

UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO

FACULTAD DE INGENIERÍA: ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA,
INFORMÁTICA Y MECÁNICA

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



**“DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS MARGINALES EN
BARRAS DE GENERACIÓN, CON LA FUTURA INTERCONEXIÓN
DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS PERÚ - CHILE”**

PRESENTADA POR:

Br. Fransk Abdel Puma Flores.

Br. John Willihans Cruz Condemaita

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

ASESOR:

Ing. Manuel Lau Pacheco.

TESIS AUSPICIADA POR EL CONSEJO DE INVESTIGACION DE LA UNSAAC

**CUSCO – PERÚ
2017**



DEDICATORIA

A Dios, por darme la oportunidad de vivir y darme el milagro de seguir mis sueños, por estar siempre conmigo en cada paso que doy fortaleciendo e iluminando mi mente y por haber puesto en mi camino a aquellas personas que han sido mi soporte y compañía durante todo el periodo de estudio

A mis padres Leoncio y Julia y abuelita Juana por ser el pilar fundamental en todo lo que soy, en toda mi educación, tanto académica, como de la vida, por su incondicional apoyo perfectamente mantenido a través del tiempo.

A mis hermanas Marlene, Ruth y Lizbeth, por estar siempre apoyándome, les quiero mucho.

A mis sobrinos: Mauro, Kamilah y Valesca, para que vean en mi un ejemplo a seguir.

A mis tíos, tias: Francisco, Benedicta, Pedro, Juan, Paola, Giovana, primos: William, que me dieron la confianza y el fuerza para ser mejor cada día y cumplir mis metas propuestas.

Fransk Abdel Puma Flores



DEDICATORIA

A Dios, por haberme dado la posibilidad de compartir momentos con personas que me ayudaron y ayudan a complementar mis habilidades y conocimientos además del amor y felicidad que cada uno de ellos me ha podido transmitir, de manera incondicional y sin recibir nada a cambio, en toda mi etapa de estudiante.

A mis madrecita Luzmila por ser siempre el ejemplo más grande de ser humano, a mi padre Victor y a mi abuelito Sebastian, quienes me enseñaron desde siempre el camino hacia el bien en todo aspecto, demostrando que la bondad y el respeto son los pilares del ser humano.

A mi hermana Carmen, por estar siempre apoyándome y aguantándome, te quiero mucho.

A mis hermanos: Fransk, Saul, Benjamin y Anibal por siempre estar dispuestos a enseñarme lo mucho que saben y compartir momentos únicos y a Jennifer S. por su amor y apoyo.

A mi tío, Wilbert Cruz, de quien siempre seguire el ejemplo de identidad y apoyo incondicional recordando siempre de dónde venimos.

John Willihans Cruz Condemaita



AGRADECIMIENTO.

Expresamos nuestro sincero agradecimiento y gratitud:

*A la **Universidad Nacional De San Antonio Abad Del Cusco.***

*A los señores **Docentes De La Escuela Profesional De Ingeniería Eléctrica**, en especial a nuestro asesor de tesis **Ing. Manuel Lau Pacheco**, que con sus enseñanzas fueron parte de la formación profesional.*

*A la **Empresa De Generación Eléctrica Machupicchu S.A.**, en especial a los profesionales de la gerencia comercial, **Ingenieros; Jhusel Aro, Daniel Luna, Jorge Aguilar, Carlos Menendez, Elvis Salas, Fredy Sanchez, Pavel Triveño, Homero Huamani, Abel Choqueneira y Andersen Campos**, por sus consejos, insistencia para concluir el desarrollo de la tesis y por la enseñanza durante el periodo de las practicas Pre-profesionales.*

Y a todos los amigos que de una y otra manera aportaron en el desarrollo de esta tesis.

Fransk Abdel y John Willihans



PRESENTACIÓN

Señor decano de la Facultad de Ingeniería: Eléctrica, Electrónica, Informática y Mecánica de la Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco, con el deseo y aspiración de lograr optar al Título Profesional de Ingeniero Electricista, en atención y cumplimiento del Reglamento de Grados y Títulos; pongo a vuestra consideración el trabajo de investigación básica titulada: “**DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS MARGINALES EN BARRAS DE GENERACIÓN, CON LA FUTURA INTERCONEXIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS PERÚ - CHILE.**”; trabajo que tiene la finalidad de determinar los costos marginales de largo plazo en barras de generación del sistema eléctrico peruano SEIN, frente a dos posibles futuros escenarios de interconexión eléctrica según el planteamiento del Plan de transmisión 2017-2026 realizada por el COES.

El presente, constituye un aporte en deseo de contribuir a la enseñanza de la problemática actual del sistema, exportación e interconexión eléctrica internacional, riesgos y beneficios que conlleva.

Al presentar este trabajo a vuestra consideración, esperamos satisfacer las expectativas planteadas que toda investigación debe tener, pasando por alto las limitaciones e imperfecciones que como todo el quehacer humano presenta y que se puedan encontrar en el desarrollo del mismo.

Atentamente:

Fransk Abdel Puma Flores y John Willihans Cruz Condemaita



RESUMEN

La presente tesis de investigación se desarrolla a causa de la problemática actual del sistema eléctrico peruano, que es la sobreoferta de generación instalada en el SEIN de 61.76% a final del 2015, el cual se originó debido al retraso de ingreso de demanda eléctrica proyectadas con un índice alto de crecimiento y la concesión de nuevas centrales eléctricas como incentivo a la inversión privada realizada por el gobierno. Todo ello trae como consecuencia la baja competitividad en el mercado SPOT (promedio de 14.7 \$/MWh costo marginal del 2015) y bajos ingresos de las centrales eléctricas.

La problemática actual del SEIN da luz a una alternativa de sobrellevar esta situación, el cual es una futura interconexión eléctrica de Perú (SEIN) – Chile (SING) en la que ambos sistemas eléctricos serían beneficiados, en el caso de sistema eléctrico peruano podría exportar energía eléctrica y le permitiría elevar sus bajos costos marginales y regulando la sobreoferta actual del sistema, en el caso de Chile permitiría importar energía eléctrica más económica, reduciendo su generación térmica cara.

La presente tesis de investigación da a conocer las variaciones de los costos marginales frente a una futura interconexión eléctrica entre Perú y Chile, de acuerdo a las alternativas de interconexión propuestas en el plan de transmisión 2017-2026.

Palabras Claves: Interconexión eléctrica, Despacho, Mercados eléctricos, modelo PERSEO.



ABSTRACT.

The present research thesis is developed because of the current problems of the Peruvian electrical system, which is the oversupply of generation in the SEIN of 61.76% by the end of 2015, which originated due to the delay of the entrance of electrical demand projected with an index And the concession of new power stations as an incentive to private investment by the government and all this results in low competitiveness in the SPOT market (average of 14.7 \$ / MWh marginal cost of 2015), low revenues from power plants Power.

The current problem of the SEIN gives light to an alternative to overcome this situation, which is a future electrical interconnection of Peru (SEIN) - Chile (SING) in which both electrical systems would benefit, in the case of Peruvian electrical system could export Electric power and would allow it to raise its low marginal costs by coping with the current oversupply of the system and regulating the electricity market, in the case of Chile, it would allow the importation of electric energy and allow it to access more economical energy and reduce its expensive thermal generation.

This thesis investigates the variations of marginal costs with a future interconnection between Peru and Chile, according to the interconnection alternatives proposed in the transmission plan 2017-2026.

Key Words: Electrical interconnection, Dispatch, Electric markets, PERSEO model.



CONTENIDO

CAPITULO I. Se desarrolla los aspectos generales relacionados con la investigación, el planteamiento y formulación del problema, objetivos, justificación del estudio, los alcances y limitaciones, hipótesis, variable e indicadores y la metodología aplicada en esta investigación.

CAPITULO II. Se desarrolla los fundamentos teóricos, antecedentes de investigación, marco legal, conceptos generales sobre planeamiento de la operación, despacho económico, costos marginales y conceptos mercado eléctrico peruano.

CAPITULO III. Se desarrolla el diagnostico actual de la operación del SEIN, mercados eléctricos de Perú y Chile, enfatizando en temas de: situación actual de cada sector, institucionalidad, marco normativo y la descripción de mercado, las cifras del sector y la normatividad de interconexión eléctrica internacional.

CAPITULO IV. Se desarrolla la evaluación energético, proyectos de expansión de ambos países y la simulación de la interconexión eléctrica Perú - Chile, mediante la aplicación del modelo PERSEO para los distintos Escenarios de estudio, en el cual se describe el funcionamiento de este modelo, la descripción de los archivos de entrada y su herramienta de optimización CPLEX.

CAPITULO V. Se desarrolla la evaluación de los costos marginales del sistema eléctrico peruano interconectado bajo la normativa de interconexión eléctrica internacional propuesta para temas de interconexión eléctrica entre países.



GLOSARIO

SEIN: Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

COES: Comité de Operación Económica del Sistema

SING: Sistema Interconectado del Norte Grande

CDEC: Centro de Despacho Económico Chile

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

CAN: Comunidad Andina de Naciones.

CMg: Costos Marginales.

OLADE: Organismo Latinoamericano de Energía.

TIE: Transacciones Internacionales de Electricidad.

CRIE: Comisión de Integración Eléctrica Regional.

EGEMSA: Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A.

HVDC: High Voltage Direct Current.

HVAC: High Voltage Alternating Current.

LCE: Ley de Concesiones Eléctricas.

LGSE: Ley general del Servicio Electrico.

MEFR: Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción.

SEC: La superintendencia de electricidad y combustibles.



FNE: Fiscalía Nacional Económica.

MINEM: Ministerio de Energía y Minas.

SPT: Sistema Principal de Transmisión.

SST: Sistema Secundario de Transmisión

SGT: Sistema Garantizado de Transmisión.

SCT: Sistema Complementario de Transmisión.

Nodo de Frontera: Barra donde se realiza la interconexión física entre sistemas eléctricos de cada País.

Bloques horarios: Períodos horarios en los que los costos de generación son similares, determinados en función a las características técnicas y económicas del sistema.

Costo marginal de corto plazo: Costo en que se incurre para producir una unidad adicional de energía o alternatively es el ahorro obtenido al dejar de producir una unidad de energía, considerando la demanda y el parque de generación disponible.

Costos variables (CV): Costos de operación normalmente expresados para condiciones de máxima eficiencia de una unidad de generación, o según el régimen de operación requerido, los cuales comprenden los costos variables combustible (CVC) y los costos variables no combustible (CVNC).

Costo variable combustible (CVC): Gasto derivado del combustible para generar una unidad de energía (kWh) y corresponde al consumo promedio necesario para generar una potencia determinada.



Costo variable no combustible (CVNC): Gastos de mantenimiento de una unidad y que guardan proporción directa con la producción de dicha unidad.

Demanda máxima anual del sistema: Potencia promedio del período en las horas punta con alta seguridad, con una probabilidad conforme a lo establecido en el Reglamento.

Despacho: Ejecución de la operación en tiempo real, con acciones preventivas y/o correctivas dispuestas por el Coordinador con la finalidad de mantener el equilibrio entre la oferta y la demanda del Sistema.

Función de Costo Futuro (FCF): Conjunto de expresiones matemáticas que representan el costo esperado de generación hidráulica y térmica incluido el racionamiento en función de los volúmenes de los embalses, desde el periodo inicial elegido hasta el final del horizonte de estudio y es un producto de la aplicación del Procedimiento Técnico COES "Programación de Mediano Plazo de la Operación del SEIN".

Modelo de Despacho Económico: Herramienta informática que implementa técnicas de optimización matemática y es utilizada para calcular los niveles de producción de las unidades o centrales de generación de manera tal que minimice el costo de operación total incurrido para abastecer la demanda del SEIN para el horizonte de optimización elegido.”

Período de avenida: Período donde en forma cíclica se producen las precipitaciones pluviométricas con cierta regularidad, las que permiten almacenar los reservorios del sistema de generación hidráulica que mayormente se produce entre los meses de noviembre y mayo del siguiente año.

Período de estiaje: Período donde en forma cíclica se registra una disminución de precipitaciones pluviométricas y que origina la reducción de los caudales naturales, que para



finés de operación del sistema hidráulico del SINAC, es posible complementarlos con un programa de descarga de reservorios.

Potencia efectiva: Máxima potencia continúa entregada por dicha la central o la unidad, correspondiente a bornes de generación, cuando opera a condiciones de potencia efectiva.

Potencia efectiva del SINAC: Equivalente a la suma de las potencias efectivas de las unidades de generación de los integrantes del COES.

Potencia firme: Es la potencia que puede suministrar cada unidad generadora con alta seguridad, de acuerdo a lo que define el Reglamento.



ÍNDICE

“DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS MARGINALES EN BARRAS DE GENERACIÓN, CON LA FUTURA INTERCONEXIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS PERÚ – CHILE”

DEDICATORIA	ii
AGRADECIMIENTO.	iv
PRESENTACIÓN	v
RESUMEN <i>vi</i>	
ABSTRACT.	vii
CONTENIDO	viii
GLOSARIO	ix
ÍNDICE <i>xiii</i>	
RELACIÓN DE TABLAS	xvii
RELACIÓN DE FIGURAS	xviii
MATRIZ DE CONSISTENCIA	xx
1. CAPÍTULO I ASPECTOS GENERALES	1
1.1. ÁMBITO GEOGRÁFICO	1
1.2. El Problema.	3
1.2.1. Planteamiento del problema.	3
1.2.2. Formulación del problema	4
1.3. Objetivos	4
1.3.1. Objetivo general	4
1.3.2. Objetivos específicos	4
1.4. Hipótesis y Variables	5
1.4.1. Hipótesis general	5
1.4.2. Hipótesis específicas	5
1.5. Variables e indicadores	6
1.6. Justificación del estudio	6
1.7. Alcances y limitaciones	10
1.7.1. Alcances	10
1.7.2. Limitaciones	10
1.8. Metodología	11
1.8.1. Características de la investigación.	11
1.8.1.1. Tipo de investigación	11
1.8.1.2. Nivel de investigación	11
1.8.1.3. Método de investigación	11
1.8.1.4. Diseño de la investigación	11
1.8.2. Población y muestra	12
1.8.3. Técnicas de recolección de datos	12
2. CAPÍTULO MARCO TEÓRICO	13
2.1. INTRODUCCIÓN	13
2.2. ANTECEDENTES.	13
2.2.1. Antecedentes nacionales	13
2.2.2. Antecedentes internacionales	14
2.2.3. Marco legal	14
2.3. BASES TEÓRICAS	15
2.3.1. Planeamiento de operación de sistemas eléctricos de potencia	15
2.3.2. Horizontes y periodos del planeamiento de operación.	15



2.3.3.	Características de las unidades generadoras	16
2.3.3.1.	Centrales térmicas	16
2.3.3.2.	Centrales hidroeléctricas	17
2.3.4.	Despacho económico	18
2.3.5.	Despacho Hídrico	20
2.3.6.	Despacho térmico	20
2.3.7.	Despacho hidrotérmico	21
2.3.8.	Costos marginales (CMg)	22
2.3.8.1	Caracterización del Costo marginal en el SEIN	22
2.3.8.2	Costos marginales de corto y largo plazo	23
2.3.9.	Programación de la operación	24
2.3.10.	Mercados eléctricos	29
2.3.10.1.	Oferta	29
2.3.10.2.	Demanda	31
2.3.10.3.	Equilibrios de mercado	32
2.3.10.4.	Agentes del mercado	34
2.3.10.5.	Tipos De Mercado	36
2.3.11.	Interconexiones eléctricas internacionales	39
2.3.12.	Los tres pilares fundamentales de las interconexiones	40
2.3.13.	Metodología para transacciones internacionales	41
2.3.14.	Experiencias de interconexión eléctrica internacionales.	43
2.3.14.1.	Transmisión en corriente continua [18]	46
3.	<i>CAPITULO III DIAGNOSTICO DE LOS MERCADOS ELÉCTRICOS DE PERÚ Y CHILE</i>	49
3.1.	OBJETIVO DEL CAPITULO	49
3.2.	INTRODUCCIÓN	49
3.3.	MERCADO ELÉCTRICO PERUANO	50
3.3.1.	Antecedentes	50
3.3.2.	Situación actual	51
3.3.3.	Problemática actual	52
3.3.3.1.	Desacople de precios	52
3.3.3.2.	Sobreoferta en el sistema	54
3.3.3.3.	Sub declaración de precios del gas	55
3.3.4.	Instituciones y agentes del sector eléctrico	57
3.3.4.1.	Rol normativo y promotor	57
3.3.4.1.1.	Ministerio de energía y minas (MINEM) [1]	57
3.3.4.1.2.	Agencia de promoción de la inversión privada (PROINVERSIÓN) [1]	60
3.3.4.2.	Rol regulador, fiscalizador y coordinador	60
3.3.4.2.1.	Organismo supervisor de la inversión en la energía y minería (OSINERGMIN) [2]	60
3.3.4.2.2.	Comité de operación económica del sistema interconectado nacional (COES) [3]	61
3.3.4.2.3.	Ministerio del ambiente (MINAM)	63
3.3.4.2.4.	Autoridad nacional del agua (ANA)	64
3.3.4.2.5.	Instituto nacional de defensa de la competencia y de la protección de la propiedad intelectual (INDECOPI)	64
3.3.5.	Marco regulatorio	64
3.3.5.1.	Ley de concesiones eléctricas (LCE) y su Reglamento (Ley 25844, y D.S. 009-93-EM)	65



3.3.5.2.	Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica y reglamento (Ley 28832, D.S. 017-2000-EM)	65
3.3.5.3.	Ley que establece mecanismo para asegurar el suministro de electricidad para el mercado regulado (Ley 29179)	66
3.3.5.4.	Ley Antimonopolio y anti oligopolio en el sector eléctrico y su reglamento (Ley 26876, D.S. 017-98-ITINCI)	66
3.3.5.5.	Normas para la promoción a la inversión privada	66
3.3.6.	Sector en cifras	66
3.3.6.1.	Integrantes del COES	67
3.3.6.2.	El parque generador	71
3.3.6.3.	El sistema de transmisión	77
3.3.6.4.	Características de la demanda	78
3.3.6.5.	Costos marginales	80
3.4.	MERCADO ELÉCTRICO CHILENO [4]	82
3.4.1.	Situación actual. [4]	84
3.4.2.	Problemática actual	85
3.4.3.	Instituciones y agentes del sector eléctrico	85
3.4.3.1.	Comisión nacional de energía (CNE)	85
3.4.3.2.	El Panel de expertos (PE)	87
3.4.3.3.	La superintendencia de electricidad y combustibles (SEC)	87
3.4.3.4.	La fiscalía nacional económica (FNE)	88
3.4.3.5.	Los centros de despacho económico de carga (CDEC)	88
3.4.4.	Marco Regulatorio [11]	89
3.4.4.1.	La ley general de servicios eléctricos (LGSE)	89
3.4.4.2.	La Ley 19940 (LC1)	90
3.4.4.3.	La Ley 20018 (LC2)	91
3.4.4.4.	Normas que regulan la interconexión eléctrica y el suministro de energía eléctrica entre la república de Chile y la república de Argentina	91
3.4.5.	Sector en cifras	94
4.	CAPITULO IV EVALUACION DE LA DETERMINACION DE COSTOS MARGINALES MEDIANTE LS SIMULACION DE LA INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA DE PERÚ Y CHILE 2017-2026	96
4.1.	Objetivo del capítulo	96
4.2.	Introducción	96
4.3.	Análisis energético	96
4.3.1.	Premisas y criterios	96
4.4.	Modelo PERSEO [17]	98
4.4.1.	Antecedentes Del Modelo PERSEO.	98
4.4.2.	Objetivo Del Modelo PERSEO.	98
4.5.	Esquema Funcional Del Modelo PERSEO.	99
4.5.1.	Archivos Planos.	99
4.5.2.	Modelamiento Matemático.	102
4.5.3.	Herramienta De Optimización.	102
4.6.	Metodología	103
4.6.1.	Sistema Eléctrico Peruano Aislado	103
4.6.2.	Sistema Eléctrico Peruano Interconectado	103
4.7.	Proyectos De Expansión De Ambos Países	104
4.7.1.	Proyectos De Oferta De Generación SEIN – Perú	104
4.7.2.	Proyectos de generación SING – Chile	109
4.7.3.	Proyección de demanda SEIN – Perú	110



4.7.4.	Proyección de demanda SING – Chile	112
4.8.	Escenario de estudio (caso base)	113
4.9.	Resultados de simulación	115
4.9.1.	Sistema eléctrico peruano aislado.	115
4.9.1.1.	Costos marginales en barras de generación del SEIN	115
4.9.1.2.	Costos de operación del sistema	117
4.9.1.3.	Demanda del sistema	118
4.9.2.	Sistema eléctrico chileno aislado.	119
4.9.2.1.	Costos marginales SING chile.	119
4.9.3.	Sistema eléctrico peruano interconectado	120
4.9.3.1.	Interconexión del sistema eléctrico peruano interconectado 220KV-150MW	120
4.9.3.1.1.	Costo marginal	120
4.9.3.1.2.	Costo de operación del sistema	122
4.9.3.1.3.	Demanda del sistema	123
4.9.3.2.	Interconexión Del Sistema Eléctrico Peruano Interconectado 500kV -1000MW.	124
4.9.3.2.1.	Costo marginal	124
4.9.3.2.2.	Costo de operación del sistema	126
4.9.3.2.3.	Demanda del sistema	127
5.	CAPITULO V EVALUACIÓN DE COSTOS MARGINALES DEL SISTEMA ELÉCTRICO PERUANO CON LA FUTURA INTERCONEXION PERU (SEIN)-CHILE (SING)	128
5.1.	Objetivo del capítulo	128
5.2.	Introducción	128
5.3.	Evaluación de los costos marginales para la exportación de acuerdo a la “Ley que promueve el marco general para la interconexión internacional de los sistemas eléctricos y el intercambio de electricidad” [15].	130
5.3.1.	Introducción	130
5.3.2.	Calculo del perjuicio económico	131
5.3.3.	Calculo de la renta e utilidad de empresa exportadora	132
5.3.4.	Calculo de la renta con comparación de precio internacional de gas natural	132
5.3.5.	Interconexión del sistema eléctrico peruano interconectado 220KV-150MW	132
5.3.6.	Interconexión del sistema eléctrico peruano interconectado 500kV-1000MW	136
5.3.7.	Evaluación riesgo beneficio	140
5.4.	Verificación de Hipótesis	142
CONCLUSIONES		145
SUGERENCIAS		147
BIBLIOGRAFÍA		148
RELACIÓN DE ANEXOS		150



RELACIÓN DE TABLAS

TABLA 3-1. RESUMEN DE OPERACIÓN SEIN 2015.....	52
TABLA 3-2. GENERADORES INTEGRANTES DEL COES 2015	68
TABLA 3-3. TRANSMISORAS INTEGRANTES DEL COES 2015.....	69
TABLA 3-4. DISTRIBUIDORAS INTEGRANTES DEL COES 2015	69
TABLA 3-5. CLIENTES LIBRES INTEGRANTES DEL COES 2015.....	70
TABLA 3-6. POTENCIA INSTALADA DEL SEIN.....	72
TABLA 3-7. POTENCIA EFECTIVA DEL SEIN	73
TABLA 3-8. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA DEL SEIN	74
TABLA 3-9. CENTRALES HIDROELÉCTRICAS 2015	75
TABLA 3-10. CENTRALES TERMOELÉCTRICAS 2015.....	76
TABLA 3-11. CENTRALES EÓLICAS 2015.....	76
TABLA 3-12. CENTRALES SOLARES 2015.....	77
TABLA 3-13. EVOLUCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN 2015	77
TABLA 3-14. EVOLUCIÓN DE DEMANDA Y FACTOR DE CARGA 2015	79
TABLA 3-15. COSTO MARGINAL PROMEDIO DEL SEIN (US\$/MW.H) 2001-2015.....	81
TABLA 4-1. CLASIFICACIÓN DE OFERTA.....	104
TABLA 4-2. INGRESO DE CENTRALES ELÉCTRICAS CON RER E HIDROELÉCTRICAS <20MW	105
TABLA 4-3. INGRESO DE CENTRALES TERMOELÉCTRICAS	106
TABLA 4-4. INGRESO DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS	107
TABLA 4-5. PROYECTO DE GENERACIÓN SING	109
TABLA 4-6. PROYECCIÓN EN ENERGÍA Y POTENCIA ESCENARIO BASE O MEDIO.....	111
TABLA 4-7. PROYECCIÓN DE DEMANDA SING - CHILE	112
TABLA 5-1: RESUMEN DE COSTOS MARGINALES PROMEDIO ANUAL 2017-2026.....	129
TABLA 5-2. CARGOS ADICIONALES AL PEAJE DE TRANSMISIÓN.....	141
TABLA 5-3: VARIABLES PARA EL CÁLCULO DEL COEFICIENTE DE CORRELACIÓN SIN INTERCONEXIÓN –ESCENARIO 1	143
TABLA 5-4 : VARIABLES PARA EL CÁLCULO DEL COEFICIENTE DE CORRELACIÓN CON INTERCONEXIÓN 220KV-150MW –ESCENARIO 2.....	143
TABLA 5-5: VARIABLES PARA EL CÁLCULO DEL COEFICIENTE DE CORRELACIÓN CON INTERCONEXIÓN 500KV-1000MW –ESCENARIO 3.....	144



RELACIÓN DE FIGURAS

FIGURA 1.1. UBICACIÓN DE LA INTERCONEXIÓN PERÚ – CHILE	2
FIGURA 1.2.POTENCIA INSTALADA SEIN - 2015.....	7
FIGURA 1.3. EVOLUCIÓN DE COSTOS MARGINALES SEIN – PERÚ.....	7
FIGURA 1.4. POTENCIA INSTALA SING - CHILE 2015	8
FIGURA 1.5.EVOLUCIÓN COSTO MARGINAL SING - CHILE	8
FIGURA 2.1 CURVA DE PRECIO DE OFERTA GENERACIÓN.	30
FIGURA 2.2. CURVA DE OFERTA DE ENERGÍA.	31
FIGURA 2.3. CURVA DE DEMANDA SEIN.	32
FIGURA 2.4. INTERACCIÓN ENTRE OFERTA Y DEMANDA.	34
FIGURA 2.5. ¿POR QUÉ INTERCONECTARSE?	40
FIGURA 2.6. PILARES DE LAS INTERCONEXIONES.	41
FIGURA 2.7. METODOLOGÍA DE LAS TRANSACCIONES INTERNACIONALES DE ELECTRICIDAD (TIE).....	42
FIGURA 3.1. DESACOPLE DE PRECIOS.....	53
FIGURA 3.2. MARGEN DE RESERVA DEL SISTEMA.	54
FIGURA 3.3. DECLARACIÓN DE PRECIOS DE GAS Y COSTOS VARIABLES DE OPERACION 2016. 56	
FIGURA 3.4. CUADRO DE GANADORES Y PERDEDORES FRENTE A LA PROBLEMÁTICA ACTUAL	56
FIGURA 3.5. PRINCIPALES INSTITUCIONES PARTICIPANTES EN EL SECTOR ELÉCTRICO	57
FIGURA 3.6. ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL DEL MINEM	59
FIGURA 3.7. ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL DEL COES.....	63
FIGURA 3.8. NÚMERO DE INTEGRANTES DEL COES SINAC.....	67
FIGURA 3.9. POTENCIA INSTALADA DEL SEIN	72
FIGURA 3.10. POTENCIA EFECTIVA DEL SEIN	73
FIGURA 3.11. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA DEL SEIN	74
FIGURA 3.12. EVOLUCIÓN ANUAL DE LAS PÉRDIDAS EN EL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN 1995 – 2015	78
FIGURA 3.13. CRECIMIENTO ANUAL DEL CONSUMO DE ELECTRICIDAD 2004 - 2015	79
FIGURA 3.14. COSTO MARGINAL PONDERADO Y TARIFA EN BARRA MENSUAL DEL SEIN.....	80
FIGURA 3.15. ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL BÁSICA DE LOS CDEC.....	83
FIGURA 3.16. ORGANIZACIÓN INSTITUCIONAL DEL SECTOR ELÉCTRICO CHILENO, CON LOS PRINCIPALES AGENTES INVOLUCRADOS	87
FIGURA 3.17 CLIENTES DEL SING 2015.....	94
FIGURA 3.18 CAPACIDAD INSTALADA POR EMPRESA 2015	95
FIGURA 3.19 LONGITUD Y CAPACIDAD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN SING 2015.....	95
FIGURA 4.1. INCREMENTO DE POTENCIA EN EL SEIN POR TIPO DE PROYECTOS	108
FIGURA 4.2. INCREMENTO DE POTENCIA EN EL SEIN POR ZONAS	108
FIGURA 4.3. PROYECCIÓN DE DEMANDA POR TIPO DE CARGA PARA DISTINTOS ESCENARIOS-FUENTE COES	111
FIGURA 4.4. DESCRIPCIÓN DEL ESCENARIO PARA LA SIMULACIÓN DEL COES	113
FIGURA 4.5. COSTOS MARGINALES DEL SEIN SIN INTERCONEXIÓN.....	116
FIGURA 4.6. COSTO DE OPERACIÓN DEL SEIN SIN INTERCONEXIÓN	117
FIGURA 4.7. DEMANDA DEL SEIN SIN INTERCONEXIÓN.....	118
FIGURA 4.8. COSTO MARGINAL SING CHILE - CRUCERO 220.....	119
FIGURA 4.9. COSTO MARGINAL EN BARRAS DE GENERACIÓN CON INTERCONEXIÓN 220 KV Y 150MW	121
FIGURA 4.10. COSTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA CON INTERCONEXIÓN 220 KV Y 150MW ...	122
FIGURA 4.11. DEMANDA DE ENERGÍA DEL SISTEMA CON INTERCONEXIÓN 220KV Y 150MW ..	123
FIGURA 4.12. COSTO MARGINAL EN BARRAS DE GENERACIÓN CON INTERCONEXIÓN 500 KV Y 1000MW	125
FIGURA 4.13. COSTO DE OPERACIÓN CON INTERCONEXIÓN DE 500KV Y 1000MW	126
FIGURA 4.14. DEMANDA DE ENERGÍA DEL SISTEMA CON INTERCONEXIÓN DE 500 KV Y 1000MW	127
FIGURA 5.1. COSTO MARGINAL DE NODOS DE FRONTERA PERÚ CHILE.....	129
FIGURA 5.2. COSTO MARGINAL DE NODOS DE FRONTERA PERÚ CHILE.....	130
FIGURA 5.3. ESQUEMA DE CONFORMACIÓN DE PRECIOS EN UN MODELO DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA.....	131



