

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



**“NEGOCIACIÓN ELÉCTRICA DE CAMBIO DE USUARIO PARA
MEJORAR LA TARIFA ELÉCTRICA DE TELEFÓNICA PERÚ”**

**TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO ELECTRICISTA**

AUTORES:

SALINAS HURTADO, DAVID ENRIQUE

BECERRA PAJUELO, MIGUEL ANGEL

CALLAO, 2021

PERÚ

Mg. Ing. Jessica Meza Zamata
Asesora de Tesis

HOJA DE REFERENCIA DEL JURADO Y APROBACIÓN

PRESIDENTE : **Dr. Ing. Santiago Linder Rubiños Jiménez**
SECRETARIO : **Dr. Lic. Adán Almírcar Tejada Cabanillas**
VOCAL : **Mg. Ing. Pedro Antonio Sánchez Huapaya**
ASESOR : **Mg. Ing. Jessica Meza Zamata**

DEDICATORIA

La presente tesis de investigación está dedicada a nuestros padres, que gracias a su esfuerzo y sacrificio somos el reflejo de sus duras luchas con el propósito de forjarnos como hombres profesionales. Gracias a Dios por darles la fuerza y su apoyo incondicional a nuestros padres que, a pesar de nuestras derrotas, día tras días nos alientan a seguir luchando la dura batalla y cumplir nuestros anhelados sueños.

AGRADECIMIENTO

Primeramente, un agradecimiento especial a Dios quién nos da la vida y fuerzas, a nuestras familias quienes son la pieza fundamental de nuestro crecimiento y, un reconocimiento grande para todos los docentes y personal administrativo de nuestra querida Universidad Nacional del Callao, que gracias a sus valerosas enseñanzas nos permitió adquirir conocimientos y experiencias fundamentales en nuestra formación profesional.

Agradecemos también a aquellos profesionales que detrás de esta investigación, nos brindaron sus consejos, conocimientos y su apoyo incondicional logrando alcanzar el objetivo de nuestras metas.

INDICE

INDICE	6
INDICE DE CUADROS.....	9
INDICE DE GRAFICOS.....	11
INDICE DE FIGURAS	13
RESUMEN.....	14
ABSTRACT.....	15
INTRODUCCIÓN.....	16
I. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	18
1.1. Descripción de la realidad problemática	18
1.2. Formulación del problema	19
1.2.1. Problema General.....	19
1.2.2. Problemas Específicos	19
1.3. Objetivos de la Investigación	19
1.3.1. Objetivo General.....	19
1.3.2. Objetivos Específicos	19
1.4. Justificación.....	20
1.4.1. Justificación Social	20
1.4.2. Justificación Tecnológica.....	20
1.4.3. Justificación Económica.....	20
1.4.4. Justificación Medioambiental.....	21
1.4.5. Justificación Legal	21
1.5. Limitaciones y Facilidades	22
1.5.1. Vulnerabilidad.....	22
1.5.2. Limitaciones	22
1.5.3. Facilidades.....	22
II. MARCO TEÓRICO	23
2.1. Antecedentes de Estudio.....	23
2.1.1. Antecedentes Internacionales	23
2.1.2. Antecedentes Nacionales	26
2.2. Bases Teóricas	28
2.3. Marco Conceptual	53
2.4. Definición de términos básicos.....	57
III. HIPOTESIS y VARIABLES	60

3.1.	Hipótesis de la Investigación.....	60
3.1.1.	Hipótesis General	60
3.1.2.	Hipótesis Específicas.....	60
3.2.	Variables de la Investigación.....	60
3.2.1.	Variables Independientes	60
3.2.2.	Variables Dependientes	61
3.3.	Operacionalización de Variables	61
IV.	METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN	62
4.1.	Tipo de Investigación	62
4.2.	Diseño de Investigación.....	62
4.3.	Método de la investigación	62
4.4.	Población y muestra.....	64
4.5.	Técnicas e instrumento de recolección de Datos	64
4.6.	Análisis y procesamiento de datos	64
4.6.1.	Análisis del histórico de Máx. Demanda y Energía Activa de la CT Telecom	67
4.6.2.	Análisis del gasto mensual por facturación eléctrica en condición regulada.....	75
4.6.3.	Análisis del 1er escenario (Usuario Regulado)	78
4.6.4.	Análisis del 2do escenario (Usuario libre – 1ra Negociación Eléctrica)	86
4.6.5.	Análisis del 3er escenario (Usuario libre – 2da Negociación Eléctrica con fuentes de energías renovables)	101
V.	RESULTADOS	117
5.1.	Resultados Parciales.....	117
5.2.	Resultados Finales	118
VI.	DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	121
6.1.	Contrastación de Hipótesis general.....	121
VII.	CONCLUSIONES	123
VIII.	RECOMENDACIONES.....	124
IX.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	125
X.	ANEXOS	127
	ANEXO I: Matriz de Consistencia.....	127
	ANEXO II: 1er Contrato Libre	128
	ANEXO III: 2do Contrato Libre	129

ANEXO IV: Proyección de Índice para Validación de Propuestas Económicas	130
ANEXO V: Decreto Supremo N° 022-2009-EM	131

INDICE DE CUADROS

Cuadro N° 2.1	COMPARACION DE USUARIOS REGULADOS Y LIBRES	41
Cuadro N° 2.2	OPCIÓN TARIFARIA EN MT3.....	44
Cuadro N° 2.3	CARGOS POR POTENCIA PARA USUARIOS HP Y FP	49
Cuadro N° 2.4	REGISTRO HISTORICO DE POTENCIA HP Y FP	50
Cuadro N° 2.5	SUBESTACIONES BASE DE REFERENCIA DE GENERACIÓN	53
Cuadro N° 4.2	VALORES HISTORICOS DE MÁXIMA DEMANDA.....	70
Cuadro N° 4.3	COMPOSICIÓN DE ENERGIA ACTIVA TOTAL	72
Cuadro N° 4.4	ENERGÍA NO CONSUMIDA 2020.....	74
Cuadro N° 4.5	REGISTRO DE HISTORICOS DE VALOR VENTA [Soles].....	77
Cuadro N° 4.6	HISTÓRICO DEL FACTOR DE CALIFICACION TARIFARIA	78
Cuadro N° 4.7	VALORES DEL PRECIO DE ENERGÍA HP [Soles/kW.h]	79
Cuadro N° 4.8	VALORES DEL PRECIO DE ENERGÍA FP [Soles/kW.h].....	80
Cuadro N° 4.9	VALORES DEL PRECIO DE POTENCIA DE GENERACION HP [Soles/kW-mes].....	81
Cuadro N° 4.10	VALORES DEL PRECIO DE POTENCIA DE DISTRIBUCIÓN HP [Soles/kW-mes].....	82
Cuadro N° 4.11	VOLÚMEN DE ENERGIA ACTIVA HP [MW.h].....	83
Cuadro N° 4.12	VOLÚMEN DE ENERGIA ACTIVA FP [MW.h].....	84
Cuadro N° 4.13	VALORES DE MÁXIMA DEMANDA [kW].....	84
Cuadro N° 4.14	PROMEDIO DE LA MÁXIMA DEMANDA - 06 MESES ANTES [kW]	85
Cuadro N° 4.15	SIMULACIÓN DEL VALOR VENTA EN USUARIO REGULADO [Soles]	86
Cuadro N° 4.16	PRECIOS ESTABLECIDOS EN EL PRIMER CONTRATO LIBRE	87
Cuadro N° 4.17	VALORES DEL INDICE PPI (INDICE DE INFLACIÓN EE.UU)	89
Cuadro N° 4.18	VALORES DEL INDICE PGN (INDICE DE GAS NATURAL)....	90
Cuadro N° 4.19	FACTOR DE ACTUALIZACIÓN 2018 - 2021.....	91
Cuadro N° 4.20	FÓRMULA DE INDEXACIÓN DE ENERGIA ACTUALIZADA POR MES [USD/MW.h].....	92
Cuadro N° 4.21	TIPO DE CAMBIO DE USD A SOLES.....	92
Cuadro N° 4.22	FÓRMULA DE INDEXACIÓN DE ENERGÍA ACTUALIZADO POR MES [Soles/MW.h]	93
Cuadro N° 4.23	PRECIO DE POTENCIA REGULADA EN LA BRG POR MES [Soles/kW-mes].....	94
Cuadro N° 4.24	VOLÚMEN DE ENERGÍA CONSUMIDA HP EN EL PUNTO DE MEDICIÓN.....	96
Cuadro N° 4.25	VOLÚMEN DE ENERGIA CONSUMIDA FP EN EL PUNTO DE MEDICIÓN.....	96
Cuadro N° 4.26	VOLÚMEN DE ENERGÍA CONSUMIDA HP EN LA BRG	97
Cuadro N° 4.27	VOLÚMEN DE ENERGÍA CONSUMIDA FP EN LA BRG	97

Cuadro N° 4.28	REGISTRO DE FECHA Y HORA DE LA MÁX. DEMANDA COINCIDENTE	98
Cuadro N° 4.29	POTENCIA COINCIDENTE EN LA BRG [kW].....	99
Cuadro N° 4.30	SIMULACIÓN DEL VALOR VENTA EN USUARIO LIBRE – 1ER CONTRATO [Soles].....	100
Cuadro N° 4.31	RESUMEN DE PROPUESTAS TÉCNICO-ECONÓMICAS DE LOS PARTICIPANTES - GRUPO 1	102
Cuadro N° 4.32	RESUMEN DE PROPUESTAS TÉCNICO-ECONÓMICAS DE LOS PARTICIPANTES - GRUPO 2	103
Cuadro N° 4.33	VALORES DE VOLUMEN DE ENERGÍA PROYECTADA MENSUAL 2020 A 2024 [kW.h] - CT TELECOM.....	104
Cuadro N° 4.34	FACTOR DE ACTUALIZACIÓN EN FUNCIÓN AL PRIMER CONTRATO	106
Cuadro N° 4.35	NUEVO FACTOR DE ACTUALIZACIÓN [PPI +PGN].....	107
Cuadro N° 4.36	NUEVO FACTOR DE ACTUALIZACIÓN [PPI].....	107
Cuadro N° 4.37	GASTO DE OPEX POR ENERGÍA EN FUNCIÓN AL PRIMER CONTRATO [USD]	108
Cuadro N° 4.38	PRESUPUESTO TELEFÓNICA PARA LA CT TELECOM.....	108
Cuadro N° 4.39	EVALUACION DE PROPUESTAS EN GASTO DE OPEX Y AHORROS DEL GRUPO 1	109
Cuadro N° 4.40	EVALUACIÓN DE PROPUESTAS EN GASTO DE OPEX Y AHORROS DEL GRUPO 2	109
Cuadro N° 4.41	PRECIOS ESTABLECIDOS EN EL SEGUNDO CONTRATO LIBRE	110
Cuadro N° 4.42	FACTOR DE ACTUALIZACIÓN.....	112
Cuadro N° 4.43	FORMULA DE INDEXACIÓN DE ENERGÍA ACTUALIZADO POR MES [USD/MW.h].....	113
Cuadro N° 4.44	FORMULA DE INDEXACIÓN DE ENERGÍA ACTUALIZADO POR MES [Soles/MW.h]	114
Cuadro N° 4.45	VALORES REALES DEL VALOR VENTA EN USUARIO LIBRE - 2DO CONTRATO [Soles].....	116
Cuadro N° 5.1	GASTO POR FACTURACIÓN EN USUARIO REGULADO	117
Cuadro N° 5.2	GASTO POR FACTURACIÓN EN USUARIO LIBRE (1er CONTRATO).....	118
Cuadro N° 5.3	GASTO POR FACTURACIÓN EN USUARIO LIBRE (2do CONTRATO).....	118
Cuadro N° 5.4	RESULTADOS DEL GASTO DE OPEX ANUAL [Soles].....	119
Cuadro N° 5.5	RESULTADO DEL GASTO DE OPEX ANUAL TOTALIZADO [Soles]	119
Cuadro N° 5.6	RESULTADOS FINALES DE GASTO Y AHORRO	120

INDICE DE GRAFICOS

Gráfico N° 2.1	COMPOSICIÓN DEL COSTO TOTAL DE ELECTRICIDAD	32
Gráfico N° 2.2	DESGLOCE DEL COSTO POR GENERACIÓN	32
Gráfico N° 2.3	CURVA DE CARGA Y CURVA DE DURACION	33
Gráfico N° 2.4	DESGLOCE DEL COSTO DE TRANSMISIÓN	36
Gráfico N° 2.5	DESGLOCE DEL COSTO POR DISTRIBUCÓN.....	37
Gráfico N° 2.6	INTEGRACIÓN DEL COES	39
Gráfico N° 2.7	SUBESTACION ELÉCTRICA TELECOM.....	43
Gráfico N° 2.8	MODELO DE FACTURACIÓN ELÉCTRICA.....	46
Gráfico N° 4.1	ESQUEMA UNIFILAR DE CT TELECOM	67
Gráfico N° 4.2	HISTORICO DE MÁXIMA DEMANDA HORA PUNTA	67
Gráfico N° 4.3	HISTORICO DE MÁXIMA DEMANDA FUERA PUNTA	68
Gráfico N° 4.4	HISTORICO DE ENERGÍA ACTIVA HORA PUNTA.....	68
Gráfico N° 4.5	HISTORICO DE ENERGÍA ACTIVA FUERA PUNTA.....	69
Gráfico N° 4.6	HISTORICO DE ENERGÍA ACTIVA TOTAL.....	69
Gráfico N° 4.7	ENERGÍA ACTIVA REAL DIFERENCIADA EN HP Y FP	71
Gráfico N° 4.8	MÁXIMA DEMANDA HORA PUNTA	73
Gráfico N° 4.9	MÁXIMA DEMANDA FUERA PUNTA	73
Gráfico N° 4.10	ENERGÍA PROYECTADA 2020 / 2021	74
Gráfico N° 4.11	COMPORTAMIENTO DEL VALOR VENTA 2014.....	75
Gráfico N° 4.12	COMPORTAMIENTO DEL VALOR VENTA 2015.....	75
Gráfico N° 4.13	COMPORTAMIENTO DEL VALOR VENTA 2016.....	76
Gráfico N° 4.14	COMPORTAMIENTO DEL VALOR VENTA 2017.....	76
Gráfico N° 4.15	COMPORTAMIENTO DEL VALOR VENTA 2018.....	77
Gráfico N° 4.16	PRECIOS DE ENERGÍA ACTIVA HP	79
Gráfico N° 4.17	PRECIOS DE ENERGÍA ACTIVA FP.....	80
Gráfico N° 4.18	PRECIOS DE POTENCIA DE GENERACIÓN HP.....	81
Gráfico N° 4.19	PRECIOS DE POTENCIA DE DISTRIBUCIÓN HP.....	82
Gráfico N° 4.20	SIMULACIÓN DEL VALOR VENTA EN USUARIO REGULADO	85
Gráfico N° 4.21	COMPORTAMIENTO DEL PPI	89
Gráfico N° 4.22	COMPORTAMIENTO DEL PGN.....	90
Gráfico N° 4.23	PRECIO DE POTENCIA REGULADA EN LA BRG POR MES [Soles/kW-mes].....	94
Gráfico N° 4.24	POTENCIA COINCIDENTE EN LA BRG [kW].....	98
Gráfico N° 4.25	SIMULACIÓN VALOR VENTA EN USUARIO LIBRE (1er CONTRATO).....	100
Gráfico N° 4.26	VOLUMEN DE ENERGÍA PROYECTADA MENSUAL DEL 2020 A 2024 - CT TELECOM.....	104
Gráfico N° 4.27	TENDENCIA DEL PPI.....	105
Gráfico N° 4.28	TENDENCIA DEL PGN	106
Gráfico N° 4.29	VALORES REALES DEL VALOR VENTA EN USUARIO LIBRE (2do CONTRATO).....	116
Gráfico N° 5.1	RESULTADOS DEL GASTO DE OPEX POR MES [Soles].....	119

Gráfico N° 5.2 RESULTADOS DEL GASTO DE OPEX - 12 MESES [Soles]... 120

INDICE DE FIGURAS

Figura N° 2.1 ACTIVIDADES VERTICALMENTE INTEGRADAS (ANTES DE LA PRIVATIZACIÓN).....	29
Figura N° 2.2 MODELO DE COMPETENCIA MAYORISTA DE ELECTRICIDAD	30
Figura N° 2.3 PROCESO DE MEJORA DE LA TARIFA ELÉCTRICA PARA UN USUARIO LIBRE.....	57
Figura N° 4.1 MODELO DE EVALUACIÓN DE ESCENARIOS	66
Figura N° 4.2 ESQUEMA PARA DETERMINAR EL VOLUMEN DE ENERGÍA Y POTENCIA EN LA BRG.....	95

RESUMEN

En la presente tesis de investigación tiene como objetivo de enriquecer en conocimientos teóricos que implica la negociación eléctrica dentro del contexto del cambio de condición de un usuario regulado a usuario libre a fin de mejorar la tarifa de energía. Asimismo, durante el proceso de la negociación eléctrica; se constituyó con la participación de los agentes involucrados dentro de las actividades en la producción de electricidad (principalmente generadores que ofertaron precios de energía competitivos de acuerdo con el requerimiento solicitado) y el cliente (quién estableció sus requerimientos en las bases).

No obstante, Telefónica accedió a estos beneficios económicos y técnicos dentro del marco contractual como usuario libre, ya que cumplía con los requisitos y procedimientos del reglamento de usuarios libres de electricidad establecidos en el D.S. N° 022-2009-EM-DGE.

En ese sentido, esta investigación tiene por finalidad incentivar a las industrias con demandas considerables a implementar el cambio de usuario, de tal manera que obtengan una optimización tarifaria alcanzando utilidades internas.

ABSTRACT

The objective of this research thesis is to enrich the theoretical knowledge involved in the electrical negotiation within the context of the change of condition of a regulated user to a free user in order to improve the energy tariff. Likewise, during the electricity negotiation process, it was constituted with the participation of the agents involved in the electricity production activities (mainly generators that offered competitive energy prices according to the requested requirement) and the customer (who established its requirements in the bases).

However, Telefónica had access to these economic and technical benefits within the contractual framework as a free user, since it complied with the requirements and procedures of the regulation of free users of electricity established in the D.S. N° 022-2009-EM-DGE.

In this sense, the purpose of this research is to encourage industries with considerable demands to implement the change of user, in such a way that they obtain a tariff optimization reaching internal profits.

INTRODUCCIÓN

En la presente tesis de investigación, abordaremos conceptos respecto a las actividades o funciones que desempeñan los diferentes agentes del sector eléctrico, su carácter físico y comercial, así como también se detallará el proceso de la negociación eléctrica que Telefónica Perú desarrollará en el suministro de Telecom; correspondiente a su Central Telefónica relevante; de tal manera que logre obtener una tarifa de energía competitiva abastecido con fuente energética renovable realizado en su primera negociación y su última renegociación eléctrica.

Asimismo, dentro de las actividades físicas involucradas, contamos con la generación —producción de electricidad—, la transmisión —transporte de la energía—, la operación del sistema —operador encargado de mantener la estabilidad en el sistema interconectado— y la distribución.

De la misma manera, las actividades comerciales corresponden a las ventas en el mercado mayorista (ventas de los generadores a los distribuidores, comercializadores y usuarios libres) y las ventas a los consumidores finales (usuarios regulados).

No obstante, los grandes usuarios o mayormente conocidos como usuarios libres tienen la capacidad de negociación para acordar niveles de precio de generación con el suministrador adjudicado y que puede ser una empresa de distribución o generación, siempre y cuando cumplan los requisitos del Decreto Supremo N° 022-2009-EM.

Telefónica Perú S.A.A. empresa multinacional de telecomunicaciones con presencia en el Perú desde 1994 tras ganar la licitación y con una inversión de 2,002 millones de dólares, casi cuatro veces el precio base, Telefónica asumió el compromiso de llevar crecimiento y una mejor calidad de vida a los peruanos con su nueva infraestructura.

Para esto, creó Centrales Telefónicas y Data Centers en todo el territorio nacional con infraestructura moderna que consume carga considerable e impacta mensualmente en la facturación de energía eléctrica.

Por todo ello, se ha elaborado la siguiente investigación donde se evaluará, investigará y determinará cuales son los beneficios relevantes en los aspectos económicos y técnicos encontrados en la negociación con el suministrador al ejecutar el cambio a usuario libre en el suministro de la Central Telecom, mejoras en el tiempo de respuesta por el servicio del suministro eléctrico -Cortes de energía súbito y Monitoreo en tiempo real- brindado por el suministrador bajo un nuevo contrato adjudicado y con acuerdos rentables para ambas partes.

CAPITULO I

I. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1. Descripción de la realidad problemática

Telefónica cuenta con suministros eléctricos en cada una de sus Centrales Telefónicas y Data Centers que operan 24x7 cumpliendo los estándares de calidad establecidos por su regulador OSIPTEL, de forma que mantienen la operación para sus clientes naturales y empresariales.

No obstante, muchos de sus suministros eléctricos superan la máxima demanda de 200 kW ocasionando un impacto económico mensual en el Gasto Operativo "OPEX" por las facturaciones de energía.

Asimismo, dada la condición regulada en la que se encuentran los suministros eléctricos, no se permite obtener mejores precios de energía debido a que localmente están dentro de una zona de concesión que corresponde como concesionario a Luz del Sur S.A. y, por lo tanto, está sujeto a los precios regulados que son establecidos mensualmente por el regulador "OSINERGMIN".

Igualmente, existe un impacto técnico en los suministros eléctricos al estar en la condición de regulado, dado que al presentarse los cortes de energía imprevistos en el sistema de distribución del concesionario, los tiempos de atención son más extensos viéndose afectados los servicios de comunicaciones; no se permite la tele medición para el usuario, esto dificulta el monitoreo en tiempo real de los parámetros en el suministro eléctrico; los mantenimientos en los sistemas de distribución del concesionarios no pueden ser reprogramados ya que no existe la exclusividad para el usuario por no ser relevante.

Es por ello, la necesidad de realizar un cambio de condición a usuario libre asociado a una negociación eléctrica con un nuevo suministrador que ofrezcas características económicas rentables y técnicas

asequibles con el propósito de mejorar la realidad problemática en Telefónica.

1.2. Formulación del problema

1.2.1. Problema General

- ✓ ¿En qué medida la negociación eléctrica beneficiará el cambio de condición de usuario regulado a usuario libre en el suministro de Telefónica Perú?

1.2.2. Problemas Específicos

✓ Problema Específico N° 01

¿En qué medida la negociación eléctrica beneficiará precios de energía competitivos implementando el cambio de condición a un usuario libre?

✓ Problema Específicos N° 02

¿En qué medida la negociación eléctrica beneficiará técnicamente en la implementación del cambio de condición a un usuario libre?

1.3. Objetivos de la Investigación

1.3.1. Objetivo General

- ✓ Determinar la negociación eléctrica para la implementación del cambio de condición de usuario regulado a usuario libre en el suministro de Telefónica Perú.

1.3.2. Objetivos Específicos

✓ Objetivo Específico N° 01

Determinar en la negociación eléctrica nuevos precios de energía competitivos para la implementación del cambio de condición a un usuario libre.

✓ **Objetivo Específico N° 02**

Determinar en la negociación eléctrica nuevos beneficios técnicos que permitan monitorear la operación en tiempo real en la implementación del cambio de condición a un usuario libre.

1.4. Justificación

1.4.1. Justificación Social

Ser un usuario libre permite tener una comunicación directa con los agentes de mercado eléctrico (el suministrador y el operador del sistema "COES"), de tal manera que se les da prioridad al ser denominados "clientes libres" y así brindar un servicio de telecomunicaciones óptimo para la población.

1.4.2. Justificación Tecnológica

Ser un usuario libre otorga beneficios tecnológicos bajo un contrato adjudicado que brinda como servicio adicional el suministrador. La implementación inteligente de medidores multifunción de telemetría, con acceso a una plataforma inteligente de eficiencia energética, que permite obtener parámetros eléctricos en tiempo real y monitorear la operación de manera óptima y segura.

1.4.3. Justificación Económica

La facturación eléctrica siempre va asociada al volumen de energía consumida y el precio de energía determinado en el suministro eléctrico (sea un usuario regulado o usuario libre). El cambio de condición a usuario libre permite definir contractualmente un costo de energía por debajo del precio de mercado eléctrico a fin de que el cliente compre energía a nivel de generación por plazos acordados de 3, 5 o 10 años.

El efecto instantáneo es el Opex, dado que el impacto del precio de energía de un usuario libre es menor respecto a un usuario regulado.

1.4.4. Justificación Medioambiental

Una de las prioridades en la negociación es, celebrar un contrato a una empresa de generación eléctrica con fuentes hidráulicas de tal manera que no tenga impacto ambiental y no inyecte emisiones de CO₂.

Existen compañías eléctricas (generadores) con presencia en el Perú promoviendo la generación con fuentes de energías limpias (hidráulica, eólica y solar).

1.4.5. Justificación Legal

Dentro del marco normativo, las negociaciones eléctricas utilizan como base fundamental leyes, decretos supremos y disposiciones complementarias que son utilizadas para garantizar de manera correcta la participación y el cumplimiento de procedimientos en el suministrador y Telefónica.

Asimismo, agregamos las normas relevantes que se aplicarán en esta investigación.

Normas aplicables

- Decreto Legislativo N° 25844 - Ley de Concesiones Eléctricas y su reglamento.
- Decreto Supremo N° 009-93-EM - Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- Ley N° 27345 - Ley de Promoción del Uso Eficiente de la Energía
- Decreto Supremo N° 053-2007-EM - Reglamento de la Ley de Promoción del Uso Eficiente de la Energía

- Decreto Supremo N° 022-2009-EM - Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad.
- Segunda Disposición Complementaria – Decreto Supremo N° 018-2016-EM – Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad.

1.5. Limitaciones y Facilidades

1.5.1. Vulnerabilidad

El problema de investigación es vulnerable debido a que el precio de energía está sujeto a los cambios del precio del gas natural y al índice de inflación de los Estados Unidos (según WPSFD4131)

1.5.2. Limitaciones

La negativa de la concesionaria en brindar las facilidades técnicas del cambio a usuario libre, ya que no les es rentable económicamente por la pérdida del cliente.

1.5.3. Facilidades

Se tuvo facilidades en la información (recibos de suministros eléctrico, contrato público de adjudicación con el suministrador) del local Telecom de Telefónica, lo que conlleva a la veracidad de nuestra investigación.

Tener una plataforma de eficiencia en tiempo real que brinda información de la operación en la central Telecom, de modo que permite analizar sus parámetros eléctricos.

Tener una asesora investigadora con experiencia en el sector eléctrico permitiendo moldear ideas, capacitarnos e instruirnos para la realización de este trabajo.

CAPITULO II

II. MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes de Estudio

Para la formulación del presente trabajo de investigación, se han tomado como antecedentes diversos autores nacionales e internaciones que hacen referencia al estudio del cambio de condición a usuario libre y los beneficios principalmente económicos respecto a la tarifa de energía obtenida con un contrato de una empresa de generación eléctrica como suministrador.

2.1.1. Antecedentes Internacionales

- ❖ Roberto Pablo Sobre Casas (España 2001), en su tesis titulada “LOS CONTRATOS EN EL MERCADO ELECTRICO” desarrolla el análisis de los cambios producidos en la industria eléctrica, asimismo, considera una serie de cuestiones para comprender las razones de los cambios, los desafíos que generaron y generan como así también las posibles respuestas a dichos desafíos.

Este modelo se rige por reglas de mercado, en los procesos de producción y comercialización, donde el desarrollo tecnológico ha permitido introducir competencia. En la producción y comercialización de energía de reglas de mercado, aunque gestionen una competencia regulada, obligan hoy al estudio de las contrataciones que conciertan los agentes de estos nuevos mercados; tema a desarrollar en la segunda parte de esta tesis: las negociaciones contractuales, tanto en el mercado spot o instantáneo como en los contratos a término, los que permiten a los negociantes de estos mercados compartir o dispersar los riesgos que produce la volatilidad de precios del mercado instantáneo.

El aporte que nos brinda este antecedente para el presente trabajo de investigación es analizar que, esta investigación se desarrolla desde disciplinas jurídicas, con un enfoque normativo a su regulación, por tanto, corresponde hegemonícamente al derecho, sin perjuicio de las necesarias referencias al complejo tecnológico y económico que aporta esta nueva regulación.

- ❖ Ádan Alberto Larez Córdova (México 2003), en su tesis titulada “DESPACHO DE ENERGÍA EN MERCADOS ELÉCTRICOS COMPETITIVOS” evalúa una formulación del problema de despacho de energía considerando agentes intermediarios (brokers). Utilizando este esquema es posible definir las transacciones de compra/venta de energía en un período de tiempo en base a información de diversos participantes y buscar la mejor opción para las transacciones entre los involucrados.

También se presenta el análisis de un mercado competitivo donde los participantes proponen ofertas para la compra y venta de energía. Se ilustra la determinación del precio de mercado y se analiza el efecto de las restricciones de transmisión, cumpliendo en todos los casos con los requerimientos de generadores y cargas.

Los vendedores (generadores) presentan un programa del suministro y ofrecen un precio para cada tipo de contrato (energía, capacidad, reserva, control, etc.) a un centro de coordinación. Los compradores (compañías de distribución locales o industrias) presentan ofertas para recibir energía en un punto del sistema. Después el centro coordinador determina el programa de despacho para maximizar las ganancias del

sistema y al mismo tiempo garantizar la integridad y la estabilidad de la central.

El aporte que nos brinda este antecedente para el presente trabajo de investigación es analizar que, para la existencia de un mercado competitivo, es necesario la participación de dos o más agentes en el sistema eléctrico de tal manera que permitan mejorar la eficiencia económica de la operación del sistema y proteger los intereses de los participantes del mercado. Este tipo de estrategias permiten tener mayor libertad y opciones para que los participantes seleccionen compradores o vendedores de energía.

- ❖ Paulina Alejandra Gutiérrez Villegas (Chile 2002), en su tesis titulada “EL CONTRATO DE SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA A CLIENTES LIBRES” evalúa hacer un análisis jurídico de los contratos de suministro de energía eléctrica, tratando de abarcar a lo menos de manera somera, los principales temas que se tratan en Derecho Civil de los contratos, señalando sus particularidades como negocio regulado por el Derecho Eléctrico y, discutir la conveniencia o inconveniencia de este tipo de contratación.

En cuanto a su regulación, le es aplicable tanto la ley eléctrica propiamente contenida en el D.F.L. N° 1 de 1982, del Ministerio de Minería, “Ley General de Servicios Eléctricos en materia de Energía Eléctrica”, y el D.S. N° 327 de 1997, del mismo Ministerio, que fijó su Reglamento, así como el derecho civil en su carácter de derecho común y general.

El contrato de suministro de energía eléctrica a clientes libres”; dada su complejidad reviste el estudio de la legislación eléctrica y la necesidad de hacerla accesible incluso a quienes no se encuentran directamente vinculados con el sector eléctrico.

El aporte que nos brinda este antecedente para el presente trabajo de investigación es, la regulación a través de la ley se establece un mercado libre y competitivo para el segmento generación y fijación de los precios para las actividades de transmisión distribución. Asimismo, hacer ajustes a la normativa eléctrica con el objeto de asegurar el acceso a los usuarios no sometidos a regulación de precio y que estos puedan obtener beneficios tarifarios.

2.1.2. Antecedentes Nacionales

- ❖ Ruby Aliaga Bautista (Perú 2008), en su tesis titulada “OPTIMIZACION DE COSTOS EN LA FACTURACION ELECTRICA APLICADOS A LA PEQUEÑA Y MICROEMPRESA BASADOS EN UNA CORRECTA APLICACIÓN DEL MARCO REGULATORIO Y LA LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS Y SU REGLAMENTO. DL 25844 – DS 093-2003”, precisa que la normativa es poca o nula, en conocimiento, por parte de las empresas en el Perú (de ese entonces), y que eso se ve reflejado en los montos excesivos que pagan a las concesionarias y que son estas, las únicas beneficiadas.

Esta tesis nos ayudara en el presente trabajo de investigación, en poder aclarar conceptos con respecto a las normativas eléctricas en el cambio de usuario libre, y que tengan una visión clara de la realidad nacional con respecto a la facturación eléctrica, para que de esa manera se puedan implementar en las empresas y que tengan beneficios económicos y sean más competitivos en el mercado.

- ❖ Danny César Palacios Huerta (Lima 2007) en su tesis titulada “EXPECTATIVAS DE DESARROLLO Y PROPUESTAS

COMPLEMENTARIAS DEL MERCADO DE USUARIOS LIBRES DE ELECTRICIDAD SEGÚN LEY N° 28832” busca evaluar y analizar la situación actual del mercado de clientes libres de electricidad en el Perú, identificando las principales causas de sus problemas de orden regulatorio, normativo y competitivo.

Por otro lado, el autor sugiere realizar proyecciones en las condiciones en las que se puede desenvolver los clientes libres dentro de la referida ley, además, de proponer la liberalización como medida complementaria que permita alcanzar el desarrollo del mercado de usuarios libres en función a un adecuado sustento técnico, analítico y comparativo; teniendo el enfoque de búsqueda de un mercado competitivo, eficientes y desregulado.

