de suministro eléctrico hacia los usuarios regulados de la concesión, la empresa distribuidora cuenta con cuatro puntos de suministro en el SEIN, en los cuales se recibe energía desde el sistema principal de transmisión.

Tabla 2

Puntos de Suministro en el SEIN

Puntos de Suministro	Nivel de Tensión (kV)	Barra de referencia en el SEIN
Barra 1	138	Barra de referencia 1 (138 kV)
Barra 2	138	Barra de referencia 2 (138 kV)
Barra 3	22.9	Barra de referencia 3 (220 kV)
Barra 4	138	Barra de referencia 4 (138 kV)

De manera técnica y operativa, cada barra presenta diferentes condiciones de operación en su sistema eléctrico según las siguientes características: el nivel de tensión, la capacidad de transformación y la configuración de la red.

El nivel de tensión determina la capacidad que tiene cada punto de suministro de transferencia de energía y las pérdidas de energía eléctrica. Las barras de mayor tensión permiten que la transferencia de energía sea mayor con menos pérdidas.

La capacidad de transformación depende de los equipos instalados y define la máxima demanda que se puede atender sin perjudicar la seguridad del suministro eléctrico.

La configuración de la red, el punto de suministro conectado a la barra de referencia de 220 kV nos da mayor confiabilidad por parte del sistema eléctrico interconectado nacional, conforme con los registros operativos del COES, presentan una disponibilidad del 99%. Las pérdidas y nivel de tensión dependen de la distancia entre la barra de generación y el punto de suministro.

Se tiene una potencia contratada total para el conjunto de puntos de suministro con su correspondiente energía asociada para el periodo contractual, los precios aplicables que se utilizan para la facturación del suministro eléctrico al distribuidor por parte del generador están referidos a la tarifa en barra en cada una de las barras de referencia de generación.

2.1.2 Contrato de suministro de generador a distribuidor

Como se menciona en el apartado anterior, los contratos se hacen en relación con las barras de referencia, para el caso de la barra 3 mencionadas líneas arriba, el sistema de medición se encuentra en una barra de MT a 22.9 kV, pero el precio en barra fijado por OSINERGMIN se encuentra en la barra de referencia 3 a tensión 220 kV.

En el contrato se menciona que la facturación será con precios en barra de referencia, entonces lo que se registre en la barra 3 a 22.9 kV se tiene que llevar al nivel de la barra de referencia 3 a 220 kV, considerando los factores de expansión de pérdidas medias de potencia y energía (Res. 129-2017-OS/CD y Res. 173-2017-OS/CD), para facturar con los precios en barra de referencia del SEIN fijado por Osinergmin.

En la tabla 1 se indican las características principales de un contrato de suministro de generador a distribuidor, la característica principal de los contratos en el mercado regulado son los precios, los cuales están limitados por las tarifas reguladas y fijadas por OSINERGMIN; sin embargo, puede haber negociaciones del distribuidor con el generador para que se fijen tarifas menores mediante porcentajes de descuento estipulados en el contrato. No se puede suscribir un contrato para el mercado regulado que fije precios de potencia y energía superiores a las tarifas en barra fijadas por OSINERGMIN (Art. 47 de la ley N° 25844, LCE).

En todos los contratos de suministro de energía se cobra potencia, la justificación de cobrar potencia se debe a que está relacionado con la capacidad de garantizar la atención de su demanda. Un generador para atender una demanda requiere poner a disposición del distribuidor parte de su capacidad de generación. Para el caso de la figura 16, se tiene un consumo de 100 MWh y su curva de carga es empinada en las horas punta, esta estructura nos da un factor de carga de aproximadamente 50%, esto implica que se contrata más potencia de la que realmente se usa la mayor parte del tiempo (horas fuera de punta). Por otro lado, para el caso de la figura 17, se tiene el mismo consumo de 100MWh, sin embargo, la curva de carga es más plana, esto nos da un factor de carga de aproximadamente el 80%, reduciendo la potencia que se usa.

En estos dos ejemplos se contrasta el requerimiento de potencia para atender una misma demanda de energía; para el primer caso se requiere de una capacidad mayor que para el segundo caso, ya que tiene una hora punta marcada; esta capacidad significa una inversión que pone el generador hacia el distribuidor, esta es la razón por la que en los contratos se estipula no solo un cobro de energía, sino que también un cobro de potencia.

Figura 16

Capacidad para atender la Demanda 1

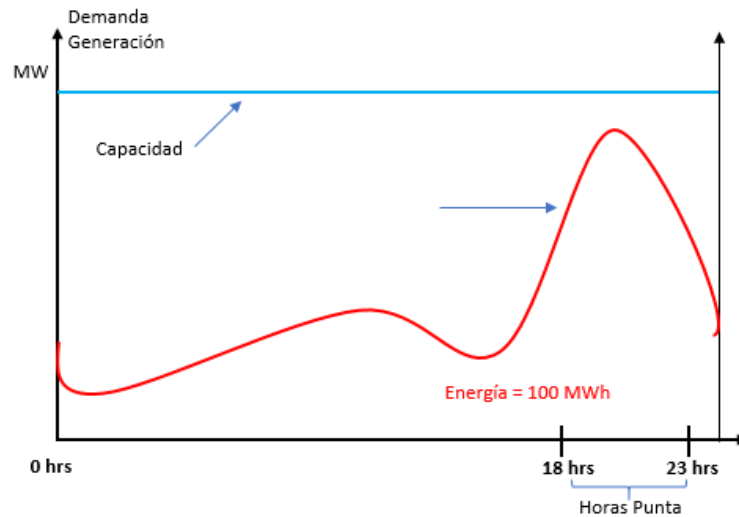
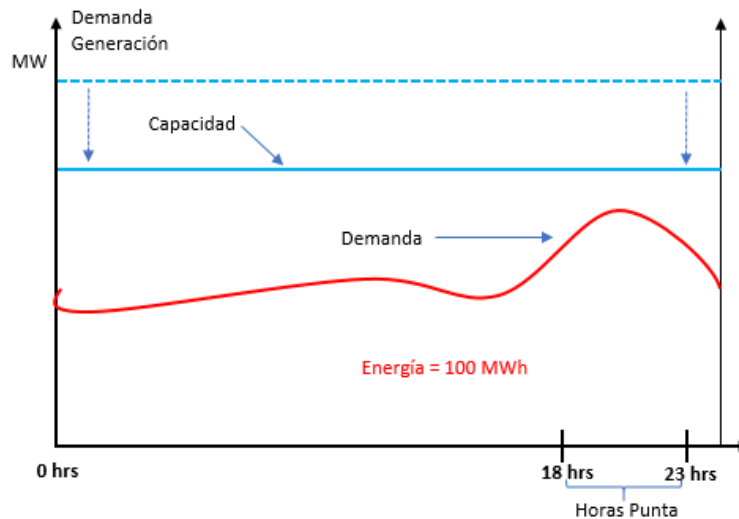


Figura 17

Capacidad para atender la Demanda 2



En los contratos se determina una potencia fija y una potencia variable. La potencia variable se paga si se usa, y la potencia fija determina un mínimo que siempre se paga. Esto es una cláusula muy importante en los contratos, ya que la empresa distribuidora está obligada a pagar la potencia fija; por lo que si esta potencia fija no se determina adecuadamente resulta

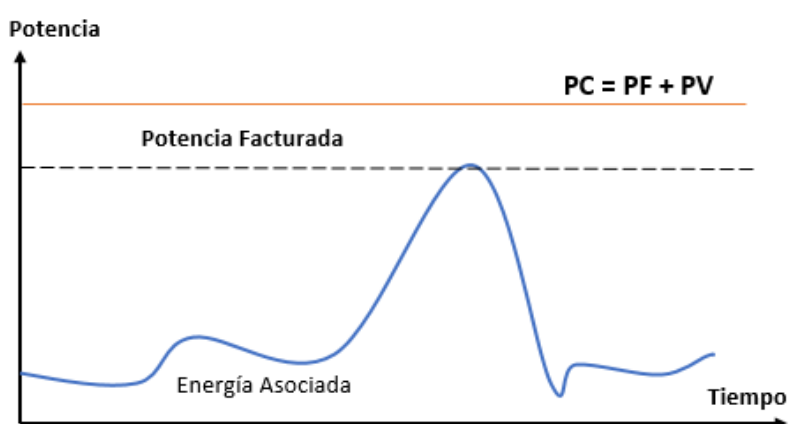
en un perjuicio económico, ya que la empresa distribuidora tendría que pagar sin que haya requerido esta potencia.

2.1.3 Evaluación de la potencia contratada

La potencia que se factura no puede exceder la potencia contratada, la cual se determina con la potencia fija más la potencia variable. En la figura 18 se ve una curva de carga con una demanda máxima menor a la potencia contratada, en este caso la distribuidora podría incrementar su demanda hasta igualar la potencia contratada, si supera la potencia contratada estaría consumiendo sin de contrato.

Figura 18

Curva de energía asociada a la potencia

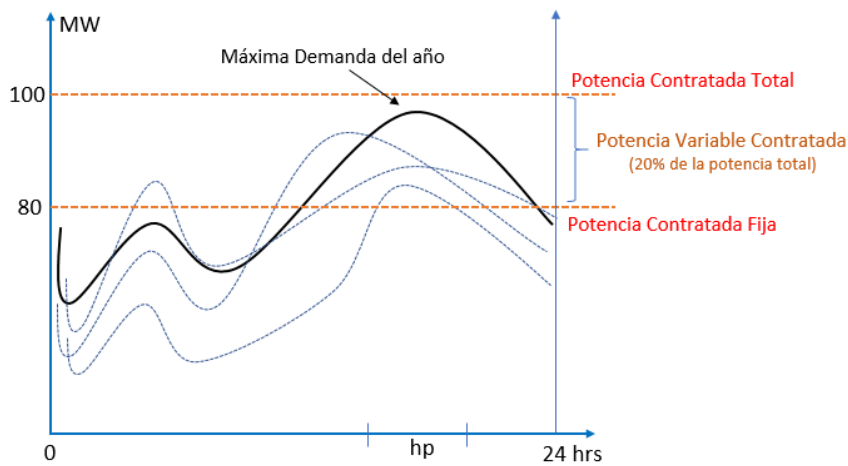


Los artículos 4 y 5 de la Ley N° 28832, mencionan que es facultad del distribuidor disponer los requerimientos y modalidades en sus contratos para la compra de potencia y energía, así como los plazos contractuales. La distribuidora debe prever la demanda para atender a los usuarios regulados, por lo que esta ley obliga a los distribuidores a evaluar su potencia contratada en función de su demanda.