FIGURA 5.4.COSTO MARGINAL DE NODOS DE FRONTERA PERÚ CHILE - CON INTERCONEXIÓN 150MW	133
FIGURA 5.5.PERJUICIO ECONÓMICO INTERCONEXIÓN 220KV	134
FIGURA 5.6.RENTAS DE EMPRESAS EXPORTADORAS	135
FIGURA 5.7.RENTA ADICIONAL CON COMPARACIÓN DE PRECIO DE GAS INTERNACIONAL	136
FIGURA 5.8. COSTO MARGINAL DE NODOS DE FRONTERA PERÚ CHILE - CON INTERCONEXIÓN 1000MW	137
FIGURA 5.9.PERJUICIO ECONÓMICO INTERCONEXIÓN 500KV	138
FIGURA 5.10.RENTAS DE EMPRESAS EXPORTADORAS	138
FIGURA 5.11.RENTAS ADICIONALES CON COMPARACIÓN DE PRECIO DE GAS INTERNACIONAL	139

MATRIZ DE CONSISTENCIA	PROBLEMA	OBJETIVOS	ALCANCES
<p>FORMULACION DEL PROBLEMA</p> <p>¿frente a un escenario de sobreoferta de generación es posible determinar los costos marginales en las principales barras del SEIN, frente a una futura interconexión eléctrica entre Perú y Chile?</p>	<p>OBJETIVO GENERAL</p> <p>Determinar los costos marginales en las principales barras de generación del sistema eléctrico peruano (SEIN), frente a una futura interconexión eléctrica con el sistema interconectado norte grande chileno (SING).</p>	<p>HIPOTESIS GENERAL</p> <p>La futura interconexión eléctrica entre Perú - Chile, permitirá sobrellevar la sobreoferta de energía eléctrica y regular los costos marginales en el mercado eléctrico peruano.</p>	<p>HIPOTESIS ESPECIFICAS</p> <ul style="list-style-type: none"> - El mercado eléctrico peruano tiene una sobreoferta de generación alta y originaria costos marginales bajos mientras el mercado eléctrico Chileno tiene costos marginales altos, debido a su matriz energética eléctrica. - Mediante uso del modelo computacional PERSEO para el despacho Hidro térmico se determina los costos marginales originados en las principales barras de generación del SEIN de forma aislada y con una futura interconexión eléctrica entre Perú (SEIN) y Chile (SING). - La interconexión eléctrica entre Perú (SEIN) y Chile (SING) permite que ambos sistemas eléctricos sean beneficiados económicamente.
<p>PROBLEMAS ESPECIFICOS</p> <ul style="list-style-type: none"> - ¿De qué manera influye el balance de generación/demanda en los costos marginales de los sistemas eléctricos Perú (SEIN) y Chile (SING). - ¿Cómo se determinan los costos marginales de la futura interconexión de los sistemas eléctricos Perú (SEIN) y Chile (SING)? - ¿La interconexión Eléctrica entre Perú-Chile que riesgos y beneficios genera? 	<p>OBJETIVOS ESPECIFICOS</p> <ul style="list-style-type: none"> - Diagnosticar los Mercados eléctricos de Perú (SEIN) y Chile (SING). - Evaluar operativamente el despacho Hidro térmico peruano y chileno de manera aislada e interconectada, mediante el uso del Software PERSEO. - Evaluación de los riesgos y beneficios de la futura interconexión Perú - Chile en los costos marginales. 	<p>METODOLOGIA</p> <p>TIPO DE INVESTIGACION. En cuanto a su finalidad se trata de un tipo de investigación CUANTITATIVA (Aplicada).</p> <p>NIVEL DE INVESTIGACION. Por el grado de profundidad en el que se abordará, se trata de un nivel de investigación BÁSICA.</p> <p>METODO DE INVESTIGACION. El presente trabajo de investigación es netamente EXPLORATIVO.</p> <p>DISEÑO DE LA INVESTIGACION. Dado el caso el diseño de la investigación se utilizará la técnica NO EXPERIMENTAL.</p>	<p>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</p> <p>1. Se determinaron los costos marginales en las principales barras de generación del sistema eléctrico peruano, incrementando 1 US\$/MWh para el primer escenario y un incremento de 140,03 US\$/MWh para el segundo escenario.</p> <p>2. Del diagnóstico del sistema eléctrico peruano posee un 61,67% de sobreoferta, promedio de 14,70 US\$/MWh y una potencia instalada de 101,50 MW; el sistema Chileno con promedio de 56,42 US\$/MWh y una potencia de 4.183,5 MW a 2015, existiendo posibilidad de interconexión.</p> <p>3. De la evaluación mediante el uso del software PERSEO del despacho hidro térmico del sistema eléctrico peruano de manera aislada e interconectada frente a dos escenarios propuestos por el COES, uno de 220kV y 1500 MW, y 500kV con 1000 MW, se determinó para la barra Santa Rosa (24,89, 26,08, 126,67 US\$/MWh) Montalvo (25,71, 25,83, 132,81 US\$/MWh) Tacna (25,71, 25,84, 133,31 US\$/MWh) respectivamente para cada escenario.</p> <p>4. De la evaluación de los beneficios y riesgos mediante el proyecto de ley N° 5201 del cual resultó beneficioso para el primer escenario de interconexión con ganancias netas para el usuario de 1.859,376,62 US\$, durante el periodo de interconexión, in embargo para el segundo escenario resultó perjudicial para el SEIN ya que los costos marginales en el Perú son mucho mayores a los de Chile.</p> <p>SUGERENCIAS</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Desarrollar un estudio técnico que complementa de manera adecuada al estudio de mercado, teniendo en cuenta las nuevas tecnologías en líneas de alta tensión en corriente continua (HVDC) y subestaciones Back to Back. 2. Es recomendable tener un futuro portafolio de nuevos proyectos de generación, orientado como prioridad las energías renovables. 3. Se plantea la realización de los estudios eléctricos correspondientes y exigidos por la normativa de operación de los respectivos sistemas.
<p>PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA</p> <p>El SEIN en los últimos años tuvo variaciones en su restructuración de su matriz energética eléctrica generada por la generación de energía hidro térmica, debido al funcionamiento de 5987 MW (2008) 10150 MW (2015) y 5987 MW (2015) al 59,93% de origen térmico, el 38,68% fue hidro térmico y con el 2,38% participaron las unidades de origen solar eólico. Asimismo la demanda máxima del 2015 fue de 6274,6 MW que representa un 94% respecto a la demanda máxima del 2014, que fue 5737,3 MW.</p> <p>A final del 2015 significó una sobreoferta de generación del 61,76%, originando bajos costos marginales en el SEIN, baja remuneración por potencia a las generadoras y asimismo origina costos para mantener las instalaciones de la reserva excedente.</p>	<p>JUSTIFICACION DEL ESTUDIO</p> <p>El SEIN a fines del 2015 tuvo una potencia instalada 101,50 MW y una demanda máxima de 6274,6 MW, originado una sobre oferta de generación del 61,76% a causa del retraso de demanda e ingreso de generación. Este contexto origina los bajos costos marginales, con un promedio del 2015 de 14,70 US\$/MWh en la barra de referencia Santa Rosa 220kV, como se detalla.</p>	<p>VARIABLES</p> <p>Variables de estudio</p> <ul style="list-style-type: none"> - Costo marginal - Oferta de generación 	<p>CONCLUSIONES</p> <p>1. Se determinaron los costos marginales en las principales barras de generación del sistema eléctrico peruano, incrementando 1 US\$/MWh para el primer escenario y un incremento de 140,03 US\$/MWh para el segundo escenario.</p> <p>2. Del diagnóstico del sistema eléctrico peruano posee un 61,67% de sobreoferta, promedio de 14,70 US\$/MWh y una potencia instalada de 101,50 MW; el sistema Chileno con promedio de 56,42 US\$/MWh y una potencia de 4.183,5 MW a 2015, existiendo posibilidad de interconexión.</p> <p>3. De la evaluación mediante el uso del software PERSEO del despacho hidro térmico del sistema eléctrico peruano de manera aislada e interconectada frente a dos escenarios propuestos por el COES, uno de 220kV y 1500 MW, y 500kV con 1000 MW, se determinó para la barra Santa Rosa (24,89, 26,08, 126,67 US\$/MWh) Montalvo (25,71, 25,83, 132,81 US\$/MWh) Tacna (25,71, 25,84, 133,31 US\$/MWh) respectivamente para cada escenario.</p> <p>4. De la evaluación de los beneficios y riesgos mediante el proyecto de ley N° 5201 del cual resultó beneficioso para el primer escenario de interconexión con ganancias netas para el usuario de 1.859,376,62 US\$, durante el periodo de interconexión, in embargo para el segundo escenario resultó perjudicial para el SEIN ya que los costos marginales en el Perú son mucho mayores a los de Chile.</p> <p>SUGERENCIAS</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Desarrollar un estudio técnico que complementa de manera adecuada al estudio de mercado, teniendo en cuenta las nuevas tecnologías en líneas de alta tensión en corriente continua (HVDC) y subestaciones Back to Back. 2. Es recomendable tener un futuro portafolio de nuevos proyectos de generación, orientado como prioridad las energías renovables. 3. Se plantea la realización de los estudios eléctricos correspondientes y exigidos por la normativa de operación de los respectivos sistemas.
<p>ESTRUCTURA DE INVESTIGACION</p>	<p>COSTOS MARGINALES - SEIN</p>	<p>COSTOS MARGINALES - SING</p>	<p>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</p> <p>1. Se determinaron los costos marginales en las principales barras de generación del sistema eléctrico peruano, incrementando 1 US\$/MWh para el primer escenario y un incremento de 140,03 US\$/MWh para el segundo escenario.</p> <p>2. Del diagnóstico del sistema eléctrico peruano posee un 61,67% de sobreoferta, promedio de 14,70 US\$/MWh y una potencia instalada de 101,50 MW; el sistema Chileno con promedio de 56,42 US\$/MWh y una potencia de 4.183,5 MW a 2015, existiendo posibilidad de interconexión.</p> <p>3. De la evaluación mediante el uso del software PERSEO del despacho hidro térmico del sistema eléctrico peruano de manera aislada e interconectada frente a dos escenarios propuestos por el COES, uno de 220kV y 1500 MW, y 500kV con 1000 MW, se determinó para la barra Santa Rosa (24,89, 26,08, 126,67 US\$/MWh) Montalvo (25,71, 25,83, 132,81 US\$/MWh) Tacna (25,71, 25,84, 133,31 US\$/MWh) respectivamente para cada escenario.</p> <p>4. De la evaluación de los beneficios y riesgos mediante el proyecto de ley N° 5201 del cual resultó beneficioso para el primer escenario de interconexión con ganancias netas para el usuario de 1.859,376,62 US\$, durante el periodo de interconexión, in embargo para el segundo escenario resultó perjudicial para el SEIN ya que los costos marginales en el Perú son mucho mayores a los de Chile.</p> <p>SUGERENCIAS</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Desarrollar un estudio técnico que complementa de manera adecuada al estudio de mercado, teniendo en cuenta las nuevas tecnologías en líneas de alta tensión en corriente continua (HVDC) y subestaciones Back to Back. 2. Es recomendable tener un futuro portafolio de nuevos proyectos de generación, orientado como prioridad las energías renovables. 3. Se plantea la realización de los estudios eléctricos correspondientes y exigidos por la normativa de operación de los respectivos sistemas.





1. CAPÍTULO I

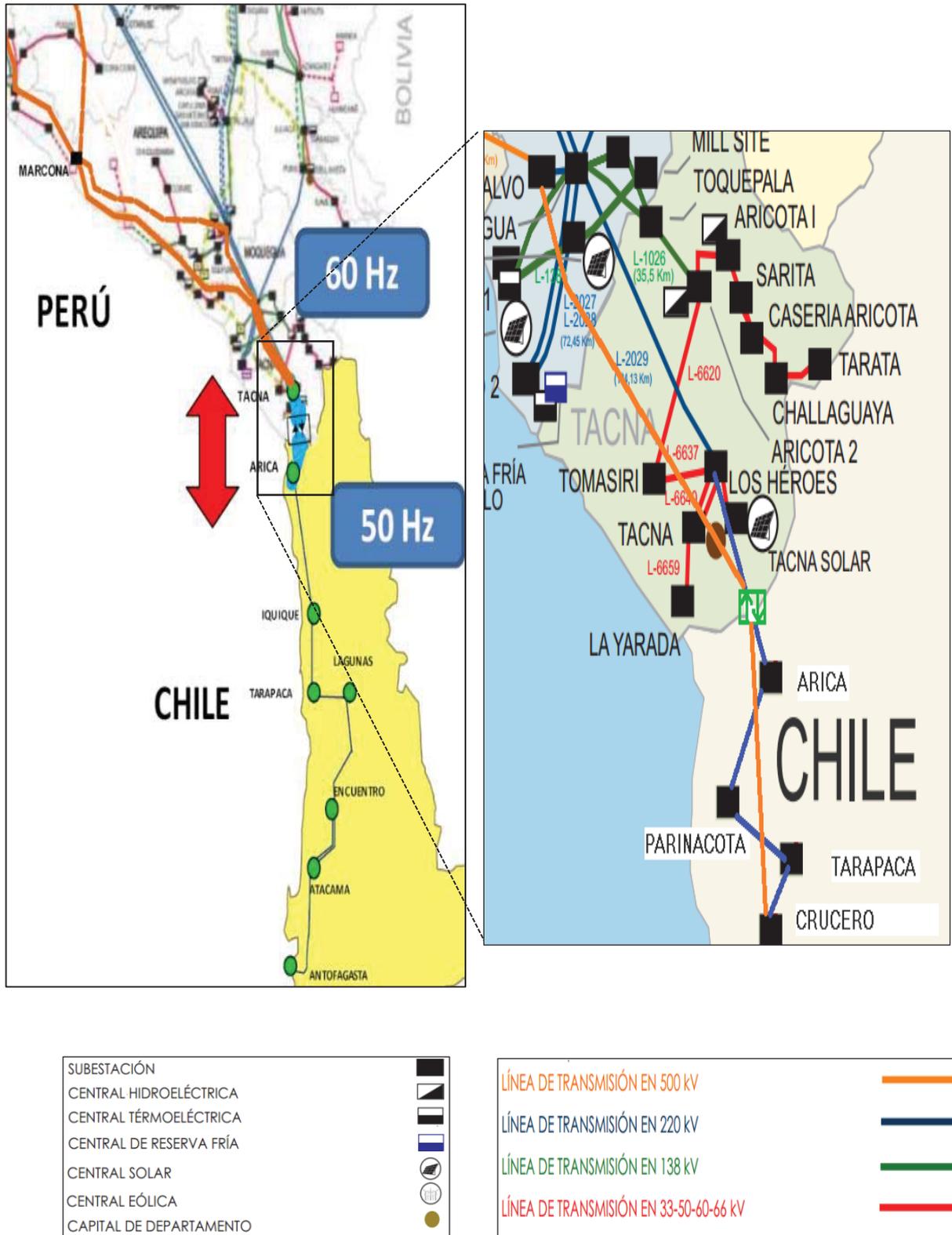
ASPECTOS GENERALES

1.1. ÁMBITO GEOGRÁFICO

El ámbito geográfico en el que se desarrolla el presente trabajo de tesis comprende los elementos eléctricos ubicados en la frontera entre los países de Perú y Chile, tomando en consideración una futura interconexión del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional Peruano (SEIN), con el Sistema Interconectado Norte Grande Chileno (SING).



Figura 1.1. Ubicación de la Interconexión Perú – Chile





1.2. El Problema.

1.2.1. Planteamiento del problema.

El problema fundamental de la presente tesis, es la sobreoferta de generación eléctrica actual en el SEIN, debido al retraso del ingreso de cargas proyectadas por la caída de los precios a nivel mundial de las materias primas y problemas internos (sociales, ambientales, y otros), asimismo el ingreso de Centrales Eléctricas según los planes de transmisión previstos, a incentivo del gobierno peruano a la inversión privada y crear nuevas centrales eléctricas (térmicas, hidráulicas y renovables) para abastecer la demanda proyectada con un índice de crecimiento alto el cual no se dio.

El SEIN en los últimos años tuvo variaciones en su reestructuración de su matriz energética-eléctrica, cambiando la capacidad instalada de generación de energía eléctrica a nivel nacional pasó de 5937MW (2008) a 10150MW (2015), y al culminar el 2015 el 59.93% de origen térmico, el 38.68% fue hidráulico y con el 2.38% participaron las unidades de origen solar y eólico. Asimismo, la demanda máxima del 2015 fue de 6274.6 MW que representa un 9.4% respecto a la demanda máxima del 2014, que fue 5737.3 MW.

A final del 2015 significo una sobreoferta de generación instalada del 61.76%, originando bajos costos marginales en el SEIN estando estos en el orden de los 14.70 US\$/MWh causando baja competitividad en el mercado SPOT (generadoras que tienen energía no contrada), baja remuneración por potencia a las generadoras y asimismo origina sobre-costos a los usuarios finales.

El SEIN, en el sector sur presenta congestión en las líneas de transmisión, siendo este problema solucionado con el proyecto MAMO (Mantaro –Montalvo LT500 kV), por lo que no será un problema adicional al estudio.



1.2.2. Formulación del problema

1.2.2.1. Problema General

¿Frente a un escenario de sobreoferta de generación es posible determinar los costos marginales en las principales barras del SEIN, frente a una futura interconexión eléctrica entre Perú y Chile?

1.2.2.2. Problemas Específicos

- a) ¿De qué manera influye el balance de generación/demanda en los costos marginales de los sistemas eléctricos Perú (SEIN) y Chile (SING).
- b) ¿Cómo se determinan los costos marginales de la futura interconexión de los sistemas eléctricos Perú (SEIN) y Chile (SING)?
- c) ¿La interconexión Eléctrica entre Perú-Chile que riesgos y beneficios genera?

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

Determinar los costos marginales en las principales barras generación del sistema eléctrico peruano (SEIN), frente a una futura interconexión eléctrica con el sistema interconectado norte grande chileno (SING).

1.3.2. Objetivos específicos

- a) Diagnosticar los Sistemas eléctricos de Perú (SEIN) y Chile (SING).
- b) Evaluar operativamente el despacho Hidrotérmico peruano de manera aislada e interconectada, mediante el uso del Software PERSEO.
- c) Evaluar los riesgos y beneficios de la futura interconexión Perú – Chile en los costos marginales.



1.4. Hipótesis y Variables

1.4.1. Hipótesis general

La futura interconexión eléctrica entre Perú – Chile, permite sobrellevar la sobreoferta de energía eléctrica y regular los costos marginales en el mercado eléctrico peruano.

1.4.2. Hipótesis específicas

- a) El mercado eléctrico peruano tiene una sobreoferta de generación alta y originaria costos marginales bajos mientras el mercado eléctrico Chileno tiene costos marginales altos debido a su matriz energética eléctrica.
- b) Mediante uso del modelo computacional PERSEO para el despacho Hidrotérmico se determina los costos marginales originados en las principales barras de generación del SEIN de forma aislada y con una futura interconexión eléctrica entre Perú (SEIN) y Chile (SING).
- c) La interconexión eléctrica entre Perú (SEIN) y Chile (SING) permite que ambos sistemas eléctricos sean beneficiados económicamente.



1.5. Variables e indicadores

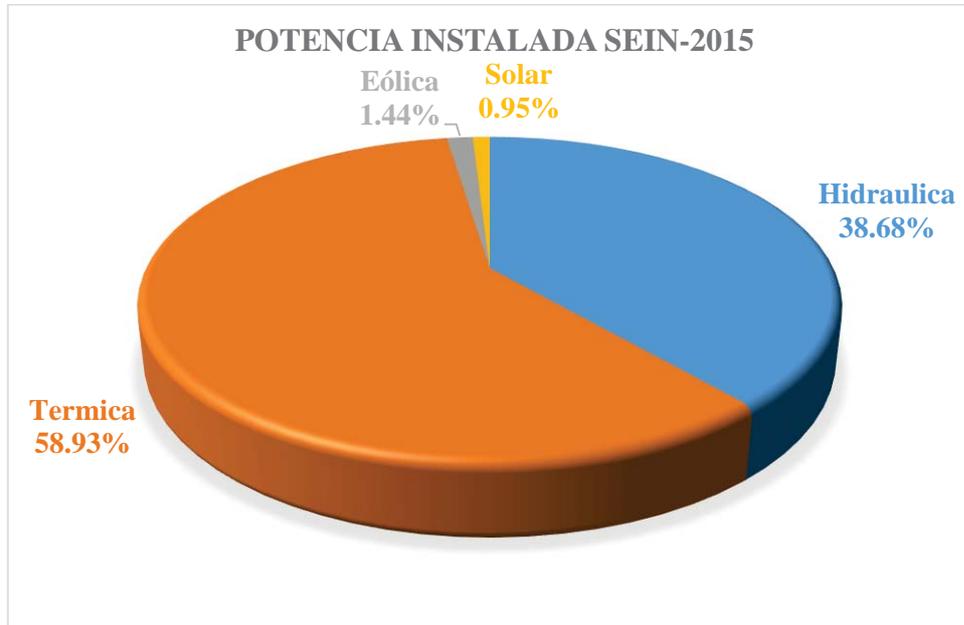
VARIABLE	INDICADOR
Costos Marginales	US\$/MWh
Potencia y energía generada	MW y GWh

1.6. Justificación del estudio

El SEIN a fines del 2015 tuvo una potencia instalada 10150MW y una demanda máxima de 6274.6MW, originado una sobre oferta de generación instalada del 61.76% a causa del retraso de demanda e ingreso de generación. Este contexto origina los bajos costos marginales, con un promedio del 2015 de 14.70 US\$/MWh en la barra de referencia Santa Rosa 220kV, data fuente anuario del COES 2015 [3], como se detalla.

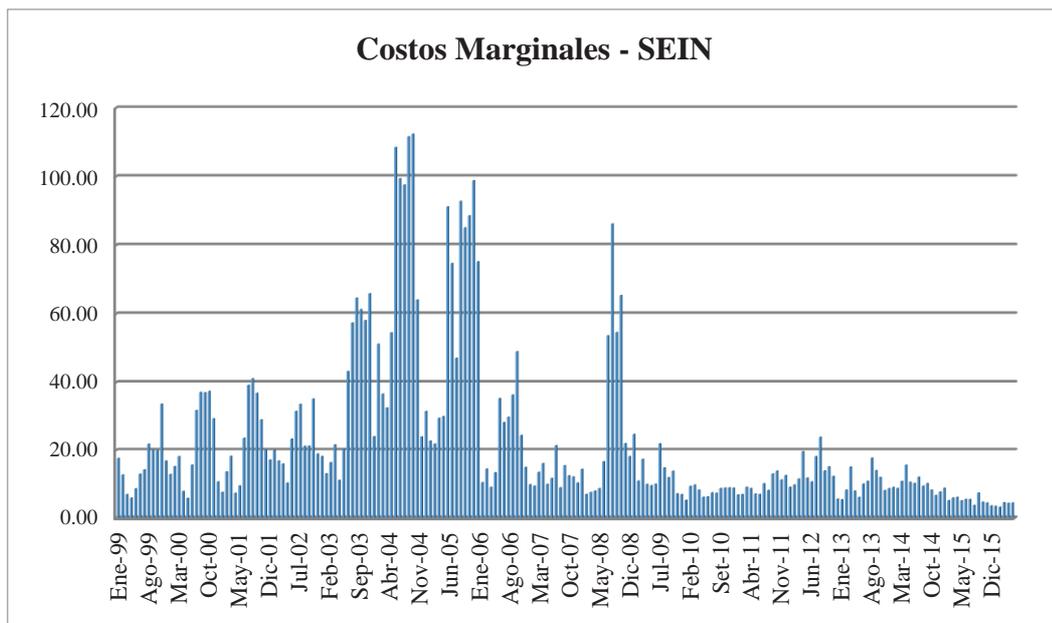


Figura 1.2. Potencia Instalada SEIN - 2015



Fuente: Anuario COES 2015

Figura 1.3. Evolución de Costos Marginales SEIN – Perú

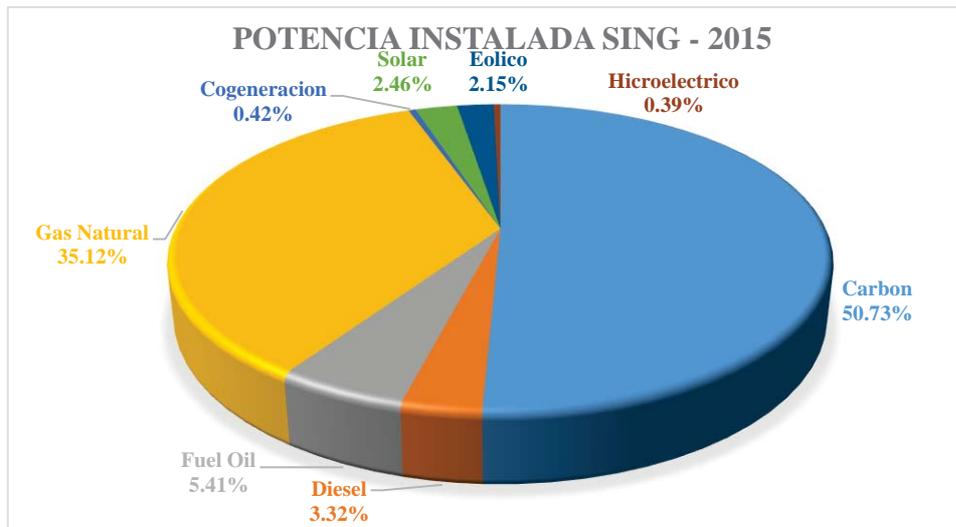


Fuente: Anuario COES 2015



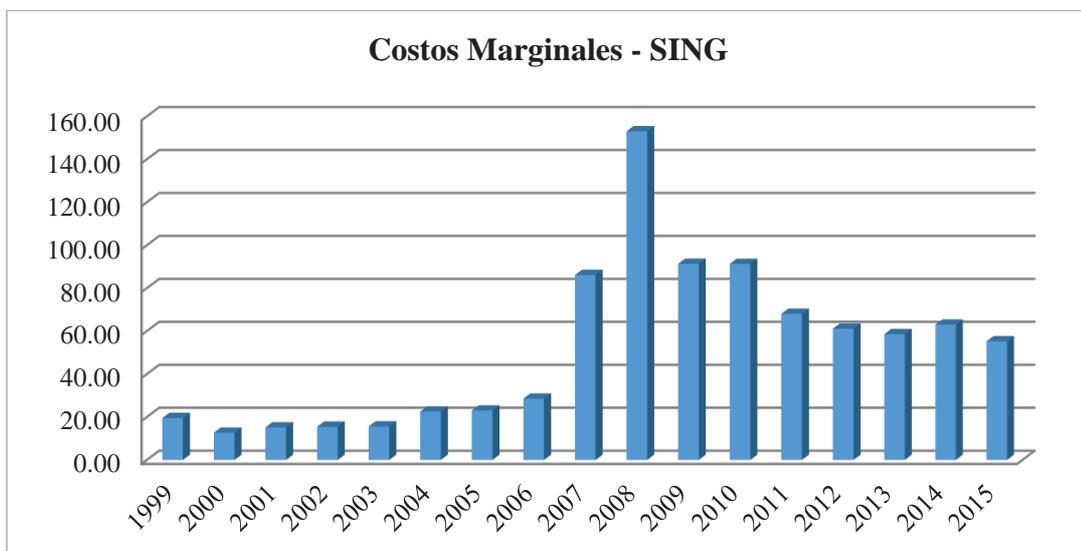
El SING chileno a fines de 2015 tuvo una potencia instalada de 4,183.5 MW, con su matriz de generación eléctrica centrada en la generación térmica a carbón y gas natural, pasando a segundo plano la generación Hidráulica por los escasos de recursos hídricos y un promedio costo marginal de 56.42 US\$/MWh, en la barra Crucero [4], como se detalla en las siguientes gráficas.

Figura 1.4. Potencia Instala SING - Chile 2015



Fuente: Anuario CDEC-SING 2015

Figura 1.5. Evolución Costo Marginal SING - Chile



Fuente: Anuario CDEC 2015



La crisis financiera mundial y las sequias en los años 2004 - 2008, ocasionó la crisis energética donde se tuvo una sobredemanda porque no hubo generación suficiente, a raíz de lo sucedido el gobierno peruano adjudicó mediante pro inversión como medida de emergencia, la creación de nuevas centrales térmicas con aprovechamiento del recurso gasífero (Camisea) y centrales hidroeléctricas a mediano y largo plazo.

Según lo anterior, la sobreoferta en el SEIN origina los bajos costos marginales, esto a causa primordial del retraso de ingreso de demanda según lo proyectado y el ingreso de centrales eléctricas, vale aclarar que seguirá el ingreso de nuevas centrales eléctricas (C.H. Cerro del Águila, CH. Chaglla, nodo energético sur peruano, C.T. Quillabamba y otros), lo que originará que el costo marginal baje aún más, lo cual hace pensar que es positivo, pero es relativo, ya que si los precios se mantienen bajos por mucho tiempo, provocan que no haya incentivos para la construcción de nuevas centrales, que se requerirán cuando el Perú retome anteriores tasas de crecimiento y también produce una alta competencia entre generadoras térmicas a gas ya que estas declaran sus precios de operación bajos, con el objetivo de ser despachadas por el COES para cumplir con sus contratos “take or pay”, lo cual produce competencia entre generadoras que tratan que sus centrales y máquinas no se queden sin generar y cobrar (despachar) declarando costos de operación cercanos a cero, devaluando el recurso del gas Camisea.

El SING chileno tiene un parque generador mayormente térmico, con ello mayor costo marginal (mayor costo de operación) a su vez el SEIN peruano tiene costos marginales bajos a causa de la sobreoferta de generación instalada, esta situación da la posibilidad de la interconexión eléctrica y el intercambio de electricidad, con ello exportar energía eléctrica a Chile a precios mayores a la del Perú y menores a la de Chile, previo convenio de ambos países para fijar los precios de intercambio internacional de energía eléctrica en nudos de operación.