El aporte que nos brinda este antecedente para el presente trabajo de investigación es que los precios medios de los clientes libres que abastecen las empresas distribuidoras son relativamente superiores a los precios medios que ofrecen las empresas generadoras. Asimismo, esta propuesta complementaria a la Ley N° 28832 pretende contribuir con la continua mejora de la Ley de Concesiones Eléctricas y por consiguiente lleve mejoras al mercado de Usuarios Libres de electricidad

- ❖ Ruddy Fernando Calderón Hernández (Perú 2018) en su tesis “CONDICIONES PARA LA APLICACIÓN DEL MERCADO LIBRE DE ELECTRICIDAD PARA LA REDUCCION DE LA FACTURACION DE LAS TARIFAS ELECTRICAS EN LAS PLANTAS DE PRODUCCION DE HIELO” realiza un estudio de la situación actual del mercado de usuarios libre, hace un estudio en el que determina un valor promedio de consumo de

energía anual, el cual claramente se ve, que la empresa de producción de hielo califica para ser un cliente libre., así como también identifica las condiciones técnicas y económicas de propuestas de venta de energía en el mercado libre para una planta productora de hielo.

Esta tesis nos da un importante aporte para nuestro trabajo, en puntos fundamentales en el cual se aplicará en TELEFONICA PERU, entre lo más resaltantes tenemos, adquirir un precio resultante en la negociación contractual de energía lo más ínfimo posible, obtener ventajas a través de la incorporación de servicios adicionales, estabilizar los precios de suministro, minimizar los riesgos de altos precios en la obtención de energía en el mercado spot.

2.2. Bases Teóricas

Actividades en la producción de electricidad

Dentro de las funciones que desempeñan los diferentes agentes del sector eléctrico, se distinguen aquellas que tienen un carácter físico y las que tienen un carácter comercial.

Las actividades físicas son la generación (encargado de la producción de electricidad), la transmisión (el medio que transporta la energía de punto lejano hacia otro), el operador del sistema (COES, operador encargado de mantener la estabilidad en el sistema interconectado) y la distribución. Asimismo, las actividades comerciales corresponden a las ventas en el mercado mayorista (ventas de los generadores a los distribuidores, comercializadores y los usuarios libres).

Si bien cierto, en el pasado estas actividades eran desarrolladas por una empresa verticalmente integrada (véase la figura N° 2.1, en la página 28), sin embargo, en los últimos años y con los procesos de liberalización, en varios casos se han separado tanto verticalmente

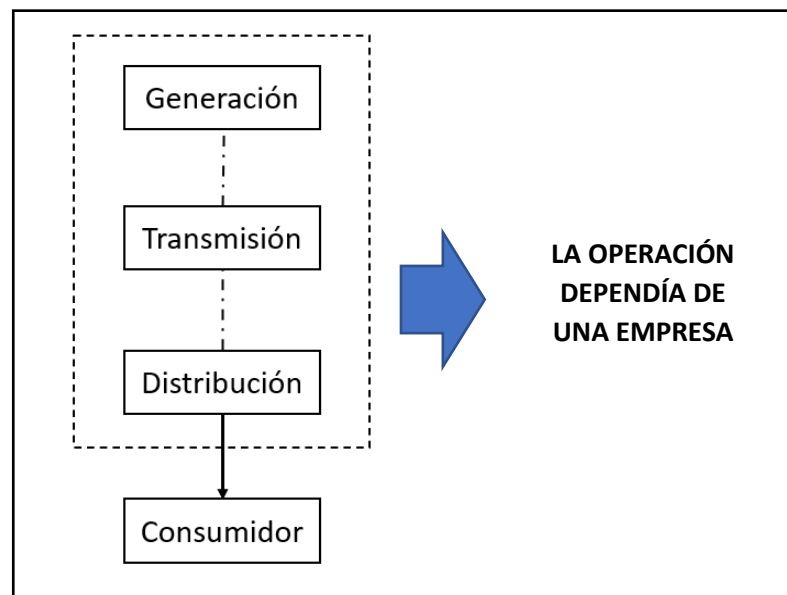
como horizontalmente creando empresas independientes a fin de fomentar la competencia en el mercado eléctrico.

Por otra parte, el proceso de liberalización y las reformas legislativas introdujeron competencia relevante en determinados segmentos del suministro eléctrico para promover una asignación eficiente de los recursos.

Por lo tanto, gracias a estos procesos se establecieron un nuevo sistema de competencia mayorista en el mercado eléctrico peruano.

Figura N° 2.1

ACTIVIDADES VERTICALMENTE INTEGRADAS (ANTES DE LA PRIVATIZACIÓN)



Fuente: HUNT, Sally. Making Competition work in electricity. New York : John Wiley & Sons, Inc., 2002. 0-471-22098-1.

Sistema con competencia mayorista

En este modelo económico, no hay un tratamiento privilegiado para los generadores que forman parte del monopolio verticalmente integrado, sino que todos los generadores compiten en condiciones similares, promoviéndose de esa forma la desintegración vertical.

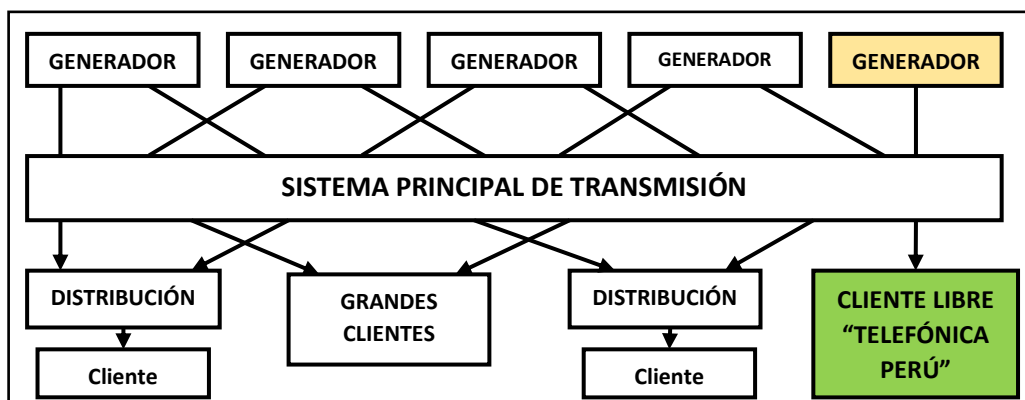
En este caso, los generadores compiten por vender energía a las empresas distribuidoras, a los grandes clientes y consumidores en el mercado mayorista (véase la figura N° 2.2, en la página 29).

Si bien en los modelos donde el grado de desregulación es mayor la competencia es por cantidades y precios. En este mercado también existe la posibilidad de que las generadoras con capacidad insuficiente para cumplir con sus contratos o que hayan sido desplazadas del despacho adquieran electricidad de otras generadoras con capacidad disponible en el mercado spot y de esta manera cubran sus déficits y cumplan con sus compromisos contractuales. Bajo este sistema, las generadoras que compran electricidad en el mercado spot pueden perder o ganar por la proporción de energía comprada según el diferencial que resulte entre el precio de sus contratos y el precio del mercado spot.

Debe tenerse en cuenta que, si bien la provisión de electricidad requiere el uso de las instalaciones de transmisión, el propietario de estas no participa en las negociaciones dentro del mercado mayorista, y es remunerado con un pago predeterminado (ver capítulo 4).

Figura N° 2.2

MODELO DE COMPETENCIA MAYORISTA DE ELECTRICIDAD



Fuente: HUNT, Sally. Making Competition work in electricity. New York : John Wiley & Sons, Inc., 2002. 0-471-22098-1.

Con la finalidad de establecer condiciones para un mercado eficiente y competitivo el sistema peruano se basa, a grandes rasgos, en (i) la segmentación de las tres principales actividades (generación, transmisión y distribución) que se desarrollan en el mercado, (ii) la especialización de las empresas eléctricas en cada una de estas actividades, (iii) un régimen de libertad de precios para los suministros que puedan efectuarse en condiciones de competencia y un sistema de precios regulados para aquellos suministros que por su naturaleza lo requieran; (iv) la interconexión de los sistemas eléctricos y (v) la administración privada de la operación de los sistemas interconectados bajo principios de eficiencia (minimización de costos y garantía de calidad en el suministro de electricidad).

El Sistema Eléctrico Interconectado

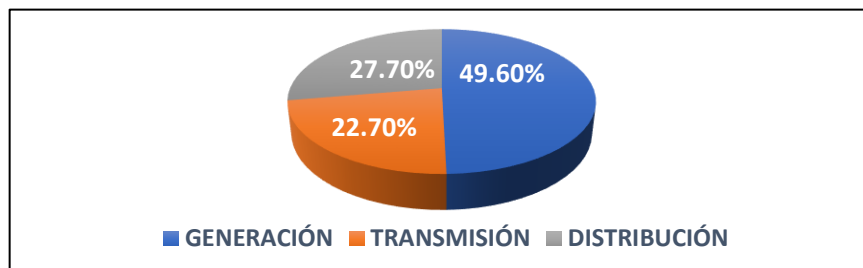
Los sistemas eléctricos interconectados se constituyen en el medio por excelencia para la operación e interacción eficiente y competitiva de los diferentes actores involucrados en la actividad eléctrica, resultando ser el natural soporte material del mercado eléctrico.

El Sistema Interconectado es descrito como una gran red que integra empresas de generación, de transmisión, de distribución y los clientes libres, mediante la cual se realiza el intercambio y transporte (sistemas de transmisión) de electricidad desde los puntos de producción (centrales de generación) hasta los puntos de consumo o retiro (sistemas de distribución y clientes libres).

La vertebra principal para que funcione correctamente dicha red está compuesto por los sistemas de transmisión, los cuales están conformados por líneas de transmisión y subestaciones de alta tensión que interconectan las centrales de generación (puntos de inyección de electricidad) con los sistemas de distribución y los clientes libres (puntos de retiro de electricidad).

Por consiguiente, se explicará las actividades en la producción de electricidad por etapas y la composición del costo de electricidad (véase el gráfico N° 2.1 página 31).

Gráfico N° 2.1
COMPOSICIÓN DEL COSTO TOTAL DE ELECTRICIDAD

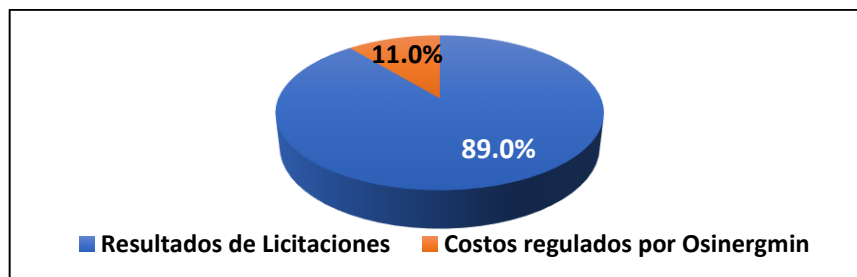


Fuente: <https://www.osinergmin.gob.pe/Infografias/fijacion-de-tarifas/uploads/infografia-tarifas-electricas.pdf>.

a) Generación

Es una actividad donde las economías de gran escala se agotan a niveles menores a la demanda de los sistemas eléctricos, por lo que existe la posibilidad de introducir competencia. La generación representa del 40% al 50% del costo total de la electricidad (véase en el gráfico N° 2.2).

Gráfico N° 2.2
DESGLOCE DEL COSTO POR GENERACIÓN



Fuente: <https://www.osinergmin.gob.pe/Infografias/fijacion-de-tarifas/uploads/infografia-tarifas-electricas.pdf>.

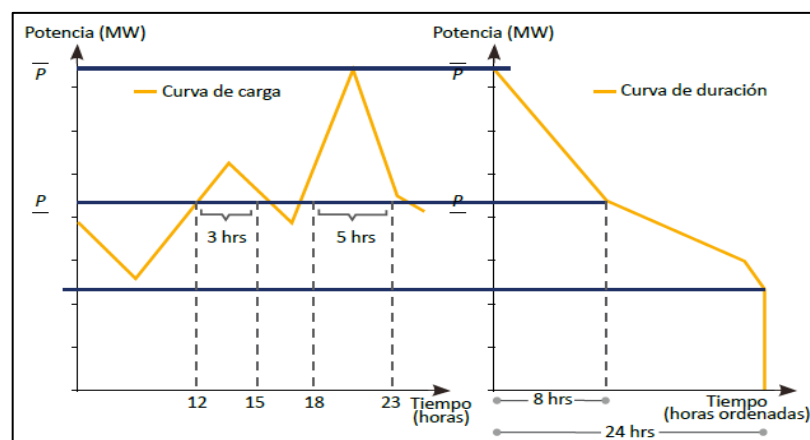
Las plantas de generación eléctrica están constituidas por unidades de generación (máquinas rotativas) que giran gracias a la acción de una fuerza externa, de tal manera que originan un campo magnético el cual produce la electricidad.

La fuerza externa puede ser originada directamente por la combustión o ignición de un combustible, como los motores diésel o las centrales a gas natural; por el vapor generado en una caldera por combustión; por una caída de agua en el caso de las centrales hidráulicas; o también por un medio no convencional, como los aerogeneradores de viento, los biocombustibles, la energía solar, entre otros.

La planta eléctrica debe tener capacidad de generación para satisfacer el pico de demanda del año (máxima demanda del sistema), a pesar de que durante los otros períodos del año no se llegue a utilizar toda la capacidad. Por ello, en las decisiones de planificación de inversiones de generación y operación del sistema debe tenerse en cuenta el patrón de demanda horario a lo largo de un período (curva de carga), sobre la base del cual se construye la curva de duración, ordenando las demandas de mayor a menor (véase en el gráfico N° 2.3).

Gráfico N° 2.3

CURVA DE CARGA Y CURVA DE DURACION



Fuente: SALVADOR JÁCOME, JULIO, TAMAYO PACHECO, JESUS FRANCISCO ROBERTO y VÁSQUEZ CORDANO, ARTURO

LEONARDO. 2016. La industria de la electricidad en el Perú: 25 años de aportes al crecimiento económico del país. Lima: GRÁFICA BIBLOS S.A, 2016. 978-612-47350-0-4. Página 31.

Los diferentes tipos de generadores tienen diversos costos, pero es conveniente que un sistema esté compuesto por más de un tipo de generación, pues algunos tienen costos fijos más altos, pero costos de operación menores (hidroeléctricas), mientras que otros tienen costos fijos más bajos, pero costos de operación mayores (generadores a gas natural de ciclo simple). Ello se debe a que durante pocas horas al día se requieren cantidades mayores de electricidad que el consumo promedio. Normalmente, es más económico producir dichas cantidades de electricidad con generadores de bajo costo de inversión, aunque sus costos de operación sean mayores. En este caso, los mayores costos de operación son menos onerosos que el costo de inversión que debe distribuirse sobre un número reducido de horas por día.

Por otra parte, los volúmenes de electricidad que se requieren durante casi todo el día se proveen en forma más económica con generadores de alto costo de inversión, pero bajo costo de operación. Ello se debe a que el costo de inversión se diluye al distribuirse entre un mayor número de horas de operación.

La generación eléctrica utiliza los siguientes términos técnicos y comerciales a fin de garantizar la capacidad de sus plantas.

- **Potencia Instalada**

Es la suma de las potencias nominales de las unidades de generación del sistema eléctrico. Este valor es considerado para el análisis de la evolución del parque generador.

- **Potencia Efectiva**

Es el rendimiento real al que opera las centrales. Esto se basa en pruebas de potencia efectiva realizado a ciertos estándares

donde se le exige a la maquina su máxima potencia. Este valor de potencia es considerado como insumo en los despachos diarios de energía como el valor máximo de la máquina.

- **Potencia Firme**

Es la potencia máxima que podría generar una unidad de generación con un alto nivel de seguridad (dependiendo si es hidroeléctrico o térmico). Este valor es calculado de manera mensual, es la potencia efectiva afecta de una probabilidad de indisponibilidades de generación y es el valor bajo el cual se remunera la potencia del parque generador del sistema.

Para efectos de operación se requiere la potencia máxima real de la máquina como información

Para fines de pago, se remunera la capacidad de todas las unidades afectas a las indisponibilidades más un margen de reserva, es decir, es un pago por un parque generador seguro y eficiente, dando señales en la tarifa para la inversión de nuevas máquinas.

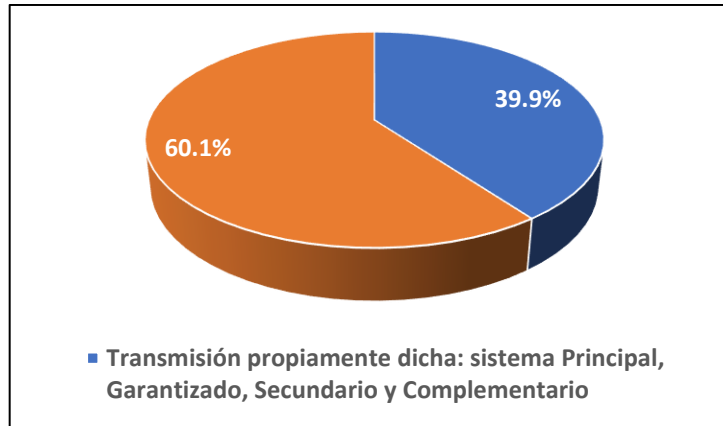
b) Transmisión

Es una actividad encargada de transportar la energía eléctrica desde los puntos de producción hasta los centros de consumo (distribución) y usuarios libres, es ahí donde se presentan importantes economías de escala, principalmente en el momento del diseño de las instalaciones, por lo que tiene características de monopolio natural.

Asimismo, la transmisión representa del 15% al 25% del costo total de la electricidad (véase en el gráfico N° 2.4 página 35).

Gráfico N° 2.4

DESGLOCE DEL COSTO DE TRANSMISIÓN



Fuente: <https://www.osinergmin.gob.pe/Infografias/fijacion-de-tarifas/uploads/infografia-tarifas-electricas.pdf>.

El sistema de transmisión está conformado por un conjunto de líneas suspendidas en las torres, subestaciones con transformadores de potencia que elevan o reducen la tensión para permitir las interconexiones, destinados al transporte de electricidad desde los puntos de producción hasta los centros de consumo. Los cables o conductores utilizados en la transmisión son de aluminio, aleaciones de aluminio y acero, y en menor medida cobre, aunque este último tiene el inconveniente de ser más pesado, costoso y es vulnerable al robo.

La línea de transmisión no se apaga y enciende como otras redes. En ella, la electricidad fluye libremente como corriente continua o directa (*direct current* o dc en inglés) o corriente alterna (*alternating current* o ac en inglés) de acuerdo con las leyes de Kirchhoff y de Ohm. Debido a que es necesario mantener en todo momento un determinado nivel de tensión y frecuencia, que resulta del balance de la generación y consumo, se requiere un ente que opere el sistema (operador del sistema) e integre en cada momento las actividades de generación con las de transmisión.

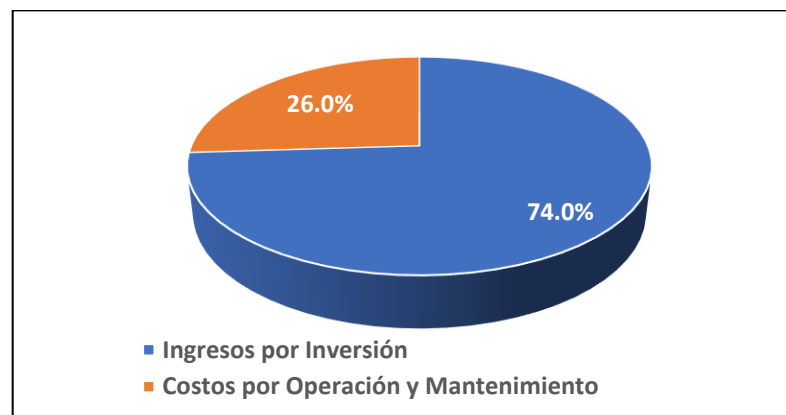
Con el fin de ahorrar costos y reducir pérdidas, la transmisión se realiza en niveles de tensión elevados que varían entre 100 y 500 kilovoltios, lo que genera una mayor eficiencia en el transporte por requerir proporcionalmente un menor volumen de cables y experimentarse menores pérdidas de energía, las cuales fluctúan entre un 1% y 3% de la energía enviada en los sistemas de transmisión más eficientes.

c) Distribución

La distribución tiene con función principal abastecer de suministro eléctrico a los consumidores domésticos y las industrias.

La distribución representa entre el 30% y el 45% del costo de la electricidad (véase en el gráfico N° 2.5).

Gráfico N° 2.5
DESGLOCE DEL COSTO POR DISTRIBUCIÓN



Fuente: <https://www.osinergmin.gob.pe/Infografias/fijacion-de-tarifas/uploads/infografia-tarifas-electricas.pdf>.

Si bien cierto, el transporte de electricidad se realiza a través de los sistemas de transmisión y distribución. Los consumidores acceden a la electricidad a través de las líneas de distribución por medio de acometidas aéreas, sujetas a postes eléctricos, o acometidas subterráneas. Las líneas de distribución operan a voltajes menores que

las líneas de transmisión. Las pérdidas de energía en distribución suelen fluctuar entre un 4% y un 9% en los sistemas más eficientes.

La distribución se suele caracterizar como un monopolio natural debido a la existencia de economías de escala y densidad, además, se les otorga una zona de concesión exclusiva de tal forma que pueda abastecer de suministro eléctrico a los habitantes del lugar.

En muchos casos, los operadores de los sistemas de distribución también realizan la función de atención al cliente, la cual incluye medición del consumo eléctrico, facturación y cobranza. En otros casos, la comercialización minorista (ventas al consumidor final) la realizan empresas distintas, las cuales se encargan de comprar electricidad a las generadoras, celebrar contratos con los consumidores, realizar la medición del consumo, facturar y cobrar.

d) El Operador del Sistema

El operador del sistema es la institución encargada de coordinar la producción de las plantas generadoras con la demanda o carga requerida, que viene a ser la suma del consumo total de los clientes a cada momento en cada nodo o barra del sistema, con objeto de mantener la estabilidad en el sistema interconectado.

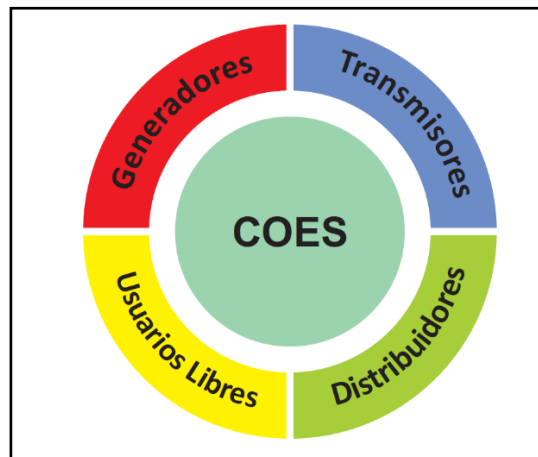
El operador del sistema responsable es el COES (se le conoce como el Comité de Operaciones Económicas del Sistema Interconectado) y es el responsable en integrar a los agentes del SEIN (véase en el gráfico N° 2.6 página 38).

Entre las funciones realizadas por el operador del sistema están: 1) observar la evolución de la carga requerida a través de diferentes indicadores en un centro de control, ordenando a los generadores que inicien o detengan la producción; 2) planificar el despacho por adelantado (predespacho) para que los generadores estén preparados para producir, pues suele existir un período necesario para que estos

estén operativos; y 3) corregir el volumen suministrado por los generadores en el momento de la ejecución del despacho dependiendo de las eventualidades que pudieran surgir, tales como una demanda mayor a la prevista, la salida de centrales o de líneas de transmisión.

Gráfico N° 2.6

INTEGRACIÓN DEL COES



Fuente: Elaboración Propia

Para el cumplimiento de sus funciones, el operador del sistema debe mantener plantas que no estén operando pero que tengan disponibilidad para hacerlo dentro de los límites de tiempo requeridos por el sistema. Los servicios provistos por estas unidades se conocen como «servicios complementarios» por ser requeridos para garantizar la confiabilidad del suministro de electricidad. Entre los principales servicios complementarios se incluyen: 1) balance y regulación de la frecuencia, la cual se puede desestabilizar debido a las diferencias entre la producción y el consumo en tiempo real; 2) estabilidad de tensión o voltaje, que hace necesaria la venta de energía reactiva para estabilizar el sistema; y 3) arranque en negro (black start), que se refiere a las unidades que pueden iniciar operaciones cuando el resto del sistema no funciona y que permiten recuperar el sistema cuando este ha colapsado.

e) Clientes libres

Los usuarios libres de electricidad son aquellos grandes clientes (empresas mineras, fábricas industriales, centros de producción, entre otros) que cuentan con una demanda significativa en su sistema eléctrico y que no se encuentran sujetos a la regulación de precios debido a su potencia. Además, tienen la posibilidad de decidir su proveedor de abastecimiento de electricidad que serán negociadas libremente por las partes.

El suministro de electricidad a los usuarios libres puede ser atendido, indistintamente, tanto por los generadores o distribuidores, quienes compiten por ofrecer el suministro demandado a precios competitivos. En el Perú, la figura de “comercializador” no se encuentra regulada por lo que la negociación y suscripción del contrato de suministro eléctrico para los usuarios libres corresponde a los generadores o distribuidores.

En este marco, los bienes objeto de suministro son dos: (i) energía, es la cantidad suficiente para satisfacer el requerimiento del usuario libre y, (ii) potencia, cuyo concepto está asociado a la capacidad que requiere el usuario libre.

Asimismo, debe precisarse que la energía y potencia no se suministra o entrega al usuario libre, sino que se asegura o pone a disposición en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) por parte del Generador o el Distribuidor.

Las transacciones en el mercado de electricidad se desarrollan en dos ámbitos diferenciados: (i) las transacciones financieras y (ii) las transacciones físicas. Las primeras comprenden las transacciones a través de las cuales se regula contractualmente el suministro, esto constituye, propiamente los contratos de suministro por los que distribuidores y generadores se obligan a abastecer de potencia y energía a usuarios libres a cambio de un pago. La segunda, las

transacciones físicas, están referidas a la operación física del SEIN que hace posible que la energía demandada sea transportada y entregada a los usuarios libres.

Los usuarios libres o usuarios no regulados son aquellos que cumplen con los requisitos y condiciones del Decreto Supremo N° 022-2009-DGE-EM (establecido por el Organismo Supervisor de la Inversión de Energía y Minería (OSINERGMIN), No obstante, deben estar conectados dentro del SEIN para acceder a este tipo de régimen (véase el cuadro N° 2.1)

Cuadro N° 2.1
COMPARACION DE USUARIOS REGULADOS Y LIBRES

	Usuario Regulado	Usuario Libre	
		Rango Optativo	Rango No Optativo
Máxima Demanda Anual	MD < 200 kW	200 kW < MD < 2500 kW	MD > 2500 kW
Poder de Negociación	No	Alto	Alto
Condición para acceder al régimen	Nivel de Demanda Máxima Anual	Avisar al proveedor actual y futuro con mínimo de un año de anticipación y permanecer en dicho régimen por un plazo no menor de tres años. En el caso de no realizar acciones algunas, los usuarios ubicados en este rango se mantienen en el régimen en el cual se encontraban.	Nivel de Demanda Máxima Anual
Participación	Los usuarios regulados no pueden participar en el mercado a corto plazo	Los usuarios libres pueden participar en el mercado a corto plazo	

Fuente: Decreto Supremo N° 022-2009-DGE-EM. Elaboración Propia.

La interconexión de dichos clientes libres se da por dos razones principalmente (i) los beneficios tributarios (exoneración del ISC sobre combustibles, importante para generadores termoeléctricos) otorgados a favor de las empresas dedicadas exclusivamente a actividades eléctricas y que operan dentro de Sistemas Interconectados y (ii) los

beneficios, a nivel de precios de energía, que se obtienen del sistema de transferencia de energía entre generadores por operación económica de los sistemas interconectados (mercado spot).

Factores técnicos en los usuarios regulados

1. Sistema de Utilización en Media Tensión

Es aquel constituido por el conjunto de instalaciones eléctricas de Media Tensión, comprendida desde el punto de entrega hasta los bornes de Baja Tensión del transformador, destinado a suministrar energía eléctrica a los usuarios industriales. Estas instalaciones pueden estar ubicadas en la vía pública o en propiedad privada, excepto la subestación, que siempre deberá instalarse en la propiedad del Interesado.

2. Punto de Diseño

Es el lugar asignado por el concesionario a partir del cual se debe iniciar el proyecto del sistema de utilización en media tensión para el usuario interesado.

3. Punto de Entrega

Para los suministros en media tensión, se considera como punto de entrega el empalme de las instalaciones de propiedad del usuario y las instalaciones del Concesionario.

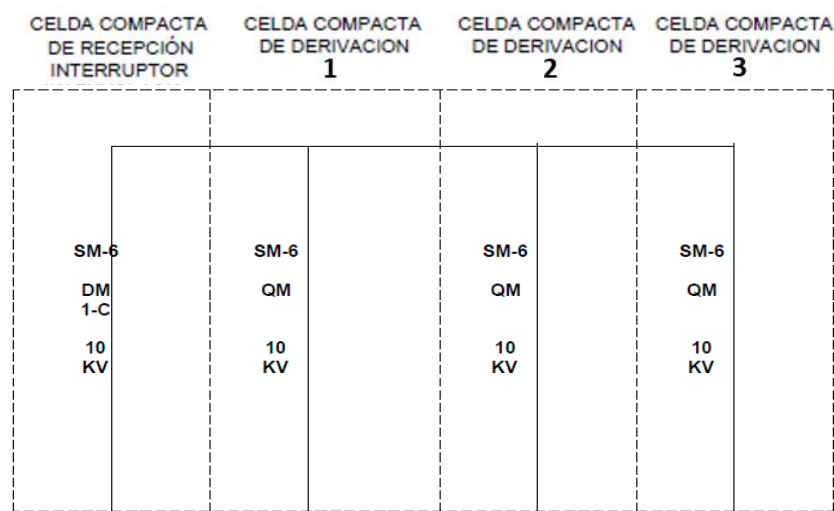
Asimismo, el punto de entrega es utilizado como punto de medición para los usuarios industriales debido a que en ella se encuentra el transformador mixto (que reduce la tensión y corriente para alimentar el registrador) y el medidor o registrador en baja tensión.

4. Subestación Eléctrica

Es una instalación eléctrica vital que conforma parte del sistema de utilización en media tensión y que generalmente, se encuentra ubicado dentro de la propiedad del usuario. Está constituido por una celda de

recepción, celda de interrupción o corte y celda de transformación (véase en el gráfico N° 2.7) de tal manera que garantiza el funcionamiento correcto de todo el sistema eléctrico. Su función es reducir la tensión recibida de 22.9 kV o 10 kV a 220 V. a fin de alimentar equipos eléctricos en baja tensión.

Gráfico N° 2.7
SUBESTACION ELÉCTRICA TELECOM



Fuente: Elaboración Propia.

5. Medidores de Telemetría

Es un tipo de contador avanzado de electricidad que registra y almacena en una memoria interna parámetros eléctricos como energía activa, potencia, energía reactiva inductiva, energía reactiva capacitiva, tensión, corriente, frecuencia, entre otros. Este dispositivo inteligente, también conocido como medidor de telemedición o medidor de telemetría avanzado, recopila el consumo de energía y lo envía a través de un concentrado que respalda y muestra remotamente los valores tomados en una plataforma en tiempo real utilizando comunicaciones inalámbricas sin necesidad de ser revisado regularmente por personal capacitado.

Opción tarifaria en los usuarios regulados

Dentro de los procesos de tarifas eléctricas, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) dispuso para los clientes finales (usuarios regulados) opciones tarifarias y condiciones de aplicación de los tipos de tarifas convenientes.

Se definieron opciones tarifarias en media tensión MT2; MT3; MT4 y, en baja tensión como BT2; BT3; BT4; BT5-B (tarifa común para viviendas); BT6, etc.

Nuestro estudio abarca la tarifa en MT3 dado que antes de realizar las negociaciones eléctricas que conllevaron al cambio de usuario, era la tarifa regulada que facturaba mensualmente la compañía eléctrica Luz del Sur y, donde detallaremos un poco más respecto a sus parámetros de lecturas y cargos de facturación (véase en el cuadro N° 2.2, página 43).

Cuadro N° 2.2
OPCIÓN TARIFARIA EN MT3

Opción Tarifaria	Sistemas y Parámetros de Medición	Cargos de Facturación
MT3	<p><u>Sistema de Medición:</u> Medición de dos energías y una potencia activa (2E1P).</p> <p><u>Parámetros de Medición:</u> Energía: Punta y Fuera de Punta Potencia: Punta y Fuera de Punta Medición de Energía Reactiva Modalidad de Facturación de Potencia activa variable.</p> <p>Calificación de Potencia: P: Usuario Presente en Punta FP: Usuario Presente en fuera punta</p>	<p>a. Cargo Fijo. b. Cargo por energía activa en horas punta. c. Cargo por energía activa en horas fuera de punta. d. Cargo por potencia activa de generación. e. Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución. f. Cargo por energía reactiva.</p>

Fuente: Elaboración Propia.