2.1.3.1 Relación de potencia fija y potencia variable contratada. Los distribuidores son los encargados de estudiar su demanda estacionaria, ya que se puede tener una demanda contratada pero no todos los meses se llega a la misma capacidad. La figura 19 ilustra el comportamiento de la máxima demanda en distintos meses del año, se aprecia una variabilidad de demanda estacional, teniendo meses con mayor consumo que otros. Para determinar la potencia fija y la potencia variable a contratar se debe considerar esta variabilidad, garantizando la cobertura de la demanda de todos los meses sin tener la obligación de pagar una demanda fija que sea mayor a los meses de menor consumo.

Figura 19

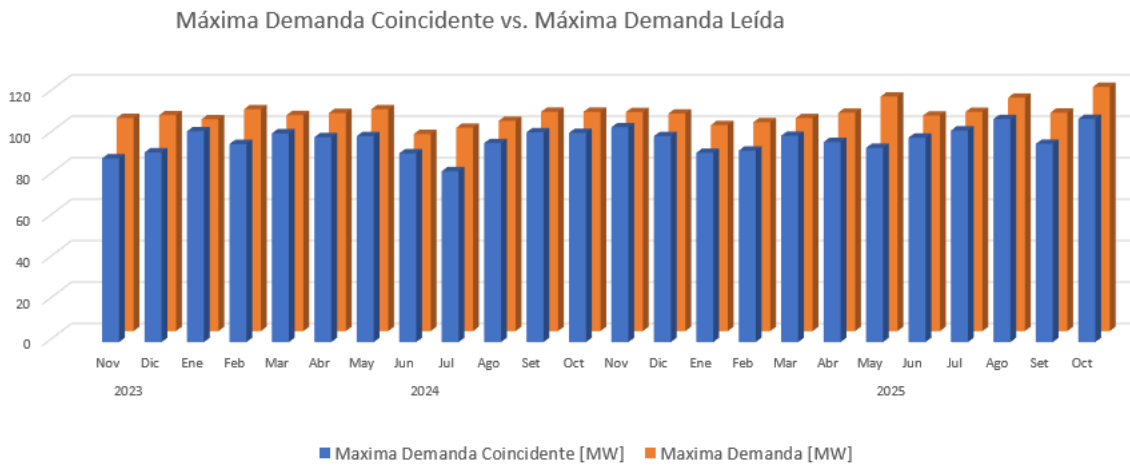
Potencia contratada fija y potencia contratada variable.



Con esto no se llegaría a pagar sobrepotencia, si no se hace este estudio estacional, en un mes del año la demanda puede estar por debajo de la potencia contratada fija, y se estaría pagando sobrepotencia, caso contrario, si en un mes se llega a estar por encima de la potencia contratada variable, se generaría los retiros sin contratos.

En el anexo de la resolución N° 006-2024-OS/CD (Licitación de suministro de energía eléctrica convocada por Enel Distribución Perú S.A.A), el cual fue elaborado en concordancia con la Norma “Procedimientos para licitaciones de largo plazo de suministro en el marco de la Ley N° 28832”, con el reglamento de licitaciones de suministro de electricidad y con el artículo 5.1 de la Ley N° 28832, en sus requerimientos del numeral 2.3.4 establece que la potencia contratada es referencial, ya que dicha demanda se disminuirá cuando la suma de potencias comprometidas por los distribuidores no supere en al menos 20%, esta disminución se hará hasta que se logre esta proporción mínima o hasta que alcance el 80% de la parte de la demanda correspondiente de los usuarios regulados.

Es importante tener en consideración que la potencia que se factura no es la máxima demanda del mes, la demanda que se factura es la máxima demanda coincidente con el SEIN, la cual siempre está por debajo de la máxima demanda leída del mes (Ver figura 20).

Figura 20*Demanda facturada vs. Máxima demanda leída*

2.1.3.2 Casos de sobrecontratación. Como se menciona anteriormente, la potencia contratada se hace por barra o conjunto de barras de referencia del SEIN, esta potencia contratada representa el compromiso que tienen las empresas distribuidoras para asegurar el suministro eléctrico a sus usuarios regulados, el artículo 4 de la Ley N° 28832 menciona que las distribuidoras deben licitar para contratar potencia y energía para abastecer de manera oportuna y eficiente su mercado regulado.

La sobrecontratación de potencia se da cuando la capacidad de la potencia contratada fija supera significativamente la capacidad de la demanda máxima que registra la distribuidora, para identificar casos de sobrecontratación, se tiene que hacer comparaciones de la potencia contratada y la máxima demanda registrada por la distribuidora durante periodos determinados.

Según (Chaparro Soto, 2020), en épocas de hidrología seca, la compra de energía en el mercado de corto plazo los precios son altos, por lo que, si en esta época se realiza una sobrecontratación, tanto la distribuidora como la generadora salen perjudicados, las empresas generadoras siempre y cuando no cuenten con la cláusula Take or Pay, ya que muchas veces para abastecer la demanda fija de sus contratos tienen que abastecerse comprando energía del mercado spot. En esta condición mediante contratos a precio establecido y adecuado, existe un nivel óptimo de contratación el cual reduce el riesgo que se presenta por la volatilidad de los costos marginales.

La tabla 3 nos muestra un ejemplo de las barras de referencia 1 y 2, de los cuales en un periodo determinado pagaron sobrepotencia a las generadoras, para el caso de la barra de referencia 1, tiene una potencia contratada fija de 34 MW, su demanda en un mes fue de 30 MW, la diferencia de 4 MW fue sobrecontratación; del mismo modo con la barra de referencia 2, tiene una potencia contratada fija de 29 MW, su demanda en un mes fue de 17 MW, la

diferencia de 12 MW fue sobrecontratación, la empresa distribuidora tiene que asumir estos montos de sobrecontratación aun si no se ha llegado a consumir la demanda contratada fija.

Tabla 3*Sobrecontratación en la barra 1 y 2*

Barra de Referencia	Potencia Contratada Fija (MW)	Demanda (MW)	Sobre Contratación (MW)
1	34	30	4
2	29	17	12

Para el mismo caso de la barra de referencia 2, se muestra un ejemplo claro de sobrecontratación, en la tabla 4 se ve que la distribuidora tiene contrato con 15 generadoras en la misma barra de referencia, en el cual, para un mes dado tuvo una potencia consumida de 6,684.28 kW y una energía total de 8,857,712.60 kWh.

Tabla 4*Caso de sobrepotencia en la barra de referencia 2*

MES: oct-17		BARRA DE REFERENCIA 2							
REPARTO									
Empresa	Potencia Consumida	P.C. Fija	P.C. Variable	P.C. Total	P.C. Variable Facturable	Potencia Total Facturable	% REPARTO	Reparto Potencia Consumida	Energía Total (kWh)
GENERADORA 1		1,743.00	348.00	2,091.00	-	1,743.00	5.97%	399.37	529221.99
GENERADORA 2		1,307.00	261.00	1,568.00	-	1,307.00	4.48%	299.47	396840.58
GENERADORA 3		1,743.00	348.00	2,091.00	-	1,743.00	5.97%	399.37	529221.99
GENERADORA 4		1,743.00	348.00	2,091.00	-	1,743.00	5.97%	399.37	529221.99
GENERADORA 5		1,743.00	348.00	2,091.00	-	1,743.00	5.97%	399.37	529221.99
GENERADORA 6		1,307.00	261.00	1,568.00	-	1,307.00	4.48%	299.47	396840.58
GENERADORA 7		436.00	87.00	523.00	-	436.00	1.49%	99.9	132381.4
GENERADORA 8	6,684.28	1,743.00	348.00	2,091.00	-	1,743.00	5.97%	399.37	529221.99
GENERADORA 9		1,307.00	261.00	1,568.00	-	1,307.00	4.48%	299.47	396840.58
GENERADORA 10		10,674.00	2,133.00	12,807.00	-	10,674.00	36.59%	2445.69	3240915.38
GENERADORA 11		1,307.00	261.00	1,568.00	-	1,307.00	4.48%	299.47	396840.58
GENERADORA 12		196.00	39.00	235.00	-	196.00	0.67%	44.91	59510.91
GENERADORA 13		784.00	157.00	941.00	-	784.00	2.69%	179.63	238043.63
GENERADORA 14		3,140.00	627.00	3,767.00	-	3,140.00	10.76%	719.45	953389.01
GENERADORA 15		-	16,561.26	16,561.26	-	-	-	-	-
Sin Contrato									
Total (Solo Contratos)		29,173.00	22,388.26	51,561.26	-	29,173.00	100.00%	6684.31	8,857,712.60

Según el ejemplo, la distribuidora tiene una potencia contratada de 51,561.00 kW, de los cuales 29,173.00 kW es potencia contratada fija, para el mes de ejemplo, tuvo una

demanda consumida de 6,684.28 kW, por lo que según el Decreto Ley N° 28832, cuando se establecen precios fijos bajo el esquema “take or pay”, se tiene que pagar si o si la potencia contratada fija, para este mes la distribuidora pago una sobrepotencia de 22,488.72 kW, ya que la potencia facturable fue de 29,173 kW (potencia contratada fija).

Del mismo modo, en este ejemplo la energía consumida es de 8,857,712.60 kWh el cual se reparte en función de la potencia facturable para todas las generadoras, como se tuvo sobrepotencia, la potencia fija se convierte en la potencia facturable, el % de reparto de la energía se da en relación de cuanta potencia se factura a cada generadora con el total. El gran problema en este mes de ejemplo no es la facturación de la energía, sino que se pagó demasiada sobrepotencia.