1.7. Alcances y limitaciones

1.7.1. Alcances

- Esta investigación está basada en la recolección de datos de los organismos encargados de la operación de los sistemas eléctricos de Perú (COES) y el Norte de Chile (CDEC), y procesamiento de los mismos mediante el uso de herramientas computacionales adecuadas para el despacho hidrotermico.
- Los resultados de costos marginales están sometidos al Decreto de Urgencia DU-049-2008, cuya vigencia según la Ley N° 30513: Ley Que Establece Disposiciones Para El Financiamiento De Proyectos De Inversión Pública Y Dicta Otras Medidas Prioritarias, en su artículo N°6 amplía la vigencia hasta el 1 de octubre del 2017.
- Se determinarán los costos marginales frente a los dos escenarios de transmisión propuestos por el COES (220kV (back to back) y 500kV (HVDC)) con el modelo PERSEO ya que el periodo de estudio es de largo plazo.

1.7.2. Limitaciones

- La información sobre los sistemas eléctricos es restringida y no se tiene acceso a información del detalle de los componentes del sistema eléctrico norte grande SING como cuencas hidrográficas, datos de embalses, impedancia de las líneas de transmisión, etc.



1.8. Metodología

1.8.1. Características de la investigación.

1.8.1.1. Tipo de investigación

En cuanto a su finalidad se trata de un tipo de investigación CUANTITATIVA (Aplicada), ya que está dirigido a comprender la problemática actual de la sobreoferta del SEIN y los bajos costos marginales, para mediante la futura interconexión internacional con Chile sobrellevar dicha sobreoferta.

1.8.1.2. Nivel de investigación

Por el grado de profundidad en el que se ahondara, se trata de una investigación DESCRIPTIVA, porque se desarrolla un diagnostico actual de los sistemas Perú (SEIN) y Chile (SING) aislados, y una evaluación futura de los sistemas interconectados.

1.8.1.3. Método de investigación

El presente trabajo de investigación es netamente EX POS FACTO ya que consiste en evaluar los costos marginales de dos sistemas aislados uno del otro particularmente y en conjunto de manera general.

1.8.1.4. Diseño de la investigación

Dado el caso el diseño de la investigación se utilizará la técnica NO EXPERIMENTAL de análisis documental, ya que no se manipularán las variables de ambos sistemas, para lo que se utilizarán como instrumentos de registro web.



1.8.2. Población y muestra

La población es conformada por: el mercado del sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN) del Perú y el del sistema interconectado norte grande (SING) de Chile de forma aislada e interconectada.

Se tomará como muestra: los costos marginales actuales del SEIN, así como los obtenidos frente a la futura interconexión.

1.8.3. Técnicas de recolección de datos

El presente trabajo se basará en la recopilación documental, ya que en él se precisa de información contenida en estudios pasados como tesis, normas y demás artículos relacionados con ambos sistemas eléctricos y las empresas que se encargan de administrarlos COES y CDEC.

Para la determinación de los costos marginales en las barras de generación del SEIN, se utilizará el modelo computacional PERSEO y junto con el optimizador CPLEX, los cuales mediante proceso estocásticos determinaran el despacho económico del sistema eléctrico SEIN.



2. CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. INTRODUCCIÓN

En este capítulo se da énfasis en la base teórica necesaria para el desarrollo posterior de los demás capítulos; detallando los conceptos más importantes sobre los mercados eléctricos en general, el despacho económico y las interconexiones internacionales.

El capítulo se desarrolla bajo el entorno más actual de conceptos y aplicación de la tecnología al estudio del despacho económico de sistemas eléctricos, y estudios de interconexiones eléctricas entre países, este capítulo tiene por objeto establecer fundamentos teóricos dentro de los cuales se desarrollan las transacciones internacionales de energía además de detallar algunas experiencias y estudios realizados al respecto.

2.2. ANTECEDENTES.

2.2.1. Antecedentes nacionales

- **“ANÁLISIS DE LOS PRECIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL PERÚ – BOLIVIA”**, tesis realizada por Javier Ortega Sotomayor y Jorge Antonio Polar (UNSAAC), en donde la principal conclusión es: El mercado eléctrico boliviano aparece como más competitivo que el peruano para las exportaciones de energía, debido a que presenta menores precios de exportación, en el periodo del 2008, por tener mayor oferta de generación térmica en función a su producción de gas, esto es beneficioso para el Perú, ya que reducirá la producción de energía cara.



2.2.2. Antecedentes internacionales

- **“METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DE LA INTERCONEXIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS: CASO BOLIVIA-CHILE”**, por Augusto Torres Cabrera (Universidad de Chile) donde indica como conclusión principal: La metodología desarrollada para la evaluación de la factibilidad de una interconexión eléctrica binacional permite generar argumentos de decisión relevantes que permitan a su vez sustentar la realización o no de la misma y se consiguió evaluar los efectos de realizar una interconexión eléctrica binacional e identificar incentivos para su realización, como graficas de capacidad de transmisión y crecimiento de la demanda.
- **“IMPACTO DEL ESQUEMA DE INTERCAMBIO DE ELECTRICIDAD EN LA INTEGRACIÓN ENERGÉTICA ENTRE ECUADOR, COLOMBIA Y PANAMÁ”**, por Dayanna Osorio Ramírez (Universidad Nacional de Colombia), planteó una hipótesis dinámica que permitiera analizar a lo largo del tiempo la interconexión de los sistemas eléctricos de dos o más países vecinos bajo diferentes esquemas de integración. Para llevar esto a cabo, se construyó un modelo utilizando la metodología dinámica de sistemas, por medio del cual se evaluarán los efectos de tres esquemas de intercambio de electricidad escogidos, aplicándolos a la interconexión eléctrica entre Ecuador, Colombia y Panamá.

2.2.3. Marco legal

- Ley N^a 29970 – “Ley que afianza la seguridad energética y promueve el desarrollo del Polo Petroquímico en el Sur del País”
- Ley N^o 28832 – “Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica”.
- Ley N^o 25844 – “Ley de Concesiones Eléctricas”, cuyo objetivo es mejorar y aumentar la capacidad de abastecimiento y distribución de energía eléctrica a través del SEIN.



- “Proyecto de ley que aprueba el marco general para la interconexión internacional de los sistemas eléctricos y el intercambio de electricidad”, cuyo objeto principal lineamientos para las interconexiones eléctricas internacionales en el marco de la decisión 757 de la CAN. [6]

2.3.BASES TEÓRICAS

2.3.1. Planeamiento de operación de sistemas eléctricos de potencia

El planteamiento de la operación de sistemas eléctricos de potencia involucra los siguientes conceptos:

- **Planeamiento de expansión**

Consiste en formular la expansión del parque de generación y transmisión del sistema considerando los costos de inversión y los recursos energéticos, para poder cubrir la demanda, con adecuados indicadores de calidad, cubriendo un escenario de 2 años a más. [7]

- **Planeamiento de operación**

Cuyo objetivo principal es evaluar casi en tiempo real el programa de generación, determinando que unidades deberían estar en línea y disponibles, considerando la minimización de los costos operativos, los balances de demanda y las restricciones por transmisión, dentro de un plazo máximo de 5 años. [7].

2.3.2. Horizontes y periodos del planeamiento de operación.

El planeamiento de la operación de sistemas eléctricos comprende diferentes actividades en una escala de un día a varios años.



Este horizonte depende de varios factores que determinan el plan de operación dentro de un tiempo determinado, como por ejemplo las unidades grandes a vapor y sus tiempos de arranque para interconectarse con el sistema, dichas unidades también se encuentran limitadas por los mantenimientos preventivos, así como los contratos de combustible que son de plazo determinado estos determinan la toma de decisiones anuales o multianuales, la programación de la generación hidroeléctrica también es determinada en plazos anuales o multianuales dependiente básicamente de su capacidad de embalse y sus ciclos. [7].

De acuerdo a los problemas que surgen del planteamiento de operación, se tiene 3 categorías: [7].

- Planeamiento de operación de corto plazo
- Planeamiento de operación de mediano plazo
- Planeamiento de operación de largo plazo

2.3.3. Características de las unidades generadoras

2.3.3.1. Centrales térmicas

Las unidades generadoras de esta clase que tienen mayor interés para la operación económica son las de vapor y las de gas, las unidades del tipo diésel son requeridas para potencias menores de 5MW en casos de emergencia y zonas aisladas, en cuanto a las que utilizan el vapor obtenido de los reactores atómicos no se diferencia de ninguna en cuanto al funcionamiento. [7].

- **Unidades a vapor**

Las centrales equipadas con turbinas a vapor, requieren un mayor costo de inversión, así como las que requieren mayor tiempo de instalación, pero a su vez este tipo de centrales ofrece las mejores condiciones de trabajo con factores de planta elevados, para operación como centrales



base o de media base, permite también el consumo de combustibles baratos como el petróleo residual y carbón lo cual implica un bajo costo de operación. [7].

- **Unidades a Gas**

La rápida puesta en marcha de las centrales con unidades a gas es una ventaja muy competitiva en comparación con las de gas, reduciéndose en su construcción las obras civiles y servicios auxiliares. [7].

- **Centrales de ciclo combinado**

Una central de ciclo combinado gas-vapor, no es más que una central resultante de la superposición de plantas a vapor y a gas que mutuamente se apoyan para aprovechar las ventajas de cada una de ellas, el funcionamiento se basa en el aprovechamiento de los gases de que salen a altas temperatura de una turbina a gas de ciclo abierto mediante un caldero recuperador de calor que genera vapor para introducirlo a una turbina a gas y así aprovechar entre el 40 y 60% de la potencia de la turbina a gas. [7].

2.3.3.2. Centrales hidroeléctricas

Las centrales hidroeléctricas desde el punto de vista económico implica un costo de instalación alto, pero su característica renovable, da la capacidad de recuperación de la inversión, tienen un comportamiento operacional similar a las centrales térmicas con unidades de vapor, ya que las entradas es en términos de caudal y la salida es en términos de potencia eléctrica, estas características muestran una curva de operación casi lineal, otra característica clave desde el punto de vista económico es la ubicación de este tipo de centrales ya que casi siempre son alejadas del centro de carga. Este tipo de centrales pueden ser de pasada o de regulación, siendo esta característica muy importante al momento de la operación comercial, existen también



características propias de las centrales como el tipo de turbina que utilizan (Francis, Kaplan, Peltón, etc.), el tipo de regulación que tienen (si la tuvieran) y demás.

2.3.4. Despacho económico

En los sistemas eléctricos se requiere mantener un equilibrio permanente entre oferta y demanda dado que la electricidad no se puede almacenar a costos razonables, por lo que se deben tomar decisiones económicas de operación en el corto plazo teniendo en la cuenta la demanda esperada en cada momento y la capacidad disponible de cada tipo de tecnología, además de otras restricciones como la capacidad de transmisión entre nodos. A este problema se le conoce como despacho económico, el cual se planteará en este subcapítulo para sistemas eléctricos puramente térmicos y sistemas Hidrotérmico, sin incluir las restricciones de transmisión. Si el parque generador es solamente térmico, entonces las decisiones de producción a mínimo costo básicamente consisten en ordenar de menor a mayor costo a las diferentes centrales para satisfacer la demanda en cada período de tiempo. En el caso de sistemas Hidrotérmico, la posibilidad de almacenar el agua hace que las decisiones óptimas ya no sean independientes del tiempo, y por lo tanto hace necesario que se requieran otras técnicas de optimización como los modelos de programación dinámica.

El termino despacho es utilizado usualmente por los ingenieros de sistemas eléctricos de potencia para representar la función de asignar a cada unidad térmica e hidroeléctrica, una determinada carga de tal forma que el conjunto de unidades en operación, del parque de generación satisfaga la demanda eléctrica del sistema considerado, en un instante o periodo determinado, bajo ciertas condiciones de generación. Comúnmente el despacho incluye, además de la asignación y nivel de generación de las plantas en operación, los requerimientos de reserva rodante y fría del sistema. Cada unidad generadora, o grupo de unidades conforman una planta eléctrica, tiene su característica propia de operación, consumo de combustible o



agua y rendimiento, independiente de las otras unidades o plantas del sistema. Por otra parte, existe una diferencia sustancial entre una central hidroeléctrica y una termoeléctrica, desde el punto de vista del despacho. Mientras que por lo común en el caso de las centrales térmicas se considera que la disponibilidad de combustible es infinita, esto es, la cantidad accesible es muy grande y por lo tanto no es una limitante para su operación, en el caso de las centrales hidroeléctricas, la disponibilidad de agua en un periodo dado es limitada. El objetivo del despacho económico, es buscar repartir la demanda total entre las unidades generadoras disponibles de tal manera que el costo total de operación sea mínimo, pero hacer esto no es sencillo debido a que se deben respetar ciertos límites de operación, además, hay que tomar en cuenta el comportamiento de la demanda, es decir, su variación en tiempo. Debido a las características que presenta tanto el sistema eléctrico de potencia (SEP) y la curva de demanda, es necesario establecer o buscar la forma más adecuada para cubrir la demanda con los costos más bajos de producción, esto involucra también una planificación a corto, mediano y largo plazo, esto para prever posibles cambios tanto en precios de combustibles como cambios en los inlfujos de agua de la zona en distintas épocas del año. Para lograr esto es necesario conocer el comportamiento o forma de funcionamiento de los diferentes tipos de generadores que se tienen a disposición, para ello se utilizan diferentes curvas que han sido proporcionadas por el diseñador o hechas a base de pruebas con lo cual se pueden determinar parámetros importantes que involucran la operación económica de los generadores, dichas curvas nos indican cuánto cuesta producir la energía (\$/MW.h) para el caso de una termoeléctrica y cuánto volumen se debe turbinar para generar un MW.h de energía (m^3 /MW.h) para una hidroeléctrica. Si se tienen varias unidades hidroeléctricas, el problema del despacho económico puede abordarse de manera similar al caso termoeléctrico, pero en este caso se trata de minimizar el gasto de agua para una generación dada, para esto se trazan curvas de gasto específico de agua contra potencia de generación. La curva característica de una unidad hidroeléctrica es similar a una



térmica, la diferencia radica prácticamente en las unidades en que viene expresada, la entrada para este tipo de unidad esta expresada en términos volumétricos unidad de tiempo (caudal) y la salida siempre en términos de potencia eléctrica. **[8]**

2.3.5. Despacho Hídrico

El despacho hídrico es acoplado en el tiempo porque una decisión operativa hoy afecta las decisiones de la próxima semana. Si bien es cierto que el agua embalsada no tiene un precio directo, la disponibilidad de esta energía es gratuita, está restringida por la capacidad de almacenamiento de los embalses y por la incertidumbre de los caudales afluentes al sistema, introduciéndose entonces a una dependencia entre la decisión operativa presente y los costos operativos futuros. En otras palabras, si se utilizan reservas de agua para evitar costos de generación térmica en la actualidad y en el futuro ocurriese una sequía, podrían ocurrir costos de racionamiento muy elevados y, por otro lado, si se decide almacenar agua incurriendo a un mayor uso de generación térmica en la actualidad y ocurre una afluencia futura elevada, ocurrirán vertimientos en los embalses con el consiguiente desperdicio de energía y ocasionando un aumento de los costos operativos. **[16]**.

2.3.6. Despacho térmico

Un sistema eléctrico térmico puro, está compuesto de un conjunto finito de plantas, las cuales deben operar en un régimen de competencia para abastecer el mercado eléctrico. Para fines de simplificación, se considera que toda la oferta y la demanda están concentradas en una sola barra.

El Despacho Económico de sistemas eléctricos, en general, tiene como objetivo minimizar el costo total de producción para el sistema, y consecuentemente la menor tarifa de corto plazo para el consumidor. Determina, entre otros, la magnitud de la generación (potencia y energía)



de cada grupo térmico en cada una de las etapas del horizonte de estudio. El costo de producción está compuesto de los costos de operación de los grupos térmicos y del costo de déficit (falla en el abastecimiento de la demanda). Los costos de operación de una planta térmica se compone de: costos combustibles, los cuales representan más de la mitad del costo total de operación y son determinados en base del consumo específico, del poder calorífico, del precio de los combustibles y de la generación neta de la planta; y costos no combustibles que corresponden a los gastos de operación y mantenimiento, los cuales dependen del nivel de generación. **[16]**.

2.3.7. Despacho hidrotérmico

En un sistema conformado predominantemente por plantas de generación termoeléctrica e hidroeléctrica en donde estas suministran la energía eléctrica al consumidor que representa la demanda total del mercado eléctrico se denomina sistema Hidrotérmico. En donde las plantas hidroeléctricas turbinan el agua regulada por uno o más embalses dispuestos o no en cascada a lo largo de una o más cuencas hidrográficas.

El manejo de la energía producida por plantas hidroeléctricas constituye la parte más importante de la operación del sistema, siendo el almacenamiento del potencial hídrico en sus respectivos embalses el medio que ayuda reducir los gastos de los combustibles que ocasionan la generación. Si bien es cierto que el agua embalsada no tiene un precio directo, la disponibilidad de esta energía gratuita está restringida por la capacidad de almacenamiento de los embalses y por la incertidumbre de los caudales afluentes al sistema, introduciéndose entonces una dependencia entre la decisión operativa presente y los costos operativos futuros. **[16]**.



2.3.8. Costos marginales (CMg)

El costo marginal es el aumento en el costo total, como resultado del incremento de la producción en una unidad. El costo marginal se calcula como el incremento del costo total dividido entre el aumento de la producción.

Costo marginal= cambio en el costo total/cambio en cantidad.

$$CMg = \Delta CT / \Delta C$$

- Costos medios. - Se obtiene para cada valor de producción, dividiendo la función de costos en la cantidad producida (función de costos específicos).
- Costo fijo medio. - Es el costo fijo total por unidad de producción.
- Costo variable medio. - Es el costo variable total por unidad de producción.
- Costo total medio. - Es el costo total por unidad de Producción.

El costo Marginal para el sector eléctrico se define como el costo en que se incurre, para producir una unidad adicional de energía o alternativamente al ahorro obtenido al dejar de producir una unidad, considerando la demanda y el parque de generación disponible, si se habla de producción, es lo que cuesta la última unidad producida o lo que cuesta la próxima unidad a producir. [9]

2.3.8.1 Caracterización del Costo marginal en el SEIN

En el sistema eléctrico peruano se consideran componentes del costo marginal; en las centrales térmicas a los costos variables combustibles (valor originado por el combustible utilizado para la operación de las centrales térmicas) y no combustibles (costo originado por mantenimiento, costos operativos y entre otros), en las centrales hidroeléctricas el valor residuos en suspensión



como el caso de la central de Cañón del pato y costos de operación y mantenimiento, siendo la ecuación siguiente el resumen del cálculo de los costos marginales.

$$ICMgP + ICMgE = aCinv + OyM$$

Siendo:

ICMgP: Ingresos Marginales por potencia

ICMgE: Ingresos Marginales por Energía

aCinv: Anualidad del costo de inversion

OyM: Costo de operacion y mantenimiento

2.3.8.2 Costos marginales de corto y largo plazo

Al realizar las estimaciones es necesario tener en cuenta que la demanda de energía varía ampliamente durante las horas del día. Habrá momentos que cualquier incremento de la demanda pueda ser abastecida con las instalaciones existentes, en este caso, el costo marginal será la variación en los costos cuando aumenta en una unidad la cantidad producida con el equipo generador existente. Estos son los llamados costos marginales de corto plazo. En aquellos momentos en que la demanda presiona la capacidad del sistema, horas de punta, cualquier incremento en la demanda exigirá una inversión adicional en las instalaciones existentes, para no incurrir en riesgo de falla en el suministro. En consecuencia, el costo marginal incluirá un componente asignado a estas nuevas inversiones. Son los llamados costos marginales de largo plazo. Los costos marginales (CMg) de producción de la energía eléctrica son en la actualidad ampliamente reconocidos como el corazón de cualquier evaluación económica en relación con estudios de planificación y operación. Entre ellos se pueden distinguir precios estacionales esperados de la energía, precios spot basados en la operación ejecutada, cálculo de peajes (Wheeling) en redes de transporte de energía eléctrica, precios en



tiempo real, evaluación de alternativas de expansión de sistemas de generación y transporte, determinación de la oportunidad financiera de inversiones. [9]

2.3.9. Programación de la operación

- **Procedimientos heurísticos**

Son todos aquellos procedimientos no matemáticos que permiten realizar diferentes tipos de programación. Estos métodos permiten encontrar la solución a problemas comunes mediante el uso de la heurística o de la experiencia en esos problemas de programación basado en metodologías comunes y con resultados cercanos a la realidad.

Los procedimientos heurísticos tienen la ventaja de no poseer limitaciones en cuanto al modelamiento del sistema, esto debido a que este tipo de procedimiento no se somete a ningún algoritmo o secuencia lógica que cumplir para hallar la solución, siendo más bien este ajustable a las necesidades propias del problema en cada caso en particular, llegando a obtenerse un solución real y aplicable al despacho económico de centrales.

La desventaja de estos procedimientos es que la solución encontrada no se puede asegurar que es la solución óptima de problema, debido a no ser demostrable matemáticamente.

- **Procedimientos matemáticos**

Se consideran también procedimientos matemáticos para la solución del despacho económico de unidades de generación, esto debido a la gran cantidad de variables que se manipulan y también al conjunto de ecuaciones e inecuaciones lineales y no lineales, este tipo de problemas enfocados en la solución del despacho económico de unidades de generación se puede plantear como un problema de programación entera mixta no lineal, por la dificultad que este contempla



se desarrollan varias simplificaciones. Estas simplificaciones se pueden plantear a través de dos estrategias:

El primer paso es dividir el problema general en subproblemas interrelacionados entre sí, de tal manera que se pueda solucionar cada uno de ellos de manera independiente y que permita llegar a la solución óptima del problema general.

Desarrollar simplificaciones a las restricciones del problema general, obviando en varios casos aquellas que se consideren irrelevantes para la solución del problema de despacho.

Los procedimientos matemáticos son una herramienta de cálculo muy utilizada en la optimización de sistemas de potencia, es por eso que se consideran los siguientes métodos más usuales:

- **Programación lineal (entera mixta).**- Este método de optimización consiste en maximizar o minimizar una función (función objetivo) teniendo en consideración diferentes restricciones aplicadas a las variables en cuestión de la función objetivo. El criterio de optimización es por lo general un objetivo económico siendo en nuestro caso minimizar el costo de operación, recibiendo el nombre de función objetiva. La representación de este problema se da:

$$\text{Min. } z = cx$$

$$\text{Sujeto a: } Ax < b$$

Donde:

z : es la función objetiva.

x : es el vector que contiene las variables de decisión



A : es la matriz de restricciones.

c y b : son los vectores de columna

Las restricciones del tipo $Ax < b$ definen siempre una región poliédrica convexa denominada región factible, lo que garantiza además que el valor máximo (o el mínimo) de la función objetivo lineal cx se logren en alguno de sus vértices.

Este problema es conocido como el problema primal (por ello las variables "x" también se denominan variables primales), y siempre es posible asociarle un problema denominado dual el cual se expresa mediante:

$$\text{Max. } yb$$

$$\text{Sujeto a: } yA > c$$

Siendo "y" las variables duales.

En el óptimo los valores objetivo de ambos problemas coinciden, por lo tanto, se puede formular el problema de una u otra forma dependiendo de cuál de ellas resulte más conveniente.

Algo importante de este método resulta del hecho de que tanto las variables primales como las duales se obtienen simultáneamente como resultado del proceso de optimización y que las variables duales representan los costos marginales del sistema de ecuaciones $Ax < b$, es decir y_i indica en cuanto varía la función objetivo al variar el lado derecho de la restricción

$$A_i x < b_i$$

$$\text{Costo Marginal } i = \frac{\partial(cx)}{\partial(b_i)}$$



Es por ello que cuando se realice el proceso de optimización se podrá determinar el costo marginal de energía tomando el valor dual que representa a las demandas de cada barra.

Por ser el despacho de corto plazo un problema con variables continuas y enteras, es necesario que la programación lineal se adicione el método *branch and bound*, el cual nos permite resolver la parte las variables enteras del problema en forma conjunta con las variables continuas.

Existe otra forma de solucionar mediante un método que nos permita descomponer del problema global en dos subproblemas, una donde solo se considere las variables continuas y otra donde se tiene las variables enteras, existiendo un nexo entre ellas que nos permita hallar la solución óptima del problema global. El método más usado es el de “Descomposición de Benders”.

Actualmente existen variantes de la programación lineal que nos facilita la solución del problema, siendo una de ellas es el método flujo en redes que es 100 veces más rápido que el método CPLEX, pero previamente el problema debe cumplir con ciertas características, que en la mayoría de los casos únicamente poseen las partes hidráulicas del sistema de generación.

La principal ventaja de la programación lineal, es que siempre se encuentra la solución óptima del problema, además de existir variedad de algoritmos que nos permite modelar los problemas, así como disminuir el tiempo de duración en hallar la solución óptima.

Su principal desventaja es que es necesario linealizar el problema, perdiéndose en algunos casos precisión en la modelación, siendo las más saltantes la función de producción de las centrales hidráulicas en donde se omite la dependencia de la generación con su altura neta hidráulica (cota).



➤ **Programación dinámica.** - La programación dinámica es un método que permite resolver problemas matemáticos que se puedan expresar de la siguiente forma:

- El problema que se pueda dividir en k etapas sucesivas. estas etapas pueden corresponder a evolución en el tiempo, en espacios o pasos de la solución del problema ($K= 0$ a K).
- El sistema debe poder ser descrito mediante un vector de estado X_k .
- Al pasar de una etapa a otra se debe actuar a través de un vector de decisión (control) U_k .
- El sistema debe poder ser descrito por un sistema de ecuaciones que indique la evolución del vector de estado de una etapa a otra $X_{k+1} = g(X_k, U_k, k)$.
- Debe existir un conjunto de valores que puedan tomar tanto las variables de estado como de control.
- Existe una función objetivo del sistema del tipo $J = \sum_k c(X_k, U_k, k)$.

La solución del problema se basa en el principio de Bellman que afirma que toda política óptima está constituida por políticas subóptimas lo cual conduce a un proceso iterativo en el cual se define el valor acumulado de la etapa n según $I_n = \sum_n c(X_n, U_n, n)$ (que se conoce como valor estratégico), de modo que $I_{n-1} = c(X_{n-1}, U_{n-1}, n-1) + I_n$ por lo tanto el método utiliza la información de una etapa previa para continuar su búsqueda de la mejor combinación del vector X en la etapa siguiente.

Para la aplicación la programación dinámica en despacho de corto plazo es necesario discretizar los volúmenes de las presas, originando ella un límite de dimensionalidad del problema, es decir no se podrá considerar todas las presas en la optimización del problema, siendo para ello necesario agrupar las centrales con características similares en una sola central.

Una manera de superar este problema es aplicar en forma conjunta con la programación lineal el método de Relajación de Lagrange, el cual se basa en el método dual de optimización. La



ayuda de este método es que permite aplicar la programación dinámica en forma independiente para cada central, teniendo una sola variable. La desventaja del método de Relajación de Lagrange es no se puede asegurar la obtención de la solución óptima del problema, debido a que se puede presentar problemas de infactibilidad en el dual del problema.

La principal ventaja de la programación dinámica, es la posibilidad de realizar una modelación muy exacta del problema, ya sea funciones lineales o no lineales, o variables que no respondan a una función analítica.

La principal desventaja de la programación dinámica, no es aplicable a problemas multidimensionales (más de 3 dimensiones) debido al gran requerimiento computacional, además de aplicarse en forma conjunta con el método de Relajación de Lagrange, no se asegura hallar la solución óptima del problema.

2.3.10. Mercados eléctricos

Desde el punto de vista de la economía está dirigido a la optimización del comportamiento de los consumidores y productores, observando el equilibrio entre precios y cantidades de los mercados económicamente eficientes, y desde el punto de vista energético dichos consumidores y productores están conformados por empresas de distribución y generación.

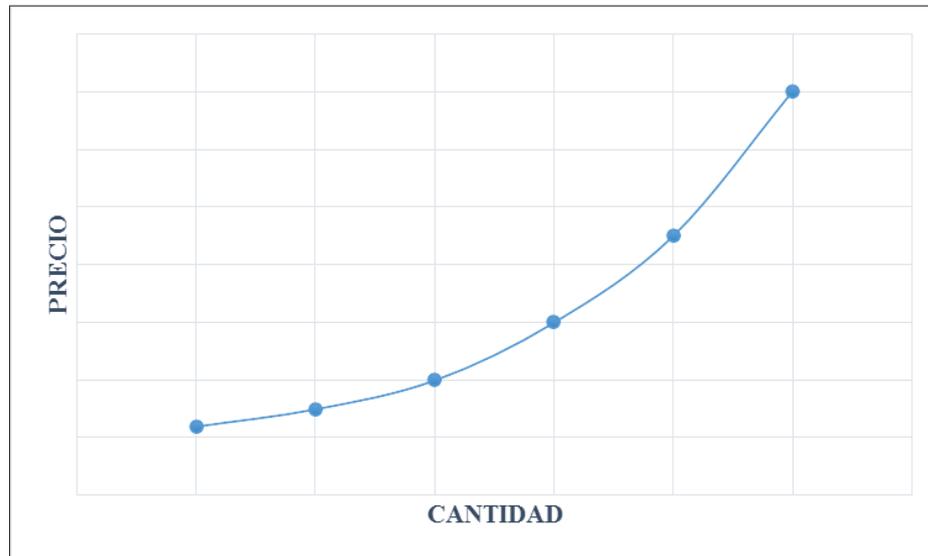
2.3.10.1. Oferta

Según la microeconomía es la relación que existe entre la cantidad ofertada y el precio, es decir la cantidad de algún producto que los productores desean ofrecer a un determinado precio. Por tal razón se puede decir que oferta es una función que determina el comportamiento voluntario de los productores en un determinado mercado, donde dicha función es la relación positiva entre el precio del bien ofertado y la cantidad ofrecida. **[10]**.



Supongamos que los productores están dispuestos a ofrecer un producto Q1 por un periodo determinado a un precio P1:

Figura 2.1 Curva de precio de oferta generación.