Cargos por facturación:

- a. Cargo fijo mensual:** Cargo asociado al costo por la lectura del medidor y procesamiento, emisión, reparto y cobranza del recibo o factura.
Cargo por reposición y mantenimiento de conexión: Cargo para mantenimiento de la conexión y su reposición al final de su vida.
- b. Cargo por energía activa en horas punta:** Es la facturación por consumo de energía activa registrada de las 18:00 horas hasta las 23 horas. Las horas punta no se considera los domingos y feriados.
- c. Cargo por energía activa en horas fuera de punta:** Es la facturación del consumo de energía activa registrada en las horas restante del día.
- d. Cargo por potencia activa de generación:** Cargo de potencia correspondiente al costo de generación.
- e. Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución:** Cargo correspondiente al costo de la potencia por uso de las redes de distribución.
- f. Cargo por facturación de energía reactiva:** Cargo correspondiente al consumo de energía reactiva que exceda al 30 % de la energía activa total mensual. La facturación por energía reactiva solo se da en las tarifas MT2, MT3 y MT4.
- g. Alumbrado público:** Cargo por la iluminación de avenidas, calles, plazas y otros lugares públicos.
- h. IGV:** Impuesto general a las ventas del 18%.
- i. Aporte para la electrificación rural:** Aporte de los usuarios de electricidad para la promoción y el desarrollo eficiente y sostenible de la electrificación de zonas rurales, localidades aisladas y de fronteras del país.

Historial de consumo del usuario: Para todas las opciones tarifarias, la empresa distribuidora incluirá dentro de la factura o recibo del usuario,

el historial de consumo de energía y potencia del mismo de los últimos 12 meses.

A continuación, se detalla el modelo de facturación (véase el gráfico N° 2.8, página 45) y como debe estar estructurado para la facilidad de entendimiento de los usuarios finales.

Se tomó como referencia la siguiente facturación para ejemplarizar.

Gráfico N° 2.8

MODELO DE FACTURACIÓN ELÉCTRICA

ELECTRIC VOLT S.A.C. Av. Las Gazaras 2345 Ate Vitarte - Lima		Compañía Eléctrica																																					
Suministro N°: 1234567																																							
iii DATOS DEL SUMINISTRO		DETALLE DE LOS IMPORTES FACTURADOS																																					
Sucursal: MRAFLORES Ruta: 34-210-0965 Tarifa: MT3 Nivel Tensión: 10 KV Sector Tipo: 1 (SE0133)	Conexión: Subterránea C5.5 Potencia Contratada: 1980.00 KW Facturación: Variable Medidor: Trifásico Electrónico 3 hilos.	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Descripción</th> <th>Precio Unitario</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Cargo Fijo</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Mant. y Reposición de Conexión</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Consumo de Energía Hora Punta</td> <td>0.2345</td> </tr> <tr> <td>Consumo de Energía Fuera Punta</td> <td>0.1969</td> </tr> <tr> <td>Potencia Generación Presente en Punta</td> <td>52.9703</td> </tr> <tr> <td>Potencia Distribución Presente en Punta</td> <td>10.6200</td> </tr> <tr> <td>Alumbrado Público</td> <td></td> </tr> <tr> <td>I.G.V. Electrificación Rural (Ley N° 28749)</td> <td>0.0083</td> </tr> </tbody> </table>	Descripción	Precio Unitario	Cargo Fijo		Mant. y Reposición de Conexión		Consumo de Energía Hora Punta	0.2345	Consumo de Energía Fuera Punta	0.1969	Potencia Generación Presente en Punta	52.9703	Potencia Distribución Presente en Punta	10.6200	Alumbrado Público		I.G.V. Electrificación Rural (Ley N° 28749)	0.0083																			
Descripción	Precio Unitario																																						
Cargo Fijo																																							
Mant. y Reposición de Conexión																																							
Consumo de Energía Hora Punta	0.2345																																						
Consumo de Energía Fuera Punta	0.1969																																						
Potencia Generación Presente en Punta	52.9703																																						
Potencia Distribución Presente en Punta	10.6200																																						
Alumbrado Público																																							
I.G.V. Electrificación Rural (Ley N° 28749)	0.0083																																						
REGISTRO DE DEMANDA / CONSUMO																																							
Historia de Consumo																																							
v <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Energía Activa (kWh)</th> <th>Horas Punta</th> <th>Fuera Punta</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Lectura Actual</td> <td>(25/04/2018)</td> <td>1740.120</td> <td>8958.580</td> </tr> <tr> <td>Lectura Anterior</td> <td>(25/03/2018)</td> <td>1718.710</td> <td>8837.880</td> </tr> <tr> <td>Diferencia entre lecturas</td> <td></td> <td>21.410</td> <td>120.700</td> </tr> <tr> <td>Factor de Medición</td> <td></td> <td>4000</td> <td>4000</td> </tr> <tr> <td>Consumo a facturar</td> <td></td> <td>85640.00</td> <td>482800.00</td> </tr> </tbody> </table>		Energía Activa (kWh)		Horas Punta	Fuera Punta	Lectura Actual	(25/04/2018)	1740.120	8958.580	Lectura Anterior	(25/03/2018)	1718.710	8837.880	Diferencia entre lecturas		21.410	120.700	Factor de Medición		4000	4000	Consumo a facturar		85640.00	482800.00	vi													
Energía Activa (kWh)		Horas Punta	Fuera Punta																																				
Lectura Actual	(25/04/2018)	1740.120	8958.580																																				
Lectura Anterior	(25/03/2018)	1718.710	8837.880																																				
Diferencia entre lecturas		21.410	120.700																																				
Factor de Medición		4000	4000																																				
Consumo a facturar		85640.00	482800.00																																				
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Demanda (kW)</th> <th>Horas Punta</th> <th>Fuera Punta</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Lectura Actual</td> <td>(25/04/2018)</td> <td>0.2280</td> <td>0.2540</td> </tr> <tr> <td>Lectura Anterior</td> <td>(25/03/2018)</td> <td>0.0000</td> <td>0.0000</td> </tr> <tr> <td>Diferencia entre lecturas</td> <td></td> <td>0.2280</td> <td>0.2540</td> </tr> <tr> <td>Factor de Medición</td> <td></td> <td>4000</td> <td>4000</td> </tr> <tr> <td>Potencia Registrada</td> <td></td> <td>912.0000</td> <td>1176.0000</td> </tr> <tr> <td>Calificación</td> <td></td> <td colspan="2">Presente en Punta</td> </tr> <tr> <td>Factor de Calificación</td> <td></td> <td>0.610</td> <td></td> </tr> <tr> <td>N° Horas de punta</td> <td></td> <td>120 horas</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>		Demanda (kW)		Horas Punta	Fuera Punta	Lectura Actual	(25/04/2018)	0.2280	0.2540	Lectura Anterior	(25/03/2018)	0.0000	0.0000	Diferencia entre lecturas		0.2280	0.2540	Factor de Medición		4000	4000	Potencia Registrada		912.0000	1176.0000	Calificación		Presente en Punta		Factor de Calificación		0.610		N° Horas de punta		120 horas			
Demanda (kW)		Horas Punta	Fuera Punta																																				
Lectura Actual	(25/04/2018)	0.2280	0.2540																																				
Lectura Anterior	(25/03/2018)	0.0000	0.0000																																				
Diferencia entre lecturas		0.2280	0.2540																																				
Factor de Medición		4000	4000																																				
Potencia Registrada		912.0000	1176.0000																																				
Calificación		Presente en Punta																																					
Factor de Calificación		0.610																																					
N° Horas de punta		120 horas																																					
		FECHA EMISIÓN 30-ABR-2018	FECHA VENCIMIENTO 15-MAY-2018																																				
MENSAJES AL CLIENTE																																							
		vii																																					
El total a pagar incluye: Recargo por FOSE (Ley 27510) S/ 7.355.70																																							

Fuente: Facturación del suministro

Donde:

- i. Datos del titular del suministro.

- ii. Numero de Cliente o número de suministro eléctrico. Este número lo identifica como usuario de la concesionaria y le permita realizar todas sus consultas o reclamos ante la concesionaria.
- iii. Son datos técnicos del suministro y de información para el cliente. En este punto se muestra la opción tarifa y potencia contratada actual.
- iv. El grafico le muestra la evolución de su consumo de energía, hasta un año atrás.
- v. Es la información correspondiente al periodo de lectura, al consumo de energía activa y reactiva, y demanda mensual registrados por el medidor, la cual se obtiene de la diferencia de la lectura anterior con la actual, multiplicada por el factor de medición. Además, se muestra el historial de consumo de energía y demanda.
Es importante señalar que, con las fechas de lectura actual y lectura anterior, se determina el periodo (días) de facturación del mes.
- vi. Detalle de los consumos e importes facturados.
- vii. Mensajes de utilidad para el cliente, recordándole sobre su fecha de corte en caso de atrasos en sus pagos, nuevos servicios, saludos en fechas especiales, etc.

Opción Tarifaria MT3

Esta opción tarifaria está dirigida para aquellos usuarios cuyos consumos de potencia se da durante las 24 horas al día o aquellos usuarios cuyo turno de trabajo empieza en horas de la mañana y acaban pasadas las 18:00 horas.

Esta tarifa considera precios diferenciados para las facturaciones de potencia, según si los usuarios se encuentran calificados como presentes en punta o presentes en fuera punta.

Determinación de consumo energía activa para horas punta (HP) y fuera punta (FP)

Para la facturación de consumos de energía activa en horas punta de la opción Tarifaria MT3, se exceptuará los días domingo, los días feriados nacionales del calendario regular anual y los feriados nacionales extraordinarios declarados en días hábiles.

Para la facturación de la energía en horas punta y fuera punta, se determinará en base al consumo registrado en el periodo de 25 a 25 del siguiente mes multiplicado por su respectivo precio unitario (expresado en Soles/kW.h).

Determinación de la calificación tarifaria

La calificación tarifaria del usuario será efectuada por la concesionaria según el grado de utilización de la potencia en horas punta o fuera punta del usuario.

La fórmula es la siguiente:

$$\text{Calificacion tarifaria} = \frac{EA\ HP}{Máx.\ Dem.* \# HP\ mes}$$

Donde:

EA HP: Energía Activa consumida en horas punta del mes

Máx. Dem.: Máxima Demanda leída en el mes.

HP mes: Número de Hora Punta del mes.

Si la calificación tarifaria tiene como resultado lo siguiente:

- C.T \geq 0.5, el usuario es considerado como cliente presente en punta.
- C.T $<$ 0.5, el usuario es considerado como cliente fuera de punta.

La diferencia de ser un presente en punta o fuera de punta, está en el costo de la potencia de generación (véase el cuadro N° 2.3, página 49).

Cuadro N° 2.3

CARGOS POR POTENCIA PARA USUARIOS HP Y FP

CARGOS	CALIFICACIÓN TARIFARIA	
	Usuario presente en punta	Usuario fuera de punta
Potencia de Generación	52.98 S/ kWh-Mes	36.11 S/ kWh-Mes
Potencia por uso de redes de Distribución	10.62 S/ kWh-Mes	10.60 S/ kWh-Mes

Fuente: Elaboración Propia.

A continuación, se muestra un ejemplo de cómo determinar el valor del factor de calificación tarifaria:

Ejemplo:

Fecha de lectura actual: 25/04/2018

Fecha de lectura anterior: 25/03/2018

Días de facturación (A): 31

Domingos y feriados del periodo de facturación (B): 7

Número de horas punta por día (C): 5 horas/día

HP mes: $(A - B) \times C = 120$ horas

Energía Hora punta consumida mes (EA HP): 85,640 kW.h

Máxima demanda del mes (Máx. Dem.): 1,176 kW

$$\text{Calificacion Tarifaria} = \frac{85,640 \text{ kW.h}}{1,176 \text{ kW} * 120 \text{ horas}} = 0.61$$

Como el valor del factor de calificación fue superior a 0.50, el usuario será calificado como cliente presente en punta, lo que implica que pagará un precio unitario mayor por la facturación de potencia.

Para este caso, Luz del Sur S.A. (concesionario responsable de la zona sur de Lima) incluirá en la factura o recibo de electricidad el resultado de la calificación e incluirá el detalle de los consumos de energía en hora punta, el número de horas punta, la demanda máxima y la

demanda media en horas punta, considerados para el cálculo de la calificación tarifaria; así como el valor resultante del factor de calificación.

Determinación del cargo por potencia activa de generación

La potencia activa de generación a facturar está dada por la demanda máxima mensual ocurrida en hora punta o fuera punta.

Una vez calificado el usuario (presente en punta o fuera punta), la facturación de potencia activa de generación se obtendrá multiplicando por la máxima demanda leída del mes expresada en kW, por el precio unitario de potencia activa de generación.

Determinación del cargo por potencia por redes de distribución

Se determina tomando el promedio de las dos más altas demandas máximas de los últimos 6 meses en horas punta o fuera punta, incluyendo el mes que se factura (véase el cuadro N° 2.4).

Cuadro N° 2.4

REGISTRO HISTORICO DE POTENCIA HP Y FP

Mes	Año	Demanda Leída (kW)	
		HP	FP
Noviembre	2017	846.0	1,038.0
Diciembre	2017	888.0	1,144.0
Enero	2018	924.0	1,179.0
Febrero	2018	915.0	1,304.0
Marzo	2018	984.0	1,296.0
Abril	2018	912.0	1,176.0

Fuente: Elaboración Propia.

La potencia por uso de redes de distribución a facturar en el mes de abril 2018 es:

$$Potencia\ por\ redes\ de\ Distribución = \frac{1,304 + 1,296}{2} = 1,300\ kW$$

Determinación del cargo por energía reactiva.

Si el consumo de energía reactiva exceda el 30% de la energía activa total mensual, la facturación se efectuará sobre el exceso de la energía reactiva.

Ejemplo:

Energía activa consumida al mes: 568,440.0 kW.h

Energía Reactiva consumida en el mes: 85,440.0 kVAR.h

Energía reactiva a facturar: $85,440.0 - 0.3 \times 568,440.0$

- Si la energía reactiva a facturar resulta negativa, no se cobra cargo.
- Si la energía reactiva a facturar resulta positiva, se cobra según lo mencionado en la determinación del cargo.

A este resultado, se le multiplica por el precio unitario de la energía reactiva (expresada en S/. kVAR.h)

Todas las determinaciones explicadas conforman la facturación eléctrica en los suministros de media tensión, en particular, corresponde a la tarifa MT3.

Factores comerciales en los usuarios libres

1. Máxima Demanda

Es la demanda de potencia más alta que se ha producido durante un período de tiempo específico. Normalmente es registrado a través de un medidor que toma valores promedios con periodos de 15 minutos. La unidad utilizada medible es el kilowatt [kW]

2. Potencia Contratada

Es aquella que suscribe el cliente con el suministrador por la máxima carga admisible de la conexión asignada al suministro. El cliente deberá abstenerse de tomar una carga mayor a la contratada pues de lo

contrario estaría sujeto a la suspensión del suministro por poner en riesgo las instalaciones de eléctricas de distribución.

Formula:

$$**Potencia Cont. = Máx. Demanda \times Factor de simultaneidad**$$

Donde:

Factor de simultaneidad: Es el cociente de la suma de potencias nominales de los equipos que trabajan simultáneamente con la máxima demanda de la instalación.

3. Demanda Coincidente

Es la máxima demanda de potencia de los clientes de la generación ocurrida en el sistema interconectado (SEIN). Se utiliza la fecha y el intervalo de tiempo una vez producida la máxima demanda con la finalidad de tomar el valor de referencia para la facturación.

Generalmente, la máxima demanda del SEIN es producido en las horas punta del sistema.

4. Energía consumida

Es la energía total de los equipos en operación conectados en la instalación y que puede verse reflejado en los medidores o contadores de energía. Su unidad es el kilowatt-hora [kWh]. La energía consumida dependerá del tiempo de utilización de cada equipamiento.

Formula:

$$**Energía consumida = Potencia \times Tiempo**$$

Donde:

Potencia: Es la carga total utilizada del suministro eléctrico. Su unidad es el kilowatt [kW].

Tiempo: Es el periodo en el que se utiliza la potencia. Su unidad debe estar en horas [h].

5. Demanda Máxima Contratada (DMC)

Es la demanda global en el punto de suministro y el cual es utilizado para limitar el trabajo por el valor de la potencia contratada.

6. Barra de Referencia de Generación

Es la subestación base referencial donde se realizan los cálculos de los usuarios libres para energía y potencia.

Cuadro N° 2.5

SUBESTACIONES BASE DE REFERENCIA DE GENERACIÓN

<i>Barra de Referencia de Generación - Lima</i>	<i>Nivel de Tensión</i>
Chavarría	220 kV
Santa Rosa	220 kV
San Juan	220 kV
Los Industriales	220 kV
Carapongo	220 kV

Fuente: Elaboración Propia.

7. Parte y Contraparte

La parte es denominada el cliente o responsable del suministro eléctrico, en este caso, Telefónica.

La contraparte es denominada el nuevo suministrador (puede ser una empresa de generación o distribución eléctrica).

Estos términos son utilizados en los contratos o procesos de licitación de forma que puedan agilizar negociaciones.

2.3. Marco Conceptual

Proceso de obtención de una mejora en la tarifa eléctrica

El sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN) está conformado por agentes participantes como los generadores, los transmisores, los distribuidores, los clientes libres, el regulador (OSINERGMIN) y el operador del sistema (COES).

Primeramente, la necesidad de cambiar de usuario se hace cada vez más imprescindible en el suministro eléctrico de la central técnica Telecom de Telefónica, dado que el consumo de energía mensual del punto referido de suministro es considerable y, para obtener una tarifa de energía competitiva en el mercado se debe evaluar si está apto para poder lograr negociaciones con los generadores o distribuidores.

No obstante, el principal propósito es negociar y cambiar de usuario de tal manera que los participantes ofrezcan sus mejores propuestas considerando los aspectos económicos y técnicos.

Para explicar el proceso de cómo mejorar el precio de la tarifa de energía utilizaremos el diagrama de flujos que involucra la negociación eléctrica y su renegociación (una vez finalizado el primer contrato) para encontrar beneficios viables para la industria (véase la figura N° 2.3 página 57).

El proceso inicia en “Como mejoramos la tarifa eléctrica”, para lograrlo debemos evaluar un primer factor sustancial llamado “Rango de Máxima Demanda”; establecido en el artículo 3 del Decreto Supremo N° 022-2009-EM-DGE, que a la letra dice: “Los usuarios cuya máxima demanda anual de cada punto de suministro sea mayor de 200 kW, hasta 2500 kW, tienen derecho a elegir entre la condición de un usuario regulado o usuario libre.

Cumplido el factor de rango de máxima demanda, iniciamos el proceso con la “Negociación Eléctrica” donde los integrantes de venta de energía (generadores y distribuidores) llamados la parte y la contraparte (Telefónica) son invitados a participar en un proceso de licitación.

Para esto, Telefónica tiene la responsabilidad de elaborar sus bases (condiciones técnicas y económicas) y los términos de referencia que son utilizados para que el suministrador se alimente de las capacidades

por punto de suministro y demandas contratadas en su condición actual.

Finalizada la elaboración de las bases y TdR, el siguiente paso corresponde al Área Técnica de Telefónica, quién es responsable de la validación de las bases y términos de referencia que son destinados para los participantes.

Una vez obtenida la corroboración del área responsable, los participantes deberán firmar un “Convenio de Participación” de forma que el oferente, queda automáticamente registrado para participar en el concurso público de la organización. Una vez garantizado el convenio, se entrega los documentos a los participantes teniendo un plazo de 7 días para revisar e indagar que finalmente será formalizada en una propuesta comercial.

Concluido el plazo establecido entre la parte y la contraparte, los participantes adjuntan sus mejores propuestas económicas que luego son examinadas y evaluadas a detalle en todos sus aspectos. La responsabilidad pertenece al área técnica y el área de logística de Telefónica.

En caso de que las propuestas comerciales no cumplan con las bases que Telefónica espera en la licitación, se invitará a los participantes a tener una segunda oportunidad en mejorar sus propuestas y/o invitar a nuevos participantes, esto es para obtener variedad de propuestas técnico-económicas competitivas.

Dentro del proceso de validación de las propuestas, se determinará cual es la que tiene mejores características en cuanto a nivel económico como primer parámetro, luego se procederá a calificar las características técnicas que definirán al mejor postor.

Finalmente, se suscribe un contrato al mejor postor por los años que la

parte y contraparte definieron en su negociación donde quedan definidos precios de energía y potencia, plazos de contrato, certificados de fuentes de energía limpia, sistemas de medición, etc.

A este proceso, también se le conoce como “Adjudicación de Contrato Bilateral al Nuevo Suministrador de Energía Eléctrica”.

Por otra parte, si es la primera vez que el punto de suministro está cambiando a usuario libre, Telefónica en conjunto con su contraparte; deben notificar previamente al Distribuidor de energía un año antes del inicio del nuevo contrato, de modo que no esté sujeta a alguna limitación u obstáculo a la hora de traspasar el punto al nuevo postor o suministrador.

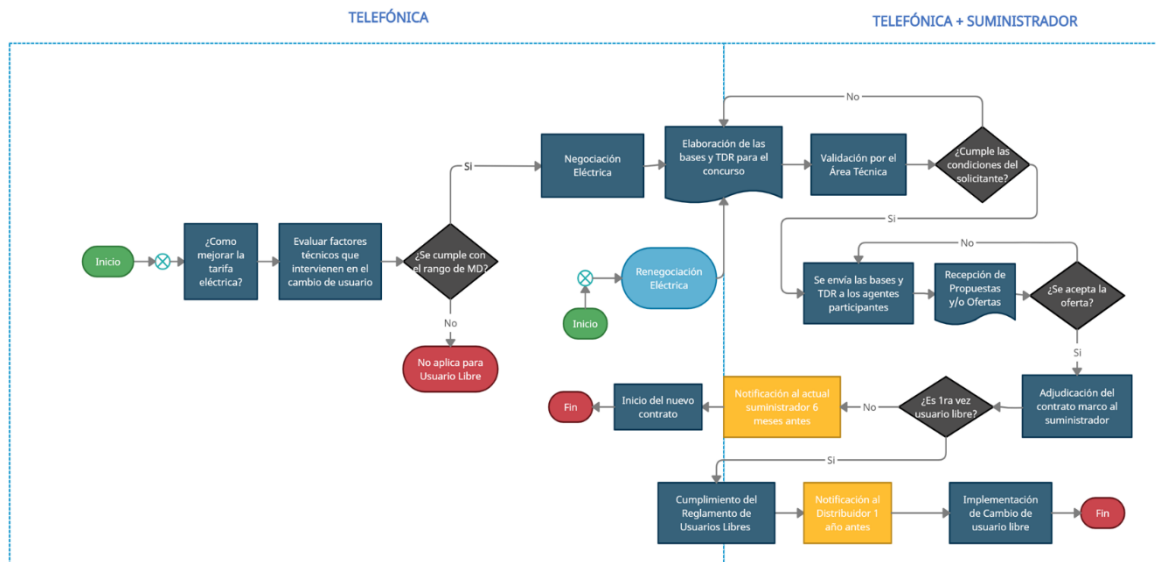
Realizada la previa notificación, el Distribuidor eléctrico responsable de abastecer energía al punto de suministro de Telecom, someterá a Telefónica a fin de que cumpla con los requisitos establecidos en el artículo 4 de la Segunda Disposición Complementaria del Decreto Supremo N° 018-2016-EM (Modificación al Decreto Supremo N° 022-2009-EM-DGE – “Reglamento de Usuarios Libres”) antes de traspasar el punto de suministro al nuevo suministrador.

No obstante, si el punto de suministro ya es un usuario libre y lo que se está evaluando y aplicando es la renegociación eléctrica, Telefónica en conjunto con su contraparte (postor ganador en la licitación) deben notificar al actual suministrador 06 meses antes del inicio del contrato si en caso fuese el suministrador distinto al vigente.

Generalmente, el plazo de comunicación es de 06 meses antes de finalizar el contrato vigente con el actual suministrador. En particular, si el nuevo postor es el mismo que el suministrador, no hay necesidad de notificar dado que el suministrador maneja internamente los plazos establecidos del vigente y nuevo contrato adjudicado.

Finalizado el proceso de licitación, se da inicio al nuevo contrato.

Figura N° 2.3
PROCESO DE MEJORA DE LA TARIFA ELÉCTRICA PARA UN USUARIO LIBRE



Fuente: Elaboración Propia.

2.4. Definición de términos básicos

GLOSARIO DE ABREVIATURAS

BRG	Barra de Referencia de Generación
BT	Red en Baja Tensión
CNE	Código Nacional de Electricidad
COES	Comité de Operación Económica del Sistema (Perú)
CT	Central Técnica de Telefónica
DM	Máxima Demanda
DMC	Demanda Máxima Contratada

CTE	Comisión de Tarifas de Energía (Perú)
DGE	Dirección General de Electricidad (Perú)
D.S.	Decreto Supremo (Perú)
FISE	Fondo de Inclusión Social Energético (Perú)
FOSE	Fondo de Compensación Social Eléctrica (Perú)
FA	Factor de Actualización
FI	Fórmula de Indexación
FP	Hora Fuera Punta (abarca el resto del día sin las HP)
GART	Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (hoy, GRT)
HP	Hora Punta (abarca de las 18:00 a 23:00 horas)
IEEE	The Institute of Electrical and Electronics Engineers
INDECOPI	Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la protección de la Propiedad Intelectual (Perú)
LCE	Ley de Concesiones Eléctricas (Perú)
MINEM	Ministerio de Energía y Minas (Perú)
MT	Red en Media Tensión
NTCSE	Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos
OPEX	Operation Expenses, en español "Gasto Operativo"
OSINERMING	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Perú)

CPI	Costumer Productor Index (Índice de inflación - EE UU)
PGN	Precio del Gas Natural
PMS	Punto de Medición Subterráneo (Medía Tensión)
REGLAMENTO	Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad
RLCE	Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas
SCT	Sistema Complementario de Transmisión (Perú)
SEA	Sistema Económicamente Adaptado (Perú)
SGT	Sistema Garantizado de Transmisión (Perú)
SED	Subestación Eléctrica de Distribución
SEIN	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional del Perú
SPT	Sistema Principal de Transmisión
SST	Sistema Secundario de Transmisión
TDR	Términos de Referencia
VAD	Valor Agregado de Distribución

CAPITULO III

III. HIPOTESIS y VARIABLES

Son las medidas que se adoptaron para cambiar de usuario y mejorar la tarifa eléctrica con óptimos resultados, el objetivo es lograr un estudio adecuado.

3.1. Hipótesis de la Investigación

3.1.1. Hipótesis General

- ✓ Mediante la negociación eléctrica será posible negociar y cumplir con los requisitos técnicos del reglamento de usuarios libres de electricidad para el suministro de Telefónica Perú.

3.1.2. Hipótesis Específicas

- ✓ Mediante la negociación eléctrica se establecerán precios de energía base competitivos dentro de la implementación del cambio de condición a un usuario libre.
- ✓ Mediante la negociación eléctrica se establecerá condiciones técnicas que permitan monitorear la operación en la condición de un usuario libre.

3.2. Variables de la Investigación

La mejora en la tarifa de energía en el punto de suministro de la Central Técnica de Telefónica será medido y relacionado con las siguientes variables:

3.2.1. Variables Independientes

- A) Negociación Eléctrica
- B) Barra de Subestación-Base
- C) Reglamento de usuarios libres de Electricidad

3.2.2. Variables Dependientes

- A) Tarifa de Energía
- B) Carga del Suministro

3.3. Operacionalización de Variables

Lo determinaremos operacionalizando las variables que se simbolizan con sus propiedades concretas, obteniendo los siguientes indicadores:

INDEPENDIENTE

- **Variable X1** = Negociación Eléctrica
Indicadores:
Parámetros eléctricos
Equipamiento eléctrico de monitoreo
- **Variable X2** = Barra de Subestación-Base
Indicadores:
Actualización del precio en Barra
- **Variable X3** = Reglamento de usuario libres de electricidad
Indicadores:
Cumplimiento de los requisitos

DEPENDIENTE

- **Variable Y1** = Tarifa de energía eléctrica
Indicadores:
Índice de inflación (Productor Price Index)
Índice de precio del gas natural
- **Variable Y2** = Carga del suministro
Indicadores:
Máxima Demanda

CAPITULO IV

IV. METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

4.1. Tipo de Investigación

Por la naturaleza de esta investigación corresponde a la de tipo: Investigación descriptivo y transversal. Abarca la descripción del proceso del cambio de usuario dentro de la negociación eléctrica y su renegociación (luego de haber finalizado su primer contrato suscrito con el suministrador).

En las negociaciones eléctricas se especifican dos aspectos, (i) económicos, que favorecen en la facturación de energía; transando precios de energía y, (ii) técnicos, que da la facultad de realizar seguimientos y atenciones del suministro eléctrico.

4.2. Diseño de Investigación

Se está considerando el diseño de investigación “Cuantitativo” debido a que, abordaremos resultados de la negociación eléctrica utilizando cálculos referenciales matemáticos en las propuestas económicas de los participantes y, la simulación de posibles escenarios en el punto de suministro de Telefónica luego de adjudicar un nuevo contrato.

4.3. Método de la investigación

En la primera etapa, para solucionar el problema de la investigación es realizar la recopilación del histórico de facturaciones del suministro eléctrico en condición regulada. Donde se evaluará en la tarifa MT3, los registros de Demanda (consumos), precios de energía, potencia de generación, potencia de distribución, calificación tarifaria (quién define el precio de tarifa en hora punta o fuera punta).

Los factores técnicos como registros de Demanda serán empleados para evaluar el primer escenario de viabilidad en la primera negociación eléctrica del cambio a usuario libre establecido en el “Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad”

En la segunda etapa, se realizará la recopilación de datos respecto al histórico de facturaciones del suministro eléctrico en condición libre definido en la primera negociación eléctrica. Donde se evaluará matemáticamente los posibles escenarios comparando la tarifa regulada y libre

Además, los factores técnicos o parámetros como demanda, energía serán utilizados para construir el perfil de carga del suministro eléctrico

En la tercera etapa, se realizará la recopilación de datos del precio de Índice de Inflación de Estados Unidos, comúnmente denominado CPI y el Índice del precio del gas natural, denominado PGN, a fin de elaborar la curva de tendencia de crecimiento de los índices que conforma el factor de actualización "FA".

Posteriormente, realizar el análisis del comportamiento de los índices de inflación y gas natural a través del tiempo.

En la cuarta etapa, se realizará la comparación de propuestas económicas de los participantes en la licitación del suministro eléctrico (suministradores). Obtenida la información, serán empleadas para analizar y comparar los resultados de los cálculos justificativos de tal manera se determine la mejor propuesta comercial.

Además, se debe constatar que dentro de las bases que se elaboró, el participante debe estar de acuerdo con las condiciones técnicas y proponer nuevas herramientas que posibiliten la operación y control de parámetros eléctricos del punto de suministro, además, de ofrecer calidad de servicio y control de la operación en 24x7.

En la quinta etapa, se realizará las simulaciones de los escenarios regulados y libres (primera negociación y la segunda negociación eléctrica), superponiendo resultados matemáticos en ahorro de OpEx que controla mensualmente Telefónica.

4.4. Población y muestra

La población o muestra estará determinada de acuerdo con el área donde se aplicará el estudio de negociación y optimización, en este caso es el suministro N° 0102312 perteneciente a nuestra Central Técnica (CT) Telecom ubicado dentro de la zona de concesión de Luz del Sur S.A.

Localmente el suministro se encuentra en el distrito de Barranco, provincia y departamento de Lima. Estratégicamente aledaña al distrito de Miraflores y Surco.

4.5. Técnicas e instrumento de recolección de Datos

El procedimiento que se emplea en el desarrollo del cambio de usuario para mejorar la tarifa, es la evaluación y procesamiento de los datos correspondientes a conceptos de volumen y precio de energía a través del tiempo según el contrato de suministro eléctrico para cada usuario (sea condición regulada o libre).

La plataforma Inteligente será utilizada para corroborar los datos de potencia y energía consumida en el suministro de Telecom.

Posteriormente, se usarán cálculos matemáticos para la determinación de ahorro en función a la consignación de precios en las propuestas económicas de los suministradores, de tal manera que se seleccione la oferta más rentable.

Finalmente, se realizará nuevamente cálculos justificativos que confirmarán los ahorros en OpEx y mejora en la tarifa de energía.

4.6. Análisis y procesamiento de datos

Luego de recolectar y compilar toda la información referente a los datos históricos de la facturación del suministro eléctrico para este objeto de estudio, se analizará y construirá el perfil de carga en función a la energía y potencia desde enero 2014 a junio 2018, esto servirá para entender la evolución de carga del suministro y, además, se podrá

calcular el gasto de OpEx (facturación eléctrica) que tuvo la CT Telecom en dicho periodo.

No obstante, existe la probabilidad del incremento de la tarifa regulada afectando directamente a la facturación de Telefónica y, por ende, al aumentar el importe en la facturación mensual ocasionaría mayor gasto en el OpEx.

Se estará evaluando 3 posibles escenarios donde:

(i) El primer escenario contempla que, de no concretarse la primera negociación eléctrica, se simulará la facturación del suministro en condición regulada de julio 2018 a setiembre 2021 utilizando la extracción de datos consignados en el pliego tarifario de electricidad de Osinergmin a fin de estimar el gasto de energía en la facturación en ese periodo.

(ii) El segundo escenario contempla que, concretada la primera negociación eléctrica (Ganador del primero contrato) y con el cumplimiento del D.S. N° 022-2009-EM-DGE del Reglamento de Usuarios Libres; de no llegar a formalizarse la segunda negociación eléctrica, se simulará la facturación del suministro libre en función al primer contrato a partir de julio 2021 a setiembre 2021, considerando la determinación del precio de energía en la fórmula de indexación y en ella, el factor de actualización, este último está constituido por los índices del precio de gas natural e índice de inflación de Estados Unidos, de modo que se estime el gasto de energía por este contrato libre de 3 años.