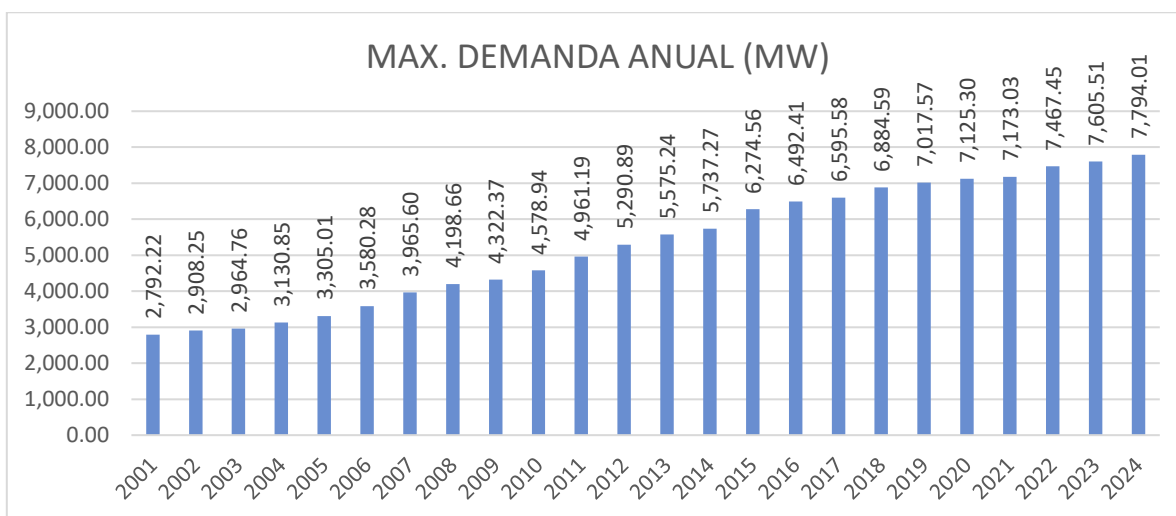
2.1.4 Variabilidad de la demanda

Según (Jiménez Cisneros, 2024), la máxima demanda coincidente (MDC) del SEIN se da en el horario de 18:30 a 20:00 horas en la mayoría de los casos, esta MDC representa la mayor exigencia de operación en el sistema eléctrico nacional. La demanda máxima de los concesionarios de distribución eléctrica nos permite evaluar el grado de similitud de picos de consumo con la demanda a nivel nacional, así como la frecuencia de su variabilidad de demanda.

En la figura 21 se puede apreciar cómo ha evolucionado la demanda máxima del SEIN en MW en el periodo 2001 al 2024, se ve un crecimiento estático de la demanda, mediante un estudio visual se puede corroborar que las tendencias futuras seguirán con un crecimiento estático.

Figura 21

Evolución de la máxima demanda 2001-2024 (MW)



Nota: Adaptado de Portal COES, Estadística Anual (2024).

Estudiar la variabilidad de la demanda y la coincidencia que tiene con la MDC del SEIN es de vital importancia para asegurar un buen servicio en el mercado regulado, para las distribuidoras, tener una variabilidad de demanda implica tener un riesgo operativo y económico, prever esta demanda es un pilar clave para la eficiencia, esto interviene directamente en la planificación de contratos de compra de energía y la garantía de calidad de suministro para los usuarios regulados.

En la tabla 5 se muestra el ejemplo de la variabilidad de demanda de dos barras de referencia en el SEIN, estas barras son los puntos de entrega de energía para una zona de concesión.

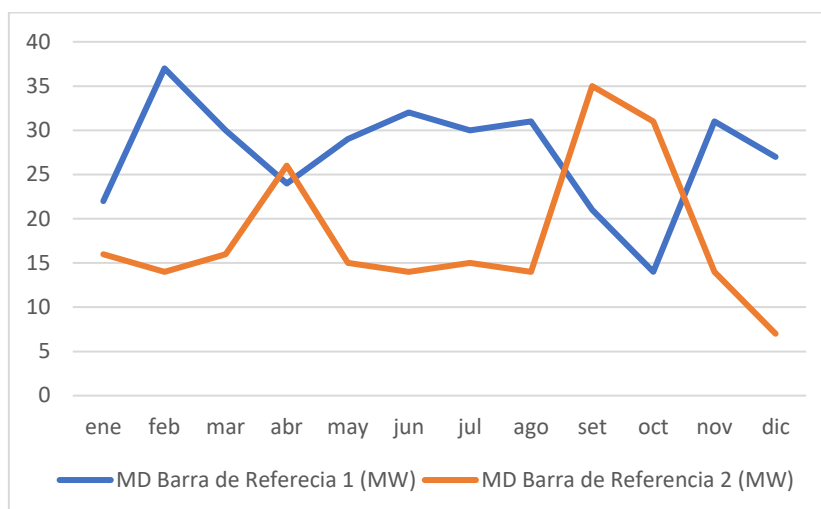
Tabla 5

Demandas mensuales

MES	MD Barra de Referencia 1 (MW)	MD Barra de Referencia 2 (MW)
ene	22	16
feb	37	14
mar	30	16
abr	24	26
may	29	15
jun	32	14
jul	30	15
ago	31	14
set	21	35
oct	14	31
nov	31	14
dic	27	7

Para el presente ejemplo, un mismo mercado está siendo atendido a través de dos barras en los cuales se tiene contrato con distintos generadores, como se menciona en la tabla 3, uno con potencia contratada fija de 34 MW y otro con potencia fija de 29 MW, por un tema de producción y flujo de energía hay momentos en el que la demanda de esta zona de concesión, en algunos meses se atiende bastante por la barra de referencia 1 y otras veces por la barra de referencia 2, por lo que se produce el fenómeno que se visualiza en la figura 22, en muchos meses de un año debido a esta variabilidad de demanda se paga sobrecontratación.

Tanto la potencia facturada de la barra de referencia 1 y la barra de referencia 2 son altamente variables, pero al mismo tiempo se complementan ya que atienden al mismo mercado, si sube la demanda en una de ellas, la otra baja en la misma magnitud.

Figura 22*Máxima demanda mensual*

Para poder minimizar el fenómeno que se visualiza en la figura 22, si se atiende un mismo mercado comprando energía y potencia en más de una barra de referencia del SEIN, es necesario tener un mismo contrato para todas las barras; con esto, si un mes una de estas barras aumenta su demanda, se compensa con la otra barra que bajo su demanda o viceversa, con esto nos evitamos el problema de pagar sobrecontratación.

2.1.5 Identificación de problemas técnicos

2.1.5.1 Sobrecontratación de potencia. Tener una sobrecontratación de potencia genera problemas técnicos, principalmente cuando no guarda relación con la demanda real o en muchos casos cuando la demanda del distribuidor se reduce, según (Melquiades Reyes, 2025), esta demanda reducida en muchos de los casos se debe por la migración de los grandes clientes hacia clientes libres.

Como se mencionó anteriormente, las empresas distribuidoras son los encargados de proyectar su demanda para hacer licitaciones a largo plazo, si se hace una sobreestimación sobre el consumo, es un error que deriva en la sobrecontratación, al estar los contratos de compra de energía regidos por la Ley N° 28832, los cuales establecen precios fijos, las empresas distribuidoras están obligados a pagar la totalidad de la potencia contratada fija así no se haya consumido. Según (Melquiades Reyes, 2025), estos costos de sobrecontratación al trasladarse a las tarifas mediante los precios a nivel de generación (PNG), finalmente son asumidos por los usuarios regulados, el cual hace que se incremente sus pagos por encima de los necesario (Ver tabla 6).

Según (Dammert et al, 2011), los contratos de suministro son rígidos, el cual resulta de licitaciones y tiene precios fijos y plazos largos, por lo general entre 8 a 12 años, estos contratos no se pueden modificar por el acuerdo tomado entre ambas partes, en caso se quiera efectuar alguna modificación tiene que existir una autorización por parte del

Osinermin. Un aspecto crítico que tiene la rigidez contractual es el mecanismo de traslado de beneficios, cuando las partes involucradas acuerdan reducir el precio contractual, la normativa obliga un reparto estricto de este beneficio.

Tabla 6

Mecanismos de traslado de beneficios.

Beneficiario	Porcentaje del beneficio	Mecanismo de Transferencia
Distribuidora	50%	Es formalizado mediante una resolución de compensación mensual emitido por Osinermin (Resolución N°084-2018-OS/CD), ejemplo en el anexo A.
Usuarios Regulados	50%	Es incorporado al cálculo de los precios a nivel de generación (PNG), el cual reduce directamente la tarifa.

Este es un esquema que busca proteger a los consumidores finales, como consecuencia limita el incentivo de las generadoras para renegociar los precios, ya que esto hace que solo puedan retener una mínima parte del descuento.

La obligación que tienen las distribuidoras para prever la demanda hace que se incremente el riesgo de sobrecontratación debido a que estas estimaciones y proyecciones no coinciden con la demanda real, para cubrir estos desajustes de proyecciones de demanda, la Ley N° 28832 contempla licitaciones de corto plazo, pero este es un mecanismo no utilizado ya que a la fecha no ha sido registrada ninguna licitación de corto plazo (OSINERGMIN, Licitaciones de Energía, 2024).

2.1.5.2 Retiros sin contrato. El principal agente involucrado en los retiros sin contrato son las empresas distribuidoras, estas están obligadas a garantizar el servicio eléctrico a todos sus usuarios regulados, incluso si no tiene contratos que cubran el 100% de su demanda total, toda potencia y energía que no esté declarada mediante un contrato es comprada de manera automática del mercado de corto plazo (mercado spot), en el cual los precios son a costos marginales.

Los consumos de energía sin contrato representan un problema financiero el cual es facturado por parte de los generadores hacia los distribuidores que realizaron el retiro sin contrato, el Osinermin y el COES son los encargados de regular y penalizar estas anomalías del sector eléctrico. Como se mencionó en el capítulo anterior, se aplica un factor de incentivo (FI) según la Resolución Osinermin N° 090-2019-OS/CD para valorizar estos retiros en el mercado spot, este factor tiene por objetivo desincentivar a las empresas distribuidoras que se abastezcan de energía del mercado spot de manera constante sin tener contratos que los respalden.

La principal preocupación de las distribuidoras con los retiros sin contrato es la económica y legal, pero a pesar de esto existen problemas técnicos y operativos los cuales afectan directamente a la planificación, la calidad de suministro y el equilibrio en el mercado eléctrico.

La falta de contratos de suministro genera incertidumbre en la operación del sistema, mucho más en épocas de sequías, esto obliga al sistema a tener una mayor dependencia de la operación del mercado de corto plazo, por lo que ante eventos inoportunos tales como sequías o escasez de combustibles, aumenta el riesgo de que el sistema no tenga un respaldo de potencia necesario.

Los costos de operación son mucho más elevados, el COES se encuentra obligado a despachar unidades de generación los cuales tiene costos elevados y demasiado volátiles, para mantener la continuidad del servicio eléctrico, el operador del sistema solicita que se enciendan centrales que funciona a diésel o gas, esto genera que los costos marginales se eleven.

Otro problema técnico es la planificación de la demanda, dificultad de gestión; a pesar de que los retiros sin contrato son medidos, la ausencia de contratos genera dificultad en la planificación tanto económica como operativa del COES para el corto y mediano plazo, esta falta contractual crea incertidumbre en los balances de potencia y energía del sistema eléctrico.