Fuente: Elaboración Propia

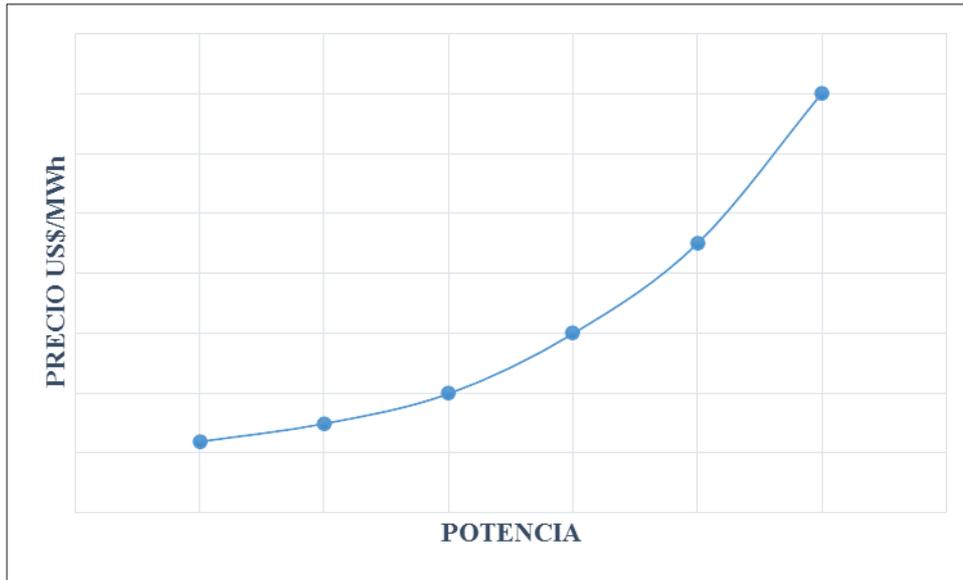
Si, por alguna, razón el precio del mercado se incrementa a P2, entonces los productores estarán dispuestos a ofrecer Q2 al mercado por un periodo determinado, y es como así se ve como se verificar el comportamiento de los productores en un determinado mercado.

Desde el punto de vista eléctrico el comportamiento es similar ya en este caso los productores u ofertantes, estarían conformados por las empresas de generación de electricidad cuyo objetivo principal es maximizar sus ganancias de la venta de energía eléctrica y minimizar sus costos de producción originado por producir dicha energía eléctrica.

Como se puede apreciar en la figura siguiente se ve que si el precio se eleva los generadores estarán dispuestos a producir más potencia eléctrica puesto que el nuevo precio le permitirá cubrir sus costos de producción y obtener ganancias.



Figura 2.2. Curva de oferta de energía.



Fuente: Elaboración Propia

La elasticidad de la oferta busca medir la capacidad de reacción de la cantidad ofertada ante variaciones de diferentes factores como el precio, la cantidad ofrecida de un producto no disminuye cuando disminuye el precio se dice que la oferta es rígida o inelástica, esto se traduce en las curvas de oferta en donde si la curva es muy horizontal, nos dice que la oferta es muy elástica. [10].

2.3.10.2. Demanda

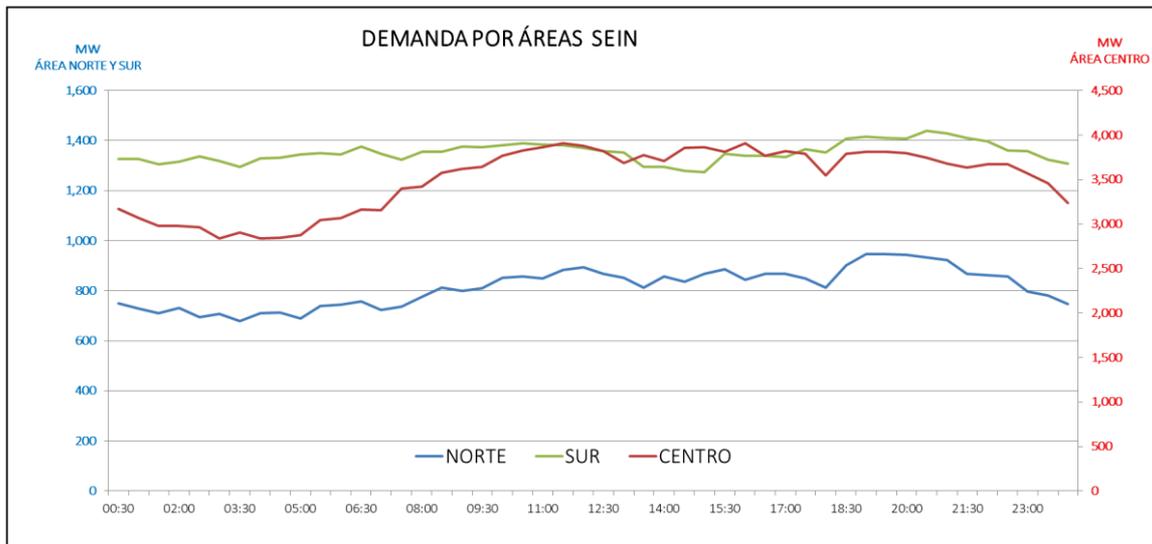
Es la relación que existe entre la cantidad demandada y el precio de un bien o servicio, también podemos decir que la demanda nos dice cuántas unidades requieren los consumidores (cantidad demandada) de un determinado producto para cada uno de los precios que ese producto puede tener, en conclusión existe una relación inversa entre la cantidad demandada y el precio del bien.

Tradicionalmente la demanda de energía ha sido descrita por una curva de duración de carga, esta curva es la representación del consumo de electricidad que puede realizarse en un día,



semana o año y puede ser por zonas, clientes o centros de carga, una representación es la siguiente:

Figura 2.3. Curva de Demanda SEIN.



Fuente: COES

La elasticidad de la demanda es una medida del grado de sensibilidad que muestra la cantidad requerida de un bien ante el cambio en alguno de los factores que la determinan: el precio, el ingreso. La elasticidad señala cuanto cambiara la cantidad demandada frente a una variación de cualquiera de estos factores. Si la elasticidad es alta, entonces la cantidad demandada reaccionara mucho como consecuencia del cambio en uno de estos factores. Si es baja, reaccionara poco. [10].

2.3.10.3. Equilibrios de mercado

En los ítems anteriores nosotros consideramos productores y consumidores separadamente, ahora es el tiempo ver como ellos interactúan juntos en el mercado.

Nosotros supondremos que cada productor y cada consumidor no podrán afectar el precio del mercado por sus acciones. Si esta suposición es verdadera se dice que el mercado es un mercado



perfectamente competitivo. Esta suposición no es usualmente verdadera en los mercados de electricidad.

En un mercado competitivo, la acción combinada de todos los consumidores por un lado y de todos los productores por otro lado, determina el precio del bien transado. El precio de equilibrio o precio de equilibrio del mercado (P^*) es tal, que la cantidad que los productores están dispuestos a proveer es igual a la cantidad que los consumidores desean obtener. Esta solución se puede verificar en la siguiente ecuación.

$$D(P^*) = O(P^*)$$

Este equilibrio también se puede definir de la siguiente manera utilizando la función inversa tanto de la demanda como de la oferta, el equilibrio de la cantidad Q^* es tal que precio que los consumidores están dispuestos a pagar para esa cantidad es igual al precio que los productores deben recibir por ofertar esa cantidad:

$$D^{-1}(Q^*) = O^{-1}(Q^*)$$

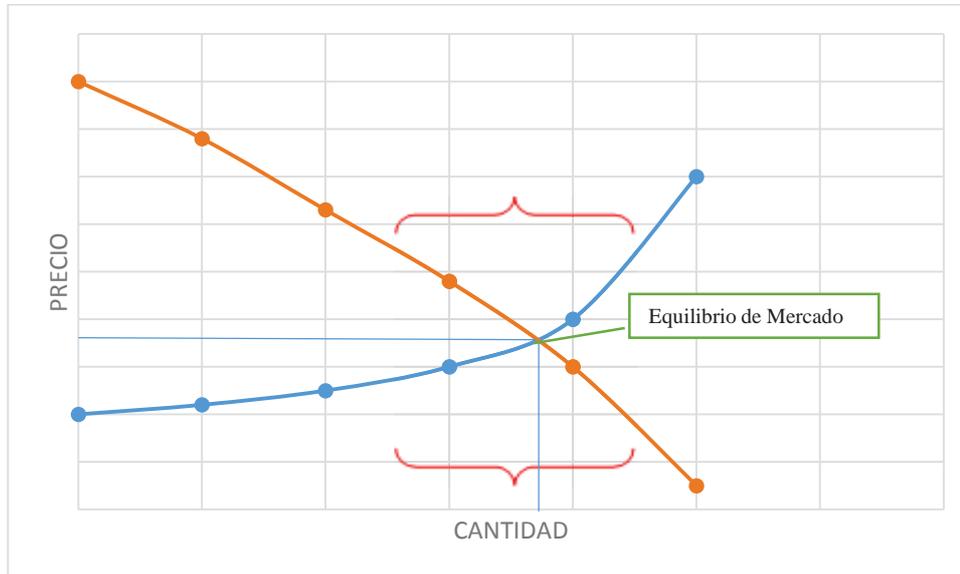
Se ve también que el mercado inevitablemente no se ajusta a ese punto. Suponga como se muestra en la figura (b) que el precio del mercado es: $P_1 < P^*$ donde la demanda es más alta que la oferta, algunos ofertantes inevitablemente se darán cuenta que hay algunos clientes insatisfechos a quienes podrán vender sus bienes a mayor precio del precio normal. La cantidad ofertada se incrementará hasta que el precio alcance las condiciones de equilibrio.

De igual manera si el precio del mercado es: $P_2 > P^*$ la oferta excede la demanda y algunos productores no encontrarán compradores para ofrecer sus productos, entonces ellos reducirán su producción hasta la cantidad que los productores estén dispuestos a vender se igual a la cantidad que los consumidores estén dispuestos a comprar. **[10]**.



En la siguiente figura se ilustran esos conceptos

Figura 2.4. interacción entre oferta y demanda.



Fuente: Elaboración Propia

2.3.10.4. Agentes del mercado

- **Generación**

La fase de generación, además de la producción de electricidad propiamente dicha, incluye la planificación de la capacidad y las inversiones. En esta etapa se genera energía eléctrica por medio de unidades o grupos de generación a través de la transformación de alguna otra forma de energía, en energía eléctrica a partir de una fuente primaria. Las principales fuentes primarias son: recursos hídricos, carbón, gas natural, petróleo, combustible nuclear y recursos renovables (viento, sol, biomasa). La energía se genera a voltajes que van desde los 3kV hasta los 36kV o más en corriente alterna.

Las tecnologías de generación de electricidad se pueden clasificar de acuerdo al número de etapas o ciclos necesarios para la generación de la energía y de acuerdo a la fuente primaria



que utilizan para producir la electricidad. Según la fuente, las tecnologías de generación se pueden clasificar en hidráulicas, térmicas, nucleares y renovables.

Respecto al número de ciclos que utilizan, las tecnologías de generación se pueden clasificar en tecnologías de ciclo sencillo y de ciclo combinado. En las centrales de ciclo sencillo, el combustible que utilizan es quemado para producir vapor o gas para la turbina o para impulsarla directamente, mientras que las centrales de ciclo combinado añaden al ciclo sencillo una segunda etapa donde se aprovecha la energía residual de la primera etapa de combustión para producir energía eléctrica adicional.[7]

- **Transmisión**

Los sistemas de transmisión son el conjunto de redes eléctricas que transportan energía desde las estaciones elevadoras a la región en que están los consumos.

Una vez generada la energía eléctrica en las centrales, con el objeto de minimizar las pérdidas, se eleva la tensión desde el valor de la generación hasta el de transmisión a grandes distancias que normalmente suele estar entre los 132kV y los 750kV. Luego de haberse elevado la tensión, la energía es transportada a través de una red de interconexión y a través de una red de transmisión hasta una subestación de transformación que reduce la tensión a niveles que van desde los 66kV hasta los 132kV. A partir de las subestaciones de transformación a través de la red de reparto se envía la energía eléctrica, normalmente mediante anillos que rodean los grandes centros de consumo hasta llegar a las estaciones transformadoras de distribución.

La red de transmisión proporciona la energía a territorios amplios (regiones, países) con potencias importantes (cientos y a veces miles de megavatios) y a grandes distancias. Para ello utilizan tensiones iguales a las redes de interconexión. Por su importancia económica deben poseer una estructura que asegure continuidad de servicio.



Aparte de la función de transporte de electricidad en alta tensión, la fase de transmisión incluye la operación, la coordinación y el despacho económico de la capacidad de generación existente así como la planificación de la red de transmisión a través de un centro de control de electricidad. El tamaño y las condiciones de la red de transmisión dependen de consideraciones de oferta y demanda, de los costos de construcción y mantenimiento y de los costes por pérdidas de energía eléctrica en forma de calor.

En cuanto al aspecto económico de la transmisión podemos decir que presenta economías de escala que se alcanzan gracias al uso de una sola red. Por otro lado, en esta fase también se pueden conseguir importantes economías de alcance y algunas economías de densidad **[10]**

- **Distribución**

La fase de distribución está compuesta por las redes de distribución de media y baja tensión, los cuales se encargan de distribuir la energía eléctrica a los usuarios.

2.3.10.5. Tipos De Mercado

- **Mercado Libre**

En el Perú, uno de los mercados de electricidad es el mercado libre o de grandes consumidores, y en el que se transan consumos superiores a 2.5MW. Las transferencias de electricidad se llevan a cabo entre generadoras-cliente libre y distribuidoras-cliente libre cuya electricidad no se destina al servicio público. Siendo así, en este mercado, la determinación del precio es fijado libremente por oferta y demanda y en coordinación de ambas partes y los precios no está regulada por el OSINERGMIN. En el mercado libre de electricidad participan tres tipos de agentes: Los generadores, los distribuidores y los clientes libres. Estos últimos tienen la libertad de contratar con el tipo de proveedor (generador o distribuidor) Que les brinde mejores condiciones, por lo cual en este mercado compiten los generadores entre sí, y así mimos con



las distribuidoras por brindar el servicio a los clientes libres. El número de usuarios libres atendidos por la generación eléctrica ha venido aumentando en los últimos años, lo contrario a ocurrió con el número de clientes libres atendidos por las empresas de distribución eléctrica. Esto refleja que los usuarios libres se han trasladado de las empresas de distribución a las empresas de generación, debido a las mejores condiciones que estas últimas han venido ofreciendo. Se determinan una diversidad de precios en el mercado libre, ya que dependen de las negociaciones entre generadores y los consumidores libres. Negociaciones que toman en cuenta el tamaño de la compra, las características de consumo y el nivel de tensión de entrega. La entrega en muy alta tensión, se realiza a menores precios, mientras que a las entregas en media tensión le corresponde precios más altos. [12].

➤ **Mercado de Regulado**

En el Perú, este mercado la electricidad generada tiene como destino el consumo público de electricidad, razón por la cual el Estado a través de OSINERGMIN, establece la regulación de su tarifa. Este es un mercado regulado para transacciones por debajo de 2MW y tiene la libertad de ser cliente libre si esta entre 2MW a 2.5 MW, llevadas a cabo por las generadoras y distribuidoras. En este mercado se fija el precio en barra, el que se puede ajustar un 10 % sobre el precio libre o un 10% por debajo del precio libre. En el mercado regulado participan los siguientes agentes: los clientes (regulados), las empresas de distribución eléctrica (distribuidoras) e indirectamente las empresas de generación eléctrica (Generadoras), siendo las distribuidoras las únicas autorizadas para suministrar energía y potencia (capacidad) a los clientes regulados dentro de sus respectivas áreas de concesión. [12].



➤ **Mercado SPOT**

En este mercado, los generadores actúan en un primer momento como ofertantes de electricidad y en otro momento como demandantes de electricidad, de modo que, se llevan a cabo transferencias de potencia y energía entre generadores a costos marginales instantáneos o precios spot fijados por el COES de acuerdo a lo que establece la LCE y su reglamento. La demanda está conformada por las empresas que compran electricidad al resto de empresas, mediante una conexión y el recibimiento de una inyección de electricidad, y también por la oferta de las empresas que venden electricidad a sus similares mediante salida de energía. La razón para comerciar electricidad entre ellos tiene que ver con su capacidad de producción en el momento o ante necesidad de cumplimiento de contratos pactados previamente. Las generadoras que mantienen valorizaciones por transferencias favorables, tienen sus ingresos por ventas al mercado spot, en tanto que, las generadoras que se ven obligadas a comprar al mercador spot para cumplir con sus contratos, sean del mercado libre como del regulado debido a que su capacidad de producción no alcanza a cubrir dichos compromisos, mantienen valorizaciones por transferencia desfavorables y tienen sus egresos por compras al mercado spot. El Diseño del mercado eléctrico peruano es similar al sistema de competencia mayorista. Este se caracteriza por un pool obligatorio, Es decir se cuenta con operador centralizado del sistema que realiza el despacho. Un pool es una manera de introducir mecanismos de mercado, donde se iguala la oferta y la demanda para un mismo periodo, sin tomar en cuenta las transacciones financieras que existan entre las partes. En otras palabras la producción de los generadores entra en una piscina y de ellas se reparte la energía indistintamente a los demandantes, lo que en la práctica significa que el despacho de energía es completamente independiente de los contratos financieros. El COES llama a producir a los generadores en función a sus costos y realiza el balance entre la demanda estimada y la oferta. El precio del



ultimo generador que produce se convierte en el precio spot. (Por lo que recibe la denominación de costo marginal de corto plazo). [\[12\]](#), [\[13\]](#).

2.3.11. Interconexiones eléctricas internacionales

Los sistemas de interconexión en general son elementos físicos que aseguran el desarrollo de intercambios y confiabilidad de suministros de insumos y bienes entre regiones (mercados).

Gaseoductos, oleoductos, caminos, líneas de transmisión eléctrica, redes de comunicación etc.

La exportación de energía eléctrica es una actividad que por su singularidad especial, debe cumplir condiciones particulares en el mercado para su desarrollo.

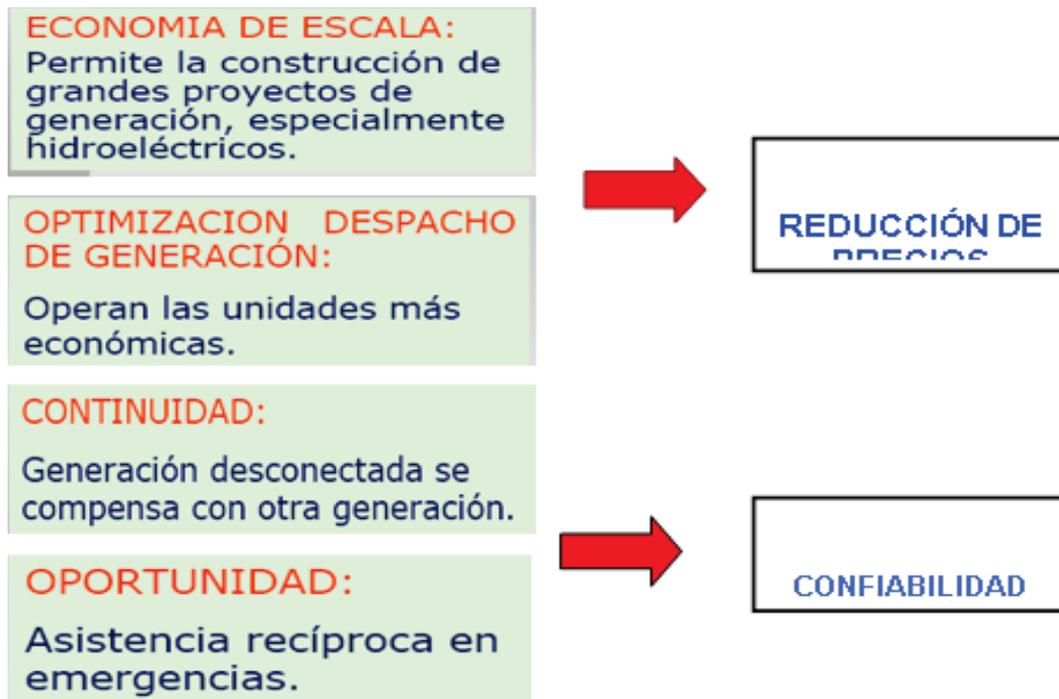
La energía eléctrica es un producto que se genera y se envía directamente a un Sistema Eléctrico Interconectado, medio por el cual se suministra energía al mercado eléctrico (distribuidoras y usuario final). En un mercado eléctrico interconectado los mercados internos y externos son uno sólo, donde la exportación es posible cuando uno de los sistemas produce energía a menor costo (aplicación de las TIE).

Por consiguiente, se requiere una eficiencia de generación para exportar, y para ello un mercado de competencia. Las experiencias de reformas en otros países de la región indican que es “posible instalar mercados de competencia en generación y de clientes libres”

Asimismo la incorporación del gas con precios más bajos que los derivados de petróleo y las nuevas tecnologías de generación térmica ha permitido el aumento de la competencia en mercados de generación marcadamente concentrados.



Figura 2.5. ¿Por qué interconectarse?



Fuente: OLADE

2.3.12. Los tres pilares fundamentales de las interconexiones

- **Redes.-** Un aspecto importante de las interconexiones, es la infraestructura de las redes de transmisión que presentan los países a interconectarse ya que estos deben reforzar su sistema de transmisión, para evitar posteriormente contingencias futuras en sus sistema a consecuencia de las interconexiones realizadas y si estos países ya poseen interconexiones internacionales deben concentrarse en reforzar tales interconexiones para un mejor aprovechamiento de las mismas. [14]
- **Reglas.-** El desarrollo normativo, es fundamental para el aprovechamiento de los beneficios potenciales de la integración, como por ejemplo en el caso de la CAN a través de la decisión 536 que permite las reglas para el intercambio de energía entre sus países miembros, pero también complementarlas con acuerdos



binacionales que permitan un mejor desempeño de las interconexiones eléctricas. [14]

- **Recursos.-** La complementariedad de recursos y la riqueza energética de la región marcan los beneficios potenciales de la integración. [14]

Efectivamente se debe aprovechar la riqueza energética que nos proporcione cada país o región, ya sea debido a sus recursos hidráulicos o térmicos

Entonces como se puede ver las interconexiones están sujetas a estos tres pilares fundamentales, donde el cumplimiento de las mismas llevara a un mejor desarrollo y aprovechamiento de las dichas interconexiones eléctricas internacionales.

Figura 2.6. Pilares de las interconexiones.



Fuente: OLADE

2.3.13. Metodología para transacciones internacionales

La metodología seguida por Colombia y Ecuador para efectivizar las transacciones internacionales de electricidad a corto plazo se basa en una comparación de los precios de



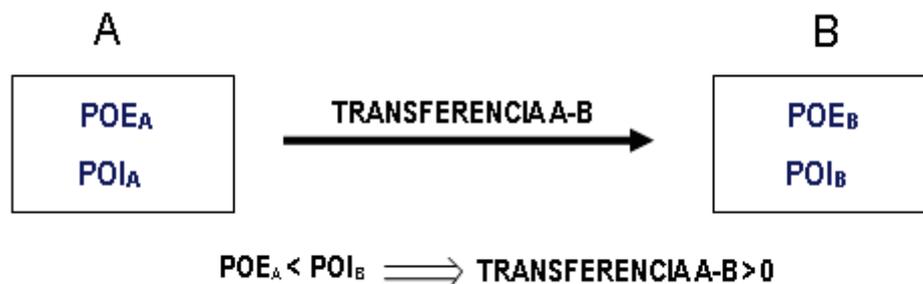
oferta de la energía en ambos países, metodología actualmente empleada en la operación comercial de la interconexión Colombia-Ecuador.

Esta normativa (Decisión CAN 536) establece que los precios de oferta para exportar (POE) deben incluir, a más del costo marginal, todos los otros costos que involucran llevar la energía al nodo frontera de cada país.

Las transferencias energéticas, aplicando las TIE, se establecen comparando el precio de oferta del país exportador con el precio de oferta del país importador (POI), si el precio de oferta de exportación es menor al precio de oferta de importación se cumple la condición suficiente y la transacción se ejecuta y se obtienen las transferencias energéticas entre los sistemas con la cual se procede a la evaluación económica de los beneficios.

La figura siguiente muestra un esquema de la metodología utilizada para encontrar las transferencias energéticas aplicando las TIE

Figura 2.7. metodología de las transacciones internacionales de electricidad (TIE).



Siendo:

POE: Precio de oferta del país exportador

POI: Precio de oferta del país importador

Fuente: Análisis de la Exportación de Energía Eléctrica a Ecuador. UNI-2006



2.3.14. Experiencias de interconexión eléctrica internacionales.

De las experiencias recopiladas de las interconexiones tanto en América Central, MERCOSUR y CAN se puede verificar que se crearon acuerdos marcos para establecer condiciones de competencia en el sector eléctrico entre los diferentes países miembros para los intercambios de energía (TIE), que derivaron en diferentes resultados **[6]**.

Así, en América Central se tiene:

- Un Convenio Constitutivo del Consejo de Electrificación de América Central (CEAC), suscrito en 1985.
- Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, firmado en 1996 y ratificado en 1998.
- Diseño del Mercado Eléctrico Regional (MER), en el 2000, con una Comisión de Integración Eléctrica Regional, CRIE, que actúa como Regulador; y, el Ente Operador Regional, EOR, encargado de la operación técnica y comercial
- Reglamento de Operación de la CRIE, aprobado en el 2000
- Reglamento Transitorio de Operación del MER, aprobado en el 2002 (a fines del 2005 se aprueba el definitivo) Conformación de la Empresa Propietaria de Red S.A., EPR, en 1998, en Panamá y todo esto con un solo objetivo: Establecer las reglas comunes para las transacciones regionales entre los agentes ubicados en los países miembros del SIEPAC, para la integración de un mercado eléctrico común regional.
- En cuanto a las experiencias del grupo de países del MERCOSUR, éstas cuentan con un marco común, denominado “Memorando de entendimiento relativo a los



intercambios eléctricos e integración eléctrica en el MERCOSUR” las cuales han sido complementadas con la firma de acuerdos binacionales que han logrado salvar situaciones de emergencia en algunos casos, así mismo se vienen efectuando coordinaciones para mejorar el marco regulatorio inicial y adecuarlo a la realidad de sus mercados, como también para mejorar la operatividad de sus interconexiones.

- Y finalmente la experiencia del grupo de los países que conforman la CAN, los cuales también cuentan con un “Marco general para la interconexión Sub regional de los sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad” aprobado por la CAN (decisión 536 del año 2002) el cual entre sus principales objetivos es: Asegurar condiciones competitivas en el mercado de electricidad, con precios y tarifas que reflejen costos económicos eficientes.
- **Interconexión eléctrica Perú Ecuador.- [3]** Este proyecto entro en operación en Diciembre del 2004 con la primera etapa de configuración radial en 230KV y 100MW de capacidad, de acuerdo a los estudios realizados por Hidro Quebec Internacional este proyecto cuenta con tres las cuales son las siguientes: Enlace Perú-Ecuador: L.T. Zorritos (Perú) – Machala (Ecuador)
 - 01-12-2004 enlace radial de 100 MW, 230 kV (existente)
 - 01-01-2007 enlace de 125 MW, 230 kV, “Back to Back”
 - 01-01-2010 enlace de 250 MW, 230 kV, “Back to Back”

En esta interconexión el flujo de energía eléctrica es unidireccional (un solo sentido a la vez), pudiéndose presentar problemas de oscilación de potencia entre los sistemas eléctricos de ambos países. Se separará la carga de Machala (80 MW) del sistema ecuatoriano, si es exportación de Perú hacia Ecuador o las cargas de Zorritos y Talara (40 MW) del sistema



peruano, si la exportación es de Ecuador hacia el Perú. El sentido del flujo será determinado de acuerdo al Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad (RIEE) que ambos países deben convenir. [3]

Como se pudo ver en el estudio anteriormente mencionado los benéficos económicos que presenta esta interconexión es mayormente debido a la similitud de los diagramas de carga , a la complementariedad hidrológica y la diferencia de los costos de generación térmica de ambos países gracias a las características de sus grupos y de los costos de los combustible que utilizan, si se habla en términos de cifras esta interconexión tiene valorización de transferencia de energía en esta primera etapa para el Perú de US\$ 23 millones por año y de US\$2.5 millones para Ecuador. [3]

La interconexión Perú-Ecuador es beneficiosa para Ecuador desde el punto de vista de la demanda por que disminuye sus precios de energía y es beneficiosa para el Perú desde el punto de vista de la oferta porque los generadores venden más energía a un mayor precio. La demanda del Perú se perjudica porque suben los precios de la energía, como se tiene previstos en esta primera etapa el aumento del precio es del orden del 1%

Pero lamentablemente esta interconexión en la actualidad no está en operación debido a la falta de armonización de la normatividad de ambos países lo cual es un factor importante como se mencionó anteriormente.

Beneficios de las Interconexiones Eléctricas Internacionales.

Los beneficios que trae el uso de las interconexiones eléctricas internacionales son múltiples, pero para esto debe existir la voluntad de los gobiernos para llegar acuerdos favorable para el desarrollo de estas, dentro de los benéficos más importantes tenemos. [3]

- Optimizar los costos de producción



- Reducir los costos marginales de electricidad
- Disminución de las inversiones de corto plazo
- Incentivo para la expansión y crecimiento de la generación
- Incremento de la calidad de suministro
- Da soluciones en crisis de abastecimiento
- Incrementa la reserva eléctrica.
- Mejora de la confiabilidad y seguridad del suministro bajo condiciones de falla

2.3.14.1. Transmisión en corriente continua [18]

La transmisión en CC hoy en día se ha transformado en una opción práctica en donde la transmisión debe ser hecha a grandes distancias o en donde se requiere transportar grandes capacidades de energía eléctrica. El incremento de la necesidad de energía eléctrica en Europa después de la Segunda Guerra Mundial estimuló a la investigación sobre la transmisión de energía y particularmente en Suecia y Rusia. En 1950 una línea de transmisión experimental de 116 Km. fue colocada entre Moscú y Kasira en 200kv y en 1954 se construyó la primera línea de transmisión CC (HVDC) comercial de 98km de cable submarino con retorno de tierra entre la isla de Gotland y Suiza.

Los tiristores luego fueron aplicados en la transmisión en CC en los inicios de los años 1960 cuando las válvulas de estado sólido se transformaron en una realidad. En 1969 en Canadá fue premiado el primer sistema de transmisión HVDC empleando válvulas de estado sólido. Actualmente el mayor sistema de transmisión en CC tiene un nivel de tensión de +/- 600kV y



una distancia de línea de 785km en Italpu. Brasil. La transmisión en CC actualmente es parte integral de los sistemas de transmisión de energía eléctrica en muchos países en el mundo.