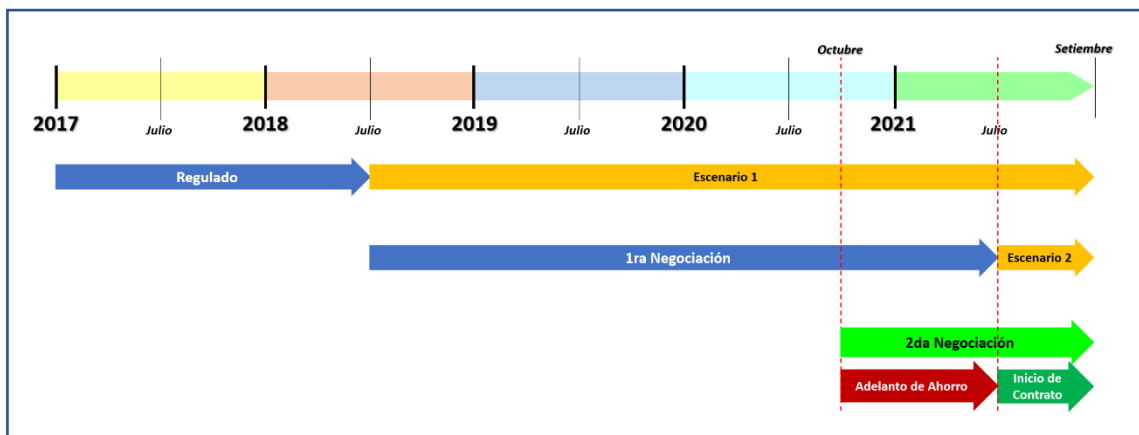
(iii) El tercer escenario contempla que, previo a la expiración del primer contrato, los suministradores invitados dentro del proceso de licitación del suministro eléctrico adjuntarán sus propuestas comerciales donde serán evaluadas y calificadas, para esto, se realizarán proyecciones de índices (PGN y CPI) que servirán para calcular el factor de actualización

donde se analizará a nivel de energía cuál de todas las propuestas ofrece óptimas condiciones económicas, que aporten en el ahorro del OpEx y, técnicas, que garanticen el monitoreo y la continuidad de servicio eléctrico para determinar el mejor postor.

Finalmente se utilizarán datos reales de la facturación con el nuevo contrato suscrito (sin índice de PGN) en la renegociación eléctrica, encontrando ahorros en el OpEx con respecto al primer contrato y al contrato de suministro regulado.

Se explica la evaluación de los tres escenarios (véase la figura N° 4.1)

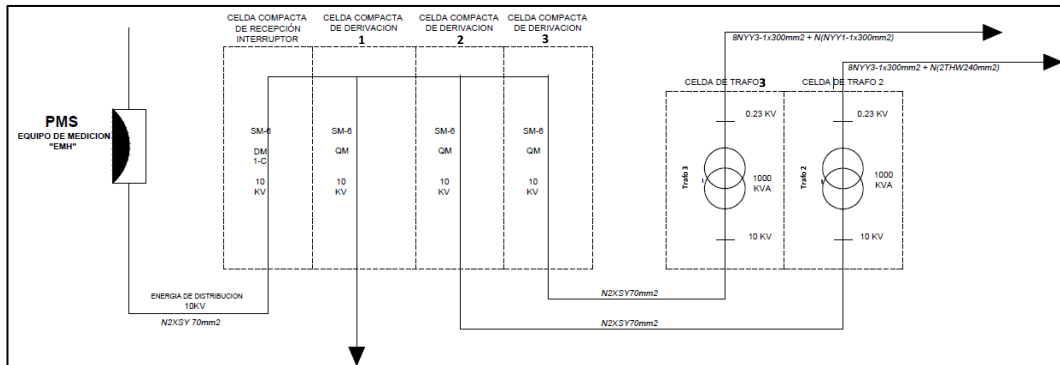
Figura N° 4.1
MODELO DE EVALUACIÓN DE ESCENARIOS



Fuente: Elaboración Propia.

A continuación, presentamos el esquema unifilar del sistema eléctrico perteneciente al suministro N° 0102312, el cual corresponde a nuestra CT Telecom.

Gráfico N° 4.1
ESQUEMA UNIFILAR DE CT TELECOM

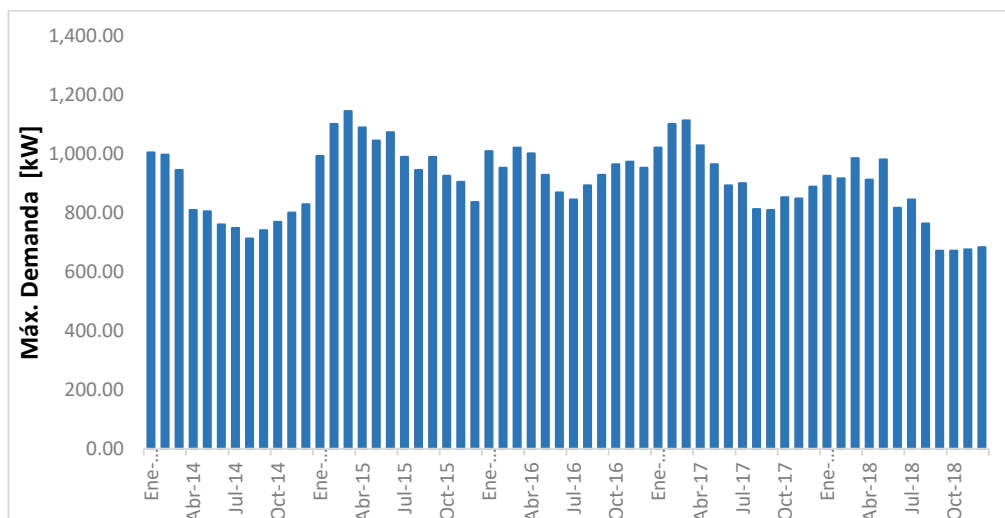


Fuente: Elaboración Propia.

4.6.1. Análisis del histórico de Máx. Demanda y Energía Activa de la CT Telecom

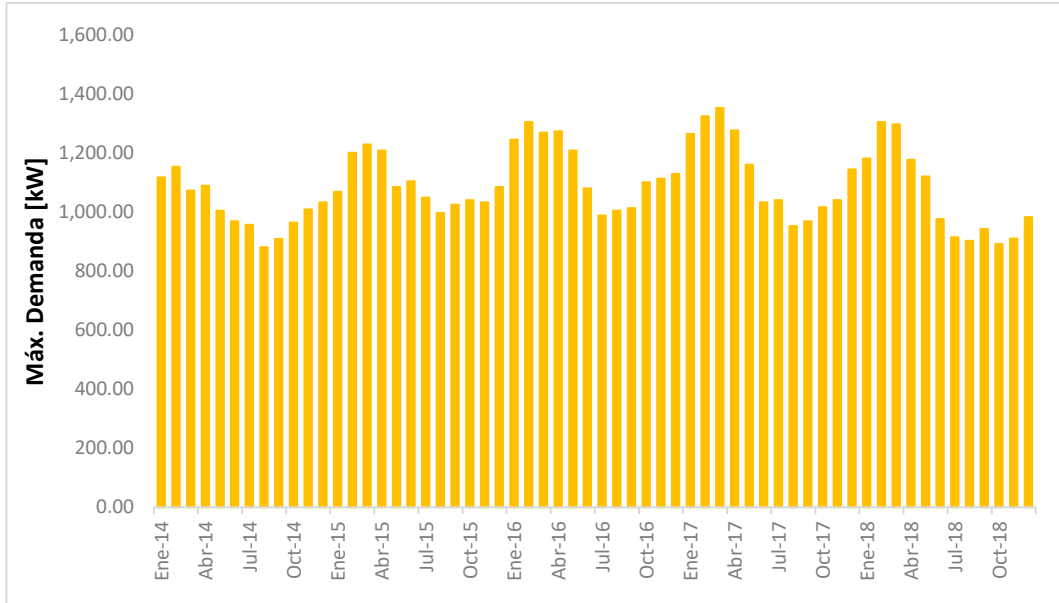
A continuación, se ha obtenido el comportamiento de la máxima demanda en hora punta y fuera punta. Asimismo, también se obtuvo la energía activa consumida en hora punta, fuera punta y total en base al muestreo de datos del registro real en la facturación del suministro de la CT Telecom en el periodo de enero 2014 a diciembre 2018.

Gráfico N° 4.2
HISTORICO DE MÁXIMA DEMANDA HORA PUNTA



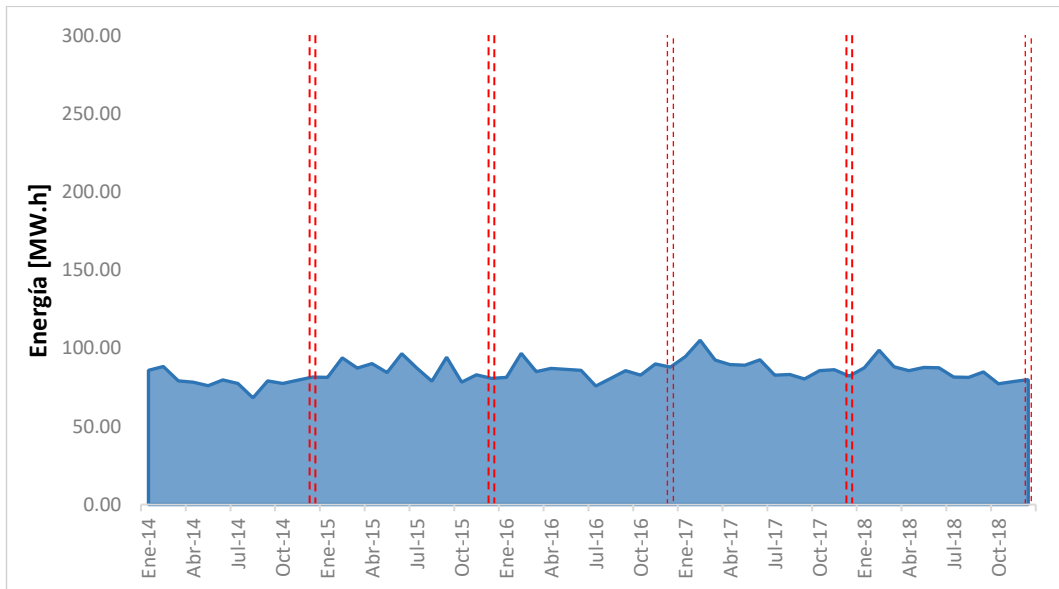
Fuente: Elaboración Propia.

Gráfico N° 4.3
HISTORICO DE MÁXIMA DEMANDA FUERA PUNTA



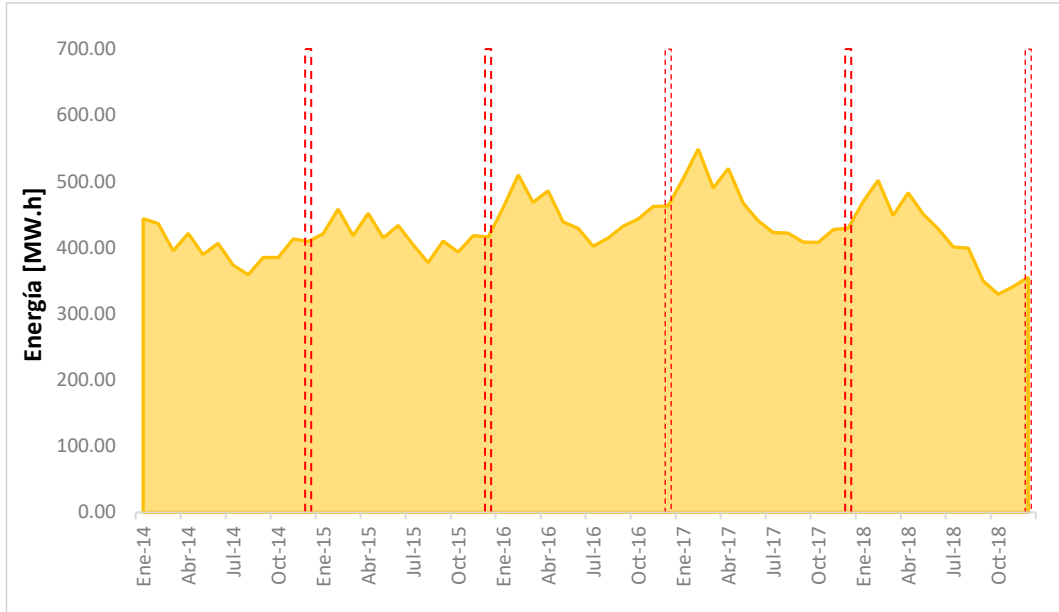
Fuente: Elaboración Propia.

Gráfico N° 4.4
HISTORICO DE ENERGÍA ACTIVA HORA PUNTA



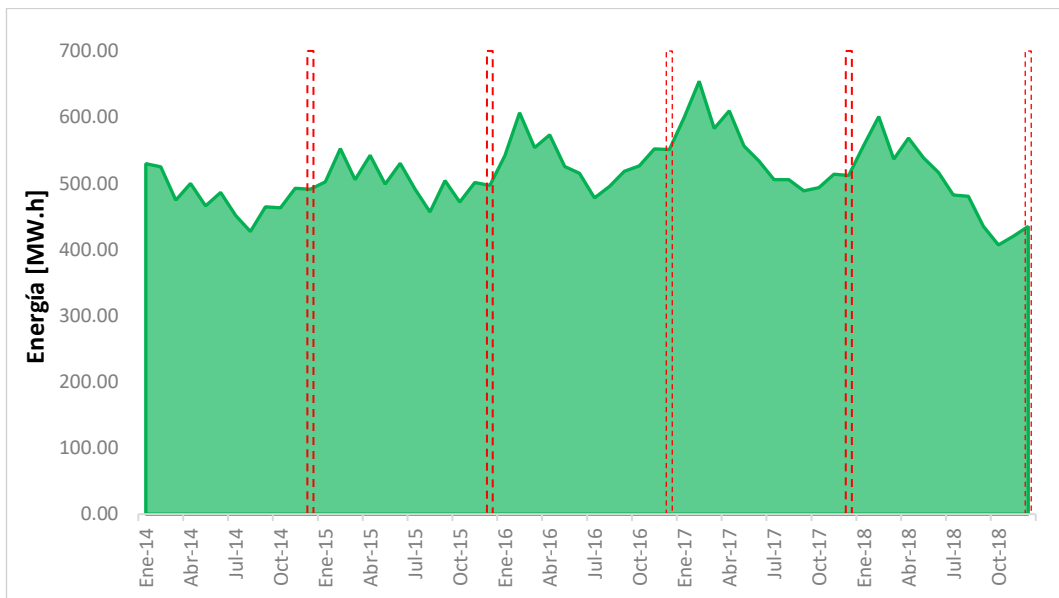
Fuente: Elaboración Propia.

Gráfico N° 4.5
HISTORICO DE ENERGÍA ACTIVA FUERA PUNTA



Fuente: Elaboración Propia.

Gráfico N° 4.6
HISTORICO DE ENERGÍA ACTIVA TOTAL



Fuente: Elaboración Propia.

De los gráficos, hemos notado que el suministro de la CT Telecom presenta una estacionalidad en la demanda y energía (véase el cuadro N° 4.1 y cuadro N°4.2)

Cuadro N° 4.1

VALORES HISTORICO DE ENERGÍA CONSUMIDA TOTAL

Energía Consumida Activa [MW.h]												
AÑO	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
2014	529.6	525.1	474.4	499.9	466.0	486.4	451.3	427.3	464.4	463.0	492.6	491.1
2015	502.4	552.4	505.6	542.2	499.0	530.4	491.7	456.6	504.1	471.8	501.1	497.0
2016	541.9	607.0	553.8	573.3	525.4	515.4	478.1	495.5	518.2	526.2	552.2	551.1
2017	599.2	654.3	582.9	609.5	556.3	533.5	505.8	505.6	488.6	493.7	513.8	511.9
2018	557.3	600.8	536.6	568.4	538.5	516.1	512.5	488.5	435.7	432.2	429.9	456.3

Fuente: Elaboración Propia.

Cuadro N° 4.2

VALORES HISTORICOS DE MÁXIMA DEMANDA

Máx. Demanda [kW]												
AÑO	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
2014	1,116.0	1,152.0	1,072.0	1,088.0	1,004.0	968.0	956.0	880.0	908.0	964.0	1,008.0	1,032.0
2015	1,068.0	1,200.0	1,228.0	1,208.0	1,084.0	1,104.0	1,048.0	996.0	1,024.0	1,040.0	1,032.0	1,084.0
2016	1,244.0	1,304.0	1,268.0	1,272.0	1,208.0	1,080.0	988.0	1,004.0	1,012.0	1,100.0	1,112.0	1,128.0
2017	1,264.0	1,324.0	1,352.0	1,276.0	1,160.0	1,032.0	1,040.0	952.0	968.0	1,016.0	1,040.0	1,144.0
2018	1,180.0	1,304.0	1,296.0	1,176.0	1,120.0	976.0	913.6	902.4	942.0	890.8	909.2	982.0

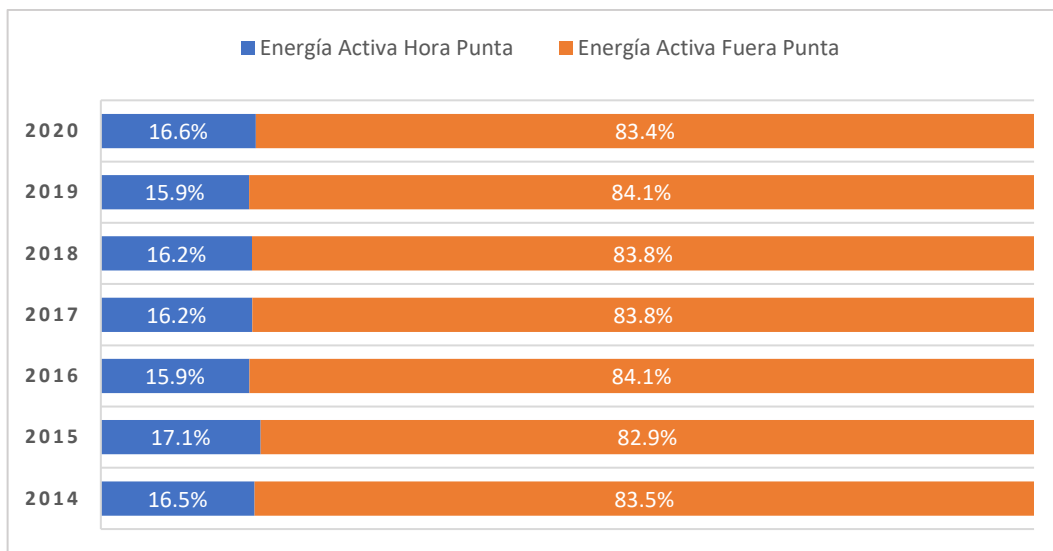
Fuente: Elaboración Propia.

De los gráficos y valores obtenidos del histórico en el periodo de enero 2014 a diciembre 2018, hemos determinado que el suministro de la CT Telecom presenta registros mínimos en la máxima demanda y energía activa total en los meses comprendidos de julio y agosto, debido a la estacionalidad “variación estacional” que afecta directamente a las salas técnicas y áreas comunes.

Los equipos de comunicaciones requieren un mayor uso del aire acondicionado, por lo tanto, se colocan equipos especiales para enfriar las salas técnicas a través del agua helada, asimismo, se aprovecha el aire frío para climatizar áreas comunes.

A continuación, se ha representado los porcentajes de energía activa consumida por hora punta y fuera en función a los datos registrados en la facturación y extraídos para su determinación (véase el gráfico N° 4.7).

Gráfico N° 4.7
ENERGÍA ACTIVA REAL DIFERENCIADA EN HP Y FP



Fuente: Elaboración Propia.

Según el registro de facturación histórico, se ha observado lo siguiente:

$$\text{Energía Activa HP} = \frac{16.6\% + 15.9\% + 16.2\% + 16.2\% + 15.9\% + 17.1\% + 16.5\%}{7}$$

$$\text{Promedio Energía Activa HP} = 16.4\%$$

$$\text{Energía Activa FP} = \frac{83.4\% + 84.1\% + 83.8\% + 83.8\% + 84.1\% + 82.9\% + 83.5\%}{7}$$

$$\text{Promedio Energía Activa FP} = 83.6\%$$

Se ha calculado la media de los datos anuales en el periodo de enero 2014 a diciembre 2020, donde hemos obtenido como resultado el siguiente cuadro (véase el cuadro N° 4.3).

Cuadro N° 4.3
COMPOSICIÓN DE ENERGIA ACTIVA TOTAL

	<i>Energía Activa Hora Punta</i>	<i>Energía Activa Fuera Punta</i>
Promedio	16.4%	83.6%

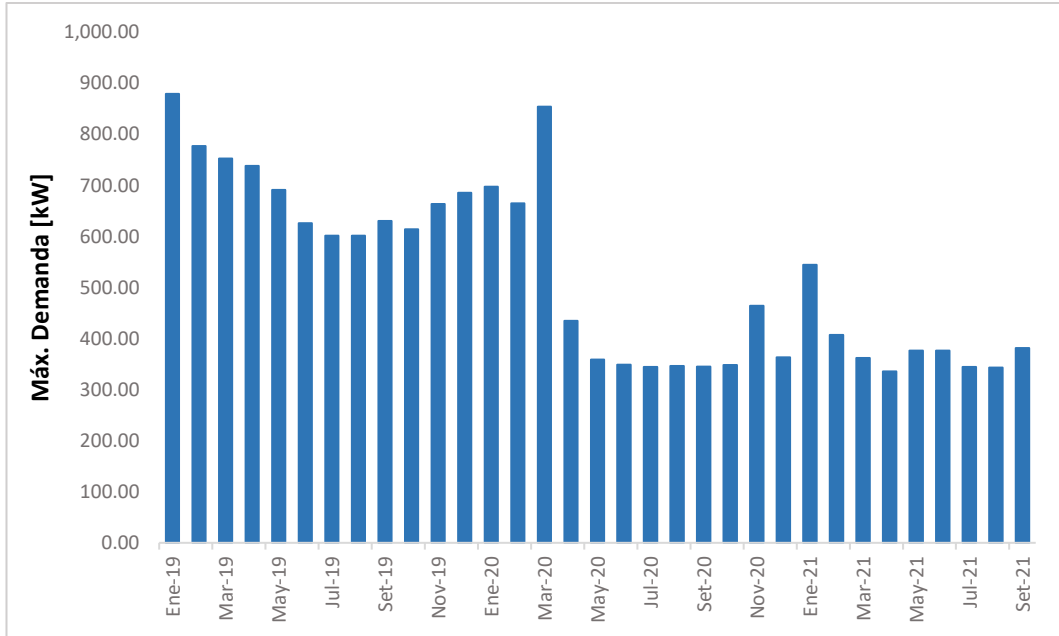
Fuente: Elaboración Propia.

Es importante mencionar que, a partir del 15 de marzo de 2020, debido al estado de emergencia por el brote de la COVID-19 según el D.S 044-2020-PCM, el gobierno dispuso aislamiento social obligatorio a la ciudadanía, de manera que el personal que laboraba en la CT Telecom dejó de realizar sus actividades presenciales.

En consecuencia, se redujo la máxima demanda y el consumo de energía activa, dado que se apagaron los equipos de aire acondicionado ubicados en puntos estratégicos de la CT Telecom.

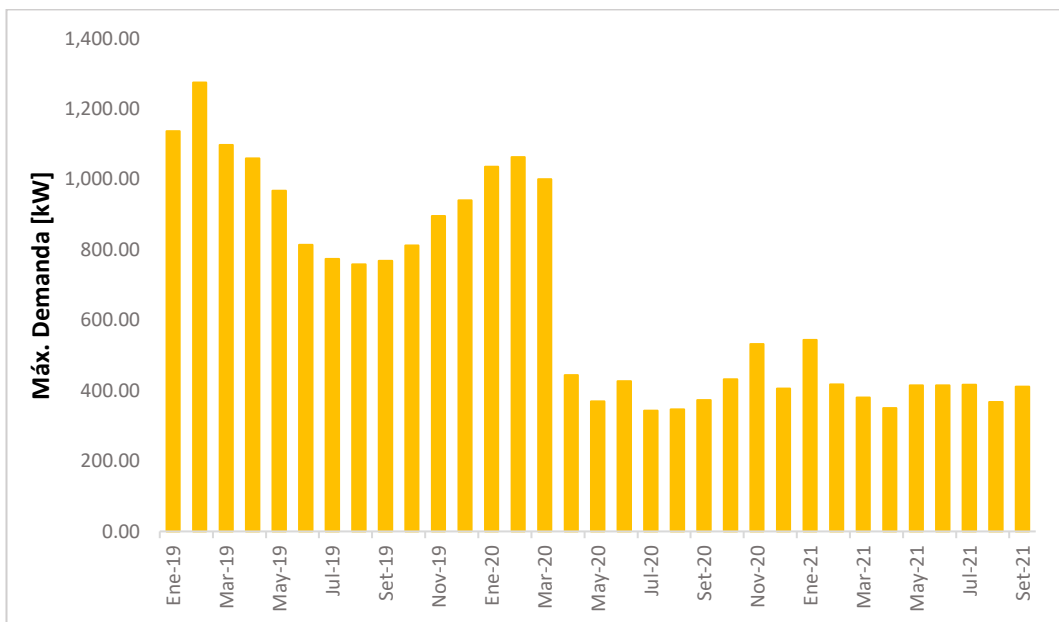
A continuación, se ha obtenido el comportamiento de la máxima demanda diferenciada en hora punta y fuera punta en función a datos reales obtenidos en la facturación (usuario libre) en el periodo de enero 2019 a setiembre 2021 del suministro de la CT Telecom (véase el gráfico N° 4.8 página 73).

Gráfico N° 4.8
MÁXIMA DEMANDA HORA PUNTA



Fuente: Elaboración Propia.

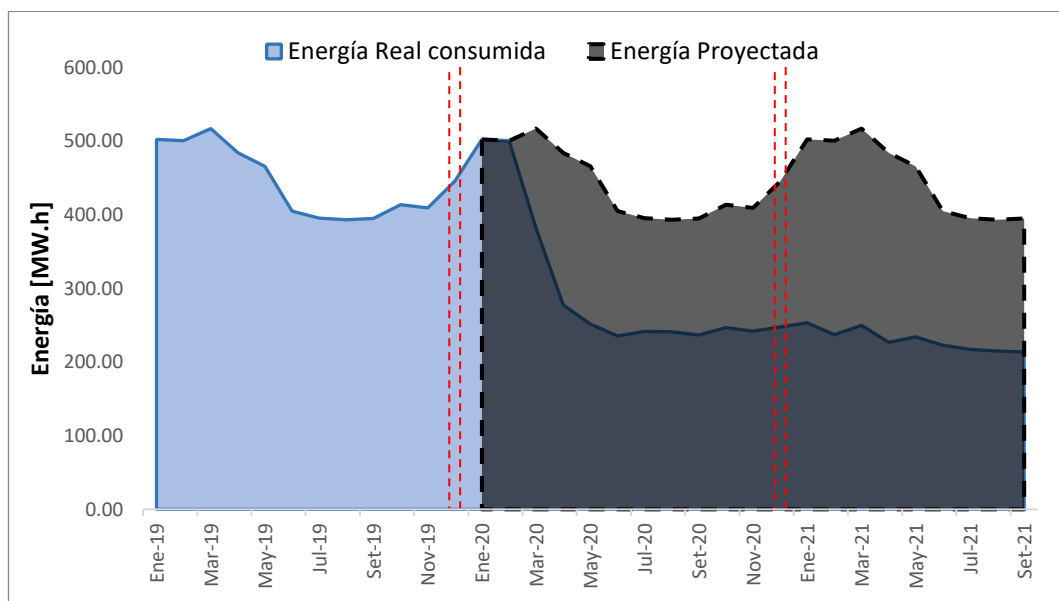
Gráfico N° 4.9
MÁXIMA DEMANDA FUERA PUNTA



Fuente: Elaboración Propia.

La energía activa total proyectada para el 2020, 2021, se obtuvo en base al comportamiento mensual de la energía consumida del 2019 debido a que existe un plan de consumo energético anual, consumir en los próximos años similar al año precedente antes del inicio de la COVID-19. (véase el gráfico N° 4.10).

Gráfico N° 4.10
ENERGÍA PROYECTADA 2020 / 2021



Fuente: Elaboración Propia.

En la superposición de áreas de energía consumida y proyectada, se puede verificar que hay un déficit de energía que no se consumió respecto a la proyección (véase Cuadro N° 4.4)

Cuadro N° 4.4
ENERGÍA NO CONSUMIDA 2020

	Año 2020 [MW.h]	Energía No Consumida 2020 [MW.h]
Energía Proyectada	5,328.5	1,722.7
Energía Consumida Real	3,605.8	

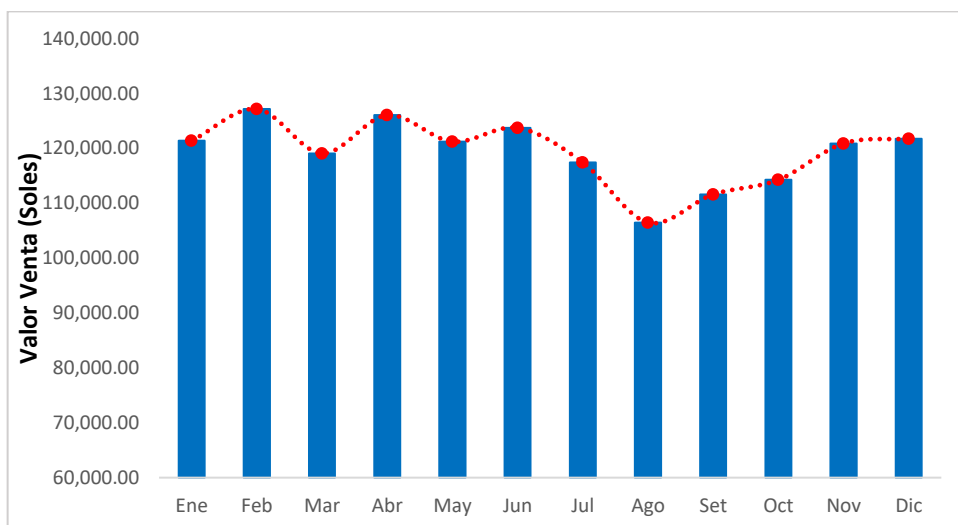
Fuente: Elaboración Propia.

4.6.2. Análisis del gasto mensual por facturación eléctrica en condición regulada

A continuación, presentamos el evolutivo del valor venta obtenido en el periodo de enero 2014 a diciembre 2018, los datos fueron analizados y extraídos de la facturación real del suministro de la CT Telecom.

Gráfico N° 4.11

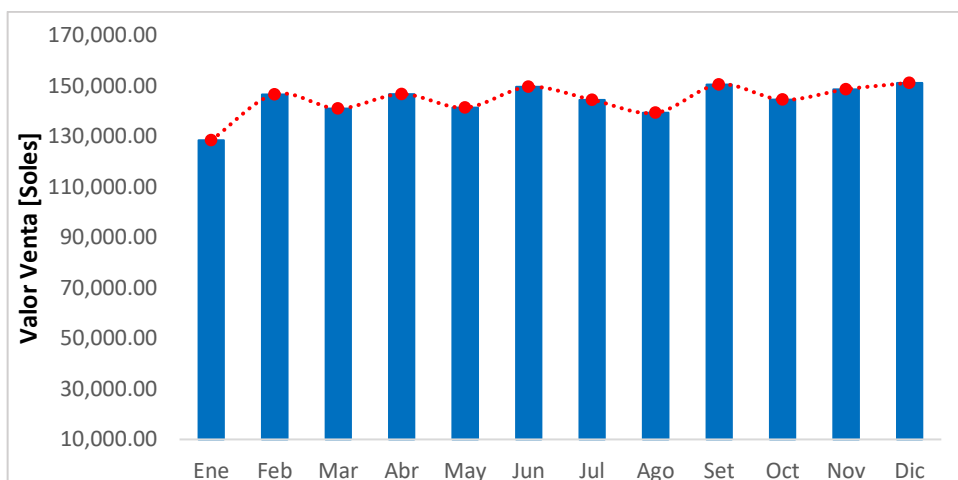
COMPORTAMIENTO DEL VALOR VENTA 2014



Fuente: Elaboración Propia.

Gráfico N° 4.12

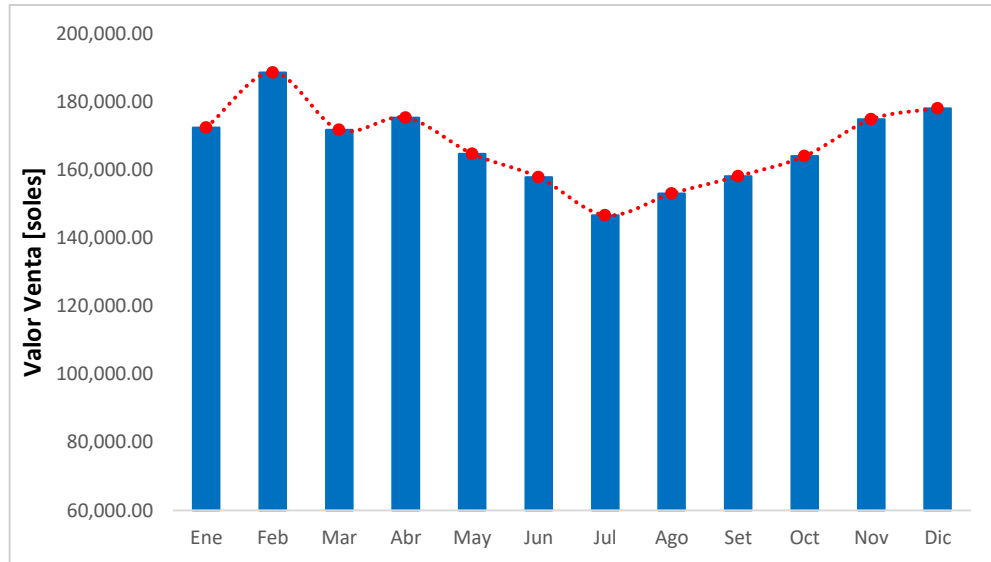
COMPORTAMIENTO DEL VALOR VENTA 2015



Fuente: Elaboración Propia.