2.2 Análisis del impacto económico

Más allá de los problemas técnicos, la sobrecontratación y los retiros sin contrato han generado pérdidas millonarias en muchas empresas distribuidoras del país, generando un impacto económico cuantificable el cual repercute en la eficiencia de las concesionarias eléctricas.

2.2.1 Costos de sobrecontratación

Los costos de sobrecontratación tienen dos escenarios posibles de acuerdo a los contratos suscritos por compra de energía entre generador y distribuidor, el primero con un contrato de retiro firme, el segundo con la existencia de la cláusula como el *"take or pay"*, según la Ley N° 28832, los contratos resultantes de licitaciones obligados para abastecer a los usuarios están regulados en cuanto a los procedimientos, plazos, precios firmes, etc., por lo que incluir la cláusula *"take or pay"* queda sujeto a la negociación contractual.

Para el caso de los contratos de retiro firme, es la empresa generadora la que asume los costos de sobrecontratación, ya que la empresa distribuidora solo paga por la potencia y energía que ha consumido de la red, la energía no consumida que es excedente del contrato, el generador se encuentra en la obligación de inyectarlo en el mercado de corto plazo, el cual al tener precios muy volátiles, el precio de venta (CMg) puede ser menor a los precios pactados

en el contrato, por lo que el generador pierde esta diferencia de precio por cada MWh que excedió.

Si en una barra de referencia del SEIN la potencia contratada por la distribuidora es de 108 MW, pero el distribuidor solo retiró 90 MWh, se tiene una sobrecontratación de 18 MWh, si el precio pactado según contrato es el precio en barra que en ese momento puede estar en 50 USD/MWh, y el costo marginal para el mismo momento es de 27 USD/MWh, la empresa generadora vende el exceso de energía en el mercado spot a 27 USD/MWh, por lo que la pérdida por MWh sería de 23 \$/MWh, el cual asciende a una pérdida total de =Exceso de energía * Pérdida por MWh = (18 MWh*23\$/MWh) = \$ 414; para este caso, las empresas generadoras tienen pérdidas económicas directas a causa de la sobrecontratación.

Para el caso de contratos de largo plazo en los que se tiene la cláusula “*take or pay*”, son las empresas distribuidoras las que asumen el costo de sobrecontratación, según contrato se comprometen a pagar la potencia contratada fija, aun si esta no se ha usado, esto genera un impacto significativo para las distribuidoras, ya que si se consume menos de la cantidad mínima acordada, se debe de pagar la diferencia al precio pactado en los contratos, los generadores por su parte no se perjudican ya que reciben el importe completo, en este caso no se generan pérdidas económicas para las generadoras, ya que cualquier venta de excesos lo puede vender al mercado de corto plazo el cual es un ingreso adicional.

Los costos de sobrecontratación son mitigados mediante la cláusula “*take or pay*”, ya que según el Decreto Ley N° 28832, se establecen precios fijos bajo este esquema, el cual protege a las empresas generadoras de las pérdidas económicas.

2.2.2 Valorización de retiros sin contrato

Para poder comprender la valorización de los retiros sin contrato, en la tabla 7 se muestra un ejemplo de cuando ocurren los retiros sin contrato, para una distribuidora la cual tiene contrato de compra de energía en cuatro barras de referencia del SEIN, se tiene sus registros cada 15 minutos, para el caso de este ejemplo solo se muestran los registros cada 15 minutos de unas cuantas horas del día 9 de setiembre del 2025 (horas punta), estos valores son las demandas de retiro que se tiene en cada barra de referencia cada 15 minutos.

Suponiendo que se tiene una potencia contratada de 90 MW, se puede apreciar en las primeras filas y las últimas filas en las cuales son horas fuera de punta, que la demanda es cubierta, ya que se encuentra dentro del rango de la potencia contratada, sin embargo, al llegar las 18:45 horas del día 09 de setiembre el sistema de medición nos está marcando una demanda total de 95 MW, en este instante se está superando por 5 MW la potencia contratada, demanda que no se encuentra cubierta en el contrato, y así sucesivamente para 8 registros consecutivos en este día; así como este día del ejemplo, puede pasar en muchos más días del mes, todos estos excesos se juntan y se convierten en un retiro sin contrato.

Tabla 7

Registro de consumos de potencia cada 15 min.

	1	2	3	4	(A+B+C+D)	Excesos
00:15	Barra de Ref.	Barra de Ref.	Barra de Ref.	Barra de Ref.	Total - 2	
Dem. Max.	9,354.82	29,053.57	56,816.12	29,311.27	105,417.42	
9/09/2025 18:45	6,139.29	26,654.863	46,260.55	16,631.47	95,686.17	
Día	KW	KW	KW	KW	KW	
9/09/2025 16:45	2,925.33	18,928.94	44,788.40	14,419.83	81,062.50	
9/09/2025 17:00	2,905.12	18,542.59	44,172.53	14,007.06	79,627.29	
9/09/2025 17:15	2,978.20	18,422.52	44,559.95	13,461.82	79,422.49	
9/09/2025 17:30	3,064.03	18,687.49	43,779.35	12,982.96	78,513.83	
9/09/2025 17:45	3,334.28	19,346.70	39,876.28	12,240.37	74,797.63	
9/09/2025 18:00	3,895.46	19,849.91	38,018.10	11,926.91	73,690.37	
9/09/2025 18:15	4,747.34	21,740.45	38,172.64	13,043.00	77,703.43	
9/09/2025 18:30	5,608.75	24,393.55	43,120.55	15,158.37	88,281.22	
9/09/2025 18:45	6,139.29	26,654.86	46,260.55	16,631.47	95,686.17	5,686.17
9/09/2025 19:00	6,358.75	27,733.29	47,200.02	16,037.13	97,329.19	7,329.19
9/09/2025 19:15	6,395.58	27,670.14	46,777.73	16,709.56	97,553.00	7,553.00
9/09/2025 19:30	6,377.07	27,415.73	46,346.49	16,647.21	96,786.51	6,786.51
9/09/2025 19:45	6,322.30	27,164.65	45,677.30	16,483.34	95,647.59	5,647.59
9/09/2025 20:00	6,166.58	26,596.45	44,353.88	16,313.57	93,430.48	3,430.48
9/09/2025 20:15	5,891.22	26,349.18	42,900.41	15,996.48	91,137.30	1,137.30
9/09/2025 20:30	5,745.03	26,134.69	42,716.76	15,584.49	90,180.98	180.98
9/09/2025 20:45	5,552.86	25,101.00	41,496.12	15,141.17	87,291.16	
9/09/2025 21:00	5,278.81	24,136.98	39,698.74	14,673.49	83,788.02	
9/09/2025 21:15	5,004.01	23,181.09	39,133.90	14,174.61	81,493.61	
9/09/2025 21:30	4,674.06	22,922.03	37,813.39	13,645.16	79,054.64	
9/09/2025 21:45	4,353.83	22,102.07	36,245.77	13,046.46	75,748.13	
9/09/2025 22:00	4,096.98	21,089.99	35,028.63	12,448.41	72,664.01	
9/09/2025 22:15	3,740.11	19,640.83	35,160.21	11,794.94	70,336.09	
9/09/2025 22:30	3,419.14	18,175.09	37,283.25	11,114.46	69,991.94	
9/09/2025 22:45	3,089.38	16,845.91	36,664.57	10,597.56	67,197.42	

Para facturar estos retiros se toma en cuenta la Resolución Osinergmin N° 090-2019-OS/CD, esta resolución menciona como se debe de facturar un retiro sin contrato, la regla nos dice que en el momento en el que se dio el retiro sin contrato, se tiene que pagar al costo marginal de ese mismo instante, pero como un incentivo hacia los generadores, dependiendo de cómo este el costo marginal con respecto a la tarifa en barra, se aplicará la tarifa en barra o el costo marginal.

El COES mensualmente publica las liquidaciones del MME (Mercado Mayorista de Electricidad), en la figura 23 podemos apreciar la publicación de las liquidaciones VTEA (Valorización de Transferencia de Energía Activa), cuando existen retiros sin contrato de

cualquier empresa distribuidora, en este portal se puede encontrar de forma pública la información de estas liquidaciones, para posteriormente proceder con sus valorizaciones.

Figura 23

Publicación de las liquidaciones de VTEA

<input type="checkbox"/>	Nombre	Fecha de Publicación	Tamaño
<input type="checkbox"/>	ReporteFormatoEntregaRetiro cada15min 0923-R1.xlsx		105,063.57 KB
<input type="checkbox"/>	Resumen_cuadros-0923-R1.xlsx		454.61 KB
<input type="checkbox"/>	RetiroNoDeclarado_09.23-R1.xlsx		42,888.99 KB
<input type="checkbox"/>	Saldo 0923-R1.xlsx		48.33 KB

Nota. Tomado de Portal COES

Como se mencionó en el capítulo anterior y según la figura 15 (Formula de valorización de energía sin contrato), la valorización de los retiros sin contrato se hacen mediante un factor de incentivo (FI), al costo marginal del momento en el que se produce el retiro sin contrato se le aplica el FI, si en el momento en el que se dio el retiro sin contrato, el costo marginal está por debajo de la tarifa en barra es valorizada con el costo marginal multiplicado por el FI (tarifa en barra dividido por el costo marginal), en otras palabras, si el costo marginal está por debajo de la tarifa en barra se cobra la tarifa en barra. En su defecto, si en el momento que se dio el retiro sin contrato, el costo marginal está por encima de la tarifa en barra se cobra al costo marginal, el cual suele ser muy volátil y depende de varios factores.

Para la valorización de los retiros sin contrato se siguen los pasos detallados en la tabla 8, toda esta información se obtiene del portal COES, Liquidaciones del MME > Mercado de Corto Plazo > Liquidaciones VTEA > Año > Mes.

Tabla 8

Valorización de los retiros sin contrato

ITEM	PASOS PARA VALORIZACIÓN
1	Reparto de los retiros no declarados
2	Precio en Barra de Referencia de Generación (BRG) Lima del mes
3	Retiros no declarados del mes
4	Retiros no declarados del mes multiplicado por el Factor de Proporción asignado a cada Generadora
5	Costos marginales por barra del mes
6	Factor de Incentivo del mes
7	Cálculo de la valorización del mes: (Ítem 4)*(Ítem 5)*1000*(Ítem 6)
8	Resumen de la valorización de los Retiros de energía y potencia no declarados del mes

Dentro de los reportes mensuales, en el archivo Excel resumen cuadros > Cuadro N° 5 se encuentra el reparto de retiros no declarados (ver figura 24) y el Factor de Proporción (ver figura 25) asignado a cada Generadora, en el archivo Excel retiro no declarado se encuentran los retiros no declarados del mes por barras de referencia y cada 15 min (ver figura 26), como paso 4 se multiplican los retiros no declarados por el factor de proporción (ver figura 27), los costos marginales se obtienen de los reportes mensuales Liquidaciones del MME > Mercado de Corto Plazo > CMGs – Tarifas de la Energía en barra en S/. /kWh (ver figura 28), como paso 6 se tiene que obtener los factores de incentivo los cuales son actualizados cada dos años de acuerdo con la fórmula de la figura 29 de la Resolución Osinergmin N° 090-2019-OS/CD, por último, la valorización del mes del retiro sin contrato se calcula de acuerdo con el ítem 7 de la Tabla 8 (ver figura 30).