La elección entre el uso de un sistema de transmisión DC o un sistema de transmisión AC se debe a los siguientes aspectos:

Una Línea de transmisión en DC aérea con las torres de soporte podría tener un costo menor por unidad de longitud que el de un sistema en AC para transmitir el mismo nivel de potencia. Sin embargo las estaciones convertidoras son más costosas que las estaciones de una línea en AC. Existe una distancia crítica (breakeven distance) por encima de la cual el costo total de una línea de transmisión en DC resulta menor que su alternativa de transmisión en corriente alterna. Un aspecto importante de la transmisión en DC es que esta tecnología tiene un impacto ambiental menor que su equivalente en AC (campos eléctricos y magnéticos).

Si la transmisión es por cable submarino o subterráneo, la distancia crítica es mucho menor que la transmisión aérea. No es práctico considerar sistemas de transmisión en AC por cable que excedan los 50 Km. pero la transmisión DC por cable que están es servicio y cuya longitud es del orden de los cientos de kilómetros y aun a distancias de 600 Km. o más son consideradas factibles.

Algunos sistemas eléctricos en AC no están sincronizados con las redes de los países vecinos aun cuando la distancia entre ellos es relativamente corta como sucede por ejemplo en Japón donde la mitad del país tiene una red en 60Hz y la otra mitad tiene una red en 50Hz. Es físicamente imposible conectar los dos sistemas AC en forma directa lo que le permita intercambiar potencia entre ellos. Sin embargo si una estación convertidora es colocada en cada sistema con un enlace en DC entre ellos. hará posible la transferencia del flujo de potencia requerido aun cuando los sistemas AC se mantengan asíncronos.



Desde el punto de vista medioambiental, las líneas HVDC se caracterizan por:

- Menor corredor o franja de servidumbre que una línea HVAC para el mismo nivel de potencia, con torres más simples y menor impacto visual.
- Menor efecto corona que en líneas HVAC. Disminución del costo para reducir tal efecto.
- Los campos eléctricos y magnéticos de una línea HVDC son de la misma magnitud que los generados por la Tierra, no afectando a priori a seres vivos.
- Posibilidad de conectar vía cable submarino a sistemas aislados en distancias mayores que con cables HVAC.



3. CAPITULO III

DIAGNOSTICO DE LOS MERCADOS ELÉCTRICOS DE PERÚ Y CHILE

3.1. OBJETIVO DEL CAPITULO

En el presente capitulo se describirá los mercados eléctricos de Perú y Chile, enfatizando en temas de: situación actual de cada sector, institucionalidad, marco normativo y la descripción de mercado, las cifras del sector tal como se detalla y la normatividad de interconexión eléctrica internacional.

3.2. INTRODUCCIÓN

Cada país tiene un mercado eléctrico con características similares entre ellos. Cada mercado eléctrico está conformado por agentes que intervienen en cada proceso de generación, transmisión, distribución y comercialización, asimismo existen organismos reguladores, normativos, operadores, los cuales permiten la operación optima del sistema eléctrico y así un adecuado suministro a todos los usuarios.

En las últimas décadas se realizaron en la mayoría de los países, el cambio de política energética para una nueva visión de desarrollo y lograr la optimización de recursos energéticos, calidad y seguridad energética, competencia de libre mercado y un sistema más desarrollado. Es así que muchos organismos de países optan por interconectar sistemas eléctricos de diferentes países, es el caso de la comunidad andina CAN, que promueve la integración regional con los objetivos de contribuir la seguridad y continuidad de suministro eléctrico, aumento de eficiencia de los sistemas eléctricos (operar el sistema con tecnologías más eficientes) y tener intercambios comerciales, tales son los casos de interconexión eléctrica de Colombia – Ecuador, Perú – Ecuador, Chile – Argentina, Argentina – Paraguay, Paraguay – Brasil , entre otras interconexiones, que a la actualidad funcionan beneficiando a cada país.



Es así con una visión a largo plazo poder tener todos los sistemas eléctricos interconectados aunque para ello se necesita un desarrollo primordialmente político y técnico.

3.3. MERCADO ELÉCTRICO PERUANO

3.3.1. Antecedentes

Con la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N°25844, en adelante, junto con sus normas modificatorias, interpretativas y ampliatorias, referida como la "Ley") y su reglamento (Decreto Supremo 09-93-EM, en adelante junto con sus normas modificatorias, interpretativas y ampliatorias, referida como el "Reglamento"), se produjo un cambio sustantivo en los principios y reglas para el desarrollo de operaciones y actividades en el sector eléctrico peruano. El sistema propuesto por la Ley se apartaba de forma radical de aquel desarrollado por la Ley General de Electricidad.

Dicho cambio se ubica dentro de un contexto global de reformulación de los marcos regulatorios para la actividad eléctrica que viene siendo implementado en diferentes naciones, con el propósito de establecer modelos que permitan la operación eficiente y competitiva de los sistemas o mercados eléctricos. El modelo implementado en el Perú tiene sus antecedentes más próximos en el modelo chileno, el cual a su vez sigue al modelo argentino, teniendo al modelo británico, implementado a principios de los años ochenta, como su antecedente remoto más representativo (por ello, en adelante, toda referencia al modelo peruano se entiende tributaria de sus antecesores, no pretendiéndose indicar que determinadas características o elementos sean propios o exclusivos de dicho modelo).

Con la finalidad de establecer condiciones para un mercado eficiente y competitivo el sistema peruano se basa, a grandes rasgos, en la segmentación de las tres principales actividades (generación, transmisión y distribución) que se desarrollan en el mercado, la especialización



de las empresas eléctricas en cada una de estas actividades, un régimen de libertad de precios para los suministros que pueda efectuarse en condiciones de competencia y un sistema de precios regulados para aquellos suministros que por su naturaleza lo requieran; la interconexión de los sistemas eléctricos y 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).

3.3.2. Situación actual

Actualmente el sistema eléctrico peruano es constituido por instituciones: reguladores, normativos, operador del sistema y agentes de mercado (generadores, transmisores, distribuidores y clientes), el cual en interacción llevan el funcionamiento óptimo de todo el sistema eléctrico.

En los últimos años con el incentivo del gobierno para la creación de nuevas centrales eléctricas, se incrementó la oferta de generación superando la demanda proyectada, estas por problemas sociales y políticos.

La siguiente tabla el resumen operativo del sistema eléctrico peruano del 2015.



Tabla 3-1. Resumen de operación SEIN 2015

Potencia instalada	2015
C. Hidroelectricas (incluye RER)	38.68%
C. Termicas (biomasa y reserva fria)	58.93%
C. Eólicas	1.44%
C. Solares	0.95%
TOTAL	10150 MW
Potencia efectiva	2015
C. Hidroelectricas (incluye RER)	40.05%
C. Termicas (biomasa y reserva fria)	57.44%
C. Eólicas	1.50%
C. Solares	1.00%
TOTAL	9614 MW
Producción - Energía	44540 GWh
CC.HH.	50.40%
CC.TT.	47.70%
RER(solar y eolico)	1.90%
Máxima demanda	6275 MW
Longitud de líneas de transmisión	
220 kV	11621 km
500 kV	1832 km

Fuente : Anuario COES 2015

3.3.3. Problemática actual

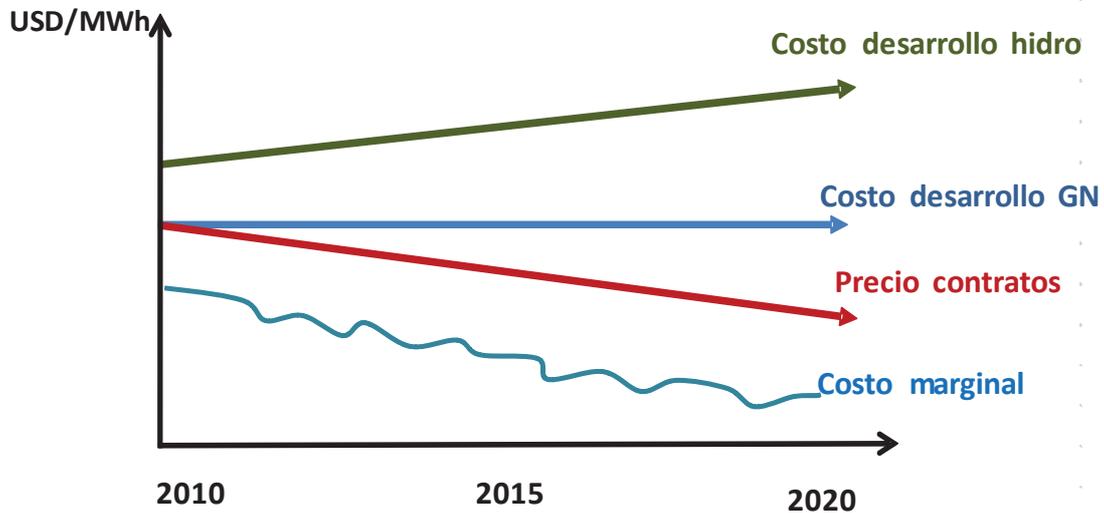
En la siguiente se detallará las problemáticas de generación actual en el sector peruano. [\[17\]](#).

3.3.3.1. Desacople de precios

En el siguiente cuadro se observa cómo se da origen la variación del costo marginal (CMg) promedio de aproximadamente US\$ 20/MWh, desacoplados de los precios de largo plazo y de los costos medios de desarrollo del sistema (niveles de alrededor de US\$ 45/MWh).



Figura 3.1. Desacople de precios.



Fuente : UTEC , presentación Carlos gomero

Causas:

- El Estado ha intervenido discrecionalmente para garantizar un crecimiento fuerte de demanda, creando capacidad nueva instalada de generación desde 2008-2018.
- El pago de potencia es insuficiente para reconocer las inversiones y el Estado ha tenido que promoverlo adicionalmente a través de Proinversión.
- El peaje de transmisión ha sido “la bolsa” donde se han metido una serie de costos adicionales, superando al propio peaje de transporte.
- Se han introducido distorsiones en el mercado:
 - Coste Marginal idealizado, el cual no refleja el costo real de generación.
 - Subdeclaración de precios del gas
 - Subsidios cruzados en el peaje de transmisión, los consumidores eléctricos pagan el desarrollo de la red de gas.



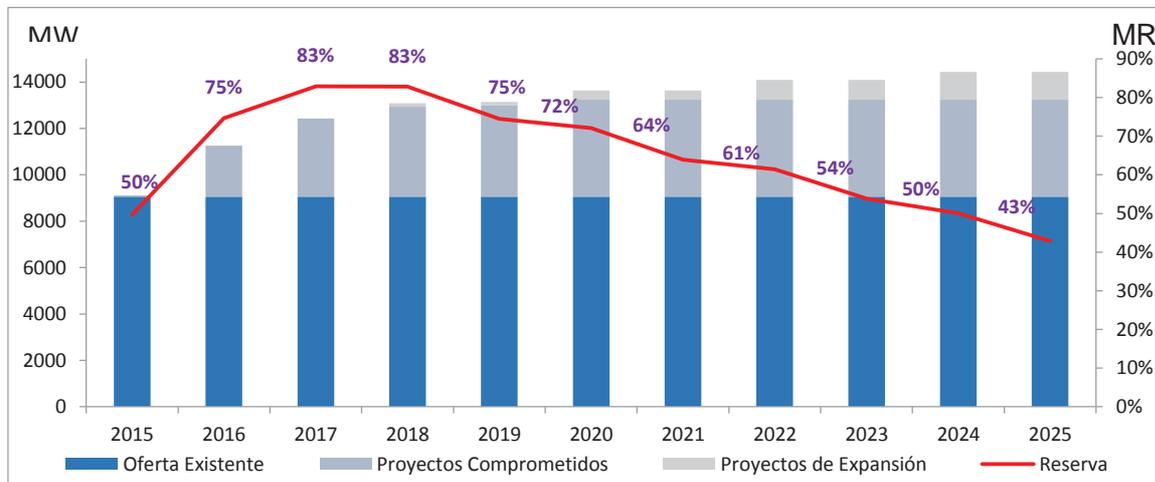
Consecuencias:

- El mercado spot no refleja el costo real de generación.
- Guerra de precios entre generadores y entre generadores y distribuidores (quitando contratos).
- Subsidio cruzado del usuario regulado al libre.
- Rápido proceso de desregulación de facto, lo bueno es mayor competencia y lo malo es la sobrecontratación de las distribuidoras.

3.3.3.2. Sobreoferta en el sistema

El margen de reserva del sistema se sitúa en niveles superiores al 50% . Bajaría a 30% recién hacia el 2025 (sin contar con los 1,200 MW hidros suspendida ni la CT Quillabamba).

Figura 3.2. Margen de reserva del sistema.



Fuente : UTEC , presentación Carlos gomero



3.3.3.3.Sub declaración de precios del gas

Cada año las empresas termoeléctricas del Perú, mediante un proceso realizan la declaración de precios de costos variables CV (costo variable no combustible CVNC y costo variable combustible CVC) al COES.

En la actualidad, la última declaración de precios, se aprecia la sub-declaración de precios de gas del cual el 45% de la potencia de gas natural (GN) está por debajo de 10 \$/MWh y el 85% de la potencia de GN menor de 20 \$/MWh. Toda esta declaración de precio es debido al alto porcentaje de **contrato take or pay** que tienen las centrales eléctricas con la suministradora de gas natural.

La declaración de precios se realiza para la priorización en el despacho del COES, la estrategia de empresas al declarar precios cercanos a cero es con el fin de ser despachadas por el COES, ya que según el contrato take or pay, a fin de mes gaste o no gaste el gas esta deberá de pagar igual.

Esta forma de declaración de precios, el estado les otorgo con la finalidad de que alguna forma las empresas eléctricas subsidien sus contratos Take or Pay y al no ser precios reales (auditados) se hace un mal uso eficiente del gas natural proveniente de Camisea, agotando así las reservas de recursos naturales de la nación.



Figura 3.3. Declaración de precios de gas y costos variables de operación 2016

EMPRESA	P. Efectiva:	PG 2016	CVNC	CVC	CV
	MW	\$/GJ	\$/ MWh	\$/ MWh	\$/ MWh
EGASA	70	0.00	2.02	0.00	2.02
TERMOCHILCA	201	0.00	2.02	0.00	2.02
EGESUR	23	0.00	2.45	0.00	2.45
SDE PIURA	26	0.00	2.69	0.00	2.69
FENIX POWER PERU	570	0.00	3.35	0.00	3.35
SDF ENERGIA	28	0.00	3.90	0.00	3.90
ENGIE C.C.	806	0.19	3.35	1.23	4.57
EEPSA	104	0.49	2.02	5.48	7.50
EDEGEL C.C. Ventanilla	484	1.52	3.35	9.48	12.82
KALLPA C.C.	865	1.59	3.35	10.29	13.64
ENGIE C.A.	113	1.43	3.30	14.56	18.56
EDEGEL C.A. Sta Rosa TG8	188	1.60	2.02	16.46	18.48
KALLPA C.A. Las Flores	195	3.03	2.02	28.31	30.33
EDEGEL C.A. Sta Rosa TG7	230	3.17	2.02	30.57	32.60
TERMOSELVA	177	3.68	3.14	39.83	42.97

Fuente: COES

Figura 3.4. Cuadro de ganadores y perdedores frente a la problemática actual

Generadores	Distribuidoras	Clientes libres	Clientes regulados
 Guerra de precios Los precios tan bajos del mercado spot obligan a colocar su energía en contratos con clientes libres a precios cada vez más deprimidos Dificultades para financiar proyectos en desarrollo/operación	 Guerra de precios con las generadoras para mantener sus clientes libres y potencialmente libres Deben evitar el alto coste de la sobrecontratación Tienen que seguir pagando los contratos LP a las generadoras a precios del pasado	 Grandes beneficiados Están gozando de la reducción de los precios de sus contratos Rompen los contratos actuales pues diferencial de precios compensa la penalización No pagan el costo real de desarrollo del sistema	 Ningún cambio Los menos beneficiados de la evolución de precios en el mercado Son lo que están pagando el costo real de desarrollo No lo verán reflejado en sus tarifas hasta que las Dx realicen nuevas licitaciones

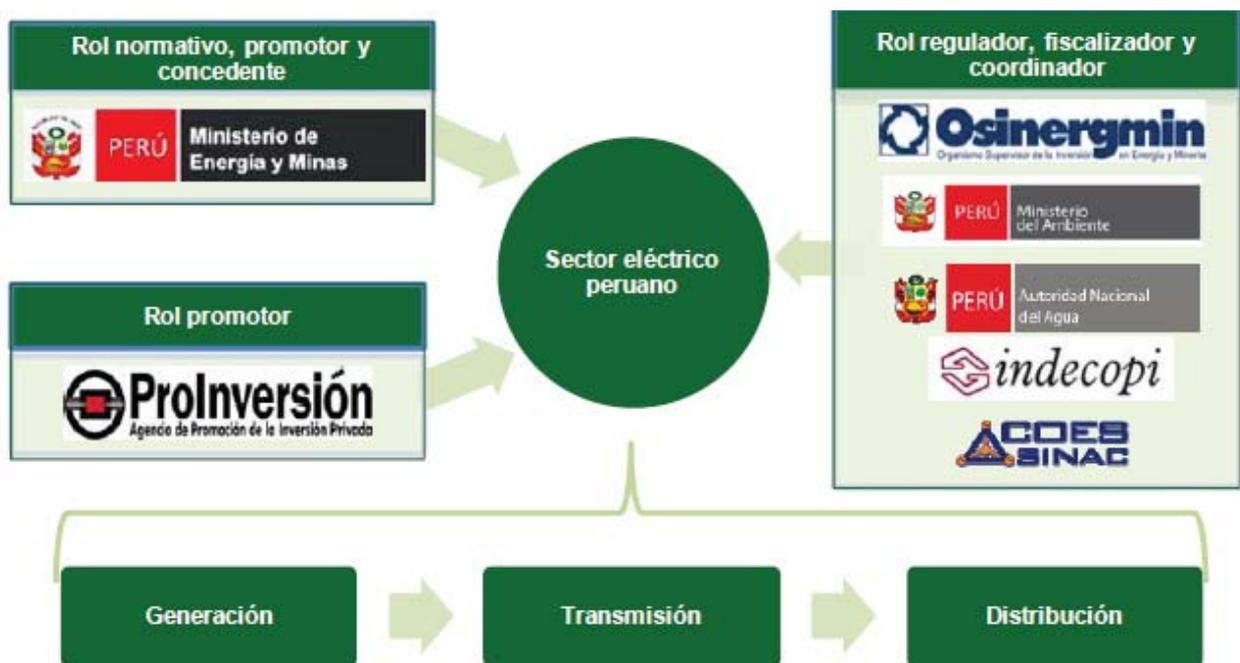
Fuente: UTEC, presentación Carlos Gomero



3.3.4. Instituciones y agentes del sector eléctrico

El sector eléctrico peruano como todos en el mundo cuenta con las siguientes instituciones y agentes del mercado, con fines: normativo, promotor, concedente, regulador, fiscalizador para su funcionamiento

Figura 3.5. Principales Instituciones Participantes en el Sector Eléctrico



Fuente: MINEM

3.3.4.1. Rol normativo y promotor

3.3.4.1.1. Ministerio de energía y minas (MINEM) [1]

El Ministerio de Energía y Minas fue creado mediante Decreto Ley N° 17271 de fecha 03 de diciembre de 1968 y entró en funcionamiento el 01 de abril de 1969. En el Artículo 15° del Decreto Ley N° 17271 se considera que: “Corresponde al Ministerio de Energía y Minas: dirigir, regular y fomentar las actividades mineras y energéticas del país”. Actualmente el

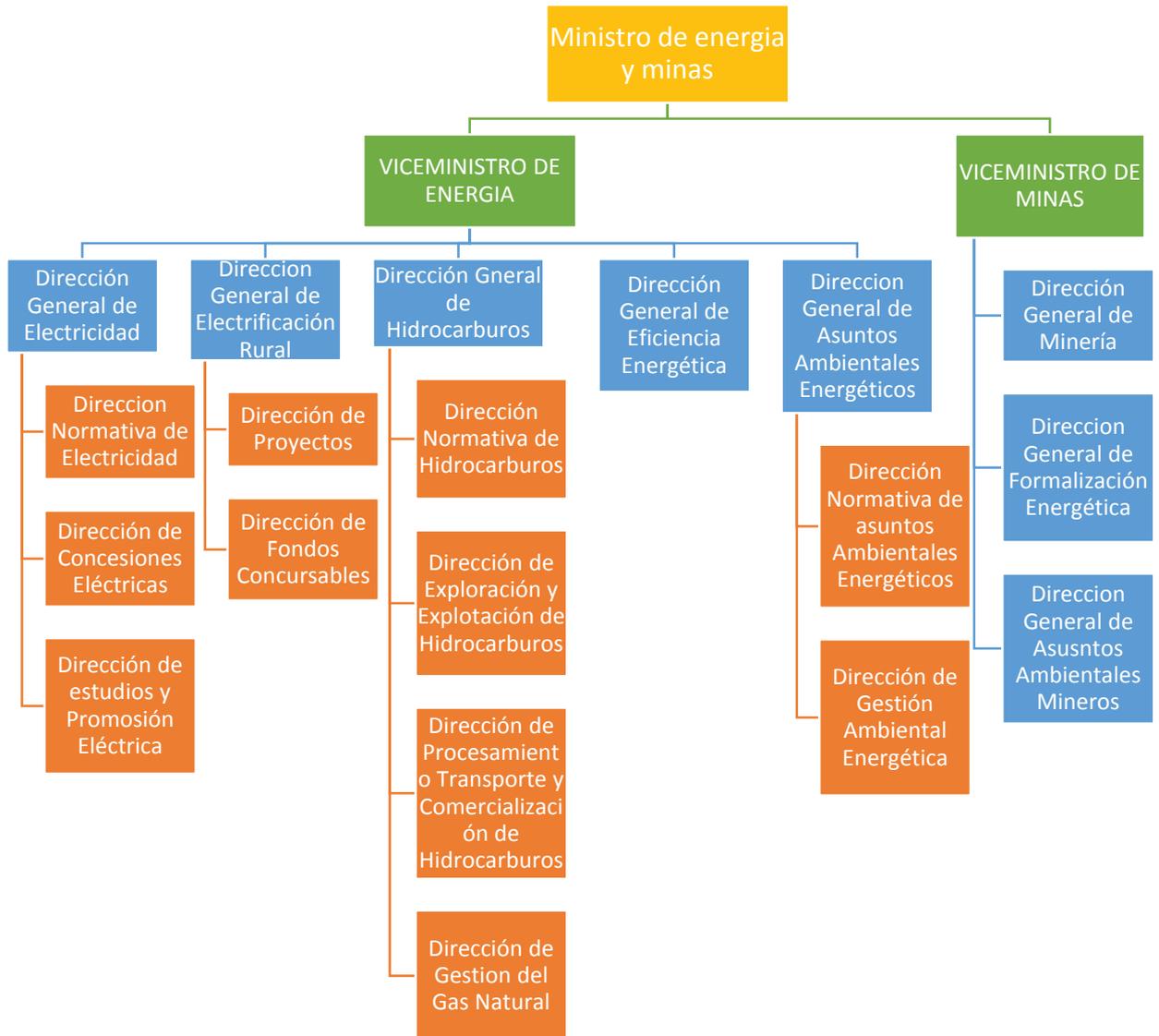


Ministro de Energía y Minas es el Economista Gonzalo Francisco Alberto Tamayo Flores, asumiendo funciones a partir del 29 de Julio del 2016. Y las funciones son:

- Ejecutar y evaluar el inventario de los recursos mineros y energéticos del país;
- Orientar y fomentar la investigación científica y tecnológica en el ámbito de su competencia;
- Coordinar y promover la asistencia técnica en electricidad, hidrocarburos y minería;
- Otorgar, en nombre del Estado, concesiones y celebrar contratos, según corresponda, para el desarrollo de las actividades minero - energéticas de conformidad con la legislación sobre la materia;
- Otras funciones que le asignen las leyes vinculadas a la finalidad del Ministerio;
- Formular y aprobar los Planes Referenciales, los Planes de Desarrollo Sectorial y los Planes Estratégicos Sectoriales e Institucionales en el ámbito de su competencia;
- Ser la autoridad ambiental competente para las actividades minero - energéticas;
- Promover el fortalecimiento de las relaciones armoniosas de las empresas del Sector Energía y Minas con la sociedad civil o población involucrada con el desarrollo de sus actividades;
- Promover el desarrollo de la competitividad en las actividades minero - energéticas;
- Fomentar el uso eficiente de la energía y el aprovechamiento y desarrollo de los recursos energéticos renovables;
- Ejecutar y evaluar el inventario de los recursos minero - energéticos del país;
- Mantener relaciones de coordinación sobre la gestión del desarrollo sectorial sostenible con los Gobiernos Regionales y los Gobiernos Locales;
- Las demás funciones que le asigne la ley, vinculadas al ámbito de su competencia.



Figura 3.6. Estructura Organizacional del MINEM



Fuente: Elaboración propia - MINEM



3.3.4.1.2. Agencia de promoción de la inversión privada (PROINVERSIÓN) [1]

Es la agencia encargada de la promoción de la inversión privada y de conducir las licitaciones o los concursos públicos de proyectos integrales en las actividades del sector eléctrico, se encuentra adscrito al Ministerio de Economía y Finanzas cuyas funciones son:

- El desarrollo de los procesos de promoción de la inversión privada en obras públicas y de servicios públicos, a través de los Comités Especiales y la Dirección de Promoción de Inversiones.
- La promoción y facilitación en diversos servicios de información, orientación y apoyo al inversionista local, regional, nacional y extranjero, así como de contribuir, monitorear y consolidar un ambiente propicio y atractivo para la inversión privada en concordancia con los planes económicos y la política de integración, a través de la Dirección de Servicios al Inversionistas.
- El diseño y promoción de las acciones necesarias para la promoción de la inversión privada en infraestructura y servicios públicos de impacto regional y local, a través de la Dirección de Inversiones Descentralizadas.

3.3.4.2. Rol regulador, fiscalizador y coordinador

3.3.4.2.1. Organismo supervisor de la inversión en la energía y minería (OSINERGMIN) [2]

Es el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, una institución pública encargada de regular y supervisar que las empresas del sector eléctrico, hidrocarburos y minero cumplan las disposiciones legales de las actividades que desarrollan.



Se creó el 31 de diciembre de 1996, mediante la Ley N° 26734, bajo el nombre de Osinerg. Inició el ejercicio de sus funciones el 15 de octubre de 1997, supervisando que las empresas eléctricas y de hidrocarburos brinden un servicio permanente, seguro y de calidad.

Osinergmin tiene personería jurídica de derecho público interno y goza de autonomía funcional, técnica, administrativa, económica y financiera. Las labores de regulación y supervisión de esta institución se rigen por criterios técnicos, de esta manera contribuye con el desarrollo energético del país y la protección de los intereses de la población, y sus funciones son:

- Supervisar y fiscalizar, las actividades de la Minería del régimen general, concerniente a seguridad de la infraestructura.
- Supervisar que las empresas eléctricas del Perú brinden sus servicios de manera segura y confiable.
- Combatir la informalidad en la venta de combustibles y supervisar que en los lotes petroleros, refinерías, cisternas, grifos y locales de venta de gas se cumplan las normas técnicas y de seguridad.
- Establecer las tarifas de la electricidad y del transporte del gas natural.
- Resolver en segunda instancia los reclamos de los usuarios de la electricidad y el gas natural.

3.3.4.2.2. Comité de operación económica del sistema interconectado nacional (COES) [3]

El COES es una entidad privada, sin fines de lucro y con personería de Derecho Público. Está conformado por todos los Agentes del SEIN (Generadores, Transmisores, Distribuidores y Usuarios Libres) y sus decisiones son de cumplimiento obligatorio por los Agentes. Su



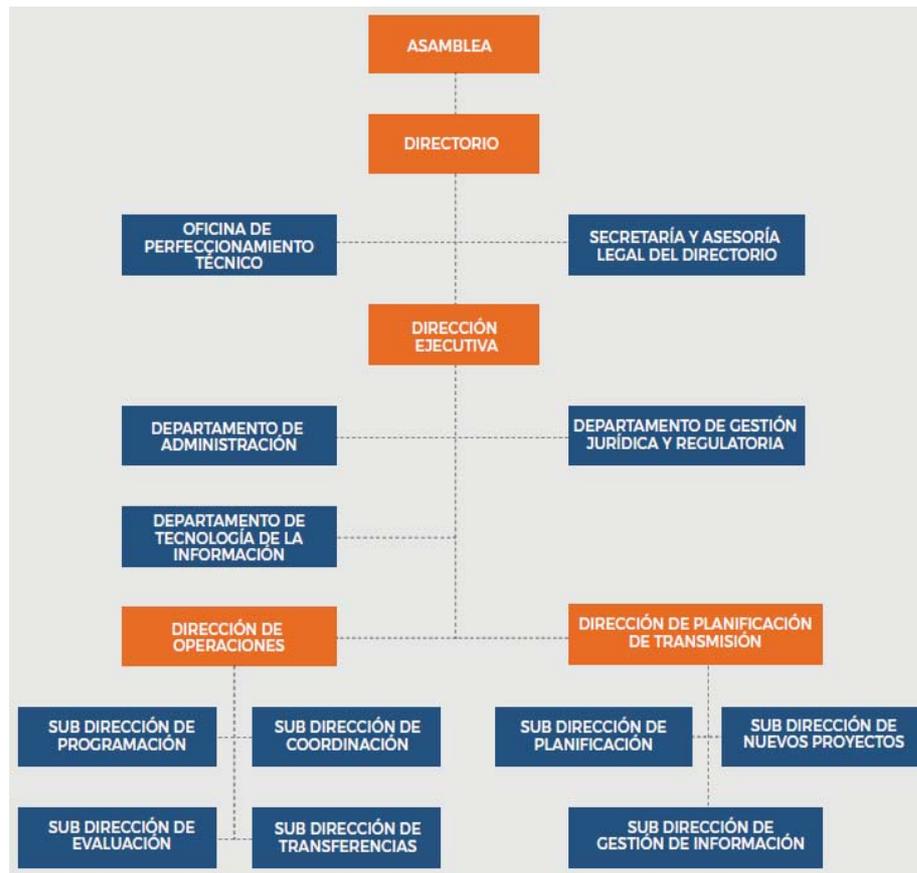
finalidad es coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema, el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, así como planificar el desarrollo de la transmisión del SEIN y administrar el Mercado de Corto Plazo, cuyas funciones son:

- La Dirección de operación, coordina la operación del SEIN y los enlaces de interconexiones internacionales, a corto plazo (diario y semanal) y mediano plazo (mensual, anual y bianual) al mínimo costo, preservando la seguridad y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, así mismo está encargada de la administración del mercado de corto plazo.
- La sub dirección de programación, realiza la programación de operación del SEIN, elabora pronóstico de la demanda de corto plazo, mediano plazo y la programación de los mantenimientos anual, mensual, semanal y diario.
- La sub dirección de evaluación. evalúa el desempeño de la operación del SEIN, identifica los problemas en el sistema y propone las soluciones, supervisa la calidad del suministro eléctrico, elabora información para el cálculo de los costos marginales y otros.
- Sub dirección de coordinación. vela por la calidad, seguridad y economía de la operación, cumpliendo lo previsto en la normativa aplicable, supervisa el sistema constantemente las variables del sistema.
- Sub dirección de transferencias, determina y valoriza las transferencias de potencia y energía entre los integrantes del COES, compensaciones económicas, sistema principal de transmisión (SPT), ingreso tarifario del sistema principal de transmisión IT SPT, participación directa
- Dirección de planificación y transmisión, coordina el desarrollo de la planificación de la operación de largo plazo, planificación de transmisión del SEIN e interconexiones



internacionales, así como otorgar la conformidad a los estudios de pre operatividad para la conexión al SEIN de nuevas instalaciones juntamente con la sub dirección de planificación y sub dirección de nuevos proyectos.