Gráfico N° 4.13

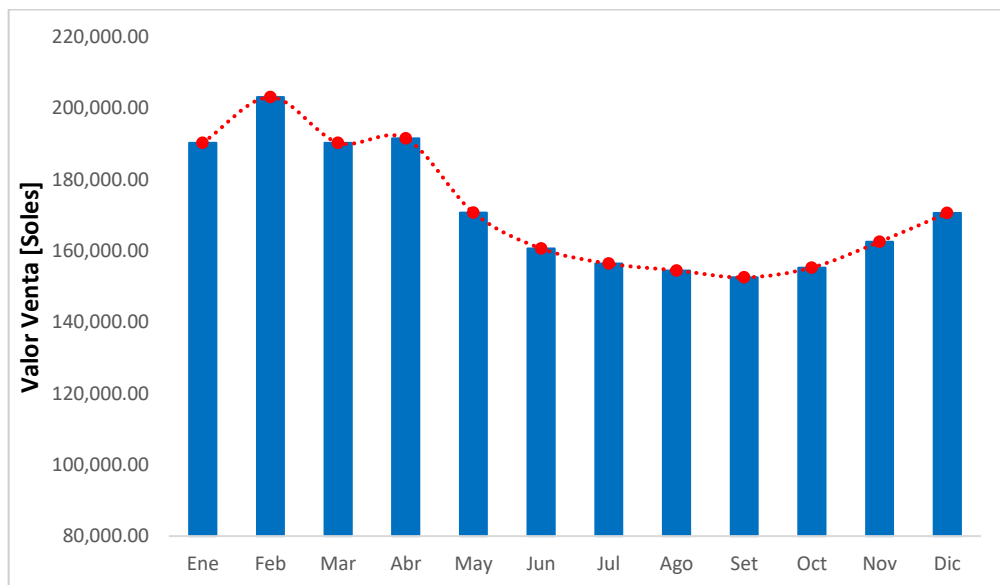
COMPORTAMIENTO DEL VALOR VENTA 2016



Fuente: Elaboración Propia.

Gráfico N° 4.14

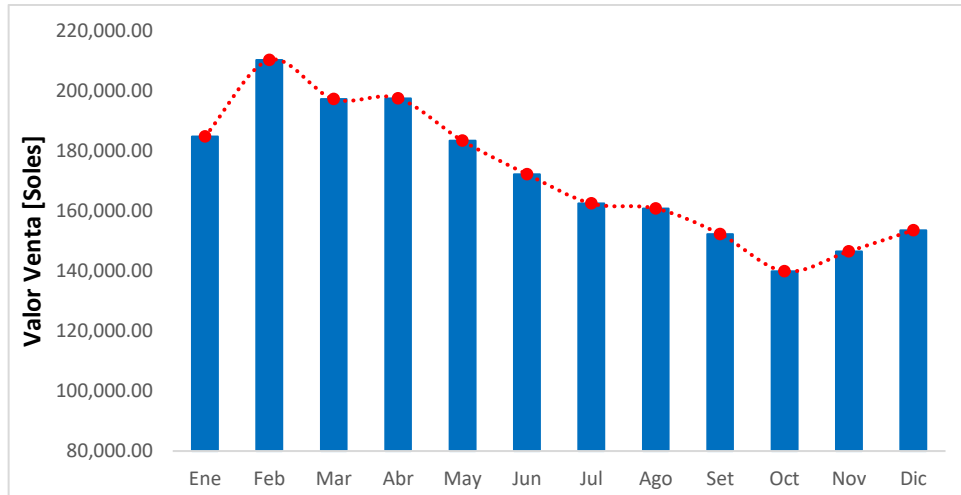
COMPORTAMIENTO DEL VALOR VENTA 2017



Fuente: Elaboración Propia.

Gráfico N° 4.15

COMPORTAMIENTO DEL VALOR VENTA 2018



Fuente: Elaboración Propia.

De los gráficos del histórico de valor venta, se ha obtenido una estacionalidad en el consumo energético con subtotales mínimos entre los meses de julio, agosto y subtotales máximos en los meses de enero y febrero. Se ha determinado que el comportamiento del valor venta es directamente proporcional a la energía consumida en el mes.

Cuadro N° 4.5

REGISTRO DE HISTORICOS DE VALOR VENTA [Soles]

	2014	2015	2016	2017	2018
Ene	S/ 121,389.13	S/ 128,399.23	S/ 172,400.70	S/ 190,288.50	S/ 184,612.49
Feb	S/ 127,200.26	S/ 146,615.38	S/ 188,568.60	S/ 203,059.28	S/ 210,186.23
Mar	S/ 119,100.39	S/ 141,046.48	S/ 171,698.18	S/ 190,323.49	S/ 197,120.92
Abr	S/ 126,060.60	S/ 146,731.54	S/ 175,317.25	S/ 191,495.29	S/ 197,433.36
May	S/ 121,230.17	S/ 141,367.72	S/ 164,680.44	S/ 170,701.33	S/ 183,314.05
Jun	S/ 123,737.19	S/ 149,574.17	S/ 157,790.88	S/ 160,625.83	S/ 172,172.64
Jul	S/ 117,443.43	S/ 144,462.44	S/ 146,646.46	S/ 156,409.61	S/ 162,403.40
Ago	S/ 106,488.44	S/ 139,310.64	S/ 153,010.45	S/ 154,501.27	S/ 160,723.03
Set	S/ 111,610.31	S/ 150,530.95	S/ 158,124.60	S/ 152,538.57	S/ 152,244.82
Oct	S/ 114,265.73	S/ 144,510.27	S/ 163,959.95	S/ 155,302.12	S/ 139,850.88
Nov	S/ 120,899.11	S/ 148,650.60	S/ 174,818.21	S/ 162,509.60	S/ 146,499.13
Dic	S/ 121,767.75	S/ 151,215.58	S/ 178,045.56	S/ 170,609.81	S/ 153,510.64

Fuente: Elaboración Propia.

4.6.3. Análisis del 1er escenario (Usuario Regulado)

Dentro del análisis del primer escenario, el precio de energía y potencia está sujeto al tipo de calificación tarifaria (véase página 47), (i) clientes presentes en punta (hora punta) y (ii) clientes presentes fuera punta (FP).

Se presenta el siguiente histórico del factor de calificación tarifaria, donde se obtuvo en función a la extracción de datos de la facturación como cliente regulado del suministro de la CT Telecom. (véase cuadro N°4.6 página 78)

Cuadro N° 4.6

HISTÓRICO DEL FACTOR DE CALIFICACION TARIFARIA

	2014	2015	2016	2017	2018
Enero	0.69	0.59	0.58	0.60	0.66
Febrero	0.61	0.62	0.53	0.58	0.60
Marzo	0.61	0.59	0.56	0.57	0.58
Abril	0.56	0.61	0.57	0.58	0.61
Mayo	0.67	0.65	0.54	0.62	0.62
Junio	0.63	0.64	0.56	0.66	0.67
Julio	0.61	0.67	0.64	0.66	
Agosto	0.65	0.66	0.65	0.71	
Setiembre	0.67	0.68	0.65	0.66	
Octubre	0.64	0.60	0.64	0.62	
Noviembre	0.65	0.62	0.62	0.64	
Diciembre	0.63	0.60	0.58	0.61	

Fuente: Elaboración Propia.

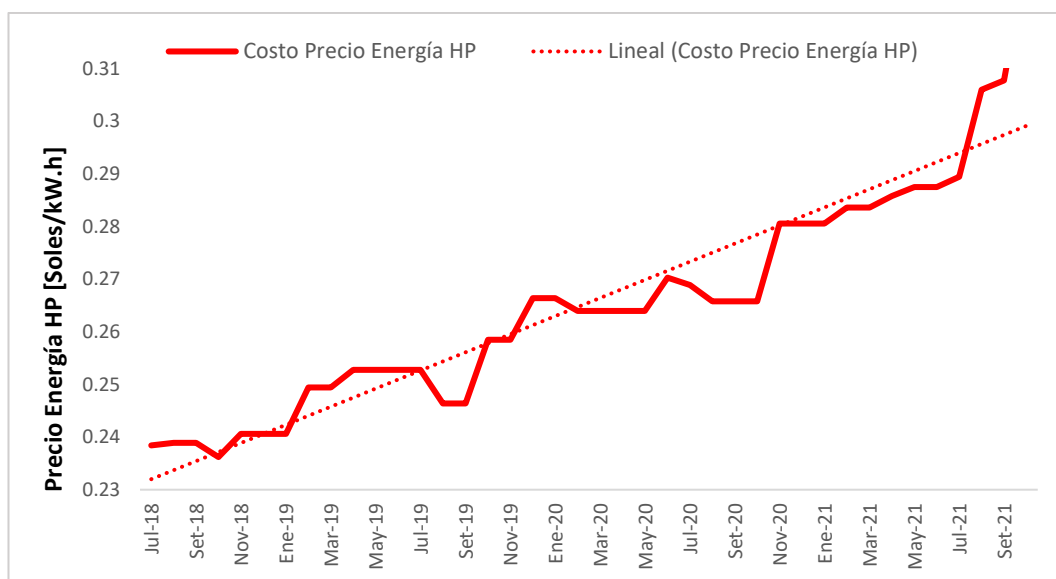
Se puede verificar que los valores históricos del factor de calificación son mayores a 0.5, por ende, el tipo de calificación tarifaria corresponde a un usuario presente en punta (hora punta).

Asimismo, por el tipo de calificación obtenida los precios de energía y potencia que se seleccionaron son valores presentes en punta.

No obstante, para la evaluación y simulación del primer escenario, se ha extraído mensualmente los precios vigentes según indica el pliego tarifario de Osinergmin en tarifa MT3 para clientes presentes en punta; comprendidos en el periodo de julio 2018 a setiembre 2021.

Los datos extraídos que presentamos son: precios de energía HP, precios por potencia de generación presentes en punta y precios de potencia de distribución presentes en punta, obtenidos en el portal de Osinergmin.

Gráfico N° 4.16
PRECIOS DE ENERGÍA ACTIVA HP



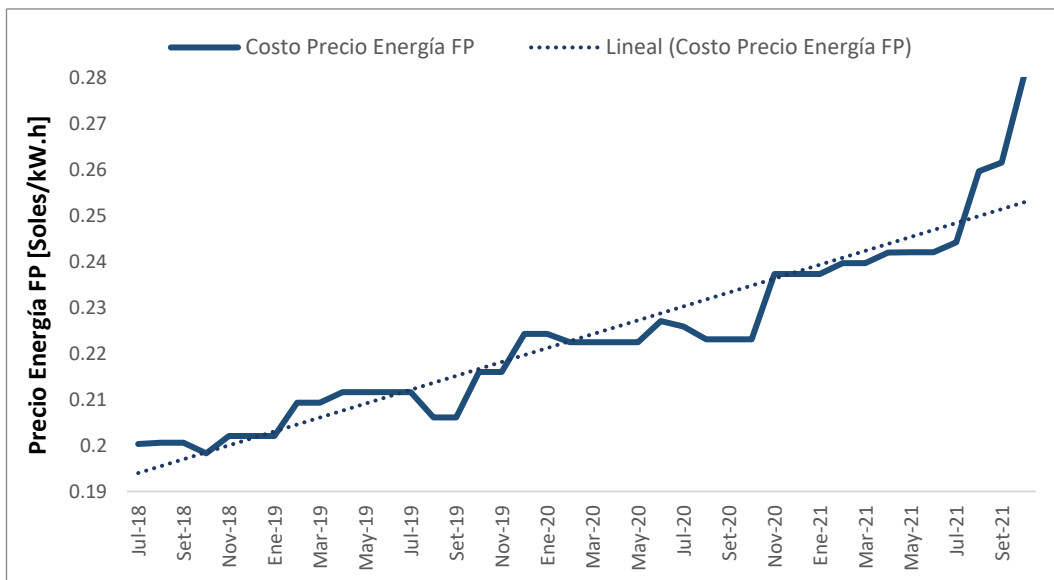
Fuente: Elaboración Propia.

Cuadro N° 4.7
VALORES DEL PRECIO DE ENERGÍA HP [Soles/kW.h]

	2018	2019	2020	2021
Enero		0.2406	0.2664	0.2806
Febrero		0.2494	0.2640	0.2836
Marzo		0.2494	0.2640	0.2836
Abril		0.2528	0.2640	0.2858
Mayo		0.2528	0.2640	0.2875
Junio		0.2528	0.2703	0.2875
Julio	0.2384	0.2528	0.2689	0.2895
Agosto	0.2389	0.2464	0.2658	0.3060
Setiembre	0.2389	0.2464	0.2658	0.3078
Octubre	0.2362	0.2585	0.2658	
Noviembre	0.2406	0.2585	0.2806	
Diciembre	0.2406	0.2664	0.2806	

Fuente: Elaboración Propia.

Gráfico N° 4.17
PRECIOS DE ENERGÍA ACTIVA FP



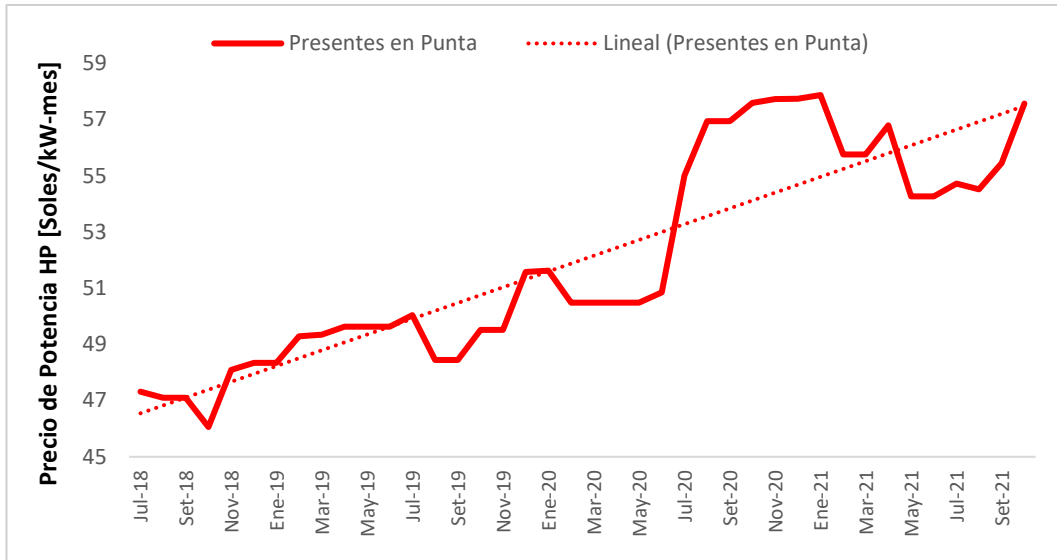
Fuente: Elaboración Propia.

Cuadro N° 4.8
VALORES DEL PRECIO DE ENERGÍA FP [Soles/kW.h]

	2018	2019	2020	2021
Enero		0.2021	0.2243	0.2373
Febrero		0.2093	0.2225	0.2397
Marzo		0.2093	0.2225	0.2397
Abril		0.2116	0.2225	0.2420
Mayo		0.2116	0.2225	0.2421
Junio		0.2116	0.2271	0.2421
Julio	0.2003	0.2116	0.2259	0.2442
Agosto	0.2006	0.2061	0.2231	0.2597
Setiembre	0.2006	0.2061	0.2231	0.2616
Octubre	0.1983	0.2160	0.2231	
Noviembre	0.2021	0.2160	0.2373	
Diciembre	0.2021	0.2243	0.2373	

Fuente: Elaboración Propia.

Gráfico N° 4.18
PRECIOS DE POTENCIA DE GENERACIÓN HP



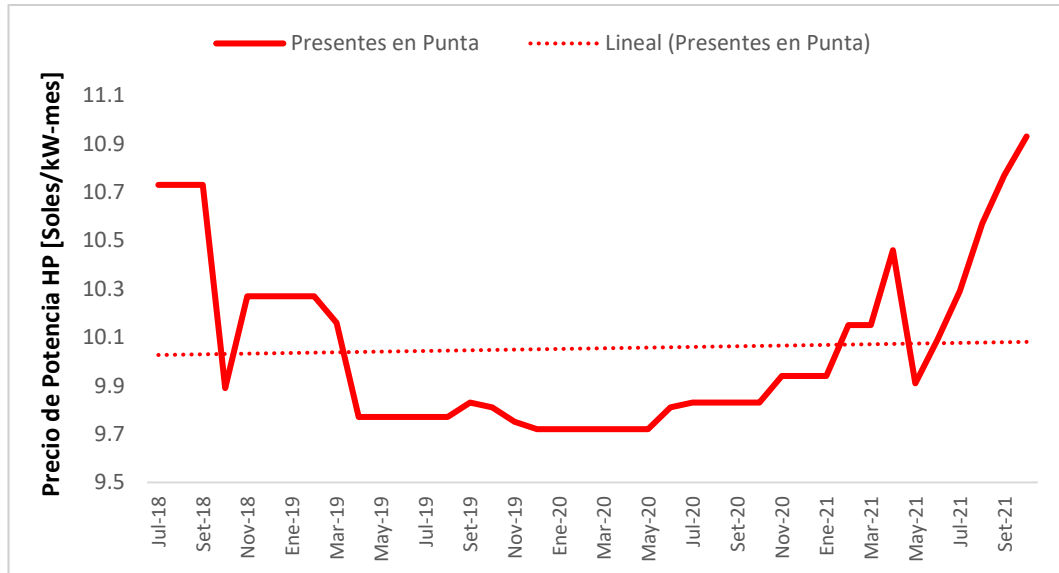
Fuente: Elaboración Propia.

Cuadro N° 4.9
VALORES DEL PRECIO DE POTENCIA DE GENERACION HP
[Soles/kW-mes]

	2018	2019	2020	2021
Enero		48.34	51.62	57.87
Febrero		49.29	50.48	55.76
Marzo		49.34	50.48	55.76
Abril		49.63	50.48	56.79
Mayo		49.63	50.48	54.27
Junio		49.63	50.85	54.27
Julio	47.32	50.04	55.00	54.72
Agosto	47.10	48.44	56.94	54.52
Setiembre	47.10	48.44	56.94	55.45
Octubre	46.06	49.52	57.59	
Noviembre	48.09	49.52	57.73	
Diciembre	48.34	51.58	57.74	

Fuente: Elaboración Propia.

Gráfico N° 4.19
PRECIOS DE POTENCIA DE DISTRIBUCIÓN HP



Fuente: Elaboración Propia.

Cuadro N° 4.10
VALORES DEL PRECIO DE POTENCIA DE DISTRIBUCIÓN HP
[Soles/kW-mes]

	2018	2019	2020	2021
Enero		10.27	9.72	9.94
Febrero		10.27	9.72	10.15
Marzo		10.16	9.72	10.15
Abril		9.77	9.72	10.46
Mayo		9.77	9.72	9.91
Junio		9.77	9.81	10.09
Julio	10.73	9.77	9.83	10.29
Agosto	10.73	9.77	9.83	10.57
Setiembre	10.73	9.83	9.83	10.77
Octubre	9.89	9.81	9.83	
Noviembre	10.27	9.75	9.94	
Diciembre	10.27	9.72	9.94	

Fuente: Elaboración Propia.

Los conceptos afectos como cargo fijo, mantenimiento y reposición de la conexión, alumbrado público son valores fijados por Osinergmin dentro de su pliego tarifario mensual.

Asimismo, respecto a los conceptos inafectos como electrificación rural, fueron calculados mediante el 0.83% del total de la energía activa consumida del mes.

A continuación, presentamos los volúmenes de energía activa HP, FP y máxima demanda dentro del periodo de julio 2018 a setiembre 2021 en condición de usuario regulado.

Los registros de consumo en energía y demanda fueron extraídos y contrastados de la plataforma inteligente, que es un medidor de telemedición que permite conocer parámetros eléctricos históricos y a tiempo real del suministro regulado de la CT Telecom.

Cabe mencionar que, se ha utilizado la misma metodología del registro de datos del concesionario, tomando como referencia los periodos de lectura de inicio y fin los días 24 de cada mes a fin de cuantificar los consumos registrados.

Cuadro N° 4.11
VOLÚMEN DE ENERGIA ACTIVA HP [MW.h]

	2018	2019	2020	2021
Enero		85.43	84.10	51.25
Febrero		95.15	81.25	50.94
Marzo		83.30	68.50	46.31
Abril		88.60	59.09	47.33
Mayo		83.39	49.31	45.31
Junio		77.14	49.25	47.28
Julio	82.50	73.19	46.02	41.93
Agosto	83.42	73.85	48.50	42.79
Setiembre	84.89	75.61	49.39	43.48
Octubre	77.70	74.12	48.35	
Noviembre	78.72	76.59	49.00	
Diciembre	79.94	78.74	48.58	

Fuente: Elaboración Propia.

Cuadro N° 4.12
VOLÚMEN DE ENERGIA ACTIVA FP [MW.h]

	2018	2019	2020	2021
Enero		380.23	372.02	190.36
Febrero		431.02	378.10	202.55
Marzo		380.26	379.70	174.09
Abril		399.08	226.52	180.30
Mayo		362.38	187.94	172.78
Junio		332.02	187.35	181.04
Julio	410.03	307.46	178.69	162.74
Agosto	400.26	301.56	183.52	166.43
Setiembre	349.92	312.61	186.66	167.52
Octubre	330.80	312.45	183.56	
Noviembre	341.10	322.77	189.87	
Diciembre	355.11	344.99	184.99	

Fuente: Elaboración Propia.

Cuadro N° 4.13
VALORES DE MÁXIMA DEMANDA [kW]

	2018	2019	2020	2021
Enero		1,050.61	1,035.00	526.61
Febrero		1,274.40	1,063.20	403.20
Marzo		1,115.20	1,020.81	372.20
Abril		1,054.20	444.00	342.00
Mayo		1,057.60	359.22	349.60
Junio		856.44	426.40	372.04
Julio	915.63	791.20	342.80	404.40
Agosto	902.40	757.81	346.80	356.40
Setiembre	942.00	767.00	372.80	382.60
Octubre	890.80	808.80	432.40	
Noviembre	909.20	855.40	476.80	
Diciembre	982.00	941.10	514.60	

Fuente: Elaboración Propia.

Cuadro N° 4.14

PROMEDIO DE LA MÁXIMA DEMANDA - 06 MESES ANTES [kW]

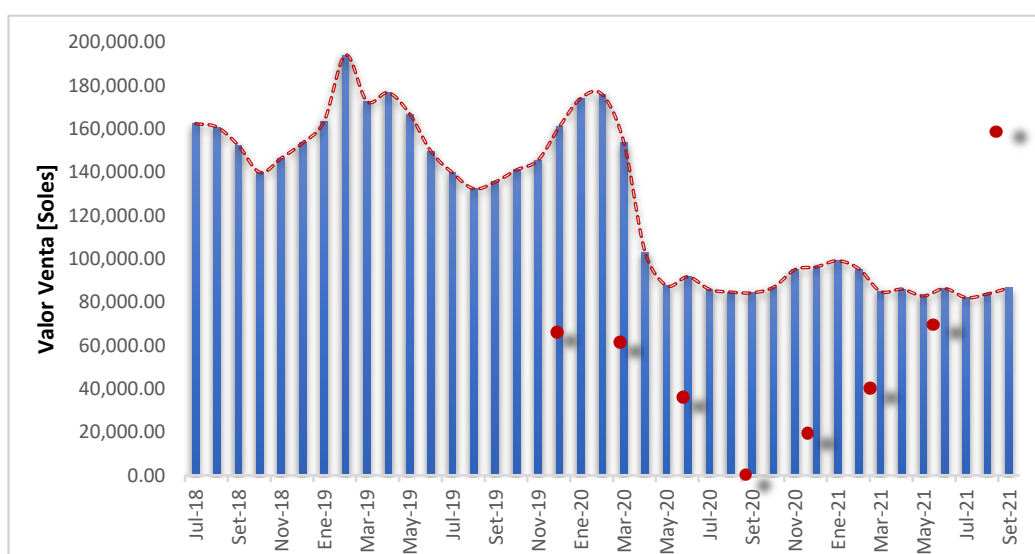
	2018	2019	2020	2021
Enero		1,015.80	988.00	519.60
Febrero		1,162.00	1,042.60	505.40
Marzo		1,194.50	1,044.60	502.40
Abril		1,196.50	1,045.60	505.10
Mayo		1,195.30	1,048.60	504.40
Junio		1,193.30	1,049.60	446.20
Julio	1,310.10	1,194.50	1,043.00	403.80
Agosto	1,236.10	1,087.60	732.40	388.20
Setiembre	1,150.10	1,057.70	435.20	393.00
Octubre	1,050.10	956.30	429.40	
Noviembre	959.00	857.10	454.60	
Diciembre	962.00	899.90	495.20	

Fuente: Elaboración Propia.

A continuación, presentamos la construcción de la facturación del valor venta por mes en condición de usuario regulado y comprendido en el periodo de julio 2018 a setiembre 2021, donde se ha calculado el producto de los datos de volúmenes y sus relativos en precios unitarios.

Gráfico N° 4.20

SIMULACIÓN DEL VALOR VENTA EN USUARIO REGULADO



Fuente: Elaboración Propia.

Cuadro N° 4.15

SIMULACIÓN DEL VALOR VENTA EN USUARIO REGULADO [Soles]

	2018	2019	2020	2021
Enero		S/ 163,548.72	S/ 174,171.80	S/ 99,093.81
Febrero		S/ 194,093.62	S/ 175,800.71	S/ 95,246.57
Marzo		S/ 172,690.65	S/ 153,887.70	S/ 84,944.41
Abril		S/ 176,714.59	S/ 102,945.34	S/ 85,937.83
Mayo		S/ 166,870.19	S/ 87,581.53	S/ 82,824.91
Junio		S/ 149,485.44	S/ 91,686.07	S/ 86,228.66
Julio	S/ 162,413.40	S/ 139,655.30	S/ 85,914.93	S/ 82,071.79
Agosto	S/ 160,773.03	S/ 132,335.95	S/ 84,595.97	S/ 83,780.53
Setiembre	S/ 152,244.82	S/ 135,529.64	S/ 84,285.48	S/ 86,561.78
Octubre	S/ 139,880.88	S/ 141,076.63	S/ 86,871.08	
Noviembre	S/ 146,499.13	S/ 145,620.66	S/ 95,010.65	
Diciembre	S/ 153,530.64	S/ 161,074.54	S/ 96,269.55	

Fuente: Elaboración Propia.

4.6.4. Análisis del 2do escenario (Usuario libre – 1ra Negociación Eléctrica)

Dentro de la primera negociación eléctrica, luego que Telefónica cumpliera con los requisitos y condiciones del artículo 4 del Reglamento de usuarios libres de electricidad, suscribió un contrato de suministro eléctrico por un plazo no mayor a 03 años con su suministrador para nuestro punto de suministro.

El ingreso de vigencia del primer contrato como usuario libre inició en julio de 2018 y culminó en junio de 2021 para el suministro de la CT Telecom, del cual estamos realizando la investigación.

Asimismo, en la negociación eléctrica correspondiente al primer contrato, se estableció el precio de energía inicial (PE_0) en la Barra de Referencia de Generación y la fórmula de indexación para la determinación de la actualización mensual del costo de la energía (véase el cuadro N° 4.16).

Cuadro N° 4.16

PRECIOS ESTABLECIDOS EN EL PRIMER CONTRATO LIBRE

Concepto	Precio
Precio de potencia en Horas Punta (HP) en la BRG Santa Rosa 220 kV, Arequipa 138 kV, Piura 220 kV, Chimbote 220 kV y Trujillo 220 kV	Precio de potencia regulado (PPM) – [Soles]
Precio de energía activa en Horas Punta (HP) y en Horas Fuera Punta (FP) en la BRG Santa Rosa 220 kV	24.00 USD/MW.h
Precio de energía activa en Horas Punta (HP) y en Horas Fuera Punta (FP) en la BRG Arequipa 138 kV, Piura 220 kV, Chiclayo 220 kV, Chimbote 220 kV y Trujillo 220 kV.	24.50 USD/MW.h

Fuente: Elaboración Propia (Osinermin).

Formula de Indexación:

$$PE_i = PE_o \times FAE_i$$

Donde:

PE_i: Precio de la energía en HP o FP según corresponda, en el mes “i” en la BRG, expresado en USD/MW.h

PE_o: Precio inicial de la energía en HP (PEHP_o) o en (FP PEFP_o) según corresponda, precio establecido en mayo 2017, expresado en USD/MW.h (véase el cuadro N° 4.16)

FAE_i: Factor de actualización de los precios de energía en HP y FP aplicable a la facturación del mes i.

Formula del Factor de Actualización:

$$FAE_i = \left[0.5 \times \frac{PGN_i}{PGN_o} + 0.5 \times \frac{PPI_i}{PPI_o} \right]$$

Donde:

PGN_o: Precio total del gas vigente al 31 de mayo de 2017 publicado por OSINERGMIN, expresado en USD/MMBTU. **PGN_o= 2.6854 USD/MMBTU**

PGNi: Precio total del gas publicado por OSINERGMIN expresado en USD/MMBTU en el mes i, expresado en USD/MMBTU aplicable al mes que corresponda el reajuste.

PPI_o: Índice de Precios al Productor en Estados Unidos de América, serie WPSFD4131 (equivalente al WPSSOP3500), correspondiente al 31 de mayo de 2017, publicado oficialmente (vía internet) por el U.S. Department of Labor Bureau Of Labor Statistics. **PPI_o=198.3**

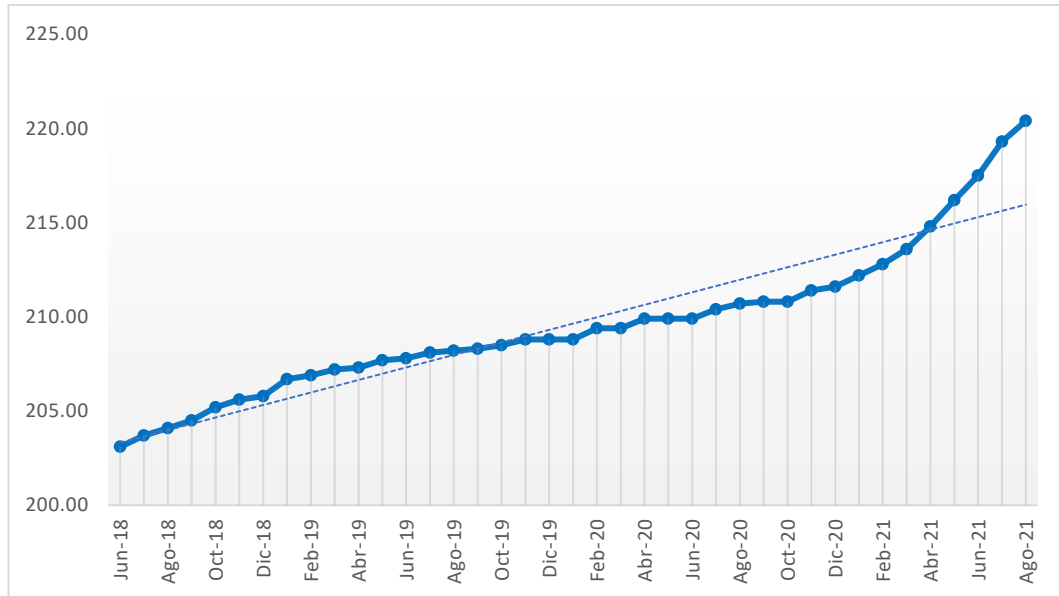
PPI_i: Índice de Precios al Productor en Estados Unidos de América, serie WPSFD4131 (equivalente al WPSSOP3500), correspondiente al mes de facturación i, publicado oficialmente (vía internet) por el U.S. Department of Labor Bureau of Labor Statistics. Si el valor disponible en la publicación al momento de la facturación fuese un valor preliminar, éste se considerará como valor definitivo para fines de actualización de los precios del Contrato.

i: Mes de facturación del suministro conforme a este Contrato.

A continuación, presentamos los valores extraídos y analizados del índice de inflación de Estados Unidos (PPI), obtenidos de la página U.S. Bureau of Labor Statistics comprendido de julio 2018 a setiembre 2021.

Es importante mencionar que, los índices de inflación (PPI) una vez publicados en la página web, están sujetos a revisión cuatro meses después de la publicación original.

Gráfico N° 4.21
COMPORTAMIENTO DEL PPI



Fuente: Elaboración Propia.