Figura 24

Reparto de Retiros no Declarados



**CUADRO N° 05
COES/D/DO/SME-INF-183-2022
REPARTO DE LOS RETIROS NO DECLARADOS
2022.Setiembre**

CLIENTE BARRA DE TRANSFERENCIA ENTREGA/RETIRO	MINERA QUIRUVILCA	ENEL DISTRIBUCION PERU	ENEL DISTRIBUCION PERU
	TRUJILLO 220 UR00003RNC	ASIA 220 UR00044RNC	SANTA ROSA 220 UR00045RNC
ENERGÍA (MW.h)	107.20	1.58	59.24
VALORIZACIÓN* S/.	14,218.36	193.74	8,127.89
EMPRESAS	VALORIZACIÓN S/.	VALORIZACIÓN S/.	VALORIZACIÓN S/.
AGROINDUSTRIAS SAN JACINTO S.A.A.	8.87	0.12	5.07
AGROAURORA S.A.C.	12.53	0.17	7.16
CELEPSA	28.76	0.39	16.44
CHINANGO S.A.C.	738.48	10.06	422.15
EGEMSA	1,106.10	15.07	632.30
EGESUR	223.85	3.05	127.97
ATRIA ENERGIA S.A.C.	36.93	0.50	21.11
ELECTRICA YANAPAMPA SAC	2.83	0.04	1.62
EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA RIO BAÑOS S.A.C.	8.98	0.12	5.13
EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA SANTA ANA S.A.C.	29.27	0.40	16.73
EMPRESA DE GENERACION HUALLAGA	430.33	5.86	246.00
EMPRESA DE GENERACION HUANZA	98.21	1.34	56.14
ENEL GENERACION PIURA S.A.	797.10	10.86	455.66
ENEL GREEN POWER PERU S.A.C	37.65	0.51	21.52
FENIX POWER PERÚ	1,487.20	20.26	850.15
MAJES ARCUS S.A.C.	12.04	0.16	6.88
HIDROCAÑETE S.A.	0.49	0.01	0.28
HIDROELECTRICA HUANCHOR S.A.C.	9.59	0.13	5.48
INLAND ENERGY SAC	12.04	0.16	6.89
KALLPA GENERACION S.A.	3,071.78	41.86	1,755.97
PARQUE EOLICO MARCONA S.A.C.	22.01	0.30	12.58
PARQUE EOLICO TRES HERMANAS S.A.C.	98.90	1.35	56.54
SAN GABAN	210.02	2.86	120.06
TACNA SOLAR SAC.	1.44	0.02	0.82
TERMOCHILCA	3,137.43	42.75	1,793.50
TERMOSELVA	1,532.50	20.88	876.05
LA VIRGEN	690.06	9.40	394.47
GENERADORA DE ENERGÍA DEL PERÚ	0.01	0.00	0.01

"Retiro No Declarado: Corresponde a un consumo en el MCP no cubierto." - Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES.

Nota. Tomado del Portal COES, Liquidaciones VTEA

Figura 27*Retiro no declarado por factor de Proporción*

Factor de Proporción		DISTRIBUIDORA	DISTRIBUIDORA	DISTRIBUIDORA
0.291306898		BARRA 1	BARRA 2	BARRA 3
		UR00166RNC	UR00167RNC	UR00168RNC
		MWh	MWh	MWh
01/09/2023 0:15	1	0.139831547	0.220513528	0.023180859
01/09/2023 0:30	2	0.133283813	0.21681887	0.021847838
01/09/2023 0:45	3	0.128184921	0.213465348	0.020562328
01/09/2023 1:00	4	0.125194496	0.207428228	0.019735259
01/09/2023 1:15	5	0.124208584	0.202947793	0.01873044
01/09/2023 1:30	6	0.120656771	0.204388486	0.018180311
01/09/2023 1:45	7	0.118340666	0.200493306	0.017353241
01/09/2023 2:00	8	0.114981211	0.199311507	0.017081928
01/09/2023 2:15	9	0.11136312	0.195284616	0.016984613
01/09/2023 2:30	10	0.111547423	0.194530754	0.016438235
01/09/2023 2:45	11	0.110374637	0.192447068	0.016252983
01/09/2023 3:00	12	0.108372479	0.188018814	0.015794542
01/09/2023 3:15	13	0.108772347	0.187492901	0.015798293
Potencia		kW	kW	kW
28/09/2023 19:00		1043.619177	1463.721427	270.7752277

Figura 28*Costos Marginales*

		BARRA 1	BARRA 2	BARRA 3
		S/ /kWh	S/ /kWh	S/ /kWh
01/09/2023 0:15	1	0.858669516	0.879588052	0.868067811
01/09/2023 0:30	2	0.858669516	0.879588052	0.868067811
01/09/2023 0:45	3	0.849260858	0.869508643	0.858370317
01/09/2023 1:00	4	0.849260858	0.869508643	0.858370317
01/09/2023 1:15	5	0.851260319	0.871079239	0.860018951
01/09/2023 1:30	6	0.851260319	0.871079239	0.860018951
01/09/2023 1:45	7	0.847112735	0.866952756	0.856159703
01/09/2023 2:00	8	0.847112735	0.866952756	0.856159703
01/09/2023 2:15	9	0.848653519	0.8682391	0.857416585
01/09/2023 2:30	10	0.848653519	0.8682391	0.857416585
01/09/2023 2:45	11	0.852110504	0.871005137	0.860214672
01/09/2023 3:00	12	0.852110504	0.871005137	0.860214672
01/09/2023 3:15	13	0.847281955	0.865452572	0.854801766
01/09/2023 3:30	14	0.847281955	0.865452572	0.854801766
01/09/2023 3:45	15	0.847806934	0.865747618	0.85516659
01/09/2023 4:00	16	0.847806934	0.865747618	0.85516659
01/09/2023 4:15	17	0.850297475	0.869579292	0.858718158
01/09/2023 4:30	18	0.850297475	0.869579292	0.858718158

Figura 29*Formula de Factor de Incentivo*

Artículo 3°.- Establecer el Factor de Incentivo al que se refiere el numeral 9.3 del Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad, aprobado mediante Decreto Supremo N° 026-2016-EM, conforme a la siguiente fórmula:

$$FI = \begin{cases} \frac{P_{BRG\text{Lima}}}{CMg}, & CMg < P_{BRG\text{Lima}} \\ 1, & CMg \geq P_{BRG\text{Lima}} \end{cases}$$

Nota. Tomado de Resolución Osinergmin N° 090-2019-OS/CD

Figura 30*Cálculo de valorización del mes*

		BARRA 1	BARRA 2	BARRA 3
		S/	S/	S/
01/09/2023 0:15	1	120.0690872	193.9610645	20.12255787
01/09/2023 0:30	2	114.4467469	190.7112872	18.96540494
01/09/2023 0:45	3	108.8624361	185.6099651	17.65009202
01/09/2023 1:00	4	106.3227849	180.3606368	16.94016048
01/09/2023 1:15	5	105.7338387	176.7836091	16.10853308
01/09/2023 1:30	6	102.7103212	178.0385673	15.63541161
01/09/2023 1:45	7	100.2478852	173.8182246	14.85714607
01/09/2023 2:00	8	97.40204793	172.79366	14.62485815
01/09/2023 2:15	9	94.50870395	169.5537389	14.56288917
01/09/2023 2:30	10	94.66511314	168.8992065	14.09441532
01/09/2023 2:45	11	94.05138745	167.6223844	13.98105465
01/09/2023 3:00	12	92.34532759	163.7653532	13.58669703
01/09/2023 3:15	13	92.16084659	162.2662134	13.50440883
Potencia		S/	S/	S/
28/09/2023 19:00		58,394.67	81,901.07	15,150.96
Potencia		S/ 22,719.59	S/ 31,865.22	S/ 5,894.78
Energía		394,760.98	610,451.11	72,300.43
Peaje PCSPT		S/ 35,675.08	S/ 50,035.85	S/ 9,256.18

Esta valorización no se aplica a toda la factura del mes, solo es de los momentos cada 15 minutos en los que se superó la demanda contratada, ya que lo demás está cubierto con un contrato, por esta razón es necesario que toda la energía esté cubierta con un contrato, y mucho mejor si se pactan descuentos a la tarifa en barra, con esto se tiene asegurado de que pase lo que pase con la volatilidad del costo marginal, será asumido por el generador y no la distribuidora.

Para el mes de setiembre del año 2023, la distribuidora tuvo retiros no declarados el cual fue valorizado y repartido por todas las generadoras las cuales se encontraban inyectando energía al SEIN, en la figura 30 se puede ver la valorización de una generadora a la cual se tuvo que realizar el pago de más de 1 millón de soles por energía, potencia y peaje PCSPT, estos

retiros no declarados contractualmente se dieron en casi todos los meses del año 2023, lo que resulto en pérdidas millonarias para la distribuidora.

2.2.3 *Perdidas por demanda no utilizada*

Para visualizar el impacto de las perdidas por demanda no utilizada, vamos a tomar los datos de la tabla 5, este es el caso de una distribuidora en el año 2017, la cual tuvo distintos contratos por cada barra de referencia para atender un mismo mercado, en el cual, la potencia contratada fija para la barra de referencia 1 fue de 34 MW y para la barra de referencia 2 fue de 29 MW, en la tabla 9 se detalla las máximas demandas coincidentes con el SEIN y las sobrecontrataciones. Al existir en estos contratos las cláusulas “*Take or Pay*”, en los meses en los que no se cubrió la demanda contratada fija, esta fue la potencia facturada. Según los datos de la tabla, se tiene proyecciones de demanda con margen de error anual de 20.34 % en la barra de referencia 1 y 39.94 % en la barra de referencia 2.

Tabla 9

Sobrecontratación mensual del año 2017 en dos barras de referencia del SEIN.