Figura 3.7. Estructura organizacional del COES



Fuente: COES

3.3.4.2.3. Ministerio del ambiente (MINAM)

Creado en mayo de 2008, como organismo rector del sector ambiental. Ciertas funciones relativas al sector ambiental son realizadas por la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos del MEM.



3.3.4.2.4. Autoridad nacional del agua (ANA)

Creada en marzo del 2008, como ente rector y máxima autoridad técnico-normativa del sistema nacional de gestión de los recursos hídricos.

3.3.4.2.5. Instituto nacional de defensa de la competencia y de la protección de la propiedad intelectual (INDECOPI)

Entidad encargada de velar por la competencia en el país, promoviendo el funcionamiento del mercado y defendiendo los derechos de los consumidores. INDECOPI es responsable de velar por el cumplimiento de la ley antimonopolio y anti oligopolio del sector eléctrico.

3.3.5. Marco regulatorio

A inicio de los noventa, el Gobierno inició una intensa promoción de la inversión privada mediante la privatización y concesión de los servicios públicos en el marco de una serie de reformas estructurales. Dentro del sector eléctrico, las reformas se centraron en reemplazar el monopolio estatal verticalmente integrado en todas sus etapas por un nuevo esquema con operadores privados; así, se promovió la competencia mediante la creación de un mercado de clientes libres. Adicionalmente, se crearon mecanismos específicos de regulación en cada segmento como costos auditados en la generación y combinaciones de tasa de retorno en la transmisión y distribución. Producto de la reestructuración iniciada por el Gobierno en el sector eléctrico, el Estado promulgó una serie de Leyes y Reglamentos con la finalidad de asegurar la eficiencia.



3.3.5.1. Ley de concesiones eléctricas (LCE) y su Reglamento (Ley 25844, y D.S. 009-93-EM)

Vigente a partir de 1992, establece como principio general la división de las actividades que conforman el sector eléctrico en tres pilares básicos: generación, transmisión y distribución, de forma tal que más de una actividad no pueda ser desarrollada por una misma empresa. Esta ley establece un régimen de libertad de precios para aquellos suministros que pueden desarrollarse de forma competitiva y un sistema de precios regulados para los suministros que por su naturaleza lo requieran. En diciembre 2004, el Congreso aprobó las modificaciones a la LCE, entre las que destacan la periodicidad - anual, antes semestral-, y el horizonte temporal utilizados en la fijación de las tarifas – proyección de 2 años para la oferta y demanda, antes 4 años.

3.3.5.2. Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica y reglamento (Ley 28832, D.S. 017-2000-EM)

Establece como objetivos principales:

- Asegurar la suficiencia de generación eléctrica eficiente para reducir la exposición del sistema eléctrico peruano a la volatilidad de precios, al racionamiento prolongado por falta de energía y asegurar al consumidor final una tarifa competitiva.
- Reducir la intervención administrativa en la determinación de precios de generación mediante soluciones de mercado.
- Propiciar competencia efectiva en el mercado de generación.



3.3.5.3.Ley que establece mecanismo para asegurar el suministro de electricidad para el mercado regulado (Ley 29179)

Establece que la demanda de potencia y energía que esté destinada al servicio público de electricidad y que no cuente con contratos de suministro de energía que la respalde deberá ser asumida por los generadores conforme al procedimiento que sea establecido por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN).

3.3.5.4.Ley Antimonopolio y anti oligopolio en el sector eléctrico y su reglamento (Ley 26876, D.S. 017-98-ITINCI)

Establece que las concentraciones verticales iguales o mayores al 5% u horizontales iguales o mayores al 15%, en las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica estarán sujetos a un procedimiento de autorización previa a fin de evitar concentraciones que afecten la libre competencia.

3.3.5.5.Normas para la promoción a la inversión privada

El Estado ha promulgado diversos decretos y leyes con el fin de brindar estabilidad jurídica a inversiones extranjeras mediante el reconocimiento de garantías, promover la participación de inversiones en infraestructura de servicios públicos, mejorar la cobertura de los servicios eléctricos, garantizar la libertad de comercio exterior e interior, entre otros.

3.3.6. Sector en cifras

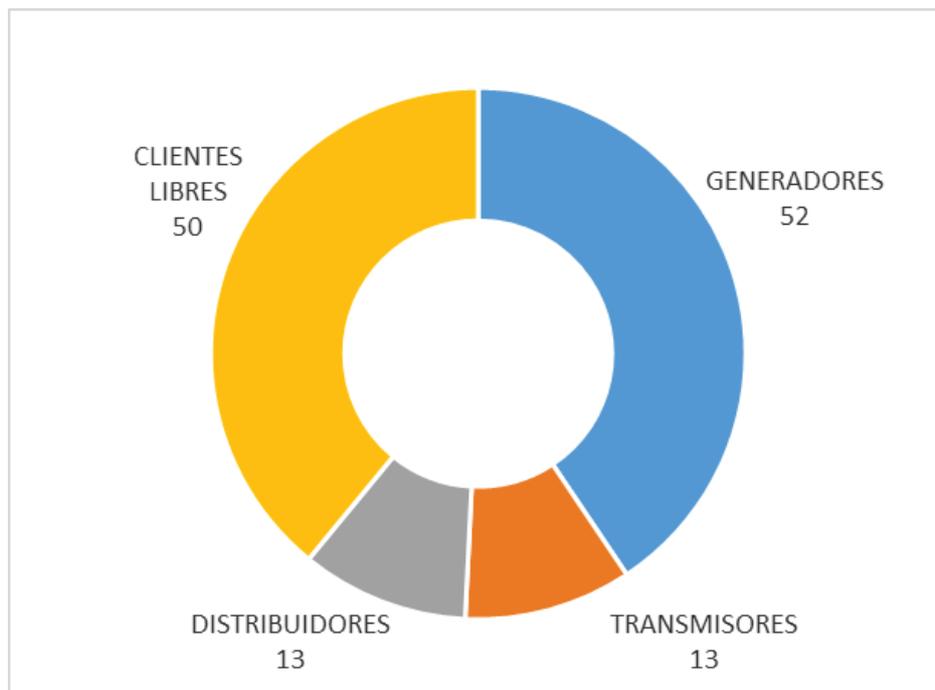
El sector eléctrico peruano es conformado por el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y pequeños sistemas aislados (SSAA) sobre todo en las zonas rurales del país.



Estas instalaciones eléctricas son operadas principalmente por empresas eléctricas para fines de comercialización en el mercado eléctrico dentro de las tres actividades desintegradas por ley: generación, transmisión y distribución.

3.3.6.1. Integrantes del COES

Figura 3.8. Número de integrantes del COES SINAC



Fuente: Elaboración propia, COES



Tabla 3-2. Generadores integrantes del COES 2015

N.	EMPRESA	F. DE INGRESO
1	AGROAURORA S.A.C. *	26/06/2015
2	AGROINDUSTRIAL PARAMONGA S.A.A.	11/03/2010
3	AGUAS Y ENERGÍA PERÚ S.A.	17/03/2011
4	CERRO DEL AGUILA S.A.	25/05/2016
5	CHINANGO S.A.C.	31/05/2009
6	COMPAÑIA ELECTRICA EL PLATANAL	31/03/2009
7	CONSORCIO ELECTRICO DE VILLACURI SAC	17/03/2016
8	DUKE ENERGY EGENOR S. EN C. POR A.	10/06/2008
9	EDEGEL S.A.A.	13/06/2008
10	ELECTRICA SANTA ROSA *	22/02/2011
11	ELECTRICA YANAPAMPA S.A.C. *	09/11/2012
12	EMPRESA CONCESIONARIA ENERGIA LIMPIA SAC *	10/07/2015
13	EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA DE JUNIN S.A.C *	06/10/2014
14	EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA RIO BANOS SAC *	13/06/2016
15	EMPRESA DE GENERACION HUALLAGA S.A. *	18/11/2015
16	EMPRESA DE GENERACION HUANZA SA	22/10/2012
17	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CANCHAYLLO SAC *	24/09/2014
18	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DE AREQUIPA S.A.	19/06/2008
19	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DEL SUR S.A.	19/06/2008
20	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA MACHUPICCHU S.A.	19/06/2008
21	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA SAN GABÁN S.A.	19/06/2008
22	EMPRESA ELECTRICIDAD DEL PERÚ S.A.	12/06/2008
23	EMPRESA ELÉCTRICA DE PIURA S.A. *	10/06/2008
24	ENERGIA EOLICA S,A *	31/03/2014
25	ENGIE ENERGÍA PERÚ S.A.	19/06/2008
26	EMPRESA ELÉCTRICA RIO DOBLE S.A *	04/03/2013
27	FENIX POWER PERÚ S.A.	23/07/2012
28	GENERADORA ENERGÍA DEL PERÚ S.A. *	11/09/2008
29	GTS MAJES, S.A.C. *	28/06/2012
30	GTS REPARTICIÓN, S.A.C.	28/06/2012
31	HIDROCAÑETE S.A. *	13/12/2011
32	HIDROELÉCTRICA HUANCHOR S.A.C. *	09/05/2013
33	HIDROELÉCTRICA SANTA CRUZ SAC	10/02/2009
34	ILLAPU ENERGY S.A. *	18/08/2011
35	INFRAESTRUCTURAS Y ENERGIAS DEL PERU S.A.C. *	22/07/2016
36	KALLPA GENERACIÓN S.A.	10/06/2008
37	MAJA ENERGIA S.A.C.	16/02/2010
38	MOQUEGUA FV S.A.C *	26/09/2014
39	PANAMERICANA SOLAR, S.A.C. *	30/10/2012
40	PARQUE EOLICO MARCONA S.R.L.	05/02/2014
41	PARQUE EOLICO TRES HERMANAS SAC	22/09/2015
42	PETRAMAS SOCIEDAD ANÓNIMA CERRADA	21/10/2011
43	PLANTA DE RESERVA FRIA DE GENERACION DE ETEN S.A. *	20/03/2015
44	SAMAY I S.A.	14/01/2016
45	SDE PIURA SAC *	04/05/2012
46	SDF ENERGIA S.A.C.	05/03/2009
47	SHOUGANG GENERACIÓN ELÉCTRICA S.A.A.	19/06/2008
48	STATKRAFT PERÚ S.A. *	17/07/2015
49	SINDICATO ENERGÉTICO S.A.	26/03/2010
50	TACNA SOLAR S.A.C. *	12/09/2012
51	TERMOCHILCA S.A.	15/07/2013
52	TERMOSELVA S.R.L.	

Fuente: COES



Tabla 3-3. Transmisoras integrantes del COES 2015

N.	EMPRESA	F. DE INGRESO
1	ABY TRANSMISIÓN SUR S.A.	29/11/2013
2	ATN 2 S.A	21/05/2015
3	ATN S.A.	12/10/2010
4	ATN1 S.A	10/06/2014
5	COMPAÑIA TRANSMISORA NORPERUANA S.R.L *	19/06/2008
6	CONSORCIO ENERGETICO DE HUANCVELICA S.A.	19/06/2008
7	CONSORCIO TRANSMANTARO S.A.	10/06/2008
8	ETESELVA S.R.L.	10/06/2008
9	INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA ISA PERÚ S.A.	10/06/2008
10	POMACOCOA POWER S.A.C. *	31/10/2013
11	RED DE ENERGÍA DEL PERÚ S.A.	10/06/2008
12	RED ELÉCTRICA DEL SUR S.A.	19/06/2008
13	TRANSMISORA ELECTRICA DEL SUR SA *	31/03/2014

Fuente: COES

Tabla 3-4. Distribuidoras integrantes del COES 2015

N.	EMPRESA	F. DE INGRESO
1	ELECTRO SUR ESTE S.A.A	19/06/2008
2	ELECTROCENTRO S.A.	19/06/2008
3	EMPRESA CONCESIONARIA DE ELECTRICIDAD DE UCAYALI S.A.	22/07/2016
4	EMPRESA REGIONAL DE SERVICIO PUBLICO DE ELECTRICIDAD DE PUNO S.A.A.	24/04/2014
5	EMPRESA REGIONAL DE SERVICIO PUBLICO DE ELECTRICIDAD DEL ORIENTE S.A.	19/08/2016
6	EMPRESA REGIONAL DE SERVICIO PUBLICO DE ELECTRICIDAD ELECTRONORTE MEDIO S.A.	19/06/2008
7	EMPRESA REGIONAL DE SERVICIO PUBLICO DE ELECTRICIDAD ELECTROSUR S.A.	24/07/2008
8	ELECTRO DUNAS S.A.A.	19/06/2008
9	ELECTRONOROESTE S.A.	18/06/2008
10	EMPRESA REGIONAL DE SERVICIO PÚBLICO DE ELECTRICIDAD DEL NORTE S.A.	19/06/2008
11	EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE LIMA NORTE S.A.A.	19/06/2008
12	LUZ DEL SUR S.A.A.	19/06/2008
13	SOCIEDAD ELÉCTRICA DEL SUR OESTE S.A.	18/06/2008

Fuente: COES



Tabla 3-5. Clientes libres integrantes del COES 2015

N.	EMPRESA	F. DE INGRESO
1	ADMINISTRADORA JOCKEY PLAZA SHOPPING CENTER S.A. *	24/04/2014
2	CEMENTOS PACASMAYO S.A.A.	19/06/2008
3	COMPANIA MINERA CHUNGAR S.A.C. *	06/10/2016
4	COMPAÑIA DE MINAS BUENAVENTURA S.A.A.	19/06/2008
5	COMPAÑIA INDUSTRIAL TEXTIL CREDISA - TRUTEX S.A.A.	18/06/2008
6	COMPAÑIA MINERA ANTAPACCA Y S.A.	18/06/2008
7	COMPAÑIA MINERA CASAPALCA S.A.	23/05/2011
8	COMPAÑIA MINERA CONDESTABLE S.A. *	13/06/2008
9	COMPAÑIA MINERA MILPO S.A.A.	19/06/2008
10	COMPAÑIA MINERA MISKI MAYO S.R.L.	12/08/2010
11	COMPAÑIA MINERA SAN IGNACIO DE MOROCOCHA S.A.A	24/07/2014
12	COMPAÑIA MINERA ANTAMINA S.A.	18/06/2008
13	COMPAÑIA MINERA ARES S.A.C.	19/06/2008
14	CORPORACIÓN ACEROS AREQUIPA S.A.	19/06/2008
15	DOE RUN PERU S.R.L.	19/06/2008
16	EMPRESA MINERA LOS QUENUALES S.A.	19/06/2008
17	EXSA S.A.	19/06/2008
18	EMPRESA ADMINISTRADORA CERRO S.A.C.	15/05/2013
19	EMPRESA SIDERÚRGICA DEL PERÚ S.A.A.	23/04/2009
20	FUNDICION CALLAO S.A.	19/06/2008
21	GLORIA S.A.	19/06/2008
22	GOLD FIELDS LA CIMA S.A.	19/06/2008
23	HUDBAY PERU S.A.C	19/04/2016
24	INDUSTRIAS CACHIMAYO S.A.	08/01/2009
25	KIMBERLY-CLARK PERU S.R.L	24/04/2014
26	MESSER GASES DEL PERÚ S.A.	19/06/2008
27	METALURGICA PERUANA S.A.	18/06/2008
28	MINERA AURIFERA RETAMAS S.A	15/07/2014
29	MINERA CHINALCO PERU S.A.	06/09/2013
30	MINERA LAS BAMBAS S.A.	22/05/2014
31	MINSUR S.A.	19/06/2008
32	MOLY-COP ADESUR S.A.	10/06/2014
33	MINERA BARRICK MISQUICHILCA S.A.	23/10/2008
34	MINERA YANACOCHA S.R.L.	19/06/2008
35	OPP FILM S.A.	17/06/2014
36	OWENS ILLINOIS PERU SA *	19/08/2016
37	PAPELERA NACIONAL S.A.	19/06/2008
38	PRODUCTOS TISSUE DEL PERÚ S.A.	19/06/2008
39	QUIMPAC S.A.	19/06/2008
40	SAN MIGUEL INDUSTRIAS PET S.A.	17/03/2015
41	SHOUGANG HIERRO PERU S.A.A.	18/06/2008
42	SOCIEDAD MINERA CERRO VERDE S.A.A.	19/06/2008
43	SOUTHERN PERÚ COPPER CORPORATION, SUCURSAL DEL PERÚ	19/06/2008
44	TRUPAL S.A. *	08/05/2013
45	TECNOLÓGICA DE ALIMENTOS S.A.	19/06/2008
46	UNION ANDINA DE CEMENTOS S.A.A.	19/06/2008
47	UNIÓN DE CERVECERÍAS PERUANAS BACKUS Y JOHNSTON S.A.A	19/06/2008
48	VOTORANTIM METAIS - CAJAMARQUILLA S.A.	12/08/2014
49	VOLCAN COMPAÑIA MINERA S.A.A.	19/06/2008
50	YURA S.A.	19/06/2008

Fuente: COES



3.3.6.2. El parque generador

El sistema eléctrico peruano a diciembre del 2015 con una potencia instalada de 10,150.00 MW, 9,613.85 MW de potencia efectiva, con una producción anual de 44,540.04 GW.h de central del tipo hidroeléctrica, termoeléctrica , eólico y solar.

Las centrales hidroeléctricas cuentan con un parque generador conformando por unidades: Pelton 81,3% (3 130,2 MW), Francis 18,16% (699,2 MW), Kaplan 0,41% (15,7 MW) y Turgo 0,13% (5,0 MW)

Las centrales termoeléctricas cuentan con un parque generador conformado por unidades de: Combinado con 49,34% (2 724,5 MW), Turbogás 43,28% (2 389,6 MW), Turbo vapor 5,82% (321,5 MW) y los Motores Diesel con 1,56% (86,2 MW).

La incorporación de la tecnología solar y eólica en el parque generador, las Celdas Solares con Paneles Fotovoltaicos 1,0% (96 MW) y aerogeneradores 1,40% (146 MW).

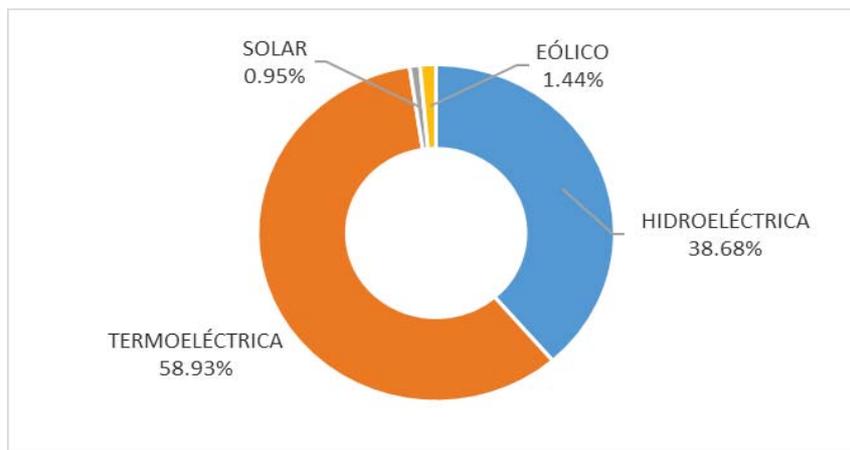


Tabla 3-6. Potencia Instalada del SEIN

TIPO DE CENTRAL	POTENCIA (MW)	PARTICIPACIÓN %
HIDROELÉCTRICA	3,926.51	38.7%
TERMOELÉCTRICA	5,981.48	58.9%
SOLAR	96.00	0.9%
EÓLICO	146.01	1.4%
TOTAL	10,150.00	100.0%

Fuente: COES

Figura 3.9. Potencia Instalada del SEIN



Asimismo, en la siguiente tabla se detalla la potencia efectiva del SEIN, por tipo de generación eléctrica y también en la figura se especifica el porcentaje que representa.

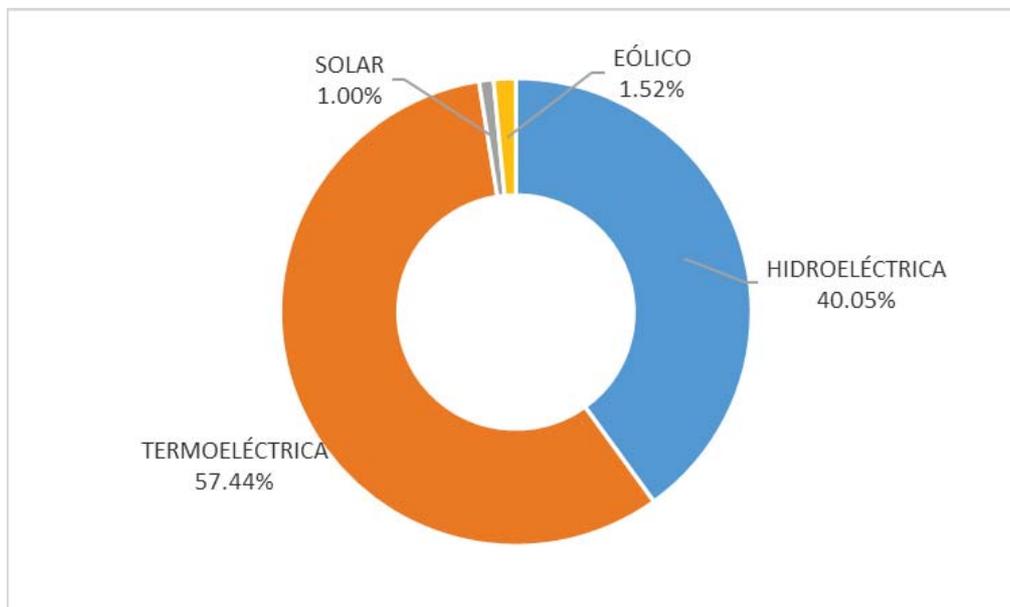


Tabla 3-7. Potencia Efectiva del SEIN

TIPO DE CENTRAL	POTENCIA (MW)	PARTICIPACIÓN %
HIDROELÉCTRICA	3,850.10	40.0%
TERMOELÉCTRICA	5,521.74	57.4%
SOLAR	96.00	1.0%
EÓLICO	146.01	1.5%
TOTAL	9,613.85	100.0%

Fuente: COES

Figura 3.10. Potencia Efectiva del SEIN



La producción anual del 2015 llegó a ser 44,540.04 GW.h, del cual en la tabla siguiente detalla según el tipo de generación y en la figura el porcentaje que representa cada una.

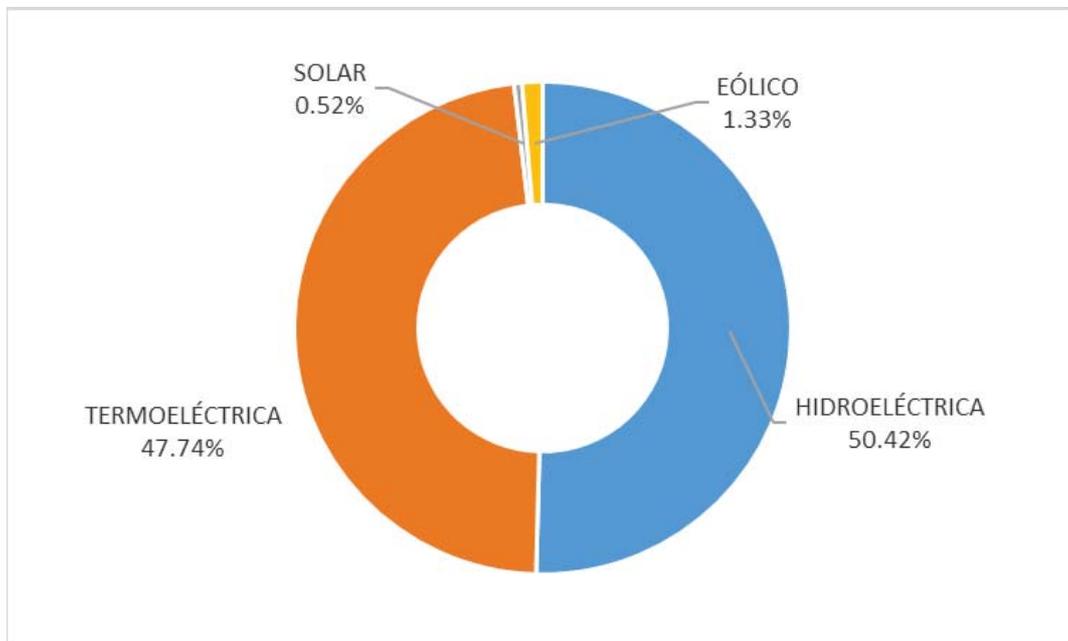


Tabla 3-8. Producción de energía del SEIN

TIPO DE CENTRAL	ENERGIA (GW.h)	PARTICIPACIÓN %
HIDROELÉCTRICA	22,456.21	50.4%
TERMOELÉCTRICA	21,262.16	47.7%
SOLAR	230.95	0.5%
EÓLICO	590.72	1.3%
TOTAL	44,540.04	100.0%

Fuente: COES

Figura 3.11. Producción de energía del SEIN





A. Centrales hidroeléctricas

Tabla 3-9. Centrales hidroeléctricas 2015

EMPRESAS	CENTRAL	POTENCIA EFECTIVA (MW)	CAUDAL TURBINABLE (*) (m3/s)	ENERGÍA (GW.h)	VOLUMEN TURBINADO (Millones de m ³)	RENDIMIENTO MEDIO (KW.h/m3)
STATKRAFT	CAHUA	43.11	22.86	310.13	591.98	0.52
	MALPASO	48.02	71.00	273.00	1,453.09	0.19
	OROYA	9.48	6.45	61.47	150.55	0.41
	PACHACHACA	9.65	6.56	48.45	118.56	0.41
	YAUPI	113.69	29.05	808.05	743.32	1.09
	GALLITO CIEGO	38.15	44.80	170.93	722.69	0.24
	PARIAC	4.95	2.20	29.72	47.54	0.63
	HUAYLLACHO	0.19	0.15	0.91	2.64	0.34
	MISAPUQUIO	3.87	2.00	25.39	47.29	0.54
	SAN ANTONIO	0.58	2.92	2.96	53.59	0.06
	SAN IGNACIO	0.42	2.50	1.69	35.99	0.05
	CHEVES	171.68	33.80	204.82	145.17	1.41
EGENOR	CAÑON DEL PATO	263.49	77.00	1,580.22	1,662.45	0.95
	CARHUAQUERO	95.11	23.00	515.25	448.56	1.15
	CARHUAQUERO IV	9.98	2.50	79.82	71.98	1.11
	CAÑA BRAVA	5.71	19.50	32.31	397.16	0.08
ELECTROPERÚ	MANTARO	678.71	106.00	5,441.34	3,059.34	1.78
	RESTITUCIÓN	219.44	105.13	1,728.53	2,981.25	0.58
EDEGEL	CALLAHUANCA	84.17	25.30	615.71	666.30	0.92
	HUAMPANI	30.14	18.50	234.04	517.15	0.45
	HUINCO	267.83	26.04	1,307.19	457.54	2.86
	MATUCANA	137.02	15.84	890.73	370.69	2.40
	MOYOPAMPA	69.15	19.32	554.66	557.79	0.99
CHINANGO	YANANGO	42.61	20.00	234.90	396.94	0.59
	CHIMAY	152.22	87.70	888.15	1,842.06	0.48
ENERSUR	YUNCAN	136.69	29.91	901.05	709.79	1.27
	QUITARACSA	118.00	15.00	88.46	40.48	2.19
ELEC. SANTA R	PURMACANA	1.79	2.50	5.88	29.57	0.20
SINERSA	POECHOS II	10.00	60.00	56.78	1,226.14	0.05
EGASA	CHARCANI I	1.73	7.60	13.79	218.28	0.06
	CHARCANI II	0.60	6.00	4.87	175.26	0.03
	CHARCANI III	4.58	10.00	37.13	291.80	0.13
	CHARCANI IV	15.30	15.00	88.88	313.66	0.28
	CHARCANI V	144.62	24.90	538.40	333.71	1.61
	CHARCANI VI	8.95	15.00	51.85	312.94	0.17
EGESUR	ARICOTA I	22.50	4.60	50.47	37.15	1.36
	ARICOTA II	12.40	4.60	36.85	49.22	0.75
EGEMSA	MACHUPICCHU	188.61	30.00	985.35	564.22	1.75
SAN GABAN	SAN GABAN	113.10	19.00	796.96	481.99	1.65
GEPSA	LA JOYA	10.01	10.00	52.64	189.38	0.28
SANTA CRUZ	SANTA CRUZ I	6.96	6.00	34.75	107.87	0.32
	SANTA CRUZ II	7.42	6.00	37.44	108.91	0.34
	HUASAHUASI I	9.65	7.20	51.52	138.42	0.37
	HUASAHUASI II	10.05	7.20	53.74	138.59	0.39
MAJA ENERGÍA	RONCADOR	3.64	12.00	22.87	271.40	0.08
AYEPSA	PIAS	11.99	5.94	70.43	125.67	0.56
CELEPSA	PLATANAL	222.50	40.99	1,172.24	777.45	1.51
HIDROCAÑETE	NUEVA IMPERIAL	3.96	7.50	27.09	184.53	0.15
HUANCHOR	HUANCHOR	19.63	10.00	145.84	267.43	0.55
RIO DOBLE	LAS PIZARRAS	19.20	22.97	98.19	422.91	0.23
YANAPAMPA	YANAPAMPA	3.92	22.97	25.20	532.05	0.05
EMGHUANZA	HUANZA	98.32	16.32	472.19	282.17	1.67
EJEJUNÍN	RUNATULLO II	19.97	7.17	103.25	133.48	0.77
	RUNATULLO III	19.97	5.51	115.22	114.47	1.01
LUZ DEL SUR	SANTA TERESA	99.71	61.00	245.44	540.54	0.45
EGECSAC	CANCHAYLLO	5.00	7.00	31.08	156.66	0.20
TOTAL		3,850.12		22,456.21	26,817.75	0.73