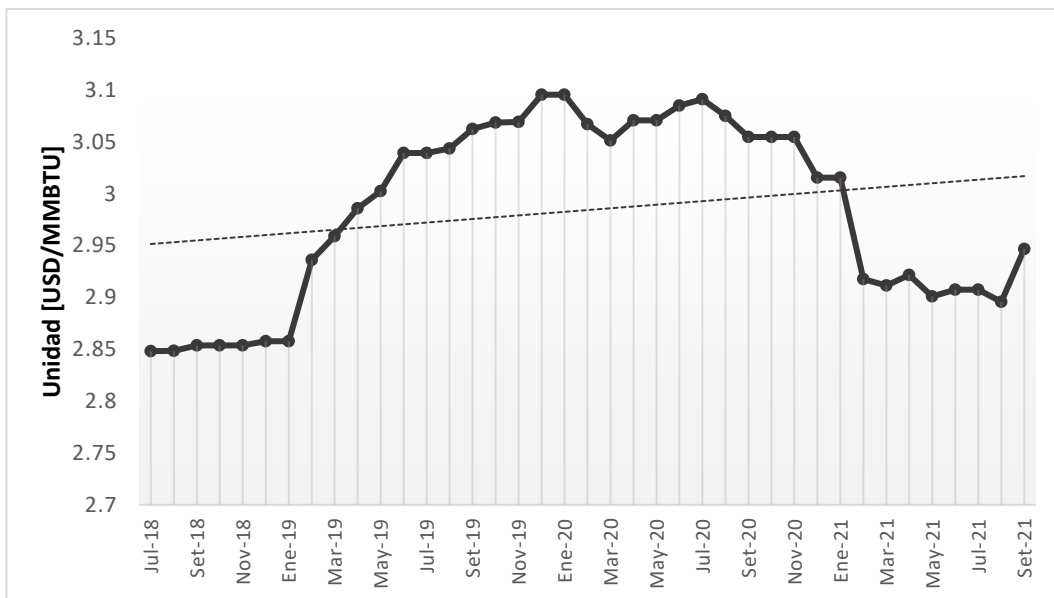
Cuadro N° 4.17
VALORES DEL INDICE PPI (INDICE DE INFLACIÓN EE.UU)

	2018	2019	2020	2021
Enero		205.60	208.90	211.70
Febrero		206.50	209.10	212.40
Marzo		206.80	209.10	212.80
Abril		207.00	209.70	213.40
Mayo		207.40	209.60	214.70
Junio		207.70	209.80	216.00
Julio	203.10	207.80	209.90	217.50
Agosto	203.70	208.00	210.40	219.30
Setiembre	203.90	208.30	210.80	220.40
Octubre	204.50	208.30	211.10	
Noviembre	204.60	208.40	211.00	
Diciembre	205.30	208.70	211.30	

Fuente: Elaboración Propia.

Por otro lado, se presenta los valores del precio del gas natural (PGN) extraídos de la página de OSINERGMIN declarado mensualmente.

Gráfico N° 4.22
COMPORTAMIENTO DEL PGN



Fuente: Elaboración Propia.

Cuadro N° 4.18
VALORES DEL INDICE PGN (INDICE DE GAS NATURAL)

	2018	2019	2020	2021
Enero		2.8578	3.0956	3.0155
Febrero		2.9363	3.0672	2.9177
Marzo		2.9592	3.0515	2.9114
Abril		2.9858	3.0707	2.9218
Mayo		3.0026	3.0707	2.9010
Junio		3.0393	3.0851	2.9076
Julio	2.8482	3.0393	3.0911	2.9076
Agosto	2.8485	3.0436	3.0751	2.8958
Setiembre	2.8538	3.0624	3.0549	2.9468
Octubre	2.8538	3.0688	3.0549	
Noviembre	2.8538	3.0692	3.0549	
Diciembre	2.8578	3.0956	3.0155	

Fuente: Elaboración Propia.

Obtenido los valores del PPI y PGN en el periodo de 2018 a 2021, éstas son introducidas y calculadas a través de la ecuación del factor de

actualización, las cuales serán utilizadas más adelante para actualizar la fórmula de indexación de energía.

En ese sentido, presentamos los valores resultantes obtenidos para el factor de actualización.

Cuadro N° 4.19
FACTOR DE ACTUALIZACIÓN 2018 - 2021

	2018	2019	2020	2021
Enero		1.0505	1.1031	1.0952
Febrero		1.0674	1.0983	1.0788
Marzo		1.0724	1.0954	1.0786
Abril		1.0779	1.1005	1.0821
Mayo		1.0820	1.1002	1.0815
Junio		1.0896	1.1034	1.0860
Julio	1.0424	1.0898	1.1048	1.0898
Agosto	1.0440	1.0912	1.1031	1.0921
Setiembre	1.0455	1.0954	1.1003	1.1044
Octubre	1.0470	1.0966	1.1011	
Noviembre	1.0472	1.0969	1.1008	
Diciembre	1.0497	1.1026	1.0942	

Fuente: Elaboración Propia.

Seguidamente, para la determinación de la fórmula de indexación hemos utilizados los valores resultantes en el factor de actualización y el precio de energía inicial establecido en el contrato.

Para este caso, la CT Telecom está ubicado localmente en la ciudad de Lima - Barranco y, se encuentra asociada a la barra de referencia de generación de Santa Rosa 220 kV con un precio inicial establecido de 24.0 USD/MW.h.

Por tanto, presentamos los valores obtenidos mensualmente para la fórmula de indexación.

Cuadro N° 4.20**FÓRMULA DE INDEXACIÓN DE ENERGIA ACTUALIZADA POR MES**

[USD/MW.h]

	2018	2019	2020	2021
Enero		25.2121	26.4745	26.2860
Febrero		25.6174	26.3597	25.8913
Marzo		25.7379	26.2895	25.8874
Abril		25.8688	26.4116	25.9701
Mayo		25.9681	26.4056	25.9559
Junio		26.1503	26.4820	26.0640
Julio	25.0180	26.1563	26.5149	26.1548
Agosto	25.0556	26.1876	26.4736	26.2110
Setiembre	25.0914	26.2898	26.4076	26.5055
Octubre	25.1277	26.3184	26.4257	
Noviembre	25.1338	26.3262	26.4197	
Diciembre	25.1940	26.4624	26.2618	

Fuente: Elaboración Propia.

No obstante, luego de haber obtenido el precio de energía en USD/MW.h, se debe transformar a moneda nacional.

Para esto, presentamos el tipo de cambio de USD a SOLES para el periodo del caso de investigación.

Cuadro N° 4.21**TIPO DE CAMBIO DE USD A SOLES**

	2018	2019	2020	2021
Enero		S/ 3.3330	S/ 3.3730	S/ 3.6360
Febrero		S/ 3.3000	S/ 3.4480	S/ 3.6470
Marzo		S/ 3.3160	S/ 3.4330	S/ 3.7540
Abril		S/ 3.3060	S/ 3.3760	S/ 3.7830
Mayo		S/ 3.3670	S/ 3.4290	S/ 3.8080
Junio		S/ 3.2850	S/ 3.5340	S/ 3.8490
Julio	S/ 3.2710	S/ 3.3080	S/ 3.5220	S/ 4.0360
Agosto	S/ 3.2930	S/ 3.3920	S/ 3.5420	S/ 4.0810
Setiembre	S/ 3.2980	S/ 3.3820	S/ 3.5950	S/ 4.1320
Octubre	S/ 3.3640	S/ 3.3450	S/ 3.6100	
Noviembre	S/ 3.3780	S/ 3.3940	S/ 3.6030	
Diciembre	S/ 3.3790	S/ 3.3110	S/ 3.6180	

Fuente: Elaboración Propia.

A continuación, presentamos los precios de energía actualizados en moneda nacional (Perú) redondeados con cuatro decimales definidos en la primera negociación eléctrica.

Cuadro N° 4.22

FÓRMULA DE INDEXACIÓN DE ENERGÍA ACTUALIZADO POR MES
[Soles/MW.h]

	2018	2019	2020	2021
Enero		84.03	89.30	95.58
Febrero		84.54	90.89	94.43
Marzo		85.35	90.25	97.18
Abril		85.52	89.17	98.25
Mayo		87.43	90.54	98.84
Junio		85.90	93.59	100.32
Julio	81.83	86.53	93.39	105.56
Agosto	82.51	88.83	93.77	106.97
Setiembre	82.75	88.91	94.94	109.52
Octubre	84.53	88.04	95.40	
Noviembre	84.90	89.35	95.19	
Diciembre	85.13	87.62	95.02	

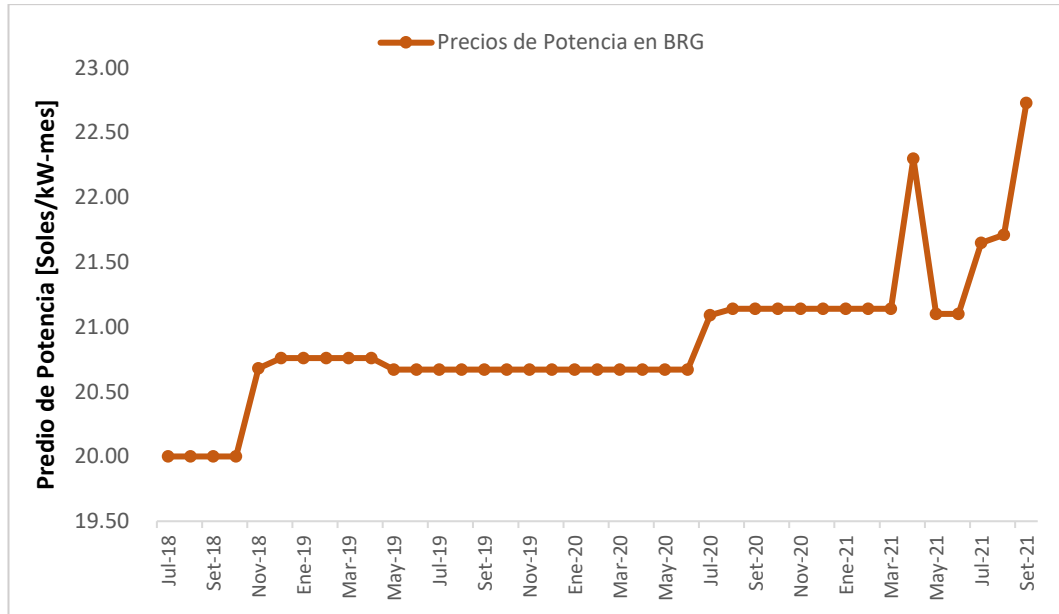
Fuente: Elaboración Propia.

Con respecto a los precios de potencia, presentamos los precios regulados en la barra de referencia de generación declarados por OSINERGMIN.

Los precios de potencia fueron extraídos mensualmente de la página de Osinergmin, capítulo pliegos tarifarios en “Precios de barra de Subestaciones Base”, donde se obtuvieron los siguientes registros.

Gráfico N° 4.23

PRECIO DE POTENCIA REGULADA EN LA BRG POR MES [Soles/kW-mes]



Fuente: Elaboración Propia.

Cuadro N° 4.23

PRECIO DE POTENCIA REGULADA EN LA BRG POR MES [Soles/kW-mes]

	2018	2019	2020	2021
Enero		20.76	20.67	21.14
Febrero		20.76	20.67	21.14
Marzo		20.76	20.67	21.14
Abril		20.76	20.67	22.30
Mayo		20.67	20.67	21.10
Junio		20.67	20.67	21.10
Julio	20.00	20.67	21.09	21.65
Agosto	20.00	20.67	21.14	21.71
Setiembre	20.00	20.67	21.14	22.73
Octubre	20.00	20.67	21.14	
Noviembre	20.68	20.67	21.14	
Diciembre	20.76	20.67	21.14	

Fuente: Elaboración Propia.

Seguidamente, para la determinación del volumen de energía y potencia consumida en el suministro N° 0102312 de Telefónica, se debe tener en

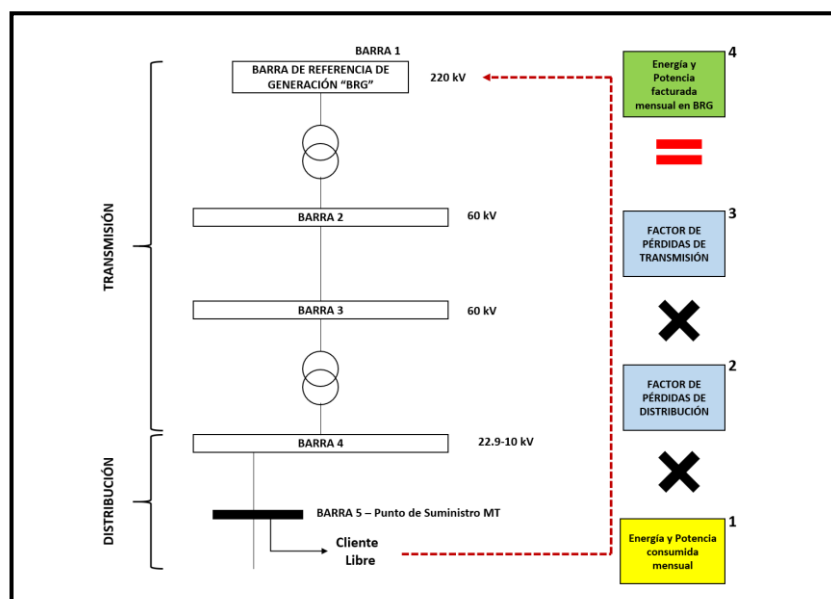
cuenta que el artículo 8º de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) establece un régimen de libertad de precios para los suministros que puedan realizarse en condiciones de competencia.

El contrato adjudicado al primer Postor, fue otorgado en la primera negociación eléctrica, donde indica que la venta de energía y de potencia de los suministros se efectúan en un régimen de libertad de precios que deberán ser acordados a nivel de barra de referencia de generación (BRG).

Asimismo, el artículo 44º de la LCE establece que: en las ventas de energía y potencia que no estén destinados al servicio público de electricidad, las facturas deberán considerar obligatoria y separadamente los precios acordados a nivel de la barra de la referencia de generación y los cargos de transmisión, distribución y comercialización.”

A continuación, presentamos el esquema para determinar el volumen de energía llevado a la barra de referencia de generación

Figura N° 4.2
ESQUEMA PARA DETERMINAR EL VOLUMEN DE ENERGÍA Y POTENCIA EN LA BRG



Fuente: Elaboración Propia.

Se presenta los valores de volumen de energía y potencia consumida mensual en el punto de medición (PMS) extraída y trabajada de la plataforma Inteligente.

Cuadro N° 4.24
VOLÚMEN DE ENERGÍA CONSUMIDA HP EN EL PUNTO DE MEDICIÓN

	2018	2019	2020	2021
Enero		75,315.00	71,539.20	41,296.20
Febrero		74,287.60	66,085.70	40,885.00
Marzo		77,269.70	58,559.00	43,958.30
Abril		70,098.90	44,145.10	36,531.70
Mayo		72,061.80	40,830.10	38,172.50
Junio		62,020.70	39,369.70	37,406.60
Julio	81,317.40	63,345.30	40,817.00	34,935.40
Agosto	79,730.16	63,891.80	40,655.30	34,566.40
Setiembre	70,010.60	62,842.60	41,362.20	36,910.20
Octubre	67,511.70	65,371.80	43,097.10	
Noviembre	65,960.80	64,005.50	39,967.60	
Diciembre	67,783.30	66,505.10	40,306.90	

Fuente: Elaboración Propia.

Cuadro N° 4.25
VOLÚMEN DE ENERGIA CONSUMIDA FP EN EL PUNTO DE MEDICIÓN

	2018	2019	2020	2021
Enero		410,018.10	398,762.20	203,537.90
Febrero		409,105.10	361,132.80	188,231.90
Marzo		422,198.20	310,231.80	197,436.70
Abril		397,651.50	224,180.50	182,717.10
Mayo		377,915.20	202,129.00	189,100.20
Junio		329,354.60	187,907.90	179,075.10
Julio	412,669.60	318,456.00	192,372.60	175,795.50
Agosto	391,113.19	315,932.70	192,106.90	174,290.90
Setiembre	349,933.90	318,665.60	187,443.10	170,385.80
Octubre	349,098.90	334,134.30	195,397.70	
Noviembre	348,354.50	331,377.20	193,596.70	
Diciembre	372,887.70	363,930.90	198,893.30	

Fuente: Elaboración Propia.

Luego, una vez obtenidos los valores de volumen de energía y potencia consumida mensual en el punto de medición, estos valores son multiplicados con los factores de pérdidas de distribución y transmisión; para ser llevados a la barra de referencia de generación.

Cuadro N° 4.26

VOLÚMEN DE ENERGÍA CONSUMIDA HP EN LA BRG

	2018	2019	2020	2021
Enero		78,020.85	74,079.91	42,763.32
Febrero		76,926.92	68,429.74	42,338.42
Marzo		80,012.77	60,645.02	45,518.82
Abril		72,587.41	45,712.25	37,824.47
Mayo		74,619.99	42,276.50	39,312.04
Junio		64,224.40	40,767.32	38,540.02
Julio	84,366.80	65,594.06	42,263.97	35,998.00
Agosto	82,720.04	66,160.99	42,103.71	35,617.82
Setiembre	72,634.85	65,075.51	42,835.63	38,029.61
Octubre	70,037.31	67,692.50	44,631.08	
Noviembre	68,436.33	66,281.73	41,393.45	
Diciembre	70,187.64	68,862.03	41,740.72	

Fuente: Elaboración Propia.

Cuadro N° 4.27

VOLÚMEN DE ENERGÍA CONSUMIDA FP EN LA BRG

	2018	2019	2020	2021
Enero		424,570.71	412,918.33	210,763.42
Febrero		423,632.40	373,951.09	194,920.20
Marzo		437,184.24	321,242.03	204,445.77
Abril		411,765.13	232,139.01	189,205.56
Mayo		391,326.12	209,307.58	194,739.39
Junio		341,040.69	194,571.52	184,505.08
Julio	428,144.71	329,766.26	199,203.83	181,123.04
Agosto	405,777.86	327,150.31	198,927.73	179,573.97
Setiembre	363,056.42	329,983.34	194,096.22	175,549.52
Octubre	362,193.11	345,995.10	202,337.39	
Noviembre	361,427.91	343,145.13	200,462.31	
Diciembre	386,131.32	376,847.41	205,949.94	

Fuente: Elaboración Propia

Respecto a la potencia facturada en la BRG, se extrajeron los registros de máxima demanda en el SEIN (COES) ocurridos en una fecha y hora determinada para la obtención de la máxima demanda coincidente.

Cuadro N° 4.28

REGISTRO DE FECHA Y HORA DE LA MÁX. DEMANDA COINCIDENTE

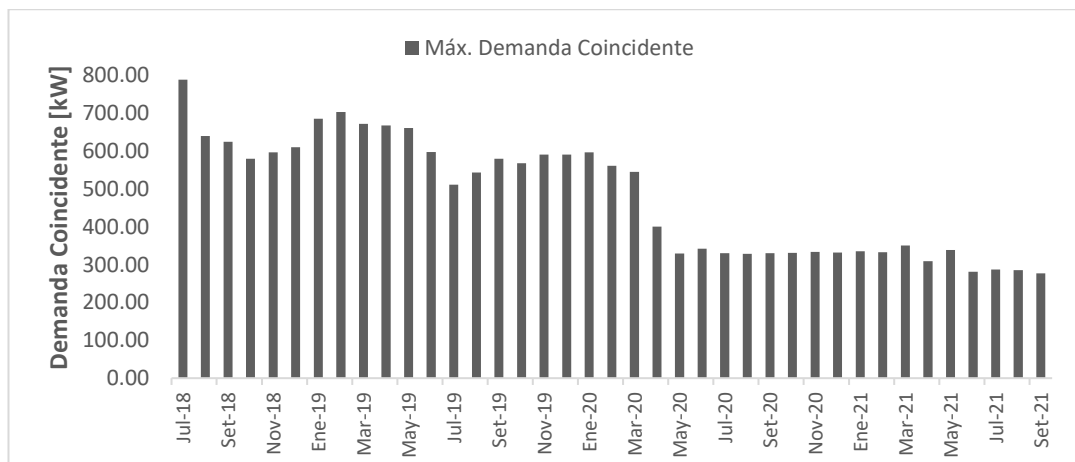
	2018	2019	2020	2021
Enero		29/01/2019 20:00	24/01/2020 19:30	8/01/2021 19:45
Febrero		4/02/2019 20:00	25/02/2020 19:30	24/02/2021 19:45
Marzo		25/03/2019 19:00	9/03/2020 19:45	4/03/2021 20:00
Abril		23/04/2019 18:45	1/04/2020 19:30	23/04/2021 18:45
Mayo		9/05/2019 19:00	27/05/2020 19:00	26/05/2021 18:00
Junio		19/06/2019 18:00	29/06/2020 19:30	24/06/2021 21:00
Julio	13/07/2018 19:00	22/07/2019 20:30	23/07/2020 19:30	2/07/2021 19:00
Agosto	28/08/2018 20:00	26/08/2019 19:30	28/08/2020 19:00	27/08/2021 21:45
Setiembre	26/09/2018 21:00	10/09/2019 18:45	24/09/2020 19:15	22/09/2021 19:45
Octubre	17/10/2018 19:00	29/10/2019 19:00	23/10/2020 18:45	
Noviembre	27/11/2018 19:45	21/11/2019 20:00	28/11/2020 20:30	
Diciembre	17/12/2018 19:45	2/12/2019 19:30	17/12/2020 19:30	

Fuente: Elaboración Propia.

En adelante, presentamos la potencia coincidente en el suministro de la CT Telecom según el registro de fecha y hora de la máxima demanda del SEIN.

Gráfico N° 4.24

POTENCIA COINCIDENTE EN LA BRG [kW]



Fuente: Elaboración Propia.

Cuadro N° 4.29

POTENCIA COINCIDENTE EN LA BRG [kW]

	2018	2019	2020	2021
Enero		681.92	593.45	332.09
Febrero		705.31	563.83	330.60
Marzo		676.25	546.67	353.83
Abril		661.69	402.12	306.99
Mayo		660.65	333.70	335.60
Junio		599.69	340.13	279.07
Julio	788.50	515.12	328.12	288.84
Agosto	637.93	547.43	325.87	284.60
Setiembre	628.58	583.88	330.12	273.36
Octubre	585.17	563.28	335.36	
Noviembre	593.77	591.06	339.43	
Diciembre	609.12	593.65	334.77	

Fuente: Elaboración Propia.

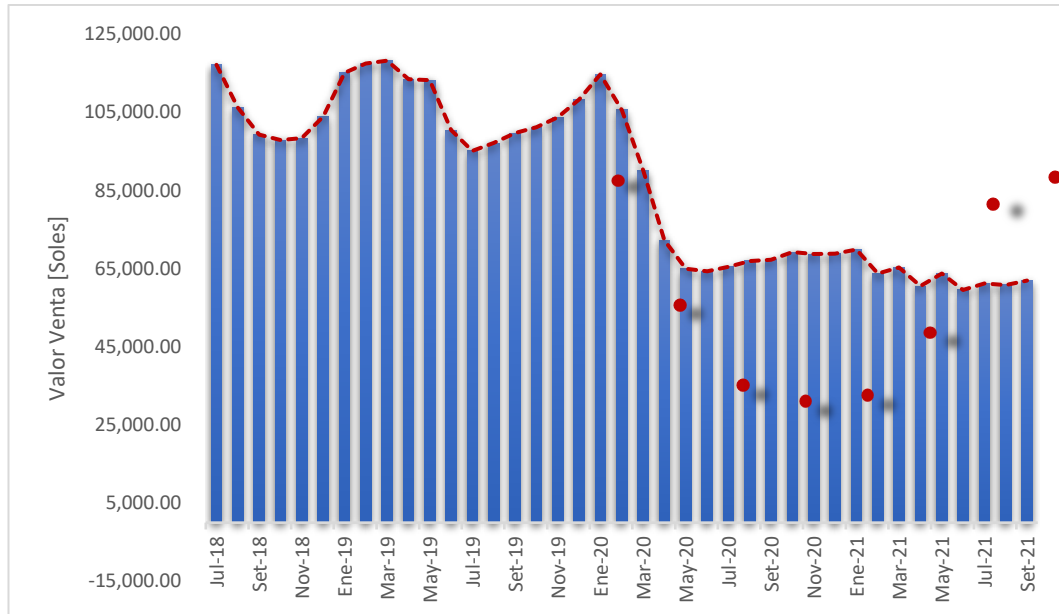
Los conceptos afectos al impuesto general a las ventas como precio de potencia en la barra de referencia de generación, precios de exceso de potencia, cargos por conexión al sistema principal de transmisión (PCSPT), cargos por peajes de transmisión secundarios y complementarios (SST/SCT), precios de energía reactiva y valores agregados de distribución en HP y FP son regulados por OSINERGMIN.

Los conceptos inafectos al impuesto general a las ventas como cargo por electrificación rural y cargo por FISE son regulados por OSINERGMIN y utilizados para el bienestar social (subsidios y masificación de electrificación).

A continuación, presentamos la construcción de la facturación del valor venta por mes en condición del primer contrato libre y comprendido en el periodo de julio 2018 a setiembre 2021, donde se ha calculado el producto de los datos de volúmenes obtenidos y sus relativos en precios unitarios.

Gráfico N° 4.25

SIMULACIÓN VALOR VENTA EN USUARIO LIBRE (1er CONTRATO)



Fuente: Elaboración Propia.

Cuadro N° 4.30

SIMULACIÓN DEL VALOR VENTA EN USUARIO LIBRE – 1ER CONTRATO [Soles]

	2018	2019	2020	2021
Enero		S/ 115,110.99	S/ 114,741.52	S/ 69,880.23
Febrero		S/ 117,552.62	S/ 105,621.07	S/ 63,803.28
Marzo		S/ 118,248.38	S/ 90,120.78	S/ 65,281.15
Abril		S/ 113,525.90	S/ 72,324.65	S/ 60,532.09
Mayo		S/ 113,233.41	S/ 64,999.89	S/ 63,790.24
Junio		S/ 100,495.73	S/ 64,330.98	S/ 59,558.61
Julio	S/ 117,221.54	S/ 95,144.35	S/ 65,461.51	S/ 61,184.42
Agosto	S/ 106,291.21	S/ 97,174.33	S/ 66,976.77	S/ 60,830.01
Setiembre	S/ 99,339.05	S/ 99,725.43	S/ 67,276.87	S/ 61,932.32
Octubre	S/ 97,913.03	S/ 101,191.76	S/ 69,223.09	
Noviembre	S/ 98,444.59	S/ 103,721.57	S/ 68,745.15	
Diciembre	S/ 103,947.54	S/ 108,307.45	S/ 68,842.65	

Fuente: Elaboración Propia.

4.6.5. Análisis del 3er escenario (Usuario libre – 2da Negociación Eléctrica con fuentes de energías renovables)

Dentro del análisis del tercer escenario y abarcando en la segunda negociación eléctrica, Telefónica contaba con un contrato adjudicado de suministro de electricidad por un plazo de 03 años y con fecha de finalización en junio de 2021.

No obstante, previo a la finalización del primer contrato libre, Telefónica tiene en su plan para reducir el impacto en la huella de carbono, lograr el abastecimiento de energía con fuentes de energías renovables, perfeccionar con mejoras en las condiciones técnicas de medición y notificación de cortes de energía súbitos.

Por lo tanto, se inició el proceso de segunda negociación eléctrica en agosto 2020 (renegociación) donde se elaboró las bases y TDR para el concurso de la nueva licitación del suministro eléctrico para el periodo de octubre 2020 a junio 2024.

Evaluación de propuestas técnico-económicas

Los participantes como los generadores y distribuidores participantes respondieron con sus propuestas técnico-económicas que son evaluadas para determinar al mejor postor.

A continuación, presentamos el resumen de los oferentes y sus resultados obtenidos.

En el grupo N° 01 se consideró a los participantes que enviaron sus propuestas dentro de la fecha de los 10 días luego de haber iniciado el proceso de licitación.

Cuadro N° 4.31
RESUMEN DE PROPUESTAS TÉCNICO-ECONÓMICAS DE LOS
PARTICIPANTES - GRUPO 1

Periodo		OFERENTE 1	OFERENTE 2	OFERENTE 3	OFERENTE 4
		USD/MWh	USD/MWh	USD/MWh	USD/MWh
01 suministro (CT Telecom) 01/07/21 al 30/06/2024	2020	-	-	-	-
	2021	21.95	22.35	23.35	22.35
	2022	21.88	22.28	24.28	22.28
	2023	23.38	25.28	27.63	25.98
	2024	24.87	26.92	30.27	27.57
F. Indexación		$FAEI = 0.5 \cdot \frac{PPI_t}{PPI_0} + 0.5 \cdot \frac{PGN_t}{PGN_0}$	$FAE = \left(0.50 \cdot \frac{PPI_t}{PPI_0}\right) + \left(0.50 \cdot \frac{PGN_t}{PGN_0}\right)$	$FAE = \left(0.50 \cdot \frac{PPI_t}{PPI_0}\right) + \left(0.50 \cdot \frac{PGN_t}{PGN_0}\right)$	$FAE = \frac{PPI_t}{PPI_0}$
Certificados RER		Gratis	Gratis	Gratis	Gratis
Potencia Mínima Req.		Cero	Cero	Cero	Cero

Fuente: Elaboración Propia.

En el grupo N° 02 se consideró al resto de participantes que enviaron sus propuestas fuera de fecha de los 10 días luego de haber iniciado el proceso de licitación.

Cuadro N° 4.32
RESUMEN DE PROPUESTAS TÉCNICO-ECONÓMICAS DE LOS
PARTICIPANTES - GRUPO 2

Periodo		OFERENTE 5	OFERENTE 6	OFERENTE 7	OFERENTE 8
		USD/MWh	USD/MWh	USD/MWh	USD/MWh
01 suministro (CT Telecom) 01/07/21 al 30/06/2024	2020	-	-	-	23.00
	2021	23.35	22.25	20.50	20.50
	2022	24.28	22.50	21.50	20.50
	2023	27.63	25.00	21.50	24.00
	2024	30.27	-	-	24.00
F. Indexación		$FAE = \frac{PPI_i}{PPI_0}$	$Factor = \left(\frac{PPI_i}{PPI_0}\right)$	No indica	$FAE_i = \frac{PPI_i}{PPI_0}$
Certificados RER		Gratis	No indica	No indica	Gratis
Potencia Mínima Req.		Cero	No indica	No indica	Cero

Fuente: Elaboración Propia.

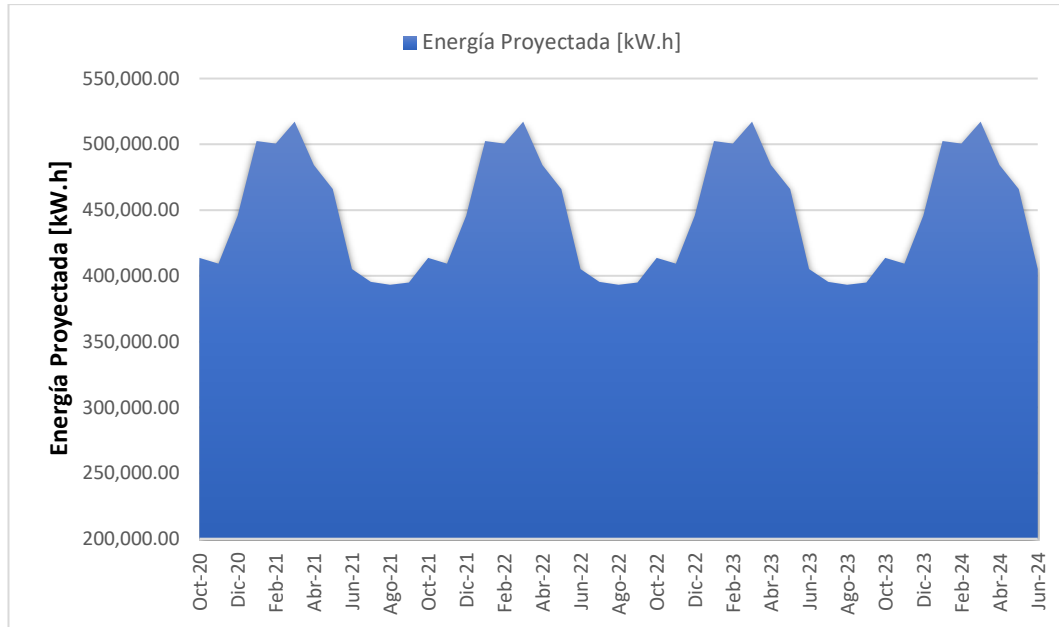
Seguidamente, evaluaremos las propuestas para determinar cuál de todas es más rentable técnica y económicamente.

Para este caso en específico, se evaluará únicamente al suministro de la CT Telecom dado que la investigación está enfocada en este punto de suministro.

Primeramente, se realizaron los cálculos del gasto en OpEx que tendría el local en el periodo de octubre 2020 a junio 2024, utilizando el volumen de energía consumida en el año 2019 como referencia para los próximos años (energía proyectada), asimismo, se mantuvo el precio de energía inicial establecido en el primer contrato (primera negociación).

Gráfico N° 4.26

VOLUMEN DE ENERGÍA PROYECTADA MENSUAL DEL 2020 A 2024 -
CT TELECOM



Fuente: Elaboración Propia.