MES	Potencia Contratada Fija (MW)		MDC Barra de Referencia	
	34	29	Referencia 1 (MW)	Referencia 2 (MW)
Ene			22	16
Feb			37	14
Mar			30	16
Abr			24	26
May			29	15
Jun			32	14
Jul			30	15
Ago			31	14
Set			21	35
Oct			14	31
Nov			31	14
Dic			27	7

Para el análisis y cuantificar las perdidas reales, vamos a tomar las tarifas en barra correspondientes a los meses del año 2017, los cuales se encuentran publicados en el portal del Osinergmin (Anexo B).

Osinergmin publica los pliegos tarifarios los 4 de cada mes, por lo que entran en vigor el cuatro de cada mes. Para realizar la facturación de un mes completo, se tiene que realizar la facturación mensual con dos pliegos, los tres primeros días consumidos, con el pliego del mes anterior, y los días restantes, con el pliego que entró en vigor del mes consumido, según el ejemplo de la tabla 10.

Tabla 10*Ponderación de pliegos tarifarios.*

Barra de referencia 1 138 kV		Tarifas		
		Del 01 al 03	Del 04 al 30	Del 01 al 30
Potencia	kW			22.39
Energía en HP	kWh	18.54	18.54	18.54
Energía en HFP	kWh	17.18	17.18	17.18
Total, Energía	kWh			17.48
Potencia peaje (PCSPT)	kW			37.779

Para el año 2017, se detallan los precios de potencia según la tabla 11, con estos valores se determinará las pérdidas por demanda no utilizada que tuvo la distribuidora en este año, como se puede apreciar presento una sobrecontratación de 222 MW en todo el año, con un costo promedio de S/ 21.30 por kW-mes, este costo excedente se calcula multiplicando la potencia en exceso por el precio unitario en barra, lo que resulto en pérdidas millonarias, el impacto financiero durante este año supero los 4.7 millones de soles.

Tabla 11*Perdidas por demanda no utilizada el año 2017*

Mes	Precio de potencia en Barras de referencia [S/./kW.mes]	Sobrecontratación barra de referencia 1 [kW]	Sobrecontratación barra de referencia 2 [kW]	Costo de sobre potencia [S/]
Ene	21.35	12,000	13,000	S/ 533,750.00
Feb	21.33	-	15,000	S/ 319,950.00
Mar	21.33	4,000	13,000	S/ 362,610.00
Abr	21.33	10,000	3,000	S/ 277,290.00
May	21.28	5,000	14,000	S/ 404,320.00
Jun	21.27	2,000	15,000	S/ 361,590.00
Jul	21.27	4,000	14,000	S/ 382,860.00
Ago	21.27	3,000	15,000	S/ 382,860.00
Set	21.27	13,000	-	S/ 276,510.00
Oct	21.27	20,00	-	S/ 425,400.00
Nov	21.33	3,000	15,000	S/ 383,940.00
Dic	21.34	7,000	22,000	S/ 618,860.00
Total, costo por sobrecontratación				S/ 4,729,940.00

Según la tabla 10, el consumo real en el año fue de 545 MW, lo que equivale a S/ 11,609,530.00, de acuerdo con esto, el análisis de facturación evidencia que, durante el año 2017, el costo real del consumo de energía fue de 11.6 millones. Sin embargo, debido a la sobrecontratación, la distribuidora efectuó un pago adicional equivalente de 4.7 millones de soles, lo que equivale a un 40.5 % del monto real que debía pagarse.

Así como a esta distribuidora, la sobrecontratación ha generado pérdidas millonarias en muchas empresas distribuidoras del país, para el ejemplo anterior se extrajo información de los reportes anuales de cierre comercial de una distribuidora y así poder realizar su análisis

financiero, este caso nos demuestra que la sobrecontratación tiene un impacto financiero importante que afecta la economía de las empresas distribuidoras y la eficiencia del sector eléctrico.

2.2.4 Penalizaciones y costos adicionales

En el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), dentro del marco regulatorio se establece mecanismos tanto económicos como sancionadores, los cuales tienen por objetivo desincentivar la ausencia de contratos para cubrir la demanda de un mercado eléctrico. De tal forma que los retiros sin contrato originan penalizaciones y costos adicionales para los agentes involucrados. De igual forma la sobrecontratación ocasiona costos adicionales.

Según el decreto supremo que aprueba el reglamento del mercado mayorista de electricidad (D.S. N° 026-2016-EM), si un distribuidor o cliente libre realiza un retiro de potencia y energía que no esté cubierto contractualmente, estos retiros serán valorizados al costo marginal de corto plazo y ajustado por un factor de incentivo que es fijado por OSINERGMIN. Así mismo, según el numeral 9.3 de este Decreto Supremo, el COES dispondrá que los titulares de las redes puedan realizar desconexiones a las distribuidoras y clientes libres que realicen retiros no autorizados, además de asumir todos los daños y perjuicios asociados de dicha acción.

Así mismo, en el artículo 11 de la Ley N° 28832, numeral 11.3, establece que los retiros de potencia que se efectúen en el mercado de corto plazo, correspondiente a la máxima demanda coincidente del periodo mensual, están sujetos a un pago por capacidad, de acuerdo con lo establecido en el reglamento, esto incrementa el costo de los retiros que no estén declarados contractualmente.

Por otro lado, la sobrecontratación al trasladar los costos por demanda no utilizada genera impactos económicos negativos. Para las empresas generadoras, el perjuicio está en que se reservan o contratan potencia firme para cubrir sus contratos, cuando en realidad no es necesario.

El objetivo de estos instrumentos regulatorios es alinear incentivos y tener asegurado que la potencia que se contrata se encuentre dentro de los rangos establecidos, y de esta forma tratar de eliminar la sobrecontratación y retiros sin contrato, incentivando el equilibrio óptimo de abastecimiento, costos económicos y responsabilidad de operación entre los agentes del mercado.

2.2.5 Ineficiencias en la proyección de la potencia a contratar

La proyección eficiente de la potencia a contratar dentro de los contratos del mercado mayorista de electricidad es fundamental para garantizar la seguridad del suministro eléctrico, el uso óptimo de los recursos energéticos y la estabilidad en los precios. Sin embargo, se han identificado ineficiencias en estas proyecciones, lo que resulta en sobrecontrataciones y retiros sin contratos.

La carencia de una metodología en la proyección adecuada de demanda significa un punto de vulnerabilidad para la planificación dentro de los contratos de compra de energía. Las ineficiencias que derivan de estas malas proyecciones, ya sea por exceso o defecto, afectan directamente en las estimaciones de la potencia a contratar, esto finalmente se traduce en costos innecesarios y riesgos operativos. Esta es la razón por lo que las entidades regulatorias, las empresas generadoras y distribuidoras tiene que adoptar métodos robustos, dinámicos y flexibles, los cuales se adapten a distintos escenarios de incertidumbre.

Otro aspecto importante para la correcta proyección de demanda es conocer y gestionar la demanda de los clientes, esto ayuda a proyectar la potencia de forma más precisa, esto se puede lograr de las siguientes maneras: Flexibilidad y reducción de consumo en horas pico, optimización en los perfiles de consumo, transparencia en el consumo de los clientes, optimización económica y planificación adaptable.

Flexibilidad y reducción de consumo en horas pico: realizando programas de gestión de demanda con los clientes, se tiene una información clara sobre la flexibilidad de su consumo real. Esto ayuda a estimar con más precisión la demanda pico real. Esta flexibilidad se puede usar para limitar los picos altos, con esto se disminuye la necesidad de contratar más potencia punta, y lograr aplanar más la curva de carga.

Optimización en los perfiles de consumo: estudiando cómo es la reacción de los clientes a los incentivos de la gestión de demanda, se puede elaborar curvas de carga personalizadas para los diferentes tipos de clientes. Con esto se puede proyectar la potencia considerando distintos escenarios. Según (Negrete Pincetic, 2021), menciona que en estudios regulatorios usan la caracterización de los clientes, disgregándolos en distintos niveles de gestión para poder modular los perfiles de carga en horas punta como en horas fuera de punta.

Transparencia en el consumo de los clientes: conocer la capacidad de carga de los clientes, ayuda a diseñar y poder ofrecer contratos, tarifas más ajustadas, de esa manera minimizar riesgos de sobrecontratación o subcontratación. Con este mecanismo, las empresas distribuidoras pueden ofrecer incentivos para que los clientes puedan modular sus consumos.

Optimización económica: conociendo la adaptabilidad de la demanda de los clientes, la distribuidora reduce los costos por potencia fija contratada, ya que no se necesitaría de reservas tan grandes, si se tiene a disposición ciertos clientes que pueden reducir su demanda en horas punta.

Planificación adaptable: gestionar la demanda permite agregar escenarios de incertidumbre en las proyecciones, tener grupos de clientes los cuales respondan a señales de reducción y otros no, esto mejora la robustez de los métodos de proyección. Además, gracias a esto se puede integrar tecnologías como el uso de baterías o la generación distribuida.

La gestión de demanda es importante para las proyecciones de demanda pico, optimización de potencia contratada y para diseñar métodos eficientes en la planificación del sistema electro.

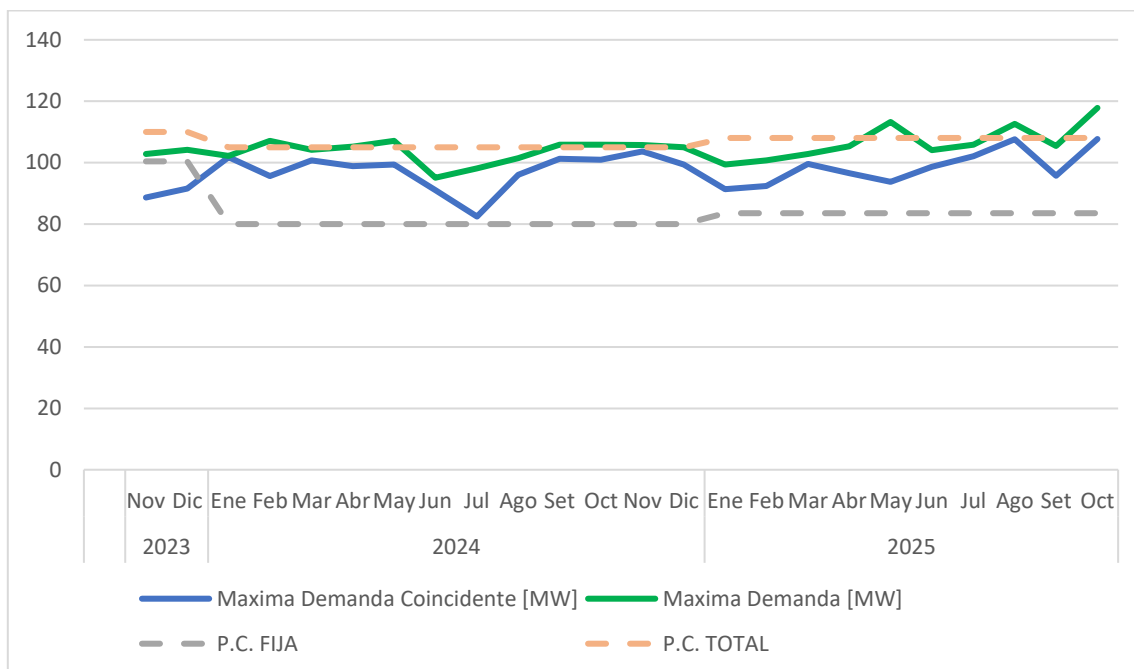
2.3 Discusión de resultados

Para la distribuidora de estudio, se evalúan los datos históricos de los últimos dos años, analizando la máxima demanda coincidente y la máxima demanda leída. En la tabla 12 se muestran estos datos históricos, de noviembre del 2023 a octubre del 2024.