Fuente: COES – Plan de transmisión 2017-2026



B. Centrales termoeléctricas

Tabla 3-10. Centrales termoeléctricas 2015

TIPO DE COMBUSTIBLE	EMPRESAS	ENERGÍA (GWh)	PARTICIPACIÓN %	CONSUMO	PARTICIPACIÓN %	RENDIMIENTO
LIQUIDOS	TOTAL	214.13	100.00	60.89 Miles de m3	100.00	
	ENERSUR	96.93	45.27	24.82 Miles de m3	40.77	3,904.56 kWh/m3
	PLANTA ETEN	31.15	14.55	8.33 Miles de m3	13.67	3,741.15 kWh/m3
	EDEGEL	27.10	12.66	7.96 Miles de m3	13.07	3,406.11 kWh/m3
	EEPSA	18.63	8.70	5.69 Miles de m3	9.35	3,271.37 kWh/m3
	CERRO VERDE	16.50	7.71	5.07 Miles de m3	8.33	3,252.01 kWh/m3
	EGASA	15.23	7.11	4.12 Miles de m3	6.76	3,698.22 kWh/m3
	SHOUGESA	5.34	2.49	4.01 Miles de m3	6.58	1,333.31 kWh/m3
	ELECTROPERU	1.94	0.90	0.45 Miles de m3	0.74	4,295.50 kWh/m3
	SAN GABAN	1.31	0.61	0.43 Miles de m3	0.70	3,083.70 kWh/m3
	EGEMSA	0.01	0.00	0.01 Miles de m3	0.02	470.17 kWh/m3
GAS NATURAL	TOTAL	20,672.67	100.00	4,260.05 Millones de m3	100.00	
	EDEGEL	3,617.22	17.50	770.64 Millones de m3	18.09	4,693.82 kWh/MPC
	TERMOSELVA	440.74	2.13	168.95 Millones de m3	3.97	2,608.70 kWh/MPC
	KALPA	5,165.75	24.99	982.39 Millones de m3	23.06	5,258.37 kWh/MPC
	EEPSA	565.67	2.74	188.78 Millones de m3	4.43	2,996.41 kWh/MPC
	SDE PIURA	143.21	0.69	47.06 Millones de m3	1.10	3,042.85 kWh/MPC
	SDF ENERGIA	235.02	1.14	68.79 Millones de m3	1.61	3,416.46 kWh/MPC
	EGASA	524.09	2.54	171.72 Millones de m3	4.03	3,052.07 kWh/MPC
	ENERSUR	5,837.72	28.24	1,076.54 Millones de m3	25.27	5,422.65 kWh/MPC
	EGESUR	142.50	0.69	33.82 Millones de m3	0.79	4,213.98 kWh/MPC
	TERMOCHILCA	379.71	1.84	105.61 Millones de m3	2.48	3,595.37 kWh/MPC
FÉNIX POWER	3,621.05	17.52	645.76 Millones de m3	15.16	5,607.43 kWh/MPC	
CARBÓN	TOTAL	248.09	100.00	86.55 Miles de Tn	100.00	
	ENERSUR	248.09	100.00	86.55 Miles de Tn	100.00	2.87 kWh/kg
BAGAZO	TOTAL	90.54	100.00	375.75 Miles de Tn	100.00	
	AIPSA	83.45	92.17	350.48 Miles de Tn	93.27	0.24 kWh/kg
	AURORA	7.09	7.83	25.27 Miles de Tn	6.73	0.28 kWh/kg
BIOGÁS	TOTAL	36.72	100.00	25.72 Millones de m3	100.00	
	PETRAMAS	29.33	79.88	20.68 Millones de m3	80.38	1,418.70 kWh/MPC
	ECELIM	7.39	20.12	5.05 Millones de m3	19.62	1,464.00 kWh/MPC

Fuente: COES – Plan de transmisión 2017-2026

C. Centrales eólicas

Tabla 3-11. Centrales eólicas 2015

EMPRESA	CENTRAL	UNIDAD (AEROGENERADOR)	POT. INT. A	POT. EFECT.	PRODUCCIÓN	FECHA DE	BARRA DE	TENSIÓN (kv)	UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE CENTRAL
			DIC 2015 (MW)	A DIC 2015 (MW)	DE ENERGÍA (GW.h)	INGRESO AL COES	CONEXIÓN AL SEIN		
ENERGÍA EÓLICA	C.E. CUPISNIQUE	45	83.15	83.15	302.69	3/09/2014	GUADALUPE	220	LA LIBERTAD
	C.E. TALARA	17	30.86	30.86	143.42	3/09/2014	PARIÑAS	220	TALARA
PE MARCONA	C.E. MARCONA	11	32.00	32.00	140.36	25/04/2014	MARCONA	220	ICA
TOTAL			146.01	146.01	586.47				

Fuente: COES – Plan de transmisión 2017-2026



D. Centrales solares

Tabla 3-12. Centrales solares 2015

EMPRESA	CENTRAL	UNIDAD (MODULOS)	POT. INT. A DIC 2015 (MW)	POT. EFECT. A DIC 2015 (MW)	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA (GW.h)	FECHA DE INGRESO AL COES	BARRA DE CONEXIÓN AL SEIN	TENSIÓN (kV)	UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE CENTRAL
GTS MAJES	C.S. MAJES	55584	20.00	20.00	45.89	31/10/2012	PEDREGAL	138	AREQUIPA
GTS REPARTICIÓN	C.S. REPARTICIÓN	56208	20.00	20.00	44.65	31/10/2012	REPARTICIÓN	138	AREQUIPA
MOQUEGUA FV	C.S. MOQUEGUA FV	63480	16.00	16.00	46.92	31/12/2014	IAMERICANA SC	138	MOQUEGUA
PANAMERICANA SOLAR	C.S. PANAMERICANA SOLAR	71334	20.00	20.00	49.54	31/12/2012	ILO 3	138	MOQUEGUA
TACNA SOLAR	C.S. TACNA SOLAR	74988	20.00	20.00	43.96	31/10/2012	LOS HÉROES	66	TACNA
TOTAL			96.00	96.00	230.95				

Fuente: COES – Plan de transmisión 2017-2026

3.3.6.3.El sistema de transmisión

Tabla 3-13. Evolución del sistema de transmisión 2015

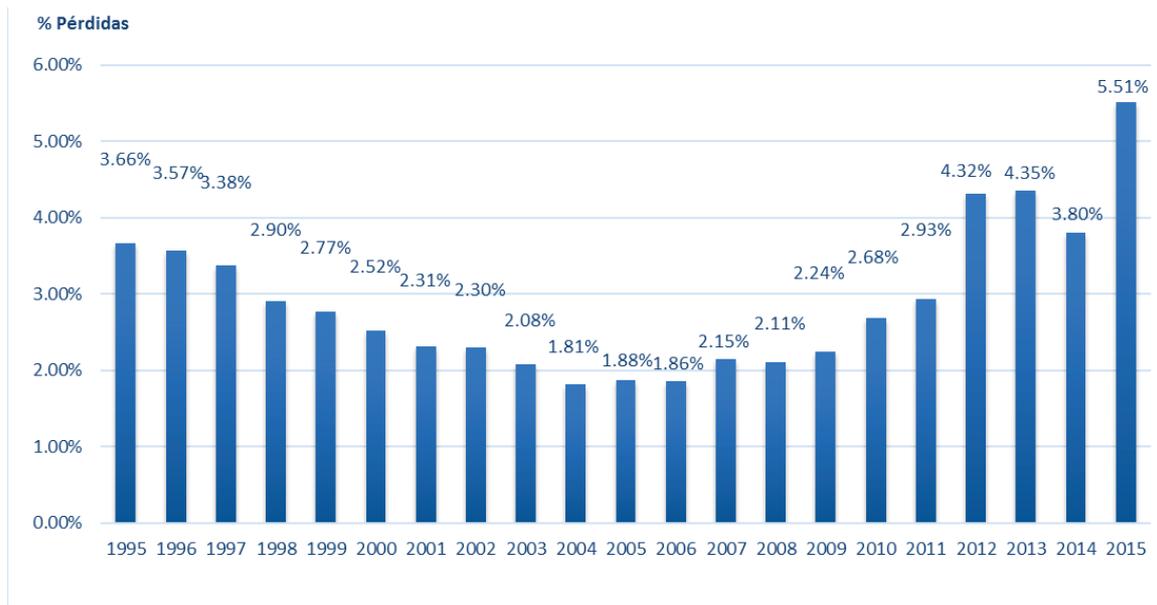
AÑO	LONGITUD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN (km)				TOTAL
	500 kV	220 kV	138 kV	< 69 kV	
2005		5,845.25	2,670.57	1,220.72	9,736.55
2006		5,924.49	2,870.90	1,220.72	10,016.12
2007		5,963.11	2,878.84	1,244.38	10,086.34
2008		6,381.39	2,890.84	1,336.08	10,608.32
2009		8,153.84	3,212.59	1,698.75	13,065.18
2010		8,265.93	3,738.51	1,884.38	13,888.82
2011*	89.80	9,661.59	4,381.04	7,020.15	21,152.58
2012*	611.80	9,770.88	4,386.24	7,219.43	21,988.35
2013*	1,509.82	10,058.92	4,417.86	7,366.07	23,352.67
2014*	1,831.76	10,740.58	4,540.49	7,698.88	24,811.71
2015*	1,831.76	11,621.08	4,554.35	7,802.17	25,809.36

(*) Se ha considerado líneas de transmisión existente de las empresas distribuidoras y libres integrantes y no integrantes

Fuente: COES – Plan de transmisión 2017-2026



Figura 3.12. Evolución anual de las pérdidas en el sistema principal de transmisión 1995 – 2015



Fuente: COES – Anuario 2015

3.3.6.4. Características de la demanda

La máxima demanda coincidente del SEIN del 2015, fue el 25 de noviembre a horas 7:45pm con 6,274.56 MW, siendo esta la máxima demanda anual registrada compuesta por el consumo de clientes libres y clientes regulados.

En las siguientes figuras se detallan la evolución de la demanda de energía del SEIN



Tabla 3-14. Evolución de demanda y factor de carga 2015

Mes	Potencia Mínima (MW)	Potencia Máxima (MW)	Producción de Energía (GWh)	Factor de Carga	Relación P. Mín / P. Máx
ENERO	3,436.13	5,793.56	3,662.80	0.85	0.59
FEBRERO	3,900.46	5,827.68	3,383.12	0.86	0.67
MARZO	3,929.83	6,036.16	3,774.42	0.84	0.65
ABRIL	3,723.85	5,939.29	3,592.47	0.84	0.63
MAYO	3,789.45	5,944.09	3,729.72	0.84	0.64
JUNIO	3,927.30	5,886.08	3,620.31	0.85	0.67
JULIO	3,749.93	5,883.05	3,698.06	0.84	0.64
AGOSTO	3,901.76	5,848.67	3,736.97	0.86	0.67
SETIEMBRE	3,867.28	5,900.37	3,658.33	0.86	0.66
OCTUBRE	4,140.19	6,018.07	3,862.55	0.86	0.69
NOVIEMBRE (*)	4,047.66	6,331.49	3,792.99	0.83	0.64
DICIEMBRE (*)	3,892.93	6,302.17	4,028.29	0.86	0.62
ANUAL	3,436.13	6,331.49	44,540.04	0.80	0.54

(*) Incluyen la exportación de electricidad a Ecuador que fueron de 56,928 MW y 57,885 MW para los meses de noviembre y diciembre

Fuente: COES – Anuario 2015

Figura 3.13. crecimiento anual del consumo de electricidad 2004 - 2015



Fuente: COES – Anuario 2015

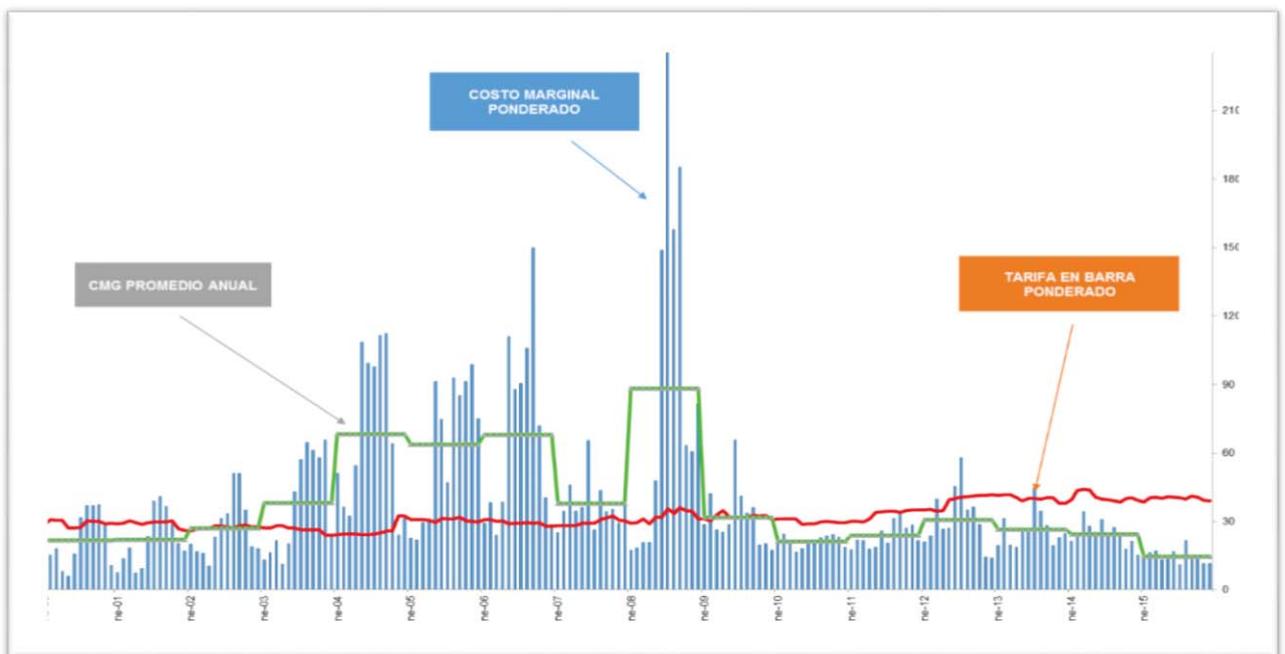


3.3.6.5. Costos marginales

Los costos marginales de corto plazo son determinados por el COES, según los procedimientos N°7 y N°33, mediante la ley 30513 se prolonga el decreto de urgencia 049-2008 hasta el 01 de octubre del 2017.

La evolución del costo marginal promedio mensual desde enero de 2001 hasta diciembre de 2015 en barra de referencia SEIN (barra Santa Rosa 220kV) se muestra en la figura 3.14. Los resultados indican que el costo marginal promedio mensual para el año 2015 tuvo un comportamiento uniforme, presentándose los mayores valores durante los meses de agosto y marzo. Para el año 2015 el mayor valor se registró en el mes de marzo alcanzando los 21,50 US\$/MW.h que resulta inferior en 37,3% respecto al valor máximo del año 2014 que ocurrió en el mes de marzo y que fue 34,31 US\$/MW.h, el costo marginal promedio anual fue de 14.7 US\$/MW.h valor inferior en 41,8% al valor promedio del año 2014, que fue 25,24 US\$/MW.h.

Figura 3.14. Costo marginal ponderado y tarifa en barra mensual del SEIN



Fuente: COES



Tabla 3-15. Costo marginal promedio del SEIN (US\$/MW.h) 2001-2015

MESES	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Enero	7.57	19.99	13.11	51.20	22.72	29.41	25.00	17.39	28.89	23.15	17.49	20.92	19.35	21.39	14.11
Febrero	13.64	16.88	16.39	36.60	21.85	38.38	34.58	18.33	42.39	24.55	21.74	23.73	31.41	29.85	16.22
Marzo	18.27	15.94	21.63	32.52	29.48	24.06	46.09	20.84	26.46	21.97	21.63	39.83	19.72	34.31	17.08
Abril	7.30	10.34	11.14	54.50	29.99	38.67	34.56	20.90	25.43	16.60	17.92	26.68	18.78	28.10	13.11
Mayo	9.47	23.31	20.34	108.50	91.20	111.06	36.33	47.86	28.67	18.16	18.79	27.18	27.14	25.42	14.83
Junio	23.56	31.50	43.23	99.39	74.71	87.93	65.45	148.85	65.70	20.43	25.86	45.52	26.61	30.96	16.91
Julio	39.18	33.57	57.36	97.57	47.09	90.65	26.41	235.38	41.22	19.88	20.45	58.05	44.86	24.91	10.94
Agosto	41.13	51.21	64.63	111.60	92.82	105.92	43.70	157.88	33.88	22.89	31.51	35.09	34.73	27.42	21.50
Setiembre	36.87	51.23	61.29	112.39	85.09	149.81	34.39	185.21	36.22	23.84	33.63	36.41	28.27	23.86	14.49
Octubre	29.02	35.17	58.07	64.06	88.58	71.83	35.54	63.35	19.79	24.23	27.06	28.76	19.45	17.97	14.25
Noviembre	20.14	18.93	65.89	23.94	98.81	40.59	29.42	60.69	20.37	23.10	28.58	14.35	23.00	23.45	11.59
Diciembre	17.12	18.18	24.03	31.45	75.19	28.87	44.14	81.78	17.24	18.76	21.57	13.75	24.90	15.16	11.40
PROMEDIO	21.94	27.18	38.09	68.64	63.13	68.10	37.97	88.21	32.19	21.46	23.85	30.86	26.52	25.24	14.70

En la figura y tabla anterior detalla la evolución de los costos marginales del SEIN, en el cual se observa la caída de los costos marginales, que es debido a la sobreoferta de generación del SEIN mayormente generación térmica y todo esto representa un problema para nuevas inversiones de generación hidráulica, ya que son malos indicios en el mercado eléctrico.



3.4. MERCADO ELÉCTRICO CHILENO [4]

El mercado eléctrico chileno está compuesto por las actividades de; generación, transmisión y distribución. Participan de este un total aproximado de 31 empresas generadoras, 5 empresas transmisoras y 34 empresas distribuidoras, cuya demanda se localiza territorialmente en cuatro sistemas eléctricos SING, SIC, Aysén y Magallanes; siguiendo su disposición geográfica de Norte a Sur.

El sector de generación eléctrica está constituido por el conjunto de empresas eléctricas propietarias de centrales generadoras de electricidad, la que es transmitida y distribuida a los consumidores finales. Este segmento se caracteriza por ser un mercado competitivo, con claras economías de escala en los costos variables de operación y en el cual los precios tienden a reflejar el costo marginal de producción.

El sector de transmisión eléctrica está compuesto por el conjunto de líneas, subestaciones y equipos destinados al transporte de electricidad desde los generadores hasta los centros de consumo o distribución. En Chile se considera como transmisión a toda línea o subestación con un voltaje o tensión superior a 23 kV. Por Ley, las tensiones menores se consideran como distribución. La transmisión es de libre acceso para los generadores, es decir, estos pueden imponer servidumbre de paso sobre la capacidad disponible de transmisión mediante el pago de peajes.

Dada las modificaciones incorporadas por la ley 19.940, de Marzo de 2004 a la LGSE, el transporte de electricidad por sistemas de transmisión troncal y sistemas de subtransmisión del servicio público eléctrico, por tanto el transmisor tiene obligación de servicio, siendo responsabilidad de este el invertir en nuevas líneas o en ampliaciones de las mismas. En el sistema de transmisión se puede distinguir el sistema troncal (conjunto de



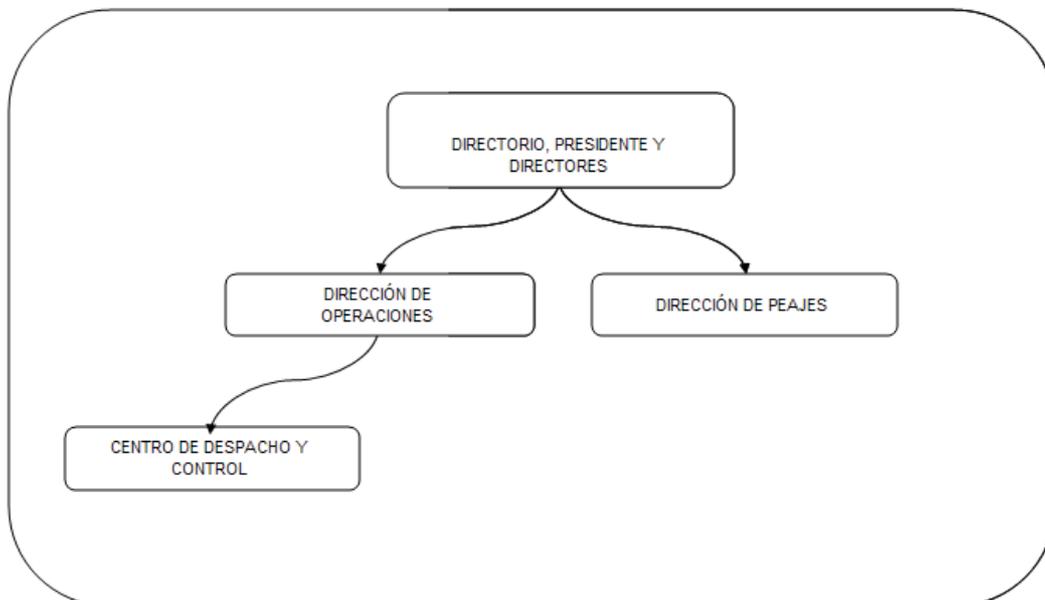
líneas y subestaciones que configuran el mercado común) y los sistemas de subtransmisión.

El sector de consumo se clasifica según la magnitud de su demanda en:

- Clientes regulados: Consumidores cuya potencia conectada es inferior o igual a 2.000 kilowatts (kW);
- Clientes libres o no regulados: Consumidores cuya potencia conectada es superior a 2.000 kW; y

Clientes con derecho a optar por un régimen de tarifa regulada o de precio libre, por un período mínimo de cuatro años de permanencia en cada régimen.

Figura 3.15. Estructura organizacional básica de los CDEC



Fuente: CDEC – SING



3.4.1. Situación actual. [4]

Al mes de agosto 2016, la capacidad instalada del Sistema Interconectado Central (SIC) es de 16.299,4 MW y la del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) es de 4461.5 MW. En conjunto se encuentran instalados 20760.5 MW de potencia, correspondientes a un 60.1% de origen térmico, un 31.6% de origen hídrico, un 4.5% de origen eólico y un 3.8% de origen solar.

En ese mismo mes, las demandas máximas del SIC y del SING alcanzaron los 7311.7 MW y 2437.9 MW, respectivamente. A su vez las demandas mínimas fueron de 4592.1 MW y 1822.8 MW para cada sistema.

En septiembre 2016, la energía generada en el SIC llegó a los 4230 GWh proviniendo en un 56.9% de generación térmica, 34.9% de hídrica, 4.0% de eólica y 4.2% de solar. A su vez en el SING se generaron 1617 GWh de energía, alcanzando en conjunto ambos sistemas un total de 5.847 GWh, lo que representa una disminución del 4.9% respecto al mes anterior y de un incremento del 0.8% respecto del mismo mes del año 2015. A la fecha en el año 2016 se han generado 55104 GWh en todo el país (sin considerar los sistemas eléctricos de Los Lagos, Aysén y Magallanes, que aportan menos del 1% a la generación de energía eléctrica).

En septiembre 2016, el costo marginal de energía promedio en el SIC fue de 49.3 US\$/MWh y el del SING de 64.3 US\$/MWh, cuyas variaciones respecto al mes anterior fueron del 5.6% y 31.5% respectivamente. El promedio del año 2016 para el SIC hasta la fecha ha sido de 63.6 US\$/MWh y en el SING 61.8 US\$/MWh; el promedio ponderado por energía generada del costo marginal a nivel nacional es de 63.1 US\$/MWh a lo que va del año, teniendo costos similares a futuro como se detalla en el anexo N° 5.



3.4.2. Problemática actual

En la actualidad al contar en su gran mayoría de centrales térmicas y recursos energéticos que son importados, esto se refleja en los altos costos marginales de todo el sistema eléctrico.

Como solución y alternativa de integración regional y seguridad energética, el gobierno de Chile está realizando la interconexión de los sistemas eléctricos de SIC-SING y asimismo la posibilidad de interconectar con el sistema eléctrico peruano SEIN, ya que en la actualidad las brechas de los costos marginales de ambos países son significativamente grandes y con ello obtener beneficios mutuos.

3.4.3. Instituciones y agentes del sector eléctrico

3.4.3.1. Comisión nacional de energía (CNE)

La Comisión Nacional de Energía (CNE) es un organismo público y descentralizado, con patrimonio propio y plena capacidad para adquirir y ejercer derechos y obligaciones, que se relaciona con el Presidente de la República por intermedio del Ministerio de Energía. Su Ley Orgánica Institucional corresponde al DL N° 2.224, de 1978, modificado por Ley Núm. 20.402 que crea el Ministerio de Energía.

- **Objetivos del CNE**

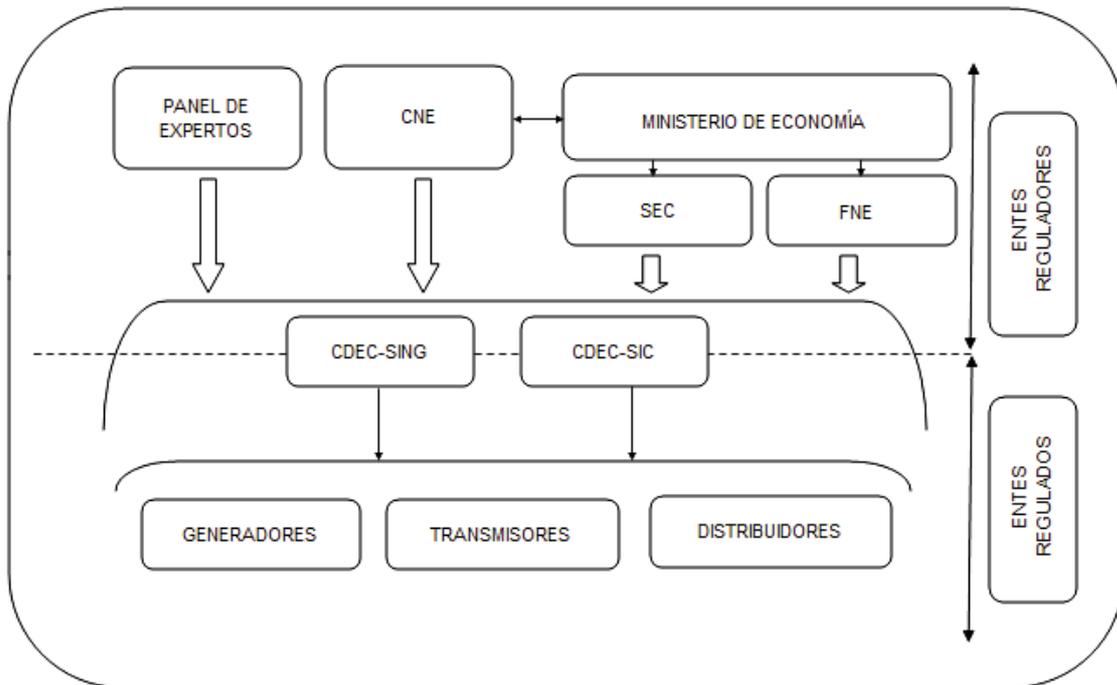
La Comisión será un organismo técnico encargado de analizar precios, tarifas y normas técnicas a las que deben ceñirse las empresas de producción, generación, transporte y distribución de energía, con el objeto de disponer de un servicio suficiente, seguro y de calidad, compatible con la operación más económica, la CNE está manejada por un Consejo de Ministros (CM), y sus funciones son:



- Analizar técnicamente la estructura y nivel de los precios y tarifas de bienes y servicios energéticos, en los casos y forma que establece la ley.
- Fijar las normas técnicas y de calidad indispensables para el funcionamiento y la operación de las instalaciones energéticas, en los casos que señala la ley.
- Monitorear y proyectar el funcionamiento actual y esperado del sector energético, y proponer al Ministerio de Energía las normas legales y reglamentarias que se requieran, en las materias de su competencia.
- Asesorar al Gobierno, por intermedio del Ministerio de Energía, en todas aquellas materias vinculadas al sector energético para su mejor desarrollo.
- La administración de la Comisión corresponde al Secretario Ejecutivo, quien es el Jefe Superior del Servicio y tiene su representación legal, judicial y extrajudicial.
- Informa al Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción (MEFR) respecto a las divergencias que surgen en el funcionamiento de los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC) en los Sistemas Interconectados Central (SIC) y del Norte Grande (SING), a ser descritos en breve, con el objeto que el MEFR instruya las modificaciones que sean técnicamente pertinentes.



Figura 3.16. Organización Institucional del Sector Eléctrico Chileno, con los principales agentes involucrados



Fuente: CDEC - SING

3.4.3.2. El Panel de expertos (PE)

El Panel de Expertos de la Ley General de Servicios Eléctricos es un órgano colegiado autónomo creado en el año 2004 por la Ley N° 19.940, de competencia estricta y reglada.