Cuadro N° 4.33

VALORES DE VOLUMEN DE ENERGÍA PROYECTADA MENSUAL 2020
A 2024 [kW.h] - CT TELECOM

	2020	2021	2022	2023	2024
Enero		502,595.56	502,595.56	502,595.56	502,595.56
Febrero		500,558.32	500,558.32	500,558.32	500,558.32
Marzo		517,199.01	517,199.01	517,199.01	517,199.01
Abril		484,355.54	484,355.54	484,355.54	484,355.54
Mayo		465,949.11	465,949.11	465,949.11	465,949.11
Junio		405,268.09	405,268.09	405,268.09	405,268.09
Julio		395,357.32	395,357.32	395,357.32	
Agosto		393,309.30	393,309.30	393,309.30	
Setiembre		395,054.85	395,054.85	395,054.85	
Octubre	413,689.60	413,689.60	413,689.60	413,689.60	
Noviembre	409,420.86	409,420.86	409,420.86	409,420.86	
Diciembre	445,715.44	445,715.44	445,715.44	445,715.44	

Fuente: Elaboración Propia.

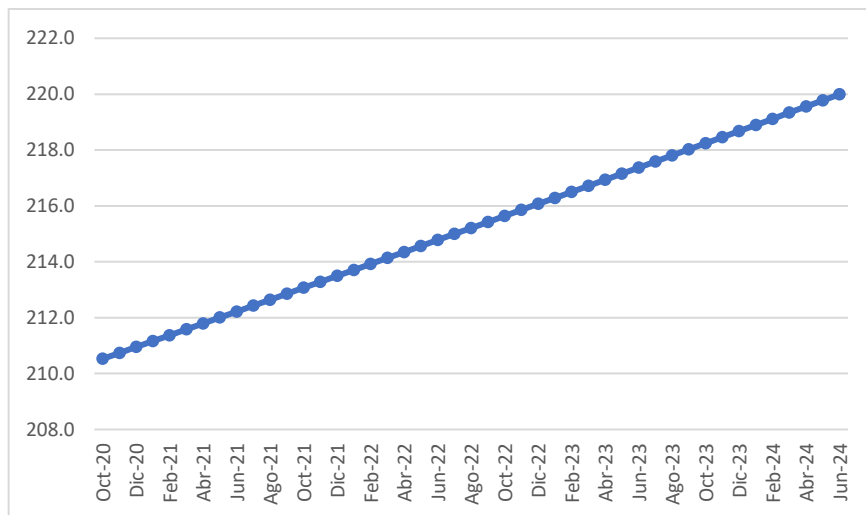
Una vez obtenido el volumen de energía proyectada para la evaluación de las propuestas comerciales de octubre 2020 a junio 2024, se calculó

referencialmente el índice de inflación (PPI) e índice del precio de gas natural dado que en el momento de la licitación no se contaba con la información en las páginas oficiales de OSINERGMIN y U.S. BUREAU LABOR STATICSTIS.

Por lo que se determinó un porcentaje de crecimiento mensual para el índice de inflación (PPI) de 0.1% y, para el índice del precio del gas natural (PGN) de 0.3% (véase el anexo IV página 159).

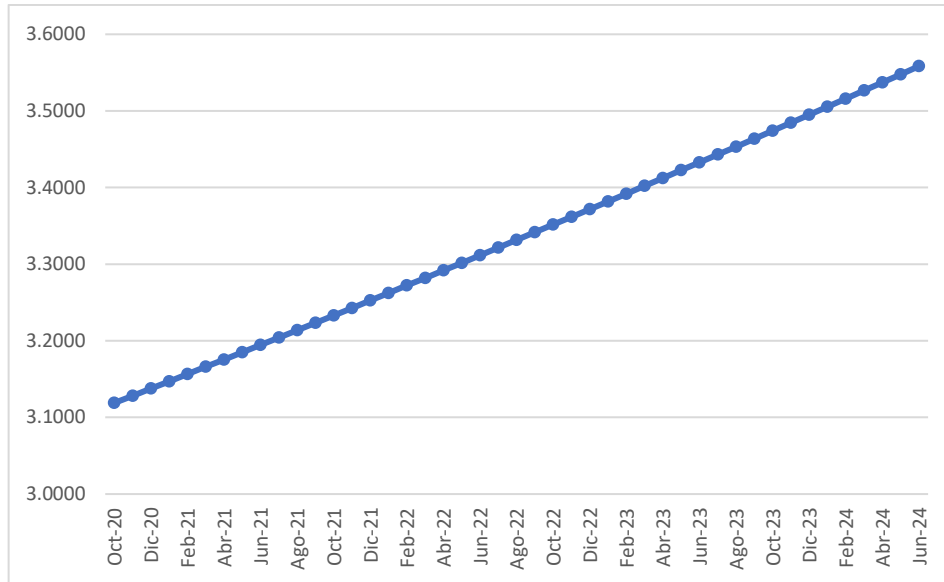
A continuación, presentamos la tendencia con los valores obtenidos del PPI de octubre 2020 a junio 2024 en función a los porcentajes de crecimiento.

Gráfico N° 4.27
TENDENCIA DEL PPI



Fuente: Elaboración Propia.

Gráfico N° 4.28
TENDENCIA DEL PGN



Fuente: Elaboración Propia.

Seguidamente, obtenido los valores de los índices de PPI y PGN que integran el factor de actualización (FA), se obtuvieron las siguientes proyecciones.

Cuadro N° 4.34
FACTOR DE ACTUALIZACIÓN EN FUNCIÓN AL PRIMER CONTRATO

	2020	2021	2022	2023	2024
Enero		1.1184	1.1463	1.1750	1.2046
Febrero		1.1207	1.1486	1.1774	1.2071
Marzo		1.1230	1.1510	1.1799	1.2097
Abril		1.1253	1.1534	1.1823	1.2122
Mayo		1.1276	1.1558	1.1848	1.2147
Junio		1.1299	1.1581	1.1872	1.2173
Julio		1.1322	1.1605	1.1897	
Agosto		1.1346	1.1629	1.1922	
Setiembre		1.1369	1.1653	1.1947	
Octubre	1.1116	1.1392	1.1677	1.1971	
Noviembre	1.1138	1.1416	1.1702	1.1996	
Diciembre	1.1161	1.1439	1.1726	1.2021	

Fuente: Elaboración Propia.

Para la evaluación de las propuestas económicas, se definió como referencia el **PPI₀= 210.3** y **PGN₀= 3.1097** (véase Anexo IV página 130).

Cuadro N° 4.35
NUEVO FACTOR DE ACTUALIZACIÓN [PPI +PGN]

	2020	2021	2022	2023	2024
Enero		1.0080	1.0326	1.0579	1.0840
Febrero		1.0101	1.0347	1.0601	1.0863
Marzo		1.0121	1.0368	1.0622	1.0885
Abril		1.0141	1.0389	1.0644	1.0907
Mayo		1.0161	1.0410	1.0666	1.0929
Junio		1.0182	1.0431	1.0687	1.0952
Julio		1.0202	1.0452	1.0709	
Agosto		1.0223	1.0473	1.0731	
Setiembre		1.0243	1.0494	1.0753	
Octubre	1.0020	1.0264	1.0515	1.0774	
Noviembre	1.0040	1.0285	1.0537	1.0796	
Diciembre	1.0060	1.0305	1.0558	1.0818	

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro N° 4.36
NUEVO FACTOR DE ACTUALIZACIÓN [PPI]

	2020	2021	2022	2023	2024
Enero		1.0040	1.0161	1.0284	1.0408
Febrero		1.0050	1.0171	1.0294	1.0418
Marzo		1.0060	1.0182	1.0304	1.0429
Abril		1.0070	1.0192	1.0315	1.0439
Mayo		1.0080	1.0202	1.0325	1.0450
Junio		1.0090	1.0212	1.0335	1.0460
Julio		1.0100	1.0222	1.0346	
Agosto		1.0111	1.0233	1.0356	
Setiembre		1.0121	1.0243	1.0366	
Octubre	1.0010	1.0131	1.0253	1.0377	
Noviembre	1.0020	1.0141	1.0263	1.0387	
Diciembre	1.0030	1.0151	1.0274	1.0398	

Fuente: Elaboración Propia.

Posteriormente, se realizaron los cálculos para determinar el gasto de OpEx por facturación de energía considerando como baseline el cuadro N° 4.37 para la evaluación de propuestas económicas.

Es importante mencionar que, el cálculo fue realizado utilizando como base el acuerdo de la primera negociación eléctrica (formulas), es decir, en caso de no haber realizado la renegociación, se ha estimado el gasto total en OpEx en el periodo de octubre 2020 a junio 2024.

Cuadro N° 4.37
GASTO DE OPEX POR ENERGÍA EN FUNCIÓN AL PRIMER
CONTRATO [USD]

	2020	2021	2022	2023	2024
Enero		USD 13,490.56	USD 13,324.96	USD 13,658.97	USD 14,003.36
Febrero		USD 13,463.40	USD 12,844.99	USD 13,167.13	USD 13,499.27
Marzo		USD 13,939.48	USD 11,195.20	USD 11,476.10	USD 11,765.73
Abril		USD 10,677.46	USD 10,943.94	USD 11,218.67	USD 11,501.94
Mayo		USD 10,643.93	USD 10,909.70	USD 11,183.71	USD 11,466.23
Junio		USD 10,713.11	USD 10,980.74	USD 11,256.66	USD 11,541.16
Julio		USD 11,241.48	USD 11,522.44	USD 11,812.12	
Agosto		USD 11,148.33	USD 11,427.10	USD 11,714.52	
Setiembre		USD 12,161.55	USD 12,465.81	USD 12,779.50	
Octubre	USD 11,036.29	USD 13,741.74	USD 14,085.70	USD 14,440.33	
Noviembre	USD 10,944.75	USD 13,714.19	USD 14,057.63	USD 14,411.72	
Diciembre	USD 11,939.36	USD 14,199.27	USD 14,555.03	USD 14,921.83	
	USD 33,920.40	USD 149,134.50	USD 148,313.24	USD 152,041.26	USD 73,777.68

Fuente: Elaboración Propia.

Luego de la obtención de los cálculos, se hace un ordenamiento de los datos obtenidos del cuadro N° 4.37 y totalizamos el gasto.

Los montos presentados en el siguiente cuadro N° 4.38 son utilizados como baseline del presupuesto estimado para el periodo de octubre 2020 a junio 2024 del suministro de la CT Telecom.

Cuadro N° 4.38
PRESUPUESTO TELEFÓNICA PARA LA CT TELECOM

PERIODO	ACT. SUMINISTRADOR	GASTO OPEX TOTAL
2020	USD 33,920.40	USD 557,187.08
2021	USD 149,134.50	
2022	USD 148,313.24	
2023	USD 152,041.26	
2024	USD 73,777.68	

Fuente: Elaboración Propia.

A continuación, se presenta la evaluación resultante del gasto de Opex por c y los ahorros comparados con el presupuesto del suministro de Telecom, de tal manera que se determine al mejor postor.

Cuadro N° 4.39

EVALUACION DE PROPUESTAS EN GASTO DE OPEX Y AHORROS DEL GRUPO 1

PERIODO	OFERENTE 8 (WINNER)	OFERENTE 1	OFERENTE 2	OFERENTE 3
2020	USD 29,242.14	USD 33,920.40	USD 33,920.40	USD 33,920.40
2021	USD 117,483.00	USD 132,780.71	USD 132,833.20	USD 128,487.00
2022	USD 120,374.66	USD 121,669.29	USD 122,462.96	USD 117,020.16
2023	USD 132,203.33	USD 133,207.81	USD 142,437.77	USD 118,432.15
2024	USD 72,009.66	USD 77,914.82	USD 78,322.10	
GASTO OPEX TOTAL	USD 471,312.79	USD 499,493.03	USD 509,976.44	USD 397,859.71
AHORRO TOTAL	USD 85,874.29	USD 57,694.05	USD 47,210.65	USD 159,327.37

Fuente: Elaboración Propia.

Cuadro N° 4.40

EVALUACIÓN DE PROPUESTAS EN GASTO DE OPEX Y AHORROS DEL GRUPO 2

PERIODO	OFERENTE 4	OFERENTE 5	OFERENTE 6	OFERENTE 7
2020	USD 33,920.40	USD 33,920.40	USD 33,920.40	USD 33,920.40
2021	USD 133,786.75	USD 136,301.85	USD 133,081.56	USD 135,565.10
2022	USD 123,893.59	USD 135,015.10	USD 121,265.55	USD 132,151.14
2023	USD 144,033.08	USD 157,422.23	USD 143,110.11	USD 152,199.09
2024	USD 84,337.24	USD 94,832.40	USD 82,721.10	USD 90,822.18
GASTO OPEX TOTAL	USD 519,971.05	USD 557,491.97	USD 514,098.71	USD 544,657.92
AHORRO TOTAL	USD 37,216.03	-USD 304.89	USD 43,088.38	USD 12,529.17

Fuente: Elaboración Propia.

Evaluación del escenario 3

Una vez obtenido la mejor propuesta comercial, analizamos el escenario con las cláusulas establecidas en la segunda negociación eléctrica.

Respecto al último contrato adjudicado, el Oferente 8 (Ganador) propone considerables ahorros y mejoras en el precio de energía inicial (PE_o) eliminando en el factor de actualización el precio del gas natural (PGN) de manera que, la energía suministrada sea de fuentes de energías renovables.

Cuadro N° 4.41

PRECIOS ESTABLECIDOS EN EL SEGUNDO CONTRATO LIBRE

Periodo de Vigencia	De 01/10/2020 a 30/06/2021	De 01/07/2020 a 30/06/2022	De 01/07/2022 a 30/06/2024
Precio de potencia en horas de punta (HP) para los puntos de suministro del bloque 1 y puntos del bloque del Anexo 1 del Contrato	Precio de potencia regulada (PPM) en Soles		
Precio de energía activa en horas de punta (HP) y fuera de punta (FP) para los puntos de suministro del bloque 1 del Anexo 1 del Contrato	23.00 USD/MW.h	20.50 USD/MW.h	24.00 USD/MW.h
Precio de energía activa en horas de punta (HP) y fuera de punta (FP) para los puntos de suministro del bloque 2 del Anexo 1 del Contrato	20.50 USD/MW.h	20.50 USD/MW.h	24.00 USD/MW.h

Fuente: Elaboración Propia (Osinermin).

Asimismo, presentamos las fórmulas actualizadas en la última adenda.

Formula de Indexación:

$$PE_i = PE_o \times FAE_i$$

Donde:

PE_i: Precio de la energía en HP o FP según corresponda, en el mes “i” en la BRG, expresado en USD/MW.h

PE_o: Precio inicial de la energía en HP (PEHP_o) o en (FP PEFP_o) según corresponda, precio establecido en agosto 2020, expresado en USD/MW.h (véase el cuadro N° 4.41)

FAE_i: Factor de actualización de los precios de energía en HP y FP aplicable a la facturación del mes i.

Nuevo Factor de Actualización:

$$FAE_i = \left[\frac{PPI_i}{PPI_o} \right]$$

Donde:

PPI_o: Índice de Precios al Productor en Estados Unidos de América, serie WPSFD4131 (equivalente al WPSSOP3500), correspondiente a junio de 2019, publicado oficialmente (vía internet) por el U.S. Department of Labor Bureau Of Labor Statistics. **PPI_o=198.3**

PPI_i: Índice de Precios al Productor en Estados Unidos de América, serie WPSFD4131 (equivalente al WPSSOP3500), correspondiente al mes de facturación i, publicado oficialmente (vía internet) por el U.S. Department of Labor Bureau of Labor Statistics. Si el valor disponible en la publicación al momento de la facturación fuese un valor preliminar, éste se considerará como valor definitivo para fines de actualización de los precios del Contrato.

i: Mes de facturación del suministro conforme a este Contrato.

A continuación, presentamos los valores extraídos y analizados del índice de inflación de Estados Unidos (PPI), obtenidos de la página U.S. Bureau of Labor Statistics comprendido de julio 2018 a setiembre 2021 (véase la gráfica N° 4.21 y cuadro N° 4.17 página 89)

Revisado los valores del PPI en el periodo de 2018 a 2021, con el nuevo contrato se establece un nuevo factor de actualización que inicia a partir de octubre 2020.

Estos datos son introducidos y calculados a través de la ecuación del factor de actualización, las cuales serán utilizadas más adelante para actualizar la fórmula de indexación de energía.

Cuadro N° 4.42
FACTOR DE ACTUALIZACIÓN

	2018	2019	2020	2021
Enero		1.0505	1.1031	1.0086
Febrero		1.0674	1.0983	1.0119
Marzo		1.0724	1.0954	1.0138
Abril		1.0779	1.1005	1.0167
Mayo		1.0820	1.1002	1.0229
Junio		1.0896	1.1034	1.0291
Julio	1.0424	1.0898	1.1048	1.0362
Agosto	1.0440	1.0912	1.1031	1.0448
Setiembre	1.0455	1.0954	1.1003	1.0500
Octubre	1.0470	1.0966	1.0057	
Noviembre	1.0472	1.0969	1.0052	
Diciembre	1.0497	1.1026	1.0067	

Fuente: Elaboración Propia.

Seguidamente, para la determinación de la fórmula de indexación hemos utilizados los valores resultantes en el factor de actualización del cuadro N° 4.42 y el precio de energía inicial establecido en el segundo contrato libre.

Según el alcance del nuevo contrato, la CT Telecom se encuentra asociada a la barra de referencia de generación de Santa Rosa 220 kV. Además, dado que el Oferente 8 ganó la licitación de suministro eléctrico otorgó un ahorro previo al inicio del contrato con un precio inicial (PE_o) de 23.0 USD/MW.h comprendido de octubre 2020 a junio 2021. (Véase el cuadro N° 4.41, pág. 110).

Por tanto, presentamos los valores obtenidos mensualmente para la fórmula de indexación.

Cuadro N° 4.43

FORMULA DE INDEXACIÓN DE ENERGÍA ACTUALIZADO POR MES

[USD/MW.h]

	2018	2019	2020	2021
Enero		25.2121	26.4745	23.1972
Febrero		25.6174	26.3597	23.2739
Marzo		25.7379	26.2895	23.3178
Abril		25.8688	26.4116	23.3835
Mayo		25.9681	26.4056	23.5260
Junio		26.1503	26.4820	23.6684
Julio	25.0180	26.1563	26.5149	21.2423
Agosto	25.0556	26.1876	26.4736	21.4181
Setiembre	25.0914	26.2898	26.4076	21.5255
Octubre	25.1277	26.3184	23.1315	
Noviembre	25.1338	26.3262	23.1205	
Diciembre	25.1940	26.4624	23.1534	

Fuente: Elaboración Propia.

Posteriormente, luego de haber obtenido el precio de energía en USD/MW.h, se debe transformar a moneda nacional.

Para esto, presentamos el tipo de cambio de USD a SOLES para el periodo del caso de investigación (Veáse el cuadro N° 4.21 página 92)

A continuación, presentamos los precios de energía actualizados en moneda nacional (Perú) redondeados con cuatro decimales definidos en la primera negociación eléctrica.

Cuadro N° 4.44

FORMULA DE INDEXACIÓN DE ENERGÍA ACTUALIZADO POR MES

[Soles/MW.h]

	2018	2019	2020	2021
Enero		84.03	89.30	84.35
Febrero		84.54	90.89	84.88
Marzo		85.35	90.25	87.53
Abril		85.52	89.17	88.46
Mayo		87.43	90.54	89.59
Junio		85.90	93.59	91.10
Julio	81.83	86.53	93.39	85.73
Agosto	82.51	88.83	93.77	87.41
Setiembre	82.75	88.91	94.94	88.94
Octubre	84.53	88.04	83.50	
Noviembre	84.90	89.35	83.30	
Diciembre	85.13	87.62	83.77	

Fuente: Elaboración Propia.

Con respecto a los precios de potencia, presentamos los precios regulados en la barra de referencia de generación declarados por OSINERGMIN.

Seguidamente, para la determinación del volumen de energía y potencia consumida en el suministro N°0102312, el nuevo contrato adjudicado al Oferente 8 (Ganador) otorgado en la primera negociación eléctrica indica que la venta de energía y de potencia de los suministros que se efectúan en un régimen de libertad de precios deberán ser acordados a nivel de la barra de referencia de generación. (véase la figura N° 4.2 página 95).

Respecto a los valores de volumen de energía consumida mensual en el punto de medición (PMS), estos fueron extraídos de la plataforma inteligente y representados en energía en hora punta y fuera punta (véase el cuadro N° 4.24 y cuadro N° 4.25 página 96).

Seguidamente, una vez obtenidos los valores de volumen de energía consumida mensual en el punto de medición, estos valores son

multiplicados con los factores de pérdidas de distribución y transmisión; para ser llevados a la barra de referencia de generación.

Los datos se presentaron en el cuadro N° 4.26 y cuadro N° 4.27 página 97.

Respecto a la potencia coincidente en el suministro de la CT Telecom, se utilizó el registro de fecha y hora de la máxima demanda del SEIN (véase el cuadro N° 4.28 página 98). La potencia coincidente resultante fue presentada en el escenario 2 (véase cuadro N° 4.29 página 99).

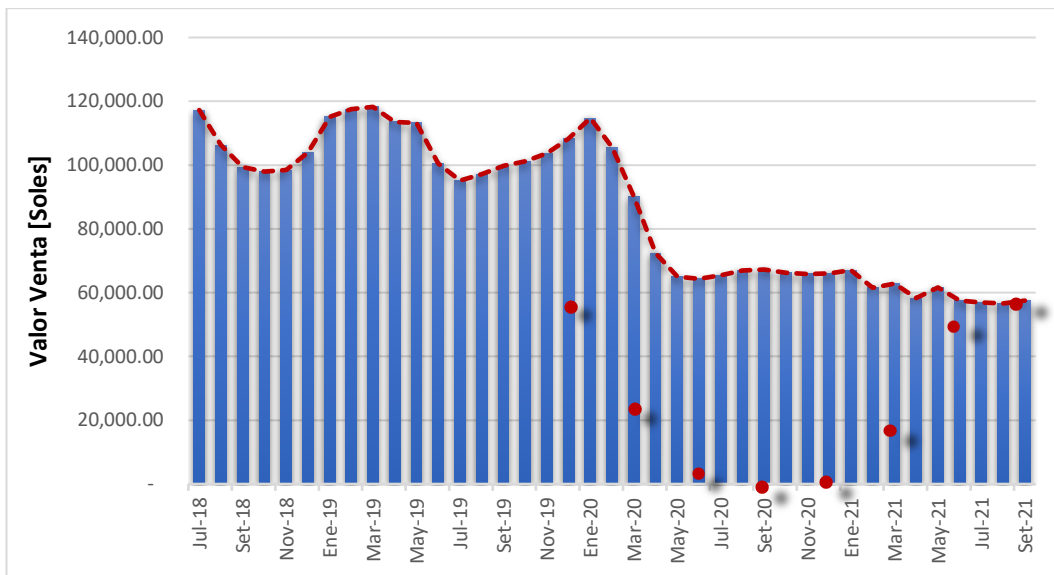
Cabe mencionar que, las facturaciones para usuarios libres están constituidos de conceptos afectos al impuesto general a las ventas como precio de potencia en la barra de referencia de generación, precios de exceso de potencia, cargos por conexión al sistema principal de transmisión (PCSPT), cargos por peajes de transmisión secundarios y complementarios (SST/SCT), precios de energía reactiva y valores agregados de distribución en HP y FP son regulados por OSINERGMIN.

Asimismo, los conceptos inafectos al impuesto general a las ventas como cargo por electrificación rural y cargo por FISE son regulados por OSINERGMIN y utilizados para el bienestar social (subsidios y masificación de electrificación).

A continuación, presentamos la construcción de la facturación del valor venta por mes en condición al segundo contrato libre y comprendido de julio 2018 a setiembre 2021, donde se ha calculado el producto de los datos de volúmenes obtenidos y sus relativos en precios unitarios.

Gráfico N° 4.29

VALORES REALES DEL VALOR VENTA EN USUARIO LIBRE (2do CONTRATO)



Fuente: Elaboración Propia.

Cuadro N° 4.45

VALORES REALES DEL VALOR VENTA EN USUARIO LIBRE - 2DO CONTRATO [Soles]

	2018	2019	2020	2021
Enero		S/ 115,110.99	S/ 114,741.52	S/ 67,032.98
Febrero		S/ 117,552.62	S/ 105,621.07	S/ 61,538.58
Marzo		S/ 118,248.38	S/ 90,120.78	S/ 62,869.89
Abril		S/ 113,525.90	S/ 72,324.65	S/ 58,310.54
Mayo		S/ 113,233.41	S/ 64,999.89	S/ 61,624.62
Junio		S/ 100,495.73	S/ 64,330.98	S/ 57,502.02
Julio	S/ 117,221.54	S/ 95,144.35	S/ 65,461.51	S/ 56,879.66
Agosto	S/ 106,291.21	S/ 97,174.33	S/ 66,976.77	S/ 56,620.90
Setiembre	S/ 99,339.05	S/ 99,725.43	S/ 67,276.87	S/ 57,537.43
Octubre	S/ 97,913.03	S/ 101,191.76	S/ 66,286.14	
Noviembre	S/ 98,444.59	S/ 103,721.57	S/ 65,869.48	
Diciembre	S/ 103,947.54	S/ 108,307.45	S/ 66,057.13	

Fuente: Elaboración Propia.

CAPITULO V

V. RESULTADOS

5.1. Resultados Parciales

De acuerdo con las simulaciones ejecutadas para los tres escenarios evaluados, presentamos los siguientes resultados finales obtenidos.

Escenario N° 01

Dentro del primer escenario, se simuló que el suministro de la CT Telecom continuaría en su condición de usuario regulado en el periodo de julio 2018 a setiembre 2021.

La evaluación se realizó considerando las tarifas mensuales del pliego tarifario de tal manera se determine el valor venta en esa condición.

Presentamos los resultados totales del gasto en valor venta por año.

Cuadro N° 5.1

GASTO POR FACTURACIÓN EN USUARIO REGULADO

	2018	2019	2020	2021
Total Valor Venta (Anual)	S/ 915,341.90	S/ 1,878,695.92	S/ 1,319,020.80	S/ 786,690.30
Valor Venta Totalizado	S/			4,899,748.92

Fuente: Elaboración Propia.

Escenario N° 02

Dentro del segundo escenario, se simuló que el suministro de la CT Telecom permanecería en la condición de usuario libre con los precios y condiciones establecidas en el primer contrato.

La evaluación se realizó considerando la actualización de la fórmula de indexación y el factor de actualización, comprendido para el periodo de julio 2018 a setiembre 2021.

El primer contrato libre caducaba en junio 2021 y en caso de no renegociar, el contrato se actualizaba automáticamente por un periodo

de 12 meses. En ese sentido, presentamos los resultados totales del gasto en valor venta por año.

Cuadro N° 5.2

GASTO POR FACTURACIÓN EN USUARIO LIBRE (1er CONTRATO)

	2018	2019	2020	2021
Total Valor Venta (Anual)	S/ 623,156.97	S/ 1,283,431.92	S/ 918,664.91	S/ 566,792.36
Valor Venta Totalizado	S/ 3,392,046.15			

Fuente: Elaboración Propia.

Escenario N° 03

Dentro del tercer escenario, se simuló que el suministro de la CT Telecom continuaría con su primer contrato vigente comprendido de julio 2018 a setiembre 2021.

El segundo contrato libre iniciaba en julio 2021, sin embargo, el Oferente 8 (Ganador) propuso un adelanto de ahorros en el suministro eléctrico a partir de octubre 2020 a junio 2021, con un precio menor al precio de energía inicial (PE_o) respecto al primer contrato libre.

Presentamos los resultados totales del gasto en valor venta por año.

Cuadro N° 5.3

GASTO POR FACTURACIÓN EN USUARIO LIBRE (2do CONTRATO)

	2018	2019	2020	2021
Total Valor Venta (Anual)	S/ 623,156.97	S/ 1,283,431.92	S/ 910,066.78	S/ 539,916.63
Valor Venta Totalizado	S/ 3,356,572.29			

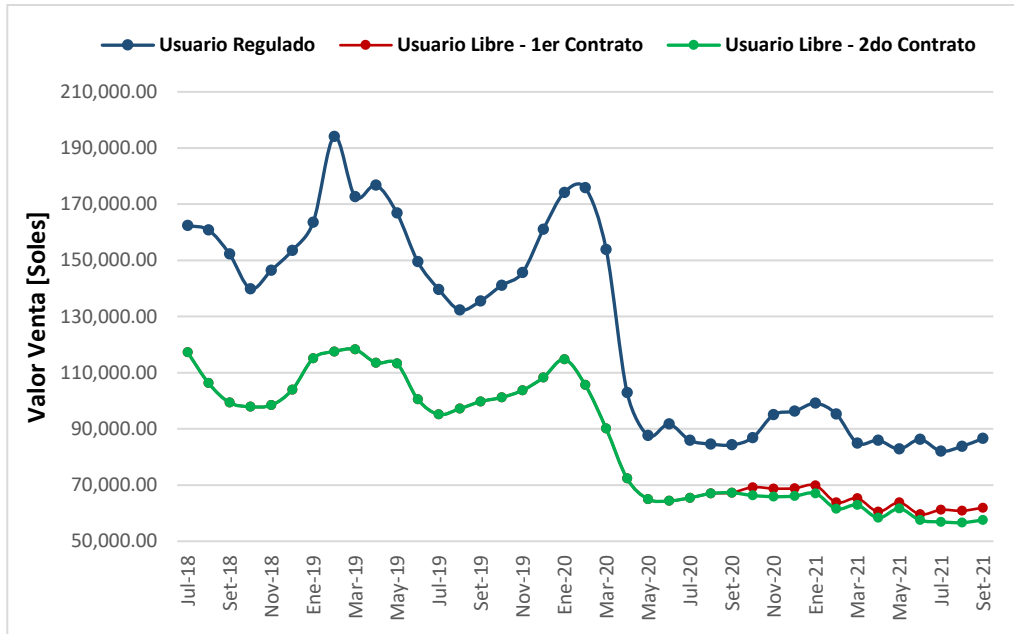
Fuente: Elaboración Propia.

5.2. Resultados Finales

A continuación, presentamos los resultados finales del gasto en Opex comparado en los tres escenarios y, comprendido de julio 2018 a setiembre 2021.

Gráfico N° 5.1

RESULTADOS DEL GASTO DE OPEX POR MES [Soles]



Fuente: Elaboración Propia.

Asimismo, se presenta los resultados del gasto de OpEx anual y sus ahorros obtenidos.

Cuadro N° 5.4

RESULTADOS DEL GASTO DE OPEX ANUAL [Soles]

	2018	2019	2020	2021
1er Escenario	S/ 915,341.90	S/ 1,878,695.92	S/ 1,319,020.80	S/ 786,690.30
2do Escenario	S/ 623,156.97	S/ 1,283,431.92	S/ 918,664.91	S/ 566,792.36
3er Escenario	S/ 623,156.97	S/ 1,283,431.92	S/ 910,066.78	S/ 539,916.63

Fuente: Elaboración Propia.

Cuadro N° 5.5

RESULTADO DEL GASTO DE OPEX ANUAL TOTALIZADO [Soles]

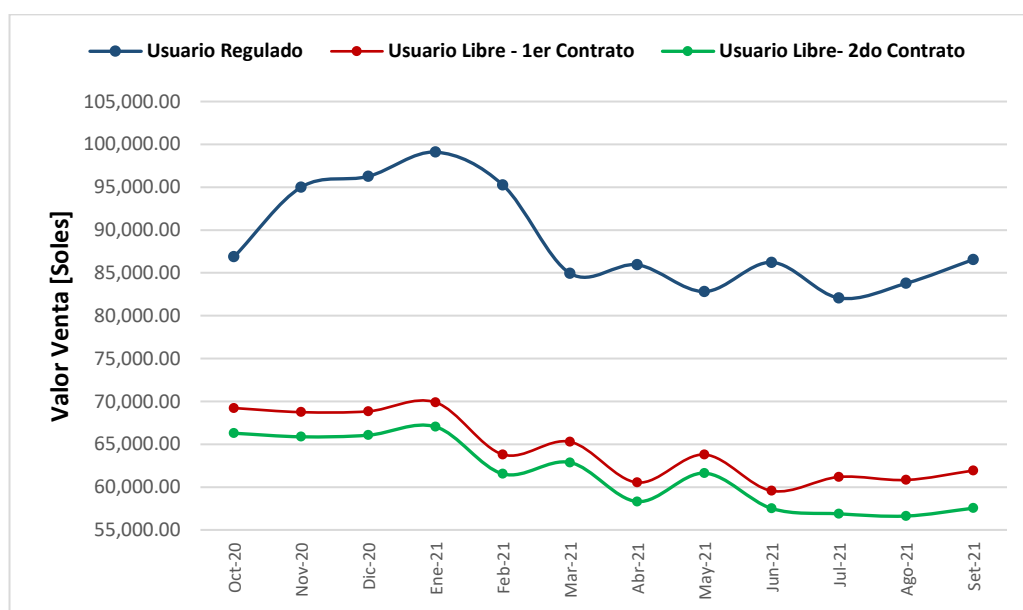
	TOTAL	AHORRO
1er Escenario	S/ 4,899,748.92	S/ -
2do Escenario	S/ 3,392,046.15	S/ 1,507,702.77
3er Escenario	S/ 3,356,572.29	S/ 35,473.86

Fuente: Elaboración Propia.

Seguidamente, se presenta los resultados finales del gasto de OpEx en el periodo comprendido de octubre 2020 a setiembre 2021.

Gráfico N° 5.2

RESULTADOS DEL GASTO DE OPEX - 12 MESES [Soles]



Fuente: Elaboración Propia.