Tabla 12

Datos históricos de demanda de los dos últimos años

AÑO	MES	Máxima Demanda Coincidente [MW]	Máxima Demanda [MW]	P.C. FIJA	P.C. TOTAL
2023	Nov	88.69	102.85	100.42	110
	Dic	91.55	104.2	100.42	110
2024	Ene	101.77	102.23	80	105
	Feb	95.59	107.09	80	105
	Mar	100.75	104.23	80	105
	Abr	98.89	105.26	80	105
	May	99.44	107.08	80	105
	Jun	91.08	95.1	80	105
	Jul	82.45	98.14	80	105
	Ago	96.03	101.46	80	105
	Set	101.27	105.82	80	105
	Oct	100.97	105.82	80	105
	Nov	103.68	105.71	80	105
	Dic	99.4	105	80	105
2025	Ene	91.35	99.41	83.5	108
	Feb	92.42	100.79	83.5	108
	Mar	99.6	102.82	83.5	108
	Abr	96.56	105.37	83.5	108
	May	93.76	113.21	83.5	108
	Jun	98.66	104.04	83.5	108
	Jul	102.12	105.81	83.5	108
	Ago	107.65	112.62	83.5	108
	Set	95.69	105.42	83.5	108
	Oct	107.7	117.83	83.5	108

Figura 31*Máxima Demanda Coincidente vs. Máxima Demanda Leída*

Los datos de la tabla 12 se muestran de manera grafica en la figura 31, se observa que la máxima demanda leída siempre es más alta que la máxima demanda coincidente, como se evidencia a lo largo de este trabajo, esto es normal, ya que no todas las cargas del sistema llegan a su máximo valor al mismo tiempo, razón por la que la demanda coincidente siempre tiende a ser menor.

En enero del 2024, la demanda coincidente fue de 101.77 MW y la máxima demanda leída de 102.23 MW, la diferencia es mínima, esto quiere decir que las cargas estuvieron alineadas con el pico del sistema.

Del mismo modo, se ve que no hay crecimiento fuerte de un año para otro, sin embargo, hay meses con picos altos y valles bajos, estos picos y caídas de demanda son los que afectan directamente en la formulación de los contratos por compra de energía, generando riesgos económicos y operativos del proceso contractual.

Es importante resaltar como la máxima demanda coincidente en algunos meses se acerca bastante a la potencia contratada fija. Esto sugiere que los picos más comunes del año están bastante alineados con la que se ha contratado de forma fija.

Otros meses, se ve que la máxima demanda supera o se acerca bastante a la potencia contratada total, esto indica que hay momentos que realmente se usa casi toda la demanda que se tiene disponible según los contratos.

Del análisis de la figura 31, se determina que se debe garantizar una potencia contratada fija de 80 MW y una potencia contratada total de 120 MW. De esta forma, se evita

tener riesgo de retiros no declarados y de sobrecontratación. Es decir, la potencia variable debe ser de 40 MW; lo que representa el 50 % de la potencia contratada fija.

Los picos fuertes de demanda pueden generar el riesgo de energía y potencia faltante, riesgo de caer en retiros no declarados, impacta de manera directa en los contratos, ya que se tiene que contratar margen adicional o productos de potencia firme para poder garantizar el abastecimiento en los picos de la demanda.

Las caídas profundas generan el riesgo de sobrecontratación, ocasionando pagos por energía y potencia no utilizada, e impacta en los contratos, de manera que se tiene que buscar cláusulas que sean flexibles para poder compensar estos volúmenes.

La dinámica en el comportamiento de la demanda genera incertidumbre en el crecimiento futuro, con los consiguientes errores en la proyección de potencia contratada, por lo que para formular un contrato se tiene que estudiar distintos escenarios de demanda y mecanismos de revisión periódicas.

2.4 Propuesta de plan de mejora

Con la finalidad de no caer en sobrecontratación y retiros sin contrato de potencia y energía, se recomienda incorporar cláusulas contractuales más flexibles en la compra de energía para el mercado regulado. Por ejemplo: implementar las cláusulas "*take or pay*" con porcentajes óptimos de potencia contratada fija y variable. En el caso analizado anteriormente el óptimo de potencia variable es igual al 50 % de la potencia fija. Sin embargo, este porcentaje depende de la variabilidad de la demanda de cada distribuidora eléctrica.

La cláusula *take or pay* garantiza un flujo mínimo de ingresos para el generador, pero esto debe ir acompañado de mecanismos de recuperación como el "*make up*", para que el distribuidor compense las cantidades de demanda no tomada. Esta cláusula no solo ayuda a disminuir el riesgo de contratar demandas de reservas innecesarias, también permite ajustar la contratación a la demanda real, promoviendo la asignación de potencia eficiente y sostenible dentro del ámbito operativo y económico.

Del mismo modo, con el fin de reducir estos riesgos, se propone implementar un sistema integral de proyección de demanda, los cuales se basan en modelos estadísticos e inteligencia artificial. De esta forma se reforzaría la capacidad de predicción mediante el uso de métodos robustos y flexibles, asegurando contratos más eficientes.

Dentro de los modelos estadísticos, se podrían implementar modelos SARIMA, este modelo, debido a su alta capacidad de analizar información histórica y patrones estacionales de la demanda, permiten tener proyecciones confiables para contratos de corto plazo. El modelo más utilizado a la fecha es el modelo ARIMA, este modelo se limita a relacionar los valores actuales con los valores y errores pasado, a diferencia del modelo SARIMA, el cual adiciona al modelo ARIMA el estudio de series temporales estacionales.

Por otro lado, también se podría implementar modelos de aprendizaje automático. Las redes neuronales LSTM presenta mayor robustez entre datos de mayor volatilidad, ya que incorporan un método de celdas de memoria y puertas que controlan que dato se almacena, se actualiza o se descarta. Esta técnica permitirá mejorar las proyecciones para los contratos de corto y mediano plazo. En (Cueva Rodriguez & Rueda Cabrera, 2024) nos dice que esta metodología es una herramienta precisa y robusta para la gestión eficiente de la demanda.

Una tercera propuesta enfocada en gestión de demanda se podría trabajar desde las empresas distribuidoras realizando campañas para incentivar a los clientes a controlar su demanda. Como es conocido, en las empresas distribuidoras, la mayor cantidad de sus clientes son atendidos con la opción tarifaria BT5B, clientes en BT con una demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas punta y fuera de punta o con una demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas punta y de hasta 50 kW en horas fuera de punta (OSINERGMIN, Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, 2013).

La tarifa BT5B es una tarifa con medición de una energía activa (1E), esta opción tarifaria tiene limitaciones ya que no se puede tener una correcta gestión de demanda, con esta tarifa no se pueden desplazar consumos fuera de las horas de mayor congestión, al no distinguir entre periodos de horas punta y horas fuera de punta, no existen incentivos para que los usuarios muevan sus consumos a las horas de menor demanda, por lo que desincentiva el uso de energías distribuidas. La opción tarifaria BT5B, no refleja los costos reales de generación y de la operación del sistema, ya que la energía en horas punta es más costosa, por lo que, sin bloques horarios, se pierden las señales económicas.

Cobrar únicamente la energía total del mes, sin diferenciar bloques horarios, limita la gestión de demanda, lo que incrementa los picos del sistema, promoviendo consumos descontrolados, obligando a las distribuidoras a realizar mayor inversión en la estructura, al no desincentivar a los clientes el uso excesivo de energía en horas punta.

Lo que se propone para mitigar estas ineficiencias, es incentivar a los clientes regulados a utilizar opciones tarifarias como la BT5F y BT5I, las cuales son tarifas de doble y triple medición respectivamente, estas opciones tarifarias ayudan con una mejor gestión de demanda.

La Resolución N° 116-2023-OS/CD, publicada el 02 de junio del 2023, modifica la norma "Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final", aprobada mediante la Resolución N° 206-2013-OS/CD, incluyó la **opción tarifaria BT5I**, con medición de tres energías activas (3E), los cargos de facturación serían un cargo fijo mensual, cargo por energía activa en horas de punta (periodo comprendido entre las 18:00 y las 23:00 horas), cargo por energía activa en horas fuera de punta en media (periodo comprendido entre las 23:00 y las 08:00 horas) y cargo por energía activa en horas fuera de punta en base (periodo comprendido entre las 08:00 y las 18:00). Solo puede optar por esta tarifa los usuarios alimentados en BT con una demanda máxima de hasta 20 kW, en cualquier periodo en horas

de punta o fuera de punta en media o fuera de punta en base, se tiene que contar con un sistema de medición inteligente con capacidad de medir consumos por periodos horarios o de medición triple. Con el fin de incentivar el consumo en las horas fuera de punta en base y fuera de punta en media, se aplican factores administrativos de incremento en estos bloques horarios aplicados a la tarifa BT5I.

El 14 de julio disponen la publicación de proyecto de resolución que aprueba la modificación de la norma “Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de Tarifas a Usuario Final” Resolución N° 206-2013-OS/CD, mediante Resolución N° 179-2021-OS/CD, esta modificación de la Resolución N° 206-2013-OS/CD incluye la **opción tarifaria BT5F**, con medición de dos energías activas (2E), cuyos cargos de facturación vendrían a ser un cargo fijo mensual, cargo por energía activa en horas punta y cargo por energía activa en horas fuera de punta. Los usuarios que pueden optar por esta opción tarifaria serán alimentados en BT con una demanda máxima mensual de hasta 10 kW, en cualquier periodo en horas punta o fuera de punta, con un sistema de medición capaz de medir consumos por periodos horarios o de medición doble, de igual forma, estas conexiones tienen que contar con limitadores de potencia, con la finalidad de garantizar que el cliente no exceda el límite de la máxima demanda de 10 kW.