A continuación, se presenta los ahorros obtenidos del segundo escenario respecto al 1er escenario con un 27.4 % y el tercer escenario respecto al segundo escenario con un 4.6%.

Cuadro N° 5.6

RESULTADOS FINALES DE GASTO Y AHORRO

	2020	2021	TOTAL	AHORRO [Soles]	AHORRO [%]
1er Escenario	S/ 278,151.28	S/ 786,690.30	S/ 1,064,841.58		
2do Escenario	S/ 206,810.88	S/ 566,792.36	S/ 773,603.24	S/ 291,238.34	27.4%
3er Escenario	S/ 198,212.75	S/ 539,916.63	S/ 738,129.38	S/ 35,473.86	4.6%

Fuente: Elaboración Propia.

CAPITULO VI

VI. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

6.1. Contrastación de Hipótesis general

Hipótesis General

Mediante la negociación eléctrica será posible negociar y cumplir con los requisitos técnicos del reglamento de usuarios libres de electricidad para el suministro de la CT Telecom.

Contrastación de la Hipótesis General

Con la negociación eléctrica permitió cumplir con los requisitos técnicos del reglamento de usuarios libres de electricidad y, se adquirió poder de negociación en el mercado con las empresas eléctricas (compañías eléctricas encargadas de generar y vender energía) de tal manera que se negocie y consiga propuestas competitivas de los suministradores.

Hipótesis Específica N° 01

Mediante la negociación eléctrica se establecerán precios de energía base competitivos dentro de la implementación del cambio de condición a un usuario libre.

Contrastación de la Hipótesis Específica N° 01

La negociación eléctrica dentro del primer contrato permitió obtener un precio de energía (Pe_0) muy competitivo respecto al mercado eléctrico y a un usuario regulado, asimismo, se logró alcanzar utilidades económicas con grandes resultados en ahorros y reducción del gasto en OpEx.

En la negociación eléctrica del segundo contrato permitió aún más mejorar el precio de energía (PE_0) respecto a la primera negociación, donde se logró aumentar los ahorros que se tenía proyectado para el suministro eléctrico en usuario libre.

Hipótesis Específica N° 02

Mediante la negociación eléctrica se establecerá condiciones técnicas que posibiliten monitorear la operación en la condición de un usuario libre.

Contrastación de la Hipótesis Específica N° 02

Con la negociación eléctrica respecto al primer contrato, se logró implementar el medidor inteligente de telemetría en el punto de medición y una plataforma. Lo cual permitieron dar la visibilidad de parámetros eléctricos con un tiempo de reporte de 24 horas, donde se redujo el tiempo de acción ante alguna contingencia o actividad que se ejecuta en planta.

No obstante, con la negociación eléctrica respecto al segundo contrato, se logró mejorar la medición y reducir el tiempo de reporte del medidor a tiempo real, obteniendo atenciones más rápidas. Además, de la implementación de un Componente “Estratégico” que ofrece enviar mensajes de texto como notificación ante un evento de corte de energía fortuito.

CAPITULO VII

VII. CONCLUSIONES

- a) El cambio de usuario libre asociado con una negociación eléctrica permite mejorar la tarifa eléctrica dado a que se negocia condiciones económicas que aporta en utilidades a la empresa.

- b) Los precios de energía que ofrecen los participantes en sus propuestas comerciales; se vuelven más rentables cuando hay mayor participación de suministradores en la licitación.

- c) Si en el factor de actualización eliminas el índice del precio del gas natural "PGN", la fuente de abastecimiento de energía para el suministro eléctrico se convierte en renovable. Con eso puedes obtener una certificación de energías limpias proporcionado por el suministrador.

CAPITULO VIII

VIII. RECOMENDACIONES

- a) En la licitación del suministro eléctrico, es conveniente que en las bases y TDR comprenda mayor cantidad de puntos de suministros o un solo punto que totalicen una máxima demanda considerable, de tal manera que el agente participante ofrezca precios de energía competitivos

- b) Dentro de la negociación eléctrica, siempre se debe considerar beneficios técnicos que faciliten la visibilidad de parámetros eléctricos en tiempo real, esto permitirá tener un mayor control del suministro eléctrico.

- c) Es recomendable que la negociación eléctrica se realice con 6 meses de anticipación de tal manera que los agentes participantes tengan opción a proponer propuestas con mayor rentabilidad.

CAPITULO IX

IX. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. **ALIAGA BAUTISTA, RUBY.** Optimización de Costos en la Facturación Eléctrica Aplicados a la Pequeña y Microempresa Basado en una Correcta Aplicación del Marco Regulatorio y la ley de Concesiones Eléctricas y su reglamento DL 25844 -DS 093-2003. *Tesis de Ingeniero.* Lima : Universidad Nacional de Ingeniería, 2008.
2. **CALDERON HERNANDEZ, EUDDY FERNANDO.** Condiciones Para la Aplicación del Mercado Libre de Electricidad Para la Reducción de la Facturación de las Tarifas Eléctricas en las Plantas de Producción de Hielo . *Tesis de Ingeniero.* Lima : Universidad Nacional del Santa, 2018.
3. **GUTIERREZ VILLEGAS, PAULA ALEJANDRA.** El Contrato de Suministro de Energía . *Tesis de Licenciatura.* Santiago de Chile : Universidad de Chile, 2002.
4. **LAREZ CORDOVA, ADAN ALBERTO.** Despacho de Energía en Mercados Eléctricos Competitivos. *Tesis de Maestro.* Nuevo Leon : Universidad Autónoma de Nuevo León, 2003.
5. **PALACIOS HUERTA, DANNY CESAR.** Expectativas de Desarrollo y Propuestas Complementarias del Mercado de Usuarios Libres de Electricidad Según Ley N° 28832. *Tesis de Ingeniero.* Lima : Universidad Nacional Mayor de San Marcos, 2007.
6. **SOBRE CASAS, ROBERTO PABLO.** Los Contratos en el Mercado Eléctrico. *Tesis Doctoral.* Madrid : Universidad Complutense de Madrid, 2002.
7. **ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSION EN ENERGIA Y MINERIA.** *Tarifas Eléctricas.* Lima : Gerencia de Regulacion Tarifaria, 2016.
8. **DAMMERT LIRA, ALFREDO, MOLINELLI ARISTONDO, FIORELLA y CARBAJAL NAVARRO, MAX ARTURO.** *Fundamentos Tecnicos y Economicos del Sector Electrico Peruano.* LIMA : OSINERGMIN, 2011. 978-612-46124-0-4.
9. **MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS.** Dirección General de Electricidad. *Guía de Orientación para la Selección de la Tarifa Eléctrica para Usuarios en Media Tensión.* [En línea] Enero de 2011. <http://www.minem.gob.pe/archivos/prepublicacion-z4wn17w0x26z77784cz.PDF>.
10. **DAMMERT LIRA, ALFREDO, GARCIA CARPIO, RAUL y MOLINELLI ARISTONDO, FIORELLA.** *Regulación y Supervisión del Sector Eléctrico.* Lima : PUCP, 2010. 978-9972-42-866-1.
11. **ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSION EN ENERGIA Y MINERIA.** Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria. *Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicaciones de las Tarifas a Usuario Final.* [En línea] Noviembre de 2001.

<https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2005/OSINERG%20No.236-2005-OS-CD-Norma.pdf>.

12. **ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSION EN ENERGIA Y MINERIA.** Gerencia de Regulacion Tarifaria. *Fijacion de Tarifas*. [En línea] Junio de 2016. <https://www.osinergmin.gob.pe/Infografias/fijacion-de-tarifas/uploads/infografia-tarifas-electricas.pdf>.

13. **HUNT, SALLY.** *Making Competition Work in Electricity*. New York : John Wiley & Sons, Inc., 2002. 0-471-22098-1.

14. **ALVARADO ALDANA, JORGE y MATOS ORTEGA, MARGARETT.** Pontificia Universidad Católica del Perú. *El Contrato de Suministro en el Mercado Libre de Electricidad: Nociones Generales y Apuntes para su Entendimiento*. [En línea] Revista de Derecho Administrativo, 2019. <https://revistas.pucp.edu.pe/index.php/derechoadministrativo/article/view/22862/21951>.

15. **(OSINERMING), ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSION EN ENERGIA Y MINA.** Precios de Referencia para Tarifas en Barra. *Precios de Gas Natural*. [En línea] 2021. <https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/Paginas/VisorPreciosReferencia.aspx?Codigo=2021>.

16. **SALVADOR JÁCOME, JULIO, TAMAYO PACHECO, JESUS FRANCISCO ROBERTO y VÁSQUEZ CORDANO, ARTURO LEONARDO.** *La Industria de la Electricidad en el Perú: 25 años de Aportes al Crecimiento Económico del País*. Lima : GRÁFICA BIBLOS S.A, 2016. 978-612-47350-0-4.

17. **U.S. BUREAU OF LABOR STATISTICS.** Índice de Inflación de Estados Unidos: PPI. *Databases, Tables & Calculators by Subject*. [En línea] 2011. https://data.bls.gov/timeseries/WPUFD4131&series_id=WPSFD4131.

18. **MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS.** Dirección General de Electricidad. *Norma de Procedimientos para la Elaboración de Proyectos y Ejecución de Obras en Sistemas de Utilización en Media Tensión en Zonas de Concesión de Distribución*. [En línea] Setiembre 2002. <http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/electricidad/legislacion/rd018-2002-em.pdf>.

CAPITULO X

X. ANEXOS

ANEXO I: Matriz de Consistencia

Tema: “NEGOCIACIÓN ELÉCTRICA DE CAMBIO DE USUARIO PARA MEJORAR LA TARIFA ELÉCTRICA DE TELEFÓNICA PERÚ”

PROBLEMAS	OBJETIVOS	HIPÓTESIS	VARIABLES	DIMENSIONES	INDICADORES	METODOLOGÍA
<p>PROBLEMA GENERAL</p> <p>1. ¿En qué medida la negociación eléctrica beneficiará el cambio de condición de usuario regulado a usuario libre en el suministro de Telefónica Perú?</p>	<p>OBJETIVO GENERAL</p> <p>1. Determinar la negociación eléctrica para la implementación del cambio de condición de usuario regulado a usuario libre en el suministro de Telefónica Perú.</p>	<p>HIPÓTESIS GENERAL</p> <p>1. Mediante la negociación eléctrica será posible negociar y cumplir con los requisitos técnicos del reglamento de usuarios libres de electricidad para el suministro de Telefónica Perú.</p>	<p>VARIABLE INDEPENDIENTE</p> <ul style="list-style-type: none"> - Negociación Eléctrica - Barra de Subestación-Base - Reglamento de usuarios libres de electricidad (D.S. N° 022-2009 DGE/EM) 	<p>DIMENSIONES</p> <ul style="list-style-type: none"> - Condiciones técnicas en los Términos de Referencia “TDR” - Barra de referencia de Generación: BRG - Disposiciones Técnicos 	<p>INDICADORES</p> <ul style="list-style-type: none"> - Parámetros eléctricos - Equipamiento eléctrico de monitoreo - Actualización del precio en Barra - Cumplimiento de los Requisitos 	<p>TIPO DE INVESTIGACIÓN Descriptiva</p> <p>DISEÑO DE INVESTIGACIÓN Cuantitativo</p> <p>METODO DE INVESTIGACIÓN Inductivo</p> <p>POBLACIÓN Y MUESTRA 01 suministro N° 0102312 de la CT Telecom – Barranco - Lima</p>
<p>PROBLEMAS ESPECÍFICOS</p> <p>1. ¿En qué medida la negociación eléctrica beneficiará precios de energía competitivos implementando el cambio de condición a un usuario libre?</p> <p>2. ¿En qué medida la negociación eléctrica beneficiará técnicamente en la implementación del cambio de condición a un usuario libre?</p>	<p>OBJETIVOS ESPECÍFICOS</p> <p>1. Determinar en la negociación eléctrica nuevos precios de energía competitivos para la implementación del cambio de condición a un usuario libre.</p> <p>2. Determinar en la negociación eléctrica nuevos beneficios técnicos que permitan monitorear la operación en tiempo real dentro de la implementación a un usuario libre.</p>	<p>HIPÓTESIS ESPECÍFICAS</p> <p>1. Mediante la negociación eléctrica se establecerán precios de energía base competitivos dentro de la implementación del cambio de condición a un usuario libre.</p> <p>2. Mediante la negociación eléctrica se establecerá condiciones técnicas que posibiliten monitorear la operación en la condición de un usuario libre.</p>	<p>VARIABLE DEPENDIENTE</p> <p>TE: Tarifa de Energía</p> <p>C: Carga del suministro</p>	<p>DIMENSIONES</p> <ul style="list-style-type: none"> - Formula de Indexación: FI - Perfil de Carga: PC 	<p>INDICADORES</p> <ul style="list-style-type: none"> - Índice de inflación de EE.UU – Productor Price Index: PPI - Índice de Precio del Gas Natural: PGN - Máxima Demanda 	<p>POBLACIÓN Y MUESTRA 01 suministro N° 0102312 de la CT Telecom – Barranco - Lima</p>

ANEXO II: 1er Contrato Libre

https://prie.osinergmin.gob.pe/documents/12840/2566825/STAT_20100017491_20171206_2124_00.pdf

***Nota: Documento publicado en la página oficial de OSINERGMIN, utilizado de manera referencial.**

ANEXO III: 2do Contrato Libre

https://prie.osinergmin.gob.pe/documents/12840/2566827/STAT_20100017491_20210205_2104_01.pdf

***Nota: Documento publicado en la página oficial de OSINERGMIN, utilizado de manera referencial.**

ANEXO IV: Proyección de Índice para Validación de Propuestas Económicas

	PPI - HISTÓRICO	Crecimiento Mensual [%]	Promedio [%]
Jul-18	203.1		0.1%
Ago-18	203.7	0.3%	
Set-18	203.9	0.1%	
Oct-18	204.5	0.3%	
Nov-18	204.6	0.0%	
Dic-18	205.3	0.3%	
Ene-19	205.6	0.1%	
Feb-19	206.5	0.4%	
Mar-19	206.8	0.1%	
Abr-19	207.0	0.1%	
May-19	207.4	0.2%	
Jun-19	207.7	0.1%	
Jul-19	207.8	0.0%	
Ago-19	208.0	0.1%	
Set-19	208.3	0.1%	
Oct-19	208.3	0.0%	
Nov-19	208.4	0.0%	
Dic-19	208.7	0.1%	
Ene-20	208.9	0.1%	
Feb-20	209.1	0.1%	
Mar-20	209.1	0.0%	
Abr-20	209.7	0.3%	
May-20	209.6	0.0%	
Jun-20	209.8	0.1%	
Jul-20	209.9	0.0%	
Ago-20	210.1		
Set-20	210.3		

	PGN - HISTÓRICO	Crecimiento Mensual [%]	Promedio [%]
Jul-18	2.8482		0.3%
Ago-18	2.8485	0.0%	
Set-18	2.8538	0.2%	
Oct-18	2.8538	0.0%	
Nov-18	2.8538	0.0%	
Dic-18	2.8578	0.1%	
Ene-19	2.8578	0.0%	
Feb-19	2.9363	2.7%	
Mar-19	2.9592	0.8%	
Abr-19	2.9858	0.9%	
May-19	3.0026	0.6%	
Jun-19	3.0393	1.2%	
Jul-19	3.0393	0.0%	
Ago-19	3.0436	0.1%	
Set-19	3.0624	0.6%	
Oct-19	3.0688	0.2%	
Nov-19	3.0692	0.0%	
Dic-19	3.0956	0.9%	
Ene-20	3.0956	0.0%	
Feb-20	3.0672	-0.9%	
Mar-20	3.0515	-0.5%	
Abr-20	3.0707	0.6%	
May-20	3.0707	0.0%	
Jun-20	3.0851	0.5%	
Jul-20	3.0911	0.2%	
Ago-20	3.0942		
Set-20	3.1097		

ANEXO V: Decreto Supremo N° 022-2009-EM

394366	NORMAS LEGALES	El Peruano Lima, jueves 16 de abril de 2009
<p>Artículo 5°.- Refrendo El presente decreto Supremo será refrendado por el Presidente del Consejo de Ministros y por el Ministro de Economía y Finanzas.</p> <p>Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los quince días del mes de abril del año dos mil nueve.</p> <p>ALAN GARCÍA PÉREZ Presidente Constitucional de la República</p> <p>YEHUDE SIMON MUNARO Presidente del Consejo de Ministros</p> <p>LUIS CARRANZA UGARTE Ministro de Economía y Finanzas</p> <p>336719-3</p>	<p>sin embargo, de acuerdo con la Tercera Disposición Complementaria Transitoria de la misma Ley, mientras la energía adquirida mediante Licitaciones sea inferior al treinta por ciento (30%) de la demanda de los Usuarios Regulados del SEIN, la comparación de precios se hará con la media ponderada de los precios obtenidos de las Licitaciones de suministro de electricidad y los precios de los contratos con los Usuarios Libres;</p> <p>Que, en consecuencia, resulta pertinente modificar el artículo 129° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas referido a la comparación de la tarifa en barra con los precios de los Usuarios Libres, a fin de adecuarlo a los cambios señalados en el considerando que antecede;</p> <p>Que, el Reglamento para la Comercialización de Electricidad en un Régimen de Libertad de Precios, aprobado mediante Decreto Supremo N° 017-2000-EM, establece los criterios mínimos a considerar en los contratos sujetos a libertad de precios, así como los requisitos y condiciones para que dichos contratos sean considerados en la comparación con la tarifa en barra conforme a lo establecido en el artículo 53° de la Ley de Concesiones Eléctricas;</p> <p>Que, el segundo párrafo de la Tercera Disposición Complementaria Transitoria de la Ley N° 28832, le atribuye a OSINERGMIN la facultad de definir el procedimiento para la comparación a efectos de determinar el Precio en Barra, por lo que resulta pertinente dejar sin efecto dicho Reglamento para la Comercialización de Electricidad en un Régimen de Libertad de Precios y recoger lo referido a los criterios mínimos a considerar en los contratos de suministro de Usuarios Libres en un nuevo Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad;</p> <p>De conformidad con las atribuciones previstas en el numeral 8) del artículo 118° de la Constitución Política del Perú;</p> <p>DECRETA:</p> <p>Artículo 1°.- Aprobación Aprobar el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad, que consta de tres (03) Títulos, nueve (09) Artículos, dos (02) Disposiciones Complementarias y una (01) Disposición Transitoria, el mismo que forma parte integrante del presente Decreto Supremo.</p> <p>Artículo 2°.- Modificación de los artículos 2° y 129° del Reglamento de la Ley de Concesiones Modifíquense los artículos 2° y 129° del Reglamento de Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM, de acuerdo a lo siguiente:</p> <p><i>"Artículo 2°.- El límite de potencia para los suministros sujetos al régimen de regulación de precios es fijado en 200 kW. Aquellos usuarios cuya demanda se ubique dentro del rango de potencia establecido en el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad, tienen derecho a optar entre la condición de Usuario Regulado o Usuario Libre, conforme a lo establecido en la Ley N° 28832 y en el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad.</i> <i>En los Sistemas Aislados, todos los suministros están sujetos a regulación de precios."</i></p> <p><i>"Artículo 129°.- En el Procedimiento para la comparación del Precio en Barra con la nueva referencia conforme a lo establecido en la Segunda Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832, OSINERGMIN precisará el procedimiento a aplicarse en los casos en que la energía adquirida para los Usuarios Regulados a través de Licitaciones de Electricidad sea inferior al treinta por ciento (30%) de la demanda total de energía de los Usuarios Regulados, en concordancia con lo previsto en la Tercera Disposición Complementaria Transitoria de la misma ley."</i></p> <p>Artículo 3°.- Derogatoria Deróguese el Reglamento para la Comercialización de Electricidad en un Régimen de Libertad de Precios, aprobado en el artículo 1° del Decreto Supremo N° 017-2000-EM.</p>	

ENERGIA Y MINAS

Aprueban Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad

DECRETO SUPREMO N° 022-2009-EM

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

CONSIDERANDO:

Que, el artículo 8° del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, establece un régimen de libertad de precios para los suministros que puedan efectuarse en condiciones de competencia, y un régimen de precios regulados para aquellos suministros que por su naturaleza lo requieran, a los mismos que, de acuerdo con el artículo 2° del Reglamento, aprobado por el Decreto Supremo N° 009-93-EM, se les estableció un tope de 1000 kW como límite de potencia para ser considerados como Usuarios Regulados, por encima del cual quedaron ubicados los Usuarios Libres, quedando sujeto el cambio de condición del Usuario únicamente a la variación del señalado límite de potencia;

Que, la Primera Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, otorga a los Usuarios la facultad de cambiar su condición de Usuario Libre o de Usuario Regulado, siempre que su demanda máxima anual se encuentre comprendida dentro de un rango que se establezca en el Reglamento;

Que, los estudios efectuados por la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas, permiten concluir que el rango dentro del cual los Usuarios puedan optar entre la condición de Usuario Regulado o la condición de Usuarios Libre, debe tener como límite inferior una potencia de 200 kW y como límite superior una potencia de 2 500 kW, dado que los Usuarios con potencia superior de 2500 kW pueden ser atendidos en condiciones de competencia bajo un régimen de libertad de precios, y aquellos comprendidos dentro del indicado rango constituyen un número suficientemente representativo de las actividades económicas y productivas del país, cuya migración de una condición a otra, ya sea en forma individual o asociativa, contribuirá a crear mejores condiciones de competencia en el mercado eléctrico beneficiando así al Sistema en su conjunto, por lo cual resulta necesario modificar el artículo 2° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas para adecuarlo a la Ley N° 28832;

Que, la Segunda Disposición Complementaria Final de la mencionada Ley N° 28832, establece una nueva referencia para la comparación a ser efectuada en la determinación del Precio en Barra, al indicar que dicho Precio que fija OSINERGMIN no podrá diferir en más de diez por ciento (10%) del promedio ponderado de los precios resultantes de las Licitaciones de suministro de electricidad vigentes al 31 de marzo de cada año;



Artículo 4°.- Refrendo y vigencia
El presente Decreto Supremo será refrendado por el Ministro de Energía y Minas, y entrará en vigencia a partir del día siguiente de su publicación en el Diario Oficial El Peruano.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los quince días del mes de abril del año dos mil nueve.

ALAN GARCÍA PÉREZ
Presidente Constitucional de la República

PEDRO SÁNCHEZ GAMARRA
Ministro de Energía y Minas

REGlamento DE USUARIOS LIBRES DE ELECTRICIDAD

**TÍTULO I
DISPOSICIONES GENERALES**

Artículo 1°.- Definiciones
Para los efectos del presente Reglamento, entiéndase por:

Barra de Referencia de Generación (BRG): Es la Subestación más próxima al Punto de Suministro, de la relación de Subestaciones Base cuyos Precios en Barra son publicados por OSINERGMIN que, en conjunto con los sistemas de transmisión disponible, permite un menor precio mensual al Usuario.

Compra en Bloque: Es la compra de energía y potencia que efectúa un Distribuidor para atender a sus Usuarios Libres.

LCE: Ley de Concesiones Eléctricas.
Ley: Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.

Ministerio: Ministerio de Energía y Minas.
NTCSE: Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

OSINERGMIN: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.

Punto de Suministro: Es el punto de conexión eléctrica donde inician las instalaciones del Usuario Libre. En dicho punto es transferida, del Suministrador al Usuario Libre, la electricidad objeto del contrato de suministro.

Reglamento: Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad.

RLCE: Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

SEIN: Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

Suministrador: Generador o Distribuidor en general. Se precisa que un Suministrador puede atender a Usuarios Libres conectados en cualquier parte del SEIN.

Usuarios: Consumidores finales de electricidad localizados en el Perú.

Usuarios Libres: Usuarios conectados al SEIN no sujetos a regulación de precios por la energía o potencia que consumen.

Usuarios Regulados: Usuarios sujetos a regulación de precios por la energía o potencia que consumen.

Los términos que empiezan con mayúscula distintos a los precedentemente indicados, tienen el significado

establecido en la Ley, LCE, RLCE u otras normas aplicables.

Cualquier mención a artículos o títulos sin señalar la norma a la que corresponden, se debe entender referida al presente Reglamento. Los plazos establecidos en días, se refieren a días hábiles, salvo que se indique explícitamente lo contrario. Se entiende por hábiles, todos los días del año excepto sábados, domingos, feriados y aquellos otros declarados como no laborables a nivel nacional por el Poder Ejecutivo para el sector público.

Artículo 2°.- Objeto y Alcance

El Reglamento tiene por objeto establecer los requisitos mínimos a considerar para que un Usuario conectado al SEIN pueda acogerse, a su elección, a la condición de Usuario Regulado o de Usuario Libre, así como los aspectos generales a considerar en los contratos de suministro de los Usuarios Libres.

**TÍTULO II
CONDICIÓN DE USUARIO**

Artículo 3°.- Rango de Máxima Demanda

3.1 En concordancia con el artículo 2° del RLCE, los Usuarios cuya máxima demanda anual sea igual o menor a 200 kW, tienen la condición de Usuario Regulado.

3.2 Los Usuarios cuya máxima demanda anual sea mayor de 200 kW, hasta 2500 kW, tienen derecho a elegir entre la condición de Usuario Regulado o de Usuario Libre, cumpliendo los requisitos y condiciones establecidos en el Reglamento.

3.3 Los Usuarios cuya máxima demanda anual sea mayor a 2 500 kW, tienen la condición de Usuarios Libres.

Artículo 4°.- Requisitos y condiciones

El cambio de condición solo puede ser efectuado a solicitud expresa del Usuario manifestada por escrito. El cambio de condición se hará efectivo en la fecha señalada por el Usuario una vez cumplidos los siguientes requisitos:

4.1 El Usuario comunicará por escrito a su Suministrador actual, con copia a su Suministrador futuro, de ser el caso, su voluntad de cambiar de condición, con una anticipación no menor a un (01) año a la fecha que señale para que se haga efectivo el cambio de condición.

4.2 El cambio de condición no se hará efectivo mientras el Usuario tenga deudas vencidas con su actual Suministrador.

4.3 El Usuario deberá contar con los equipos de medición adecuados para que el cambio de condición se produzca efectivamente.

4.4 El Usuario tiene la obligación de permanecer en la nueva condición durante un plazo mínimo de tres (03) años.

**TÍTULO III
COMPRA DE ELECTRICIDAD Y CONTRATACIÓN**

Artículo 5°.- Compra de Electricidad en el Mercado Libre

El Usuario Libre puede comprar electricidad a uno o más Suministradores a la vez.

La Compra en Bloque se sujeta a las normas del presente Reglamento.

Las compras de energía y potencia que los Usuarios Libres efectúen en el Mercado de Corto Plazo, se rigen por el correspondiente reglamento.

Los Usuarios Libres pueden tener uno o más Puntos de Suministro.

Artículo 6°.- Aspectos Generales de Contratación

Los contratos de suministro deberán considerar que la responsabilidad del Suministrador ante el Usuario Libre abarca hasta los Puntos de Suministro. Todo contrato será remitido por el Suministrador al OSINERGMIN dentro de un plazo no mayor de quince (15) días de haber sido suscrito. Dichos contratos de suministro son de dominio

público y deberán considerar, como mínimo, los siguientes aspectos:

a) Los precios de energía y potencia a ser transferidos se negocian en la Barra de Referencia de Generación correspondiente al Punto o Puntos de Suministro del Usuario Libre. Los cargos correspondientes a las redes de transmisión y distribución son los regulados por OSINERGMIN.

b) Para efectos de establecer la Barra de Referencia de Generación correspondiente al Punto de Suministro del Usuario Libre, se debe utilizar la subestación o Barra Base donde el OSINERGMIN publica los Precios en Barra que, en conjunto con los sistemas de transmisión correspondientes, permita minimizar el costo medio de abastecimiento para dicho Usuario.

c) Los Contratos y las facturas correspondientes deberán considerar obligatoriamente, la separación de los precios para cada uno de los conceptos involucrados en la prestación del suministro, tales como: precios negociados a nivel de la Barra de Referencia de Generación y los cargos regulados de la transmisión principal o garantizada, de la transmisión secundaria o complementaria, de la red de distribución por nivel de tensión, de la comercialización y demás cargos que resulten aplicables.

d) Descripción de las fórmulas y variables de actualización de fácil constatación y entendimiento por parte del Usuario Libre.

e) Descripción de las condiciones de calidad en que se brindará el servicio, las mismas que no podrán ser inferiores a las establecidas en la NTCSE, salvo que el Usuario Libre plantee de manera expresa lo contrario a cambio de alguna otra condición especial que le favorezca. La cadena de pagos será establecida por acuerdo de partes en el contrato.

Artículo 7°.- Red de Transmisión y/o Distribución

Las tarifas y compensaciones por el uso de las instalaciones de transmisión y/o distribución, son reguladas por el OSINERGMIN de acuerdo a lo señalado en la LCE y normas reglamentarias, y no están sujetos a la libre negociación de las partes.

Los titulares de las instalaciones de transmisión y distribución no están facultados a facturar directamente al Usuario Libre por el uso de sus instalaciones. Los correspondientes cargos serán facturados al Suministrador, con excepción en los casos que existan contratos previos o de los contratos previstos en el literal c) del numeral 27.2 del artículo 27 de la Ley 28832.

Artículo 8°.- Corte y Reconexión

El Suministrador deberá convenir con el Transmisor y/o el Distribuidor por cuyas redes se abastece físicamente al Usuario Libre, las condiciones y procedimientos de corte y reconexión del suministro. Las responsabilidades derivadas de tales hechos corresponden exclusivamente al Suministrador.

Artículo 9°.- Facturación

La factura emitida por el Suministrador deberá contener de manera desagregada cada uno de los rubros. Asimismo, deberá acompañar el detalle necesario que permita identificar, separadamente, el cargo y compensación por los servicios de transporte y/o distribución.

DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

Primera.- Para la relaciones comerciales en el mercado libre de electricidad, es de aplicación el Decreto Legislativo N° 1034, Decreto Legislativo que aprueba la Ley de Represión de Conductas Anticompetitivas, o el que lo sustituya.

Segunda.- Todos los Usuarios mantienen la condición que tenían en la fecha de publicación del presente Reglamento, en tanto no ejerzan su derecho de solicitar el cambio de condición.

DISPOSICIÓN TRANSITORIA

Única.- La renovación de contratos vigentes, deberá adecuarse a lo establecido en el presente Reglamento.

336719-4

Aprueban contratos de licencia para la exploración y explotación de hidrocarburos

DECRETO SUPREMO N° 023-2009-EM

APRUEBAN CONTRATO DE LICENCIA PARA LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS EN EL LOTE XXVII

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

CONSIDERANDO:

Que, es política del Gobierno promover el desarrollo de las actividades hidrocarburíferas, a fin de garantizar el futuro abastecimiento de combustibles sobre la base de la libre competencia;

Que, mediante el Decreto Supremo N° 042-2005-EM, se aprobó el Texto Único Ordenado de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, que regula las actividades de hidrocarburos en el territorio nacional;

Que, el artículo 10° del Texto Único Ordenado de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, establece diferentes formas contractuales para realizar actividades de exploración y/o explotación de hidrocarburos;

Que, PERUPETRO S.A., conforme a lo establecido en los artículos 6° y 11° del Texto Único Ordenado de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, ha sido autorizado para negociar y celebrar contratos para exploración y/o explotación de hidrocarburos, previa negociación directa o por convocatoria;

Que, al amparo de las facultades señaladas en el considerando precedente, PERUPETRO S.A. ha negociado con FAULKNER SUITS EXPLORATION INC. S.A., SUCURSAL DEL PERÚ, el Proyecto de Contrato de Licencia para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Lote XXVII, ubicado en la provincia de Sechura del departamento de Piura;

Que, mediante Acuerdo de Directorio N° 104-2008, de fecha 22 de agosto de 2008, el Directorio de PERUPETRO S.A. aprobó el Proyecto de Contrato de Licencia para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Lote XXVII, elevándolo al Poder Ejecutivo para su consideración y respectiva aprobación;

Que, de acuerdo con lo establecido en los artículos 63° y 66° del Texto Único Ordenado de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, en el Decreto Legislativo N° 668 y demás normas aplicables, es procedente otorgar las garantías señaladas por estos dispositivos;

De conformidad con lo dispuesto en los numerales 8) y 24) del artículo 118° de la Constitución Política del Perú y el Texto Único Ordenado de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 042-2005-EM;

DECRETA:

Artículo 1°.- Del lote objeto del contrato

Aprobar la conformación, extensión, delimitación y nomenclatura del área inicial del Lote XXVII, ubicado en la provincia de Sechura del departamento de Piura, adjudicándolo a PERUPETRO S.A. y declarándolo materia de suscripción del contrato. El mapa y memoria descriptiva de dicho Lote forman parte integrante del presente Decreto Supremo.

Artículo 2°.- De la aprobación del contrato

Aprobar el Contrato de Licencia para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Lote XXVII, que consta de una (01) Cláusula Preliminar, veintidós (22) Cláusulas y diez (10) Anexos, a celebrarse entre PERUPETRO S.A. y FAULKNER SUITS EXPLORATION INC. S.A., SUCURSAL DEL PERÚ, con intervención del Banco Central de Reserva del Perú, para garantizar a la empresa Contratista lo establecido en los artículos 63° y 66° del Texto Único Ordenado de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 042-2005-EM.

Artículo 3°.- De la autorización para suscribir el contrato

Autorizar a PERUPETRO S.A. a suscribir con FAULKNER SUITS EXPLORATION INC. S.A., SUCURSAL