Con estas opciones tarifarias se logra diferenciar precios para la facturación de energía, disgregando los consumos en las horas de punta y las horas fuera de punta (en media o en base). Esto incentiva a los usuarios a tener mayor gestión en sus demandas, por ende, desplazar sus consumos a horas fuera de punta, con la finalidad de tener menor costo en sus facturaciones. Adicionalmente, esta gestión en sus demandas ayuda a las empresas generadoras a tener proyecciones de potencia más eficientes, llegando a tener una curva de carga más plana y con un factor de carga mucho más óptimo.

Este plan de mejora contribuye a una gestión más estratégica de la demanda, fortaleciendo la toma de decisiones y garantizando que los contratos firmados reflejen adecuadamente la realidad operativa del sistema eléctrico, promoviendo la sostenibilidad económica y operativa de la entidad.

Conclusiones

El análisis técnico y económico realizado evidencia que la estructura actual en el mercado regulado presenta ineficiencias cuando las proyecciones de demanda no están alineadas con la realidad. Por ello, para incrementar la eficiencia del sistema y asegurar un equilibrio justo de costos, es de vital importancia adaptar políticas contractuales flexibles, con una buena evaluación de demanda y regulación tarifaria. Reforzando la necesidad de incentivar a los clientes a gestionar su demanda y así obtener un factor de carga óptimo.

La sobrecontratación de potencia tiene consecuencias estructurales severas en el sector eléctrico, generando pérdidas millonarias en muchas empresas distribuidoras del país. Para el caso de la distribuidora de estudio con pérdidas de 4.7 millones en el año 2017 por demanda no utilizada, la cual tuvo proyecciones de demanda con un margen de error anual de 20.34 % en la barra de referencia 1 y 39.94 % en la barra de referencia 2, con pago adicional equivalente al 40.5 % de lo real. Esto pone de evidencia que una mala proyección de potencia es una decisión que termina en consecuencias económicas reales.

Los retiros sin contrato, valorizados bajo costos marginales, no significan solo un descuido operativo, sino que representa un grave riesgo estructural en la economía del mercado eléctrico regulado. Según el caso de estudio de la distribuidora, para el mes de setiembre del 2023, mes en el que según el portal COES, los costos marginales llegaron a aproximarse a los 180 US\$/MW.h, tener retiros no cubiertos por un contrato terminaron en pérdidas millonarias, todo esto derivado de las ineficiencias en la proyección de demandas.

Se corrobora que la máxima demanda leída del sistema supera de manera sistemática la máxima demanda coincidente con el SEIN, este efecto confirma que nunca todas las cargas alcanzan su pico en un mismo instante. Esta desigualdad nos justifica completamente diferenciar ambas magnitudes al momento de proyectar la potencia a contratar. La potencia fija contratada debe ser moderada, lo suficiente para abastecer los picos más comunes del sistema, sin embargo, siempre se tiene que considerar una potencia variable, para poder abastecer los picos altos, cuando la demanda leída se acerca o supera la potencia contratada total y de esta manera evitar el riesgo de desabastecimiento en las horas punta; para el caso de estudio, con una potencia fija de 80 MW y una potencia variable de 40 MW que representa un 50 % de la potencia fija. En resumen, los contratos de compra de energía deben ser formulados con una perspectiva variante, con una potencia fija más una variable flexible, y planificar cláusulas de control periódico con una base en información histórica actualizada. Esta suscripción de contratos logra un balance entre asegurar el suministro eléctrico y evitar costos adicionales por demanda no utilizada.

Recomendaciones

Para evitar la problemática analizada en este trabajo, se recomienda incentivar a los usuarios finales a tener una mejor gestión de demanda, promoviendo la migración a opciones tarifarias que motiven a los clientes a ordenar sus demandas, trasladando sus consumos a horarios más económicos; esto incentiva un consumo más consciente y del mismo modo estratégico para usar la corriente eléctrica en las horas de menor demanda.

Se recomienda optar por modelos de proyección más robustos como el SARIMA o las redes neuronales LSTM, ya que muchos modelos muestran altos márgenes de error. Con esto se logrará una proyección más precisa para los contratos de compra de energía.

Por último, se recomienda contratar márgenes de potencia fija y variable de manera que se garantice que la potencia a facturar siempre se encuentre dentro del margen de la potencia variable, y así mitigar la sobrecontratación de potencia y retiros sin contrato.



Referencias

- Chaparro Soto, J. J. (2020). *Determinación del nivel óptimo de contratación de energía eléctrica de una Central Hidroeléctrica*. Lima: <https://repositorio.utp.edu.pe/>.
- Cueva Rodriguez, D. J., & Rueda Cabrera, M. S. (2024). *Proyección de la demanda de energía eléctrica a mediano plazo, mediante redes neuronales y regresión lineal múltiple dentro de la ciudad de Cuenca*. Cuenca, Ecuador: <https://dspace.ucuenca.edu.ec/handle/123456789/45089>.
- Dammert Lira, A., Molinelli Aristondo, F., & Carbajal Navarro, M. A. (2011). *Fundamento Técnicos y Económicos del Sector Eléctrico Peruano*. Lima: Printed in Perú.
- Fiestas Chévez, J. H. (2018). *Optimización productiva del mercado eléctrico peruano*. Piura: <https://pirhua.udep.edu.pe/>.
- Jiménez Cisneros, M. L. (2024). *Metodología de control de demanda coincidente de cliente libre. Caso aplicativo: UDEP*. Piura: <https://pirhua.udep.edu.pe/>.
- Koc, J., & Haro, L. (2013). *Modelos de Mercado, Regulación Económica y Tarifas del Sector Eléctrico en América Latina y el Caribe - Perú*. Quito, Ecuador: Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).
- Lozano, J., Luyo, J., & Molina, Y. (2018). El Mercado Eléctrico Mayorista: Agentes y Modelos de Organización. *TECNIA*, 28(1), 61-72.
- Melquiades Reyes, J. S. (2025). *Propuesta de metodología para reducir la sobrecontratación de potencia en el mercado regulado para una empresa concesionaria de distribución de energía eléctrica del Perú*. Piura: <https://pirhua.udep.edu.pe/>.
- Negrete Pincetic, M. (2021). *Estudio del Tratamiento General de la Potencia para Clientes Finales en el Sistema Eléctrico Nacional*. Providencia, Chile: DICTUC Ingeniería Que Transforma.
- OSINERGMIN. (17 de Octubre de 2013). *Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería*. Obtenido de Resolución de Consejo Directivo N.º 206-2013-OS/CD: https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2013/R_OSINERGMIN_No.206-2013-OS-CD.pdf
- OSINERGMIN. (2022). *Informe Técnico N.º 073-2022-GRT: Calificación de los sistemas de distribución eléctrica en sectores de distribución típicos para efectos de la fijación del Valor Agregado de Distribución (VAD) de los periodos 2022-2026 y 2023-2027*. <https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2022/Informe-Tecnico-073-2022-GRT.pdf>.
- OSINERGMIN. (2024). *Licitaciones de Energía*. <https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/licitaciones-y-subastas/licitaciones-de-energia>.
- Perú. (1992). *Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Ley N.º 25844*. Obtenido de Diario Oficial El Peruano: https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/PlantillaMarcoLegalBusqueda/Decreto-Ley-25844.pdf

- Ruiz Portal, G., & Briceño Meza, V. H. (2024). *Análisis del mercado libre de electricidad del Perú para la reducción del factor de ajuste en los precios en barra*. Chimbote: <https://repositorio.uns.edu.pe/>.
- Ruiz Roldán, K. J., & Mimbela Jiménez, M. A. (2021). *Análisis del sector de energía eléctrica en el Perú*. Lima: <https://pirhua.udep.edu.pe/>.
- Serna Santos, L. A. (2021). *Análisis de impacto regulatorio del esquema tarifario óptimo para la implementación de la generación eléctrica distribuida en el Perú*. Lima: <https://repositorio.pucp.edu.pe/>.
- Tamayo Pacheco, J. F., Salvador Jácome, J., Vásquez Cordano, A. L., & Vilques Cevallos, C. M. (2016). *La industria de la electricidad en el Perú: 25 años de aportes al crecimiento económico del país*. Lima: Osinergmin.



Anexos

Anexo A: Comunicado N° 032-2025-GRT



Comunicado N° 032-2025-GRT

Asunto : Programa de Transferencias por Aplicación del Mecanismo de Compensación entre Usuarios Regulados del SEIN al mes de junio 2025

Referencia: Numeral 4.2 de la Norma PNG - Resolución N° 084-2018-OS/CD

Fecha : 01 de septiembre del 2025

Se publica programa de Transferencia por Mecanismo de Compensación para el mes de septiembre de 2025 (en Soles), según el siguiente cuadro:

Empresas Aportantes	Empresas Receptoras					
	Luz del Sur	Electronorte	Hidrandina	Seal	Electronorte	Electrosur
Pluz Energía Perú	5 123 378	1 470 845				
Electro Oriente		1 446 887	1 274 135			
Electrocentro			1 323 831	293 718		
Electro Dunas				1 260 887		
Electro Ucayali				474 765	445 456	
Electro Sur Este					604 974	
Electro Puno					403 824	
Adinelsa					250 715	
Chavimochic					132 612	
Electro Tocache					98 939	
Emseusa					52 654	9 943
Coelvisac						56 010
Sersa						49 129
Electro Pangoa						12 186
Esempat						10 279
Edelsa						6 839
Egepsa						4 459

El importe de las Transferencias Mensuales deberá ser transferido de las Empresas Aportantes a las Empresas Receptoras, dentro de los primeros quince (15) días calendario del mes de publicación del presente comunicado (septiembre 2025), en cumplimiento del literal f) del numeral 6.3 de la Norma "Precios a Nivel de Generación y Mecanismo de Compensación entre Usuarios Regulados".


Firmado Digitalmente por:
REVOLO ACEVEDO Miguel
Juan FAU 20376082114 hard
Oficina: GRT
Cargo: Gerente de Regulación de Tarifas
Fecha: 01/09/2025 17:47:33

Nota: Tomado de informe mensual de Precios a nivel Generación y mecanismo de Compensación, Osinergmin (2025).