Su función es pronunciarse, mediante dictámenes de efecto vinculante, sobre aquellas discrepancias y conflictos que, conforme a la ley, se susciten con motivo de la aplicación de la legislación eléctrica y que las empresas eléctricas y otras entidades habilitadas sometan a su conocimiento.

3.4.3.3. La superintendencia de electricidad y combustibles (SEC)

La SEC, dependiente del MEF, es un servicio del estado Chileno encargado de fiscalizar el cumplimiento de las normas legales y técnicas sobre quienes participan en la generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles



líquidos, gas y electricidad; con objeto de verificar que la calidad de los servicios que se presten a los clientes sea la señalada en dichas disposiciones y normas técnicas, y que las operaciones y recursos energéticos empleados por los agentes del ME no constituyan peligro para las personas o cosas.

3.4.3.4. La fiscalía nacional económica (FNE)

La Fiscalía Nacional Económica (FNE), es la agencia nacional encargada de velar por la libre competencia. Como tal, debe defender y promover la competencia en todos los mercados o sectores productivos de la economía chilena, es el organismo encargado de resolver conflictos en esta materia. El FNE, representa los intereses de la colectividad en el ámbito económico, para lo cual realiza las investigaciones correspondientes. Su injerencia en el mercado eléctrico se limita a las funciones estipuladas por la Ley de Defensa de la Libre Competencia.

3.4.3.5. Los centros de despacho económico de carga (CDEC)

Este organismo es el encargado de coordinar la operación del sistema eléctrico donde interactúan cuatro tipos de usuarios: generadoras, transmisoras, distribuidoras y grandes consumidores industriales, como las mineras, que están representadas en su estructura de gobierno corporativo, es decir, están representadas en su directorio.

Tienen la función de: regular el funcionamiento coordinado de las centrales generadoras y líneas de transmisión interconectadas al correspondiente sistema eléctrico, considerando:

- Operación segura y de mínimo costo del sistema.



- Valorizar la energía y potencia para las transferencias que se realizan entre generadores. La valorización se efectúa con base a los costos marginales de energía y potencia, los cuales varían en cada instante y en cada punto del sistema eléctrico.
- Realización periódica del balance de inyecciones y retiros de energía y potencia que realizan los generadores en un período de tiempo.
- Elaborar informes de referencia sobre los peajes básicos y adicionales que debe pagar cada central por cada uno de los diferentes tramos del sistema.

En Chile existe el CDEC del Sistema Interconectado del Norte Grande (CDEC- SING), el cual concentra las industrias mineras más importantes, y el del Sistema Interconectado Central (CDEC-SIC), que alimenta a la capital, Santiago. Los CDEC no poseen personalidad jurídica y están constituidos por las principales empresas generadoras y transmisoras de cada sistema eléctrico.

3.4.4. Marco Regulatorio [11]

3.4.4.1. La ley general de servicios eléctricos (LGSE)

Antes de 1982, el sistema eléctrico Chileno se encontraba administrado en su totalidad por el estado. La promulgación de la Ley General de Servicios Eléctricos, cambió por completo su estructura vertical hasta entonces vigente. La totalidad de los segmentos integrantes del sector eléctrico pasaron a manos de inversiones privadas, con algunas particularidades. El sector de generación quedó en manos de un gran número de actores, brindando las condiciones para ser manejado con base a economía de mercado. El sector de transmisión retuvo su carácter monopólico y el de distribución prevaleció con un carácter de monopolio geográfico. Ante estas asimetrías se crearon paralelamente mecanismos de fiscalización y regulación, entre los que destacan:



- Potestades del SEC, dentro del ME Chileno y su relación de dependencia con la CNE. Concebida en la LGSE (Art. 9)
- Creación de los CDEC. Concebida en la LGSE (Art. 71-5).
- Creación del PE y sus potestades. Concebida en la LGSE (Art. 130).
- Creación de la FNE. No concebida por la LGSE.
- Inserción de un nuevo régimen de precios.
- Re-estructuración del sector de transmisión.
- Concepción de los Estudios de Transmisión Troncal (ETT), y sus alcances.
- Voluntad de inserción de las energías no convencionales (ENC) en la matriz energética.

Sin embargo, la aplicación de la LGSE trajo a flote vacíos originalmente no considerados o estatutos poco desarrollados. Como respuesta a los fenómenos suscitados a raíz de esto secundaron las llamadas leyes cortas: Ley-19940 o Ley Corta

3.4.4.2. La Ley 19940 (LC1)

La LC1 establece el libre acceso por parte de generadores y distribuidores al sistema de transmisión existente, previo acuerdo de pagos por el uso del sistema, pago regulado por el estado. Con la instauración de dicha Ley se pretendió eliminar las posibles prácticas discriminatorias entre operadores del sistema, principalmente por parte del operador del sistema de transmisión; tendiente a evitar beneficiar de manera parcializada a grupos determinados de generación o distribución por sobre el resto. Con tales atributos: libre acceso al sistema de transmisión y ambiente propicio para la libre competencia, se brindan las condiciones para la creación del mercado eléctrico.



3.4.4.3. La Ley 20018 (LC2)

La LC2 se encarga de generar contratos de suministro entre generadores y distribuidores con el objetivo de asegurar el servicio eléctrico a los clientes regulados. Las distribuidoras quedan obligadas a licitar el total de sus consumos por plazos determinados, dichas licitaciones deben ser de libre acceso, públicas, no discriminatorias y transparentes. A modo de comentario, se puede agregar, que esta ley fue motivo de controversia, y su existencia fue fuertemente cuestionada; además generó ambiente de debate en torno a la intervención del estado.

3.4.4.4. Normas que regulan la interconexión eléctrica y el suministro de energía eléctrica entre la república de Chile y la república de Argentina

Un aspecto importante que llama la atención en referencia a la estructura legal vigente es que el comercio internacional de energía eléctrica no está formalmente contemplado. El único documento legal relevante en la materia es el Protocolo adicional al acuerdo de complementación económica con Argentina No. 16 (ACE 16), sobre normas que regulan la interconexión eléctrica y suministro de energía eléctrica. Dicho protocolo fue decretado ante el convenio pactado entre el SING y el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) para realizar una interconexión eléctrica. Más detalles de esta interconexión serán analizados en acápite siguientes.

A continuación se detallan los puntos más relevantes considerados en este protocolo:

- Cada uno de los países debe fomentar marcos regulatorios que faciliten a las personas naturales o jurídicas, el libre comercio, la exportación y transporte de la energía eléctrica entre ambos países.



- No existen restricciones de permisos para que los generadores y otros agentes del mercado eléctrico de ambos países exporten energía eléctrica al país vecino, la única restricción será que en ningún caso dicha exportación debe ir en desmedro del suministro en sus propios países.
- Se asegura el marco normativo para la libre competencia sin introducir subsidios o impuestos que desvirtúen el mercado. Se liberan las fronteras permitiendo que los distribuidores, comercializadores y grandes demandantes de energía eléctrica contraten libre y directamente su suministro requeridos en cualquiera de los dos países. Se deben respetar los contratos de compraventa de energía eléctrica. El despacho económico de carga debe incluir la oferta de excedentes generados con la interconexión internacional. Debe existir retroalimentación continua entre ambos países para conocer el funcionamiento del mercado y el despacho de los coordinadores de ambos sistemas, esta información debe ser completa y de libre acceso para cada una de las contrapartes. Libre acceso a la capacidad remanente de todas las instalaciones de transmisión y distribución, inclusive de las instalaciones de la interconexión internacional, sin discriminar nacionalidad de quien las quiera usar. Se debe respetar, a su vez, los criterios de seguridad y suministro de ambos países. Además, los vendedores, compradores y transportistas de energía eléctrica deben respetar la legislación impositiva y aduanera aplicable a cada jurisdicción.
 - Los países deben otorgar las licencias y concesiones necesarias para la exportación e importación de energía eléctrica.
 - Existe el concepto de cliente libre, quien puede negociar directamente su suministro en cualquiera de los dos países.
 - No se deben discriminar los clientes de una determinada zona, en caso falla de fuerza mayor.



- Ambos países deben otorgar toda la información a su contraparte en cuanto a licencias, concesiones solicitadas y otorgadas para la exportación e importación de energía eléctrica.
- En caso de controversia, se debe seguir un protocolo establecido en este mismo acuerdo, a través de medios diplomáticos, en caso de no solucionarse el impasse, se puede llegar a un arbitraje normado por el segundo protocolo Adicional del Acuerdo de Complementación Económica entre la República Argentina y la República de Chile.



3.4.5. Sector en cifras

Los indicadores a detallar se darán

Figura 3.17 Clientes del SING 2015

CLIENTE	CATEGORÍA	Potencia Conectada [MW]	Demanda Máxima [MW]	Consumo Anual [GWh]
ACF Minera	Minería	2.61	2.89	18.61
Algorta Norte	Minería	2.50	5.69	30.69
Alto Norte	Industrial	104.00	42.62	320.13
Antucoya	Minería	22.57	34.51	71.56
Atacama Agua y Tecnología	Industrial	14.00	11.40	87.00
Atacama Minerals	Minería	20.00	2.42	17.45
Cerro Colorado	Minería	90.00	37.17	239.49
Cerro Dominador	Minería	13.52	3.63	21.05
Clientes Chapiquiña	-	0.37	0.51	2.04
Clientes menores	-	0.04	0.08	0.63
Codelco	Minería	1,144.83	475.64	3,471.62
Collahuasi	Minería	300.00	175.65	1,286.46
Cosayach	Minería	37.80	4.92	36.96
Ecometales	Minería	1.05	1.35	8.45
El Abra	Minería	150.00	110.91	791.45
El Tesoro	Minería	52.00	34.55	227.31
Eleccda	Distribuidora	-	161.98	1,000.71
Eliqsa	Distribuidora	-	83.64	550.17
Emelari	Distribuidora	-	49.73	336.63
Enaex	Industrial	12.00	6.78	49.89
GNL Mejillones	Industrial	12.50	2.97	14.60
Grace	Minería	25.00	10.39	42.47
Haldeman	Minería	17.25	5.62	39.41
Inacesa	Industrial	18.95	8.94	43.97
Lomas Bayas	Minería	133.20	43.60	316.39
Mall Antofagasta	Industrial	5.66	5.33	24.20
Mantos Blancos	Minería	50.00	30.22	211.82
Megapuerto	Industrial	0.78	1.98	5.34
Michilla	Minería	31.20	15.47	97.50
Minera Escondida	Minería	1,133.50	541.56	3,726.31
Minera Esperanza	Minería	130.00	141.17	961.38
Minera Meridian	Minería	20.00	16.96	115.62
Minera Sierra Gorda	Minería	73.53	157.56	942.39
Minera Zaldívar	Minería	134.00	66.41	473.63
Molycop	Industrial	30.00	16.99	63.00
Molynor	Industrial	1.50	3.34	19.59
Pampa Camarones	Minería	4.00	2.91	14.12
Polpaico	Industrial	3.83	2.11	7.56
Puerto Mejillones	Industrial	4.00	0.99	4.50
Quebrada Blanca	Industrial	50.00	22.97	98.88
Quiborax	Minería	1.70	2.95	15.57
Sabo	Minería	7.00	4.37	15.20
Spence	Minería	180.00	83.55	531.97
SQM	Minería	118.28	80.93	562.16
TOTAL		4,153.16	2,515.34	16,915.87

Fuente: CDEC - SING



Figura 3.18 Capacidad instalada por empresa 2015

Empresa \ Año	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Celta	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182
E-CL	719	722	705	693	691	1796	1796	1767	1767	1767
Electroandina	992	992	1000	1105	1105	0				
AES Gener (4) (5)	643	643	643	643	643	643	643	643	277	277
Gasatacama	783	781	781	781	781	781	781	781	781	781
Norgener (4)	277	283	283	277	277	277	277	277		
Enorchile				11	11	11	11	41	41	42
Equipos de Generación (3)				7	7	7	7	7	7	7
Cavanca (1)					3	3	3	3	3	3
Enernuevas (2)					2	2	2	2	2	3
Termoeléctrica Andina						169	169	169	169	177
Inversiones Hornitos						170	170	170	170	170
Eléctrica Angamos						545	545	545	545	558
Noracid							18	18	18	18
SPS La Huayca							1	1	1	
On Group								2	2	2
Pozo Almonte Solar 2									8	8
Pozo Almonte Solar 3									16	16
Tecnet									3	3
Valle de los Vientos									90	90
Generación Solar SpA										68
Parque Solar Los Puquios S.A.										2
Pozo Almonte Solar 1 SpA										9
Atacama Solar S.A.										1
TOTAL	3596	3602	3593	3699	3701	4585	4604	4607	4081	4183

Fuente: CDEC - SING

Figura 3.19 Longitud y capacidad de líneas de transmisión SING 2015

Nivel de tensión	Longitud Aprox. (km)	Capacidad (MVA)
66 kV	417.46	637.07
69 kV	213.46	738.45
100 kV	63.88	2,041.49
110 kV	1,414.67	3,248.23
220 kV	5,489.20	23,877.42
345 kV	408.00	777.00
TOTAL	8,007	31,320

Fuente: CDEC - SING



4. CAPITULO IV

EVALUACION DE LA DETERMINACION DE COSTOS MARGINALES MEDIANTE LS SIMULACION DE LA INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA DE PERÚ Y CHILE 2017-2026

4.1.Objetivo del capitulo

En el presente capitulo se detallará los resultados obtenidos en la simulación de interconexión eléctrica Perú – Chile mediante el modelo PERSEO, asumiendo los diferentes escenarios planteados.

4.2.Introducción

Las interconexiones eléctricas internacionales se realizan bajo diferentes conceptos, en el capítulo anterior se describió la situación y característica actual de los sistemas eléctricos de Perú (SEIN) y Chile (SING), bajo esta circunstancia será posible analizar las propuestas de interconexión eléctrica Perú y Chile según el plan de transmisión 2017-2026, determinando los costos marginales en las principales barras del sistema eléctrico peruano y los costos operativos que ocasionaría.

4.3.Análisis energético

El análisis energético se realiza para evaluar la operación más adecuada de un sistema eléctrico, a través de los despachos de energía y potencia.

4.3.1. Premisas y criterios

Para la formulación y simulación de la interconexión Perú (SEIN) – Chile (SING) se ha adoptado las siguientes premisas y criterios:



- Se utilizó como información base los datos consignados en los documentos de planeamiento de los organismos oficiales del Perú (plan de transmisión 2017-2026, anuario COES 2015 y proyecto de ley N°5201/2015-Pe) y de Chile (anuario SING 2015 y archivos de proyecciones SING).
- Se considera para ambos países un mercado de libre competencia en la generación de electricidad, lo que lleva a la maximización de los beneficios y a la mejora de la eficiencia en la producción de electricidad para el conjunto de mercados de electricidad de los dos países.
- Se considera que un mercado de libre competencia lleva a la minimización de los costos totales de producción de electricidad, teniendo como actores a los agentes económicos que actúan y toman decisiones en forma independiente y autónoma; buscando la minimización de costos totales de producción de la industria eléctrica de los dos países.
- El horizonte del estudio es de 10 años y por lo que es un estudio de largo plazo, tomando como año base 2017.
- La unidad monetaria en el análisis es el Dólar Americano, expresado a valores constantes del año 2017.
- En la simulación con el modelo PERSEO, se utiliza un escenario de proyección medio, que corresponde a un crecimiento de demanda y oferta medio para el sistema eléctrico de Perú.
- Los proyectos de expansión de generación han sido definidos utilizando la base de datos que posee cada país.



4.4. Modelo PERSEO [17]

4.4.1. Antecedentes Del Modelo PERSEO.

Fue desarrollado en el año 2000 por la CTE (actualmente Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria GART) para el cálculo de los precios de energía en barra en los sistemas interconectados centro-norte (Modelo JUNRED/JUNTAR) y sur (Modelo CAMAC) los cuales no se consideraban adecuados para representar las complejidades del sistema hidrotérmico nacional.

4.4.2. Objetivo Del Modelo PERSEO.

El Objetivo del Modelo PERSEO, es la determinación de los costos marginales de energía del sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN) resolviendo el problema del planeamiento de la operación a mediano y largo plazo, optimizando los costos de operación y determinando el punto óptimo de operación del sistema.

El modelo PERSEO, es una plataforma computacional de simulación y optimización del sistema eléctrico nacional peruano basado en datos históricos reales del planeamiento, operación y mantenimiento del SEIN, cuyo uso principal lo de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART) del Organismo de Supervisión de la Inversión en Energía y Minería (OSINERMIN) para determinar la fijación tarifaria cada 4 años, y también por la oficina de planeamiento del COES para la determinación del crecimiento de la demanda para el plan de transmisión.

El modelo PERSEO se basa en la aproximación de datos mediante la optimización lineal, siendo este un proceso matemático complejo el cual necesita del complemento de un

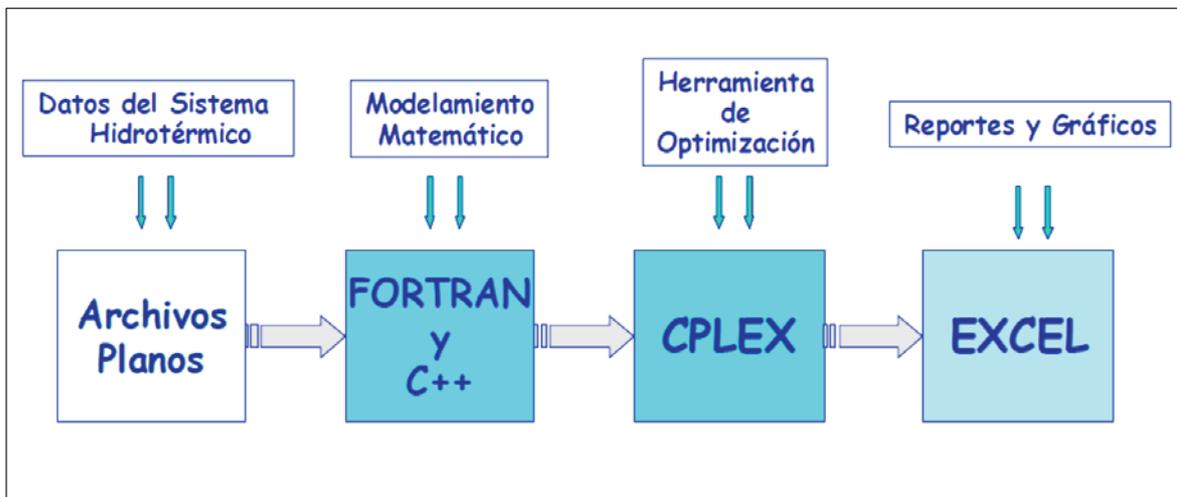


optimizador en nuestro caso el CPLEX, dicho software es comercialmente conocido de uso múltiple.

En este trabajo de investigación se consideró apropiado el uso de este modelo ya que dentro de su complejidad determina valores que son utilizados de manera usual por los agentes responsables de la operación y supervisión del SEIN, siendo su uso y aplicación necesarios para el tema del planeamiento de la expansión de sistema eléctricos por su versatilidad para la simulación de diferentes escenarios, en nuestro caso considerando una futura interconexión internacional con Chile.

4.5. Esquema Funcional Del Modelo PERSEO.

Figura 4.1 : Esquema Funcional del modelo PERSEO



Fuente: OSINERMINING. Manual Técnico: Uso del Modelo PERSEO

4.5.1. Archivos Planos.

Son los archivos de entrada que contienen toda la información necesaria para una adecuada representación del sistema hidrotérmico que se necesita evaluar, siendo el número total de

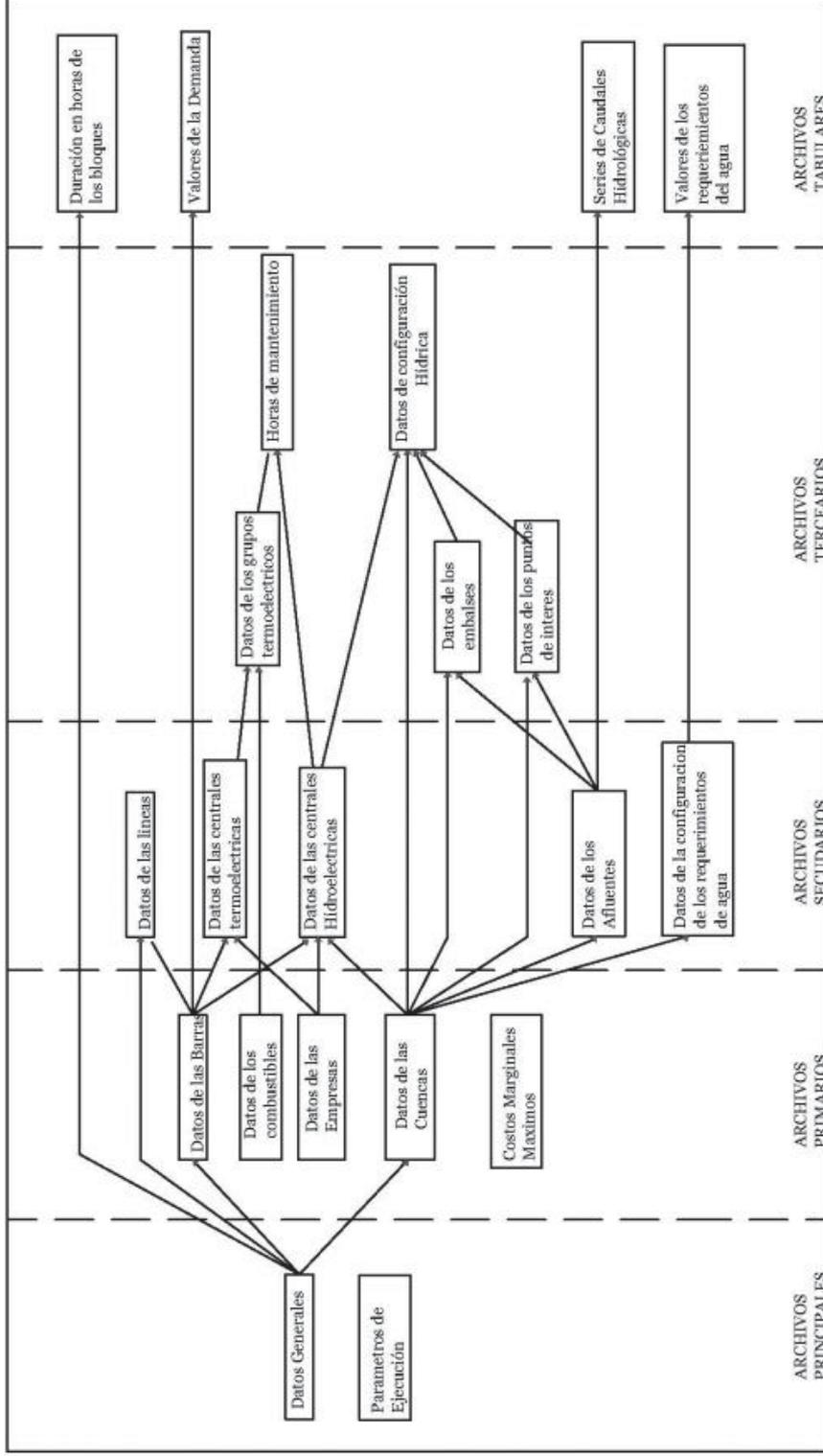


archivos planos de 20, los cuales contienen la información relevante histórica del SEIN, representándolo en un modelo matemático de planificación para posterior optimización.

1. *Int.dat.*- datos generales del estudio.
2. *Int.par.*- parámetros de ejecución y de impresión de resultados.
3. *Int.hor.*- duración en horas de los bloques horarios.
4. *Int.bar.*- datos de las barras del sistema eléctrico.
5. *Int.lin.*- datos de las líneas del sistema eléctrico.
6. *Int.cmb.*- datos de los combustibles.
7. *Int.emp.*- datos de las empresas que agrupan centrales termoeléctricas e Hidroeléctricas.
8. *Int.cgt.*- datos de las centrales termoeléctricas.
9. *Int.gtt.*- datos de los grupos termoeléctricos.
10. *Int.cue.*- datos de las cuencas hidrográficas.
11. *Int.afl.*- datos de los afluentes existentes en las cuencas hidrográficas.
12. *Int.pin.*- datos de los puntos de interés (bocatomas y transbordos) existentes en las cuencas hidrográficas.
13. *Int.emb.*- datos de los embalses y reservorios existentes en las cuencas Hidrográficas.
14. *Int.chh.*- datos de las centrales hidroeléctricas existentes en las cuencas Hidrográficas.
15. *Int.try.*- datos de la configuración hídrica de las cuencas hidrográficas.
16. *Int.hid.*- series de caudales hidrológicos de los afluentes.
17. *Int.dag.*- datos de la configuración de los requerimientos de agua en las cuencas hidrográficas.
18. *Int.rgo.*- valores de los requerimientos de agua.
19. *Int.dem.*- valores de la demanda de energía eléctrica en barras.
20. *Int.man.*- horas de mantenimiento en punta y fuera punta por año y mes de los grupos termoeléctricos e hidroeléctricos.



Figura 4.2 Jerarquía de los Archivos de Entrada.



Fuente: OSINERMING. Manual Técnico: Uso del Modelo PERSEO.

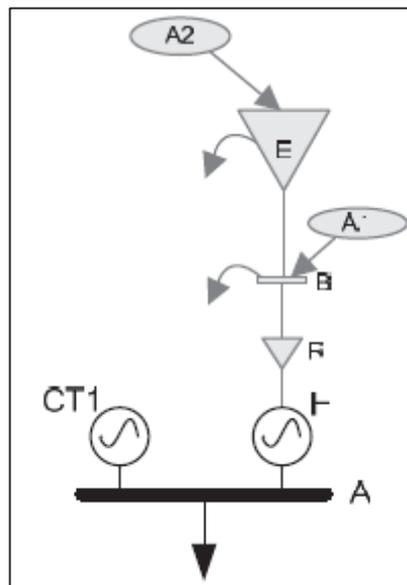


4.5.2. Modelamiento Matemático.

Para efectuar la formulación matemática se han implementado, en FORTRAN y C++, un conjunto de rutinas que traducen los datos ingresados en las ecuaciones matemáticas correspondientes.

4.5.2.1. Formulación Matemática Del Despacho Hidrotermico.

Figura 4.3 Representación del sistema Hidrotermico reducido.



Fuente: OSINERMINING. Manual Técnico: Uso del Modelo PERSEO

4.5.3. Herramienta De Optimización.

Una vez efectuado el modelamiento matemático se realiza la llamada a la herramienta de optimización, que en nuestro caso, corresponde al optimizador CPLEX. Este optimizador, se encarga de obtener la solución óptima de mínimo costo para cada una de las secuencias hidrológicas evaluadas, para ello dispone de varias técnicas de optimización lineal.



4.6. Metodología

De acuerdo a lo planteado de interconexión los 2 proyectos y una alternativa como propuesta de interconexión está dado por lo siguiente.

- Sistema eléctrico peruano aislado sin interconexión.
- Sistema eléctrico peruano con interconexión.
 - Interconexión con proyecto 150 MW 220 kV
 - Interconexión con proyecto 1000 MW a 500kV

4.6.1. Sistema Eléctrico Peruano Aislado

Se realiza la simulación del sistema eléctrico peruano sin interconexión, de acuerdo a la base de datos del “Plan de transmisión del SEIN 2017-2026”, considerando 10 años de estudio y calculando los costos marginales (\$/MWh) y costos operativos (US\$), que serán analizados y asimismo serán base de cálculo en el siguiente capítulo.

4.6.2. Sistema Eléctrico Peruano Interconectado

En esta simulación se considera los escenarios de interconexión de los sistemas eléctricos peruano(SEIN) – chileno(SING), considerando la exportación como una carga para la simulación con el modelo PERSEO y para el caso peruano de acuerdo al plan de transmisión 2017-2026, siendo los siguientes escenarios:

- Interconexión con proyecto 150 MW 220 kV
- Interconexión con proyecto 1000 MW a 500kV



4.7. Proyectos De Expansión De Ambos Países

Las proyecciones de expansión en oferta y demanda caso de Perú (SEIN) serán necesarias para las respectivas simulaciones con el modelo PERSEO, para el caso de Chile (SING) serán necesarios para analizar la capacidad tanto en oferta y demanda de electricidad.

4.7.1. Proyectos De Oferta De Generación SEIN – Perú

De acuerdo al plan de transmisión 2017-2026, La clasificación de proyectos de generación son:

Tabla 4-1. Clasificación de oferta

CLASIFICACIÓN DE OFERTA MW	MW
PROYECTOS COMPROMETIDOS HASTA EL2020	3,514
PROYECTOS DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS LARGO PLAZO	7,914
PROYECTOS DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DEL NORTE (*)	2,039
PROYECTOS DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DEL ORIENTE (*)	6,673
PROYECTOS DE CENTRALES TÉRMICAS	5,775
PROYECTOS CON ENERGÍA RENOVABLE (EN APLICACIÓN DEL ART.2 DEL DL 1002) (**)	238
PROYECTOS DE CENTRALES TÉRMICAS PARA RESERVA FRÍA	2,000
TOTAL	28,153

(*) Grandes proyectos que por su magnitud requieren condiciones especiales para su desarrollo. Se analizaron escenarios con y sin el desarrollo de estas centrales.

(**) Estimación de proyectos de Energía Renovable para cubrir el 5 % de la demanda (En aplicación del artículo 2° del Decreto de Ley 1002). El valor corresponde a una potencia media, considerando un factor de carga de 0.3.

Fuente : plan de transmisión 2017-2026



Tabla 4-2. Ingreso de Centrales eléctricas con RER e hidroeléctricas <20MW

Año	Mes	Empresa	Central	Potencia MW
2014	Agosto	ETALA	Eolico Talara	30.00
	Agosto	ECUPI	Eolico Cupisnique	80.00
	Abril	EMARC	Eolico Marcona	32.10
2015	Enero	GRINGA	Biomasa La Gringa V	2.00
	Abril	CSMOQUE	Solar Moquegua FV	16.00
	Enero	ALDANA	CH Canchayllo	5.20
	Enero	EGEJUN	CH Runatullu III	20.00
	Junio	EGEJUN	CH Runatullu II	19.00
	Agosto	Tingo	CH Tingo	8.80
2016	Enero	3HERMAN	Eolico Tres Hermanas	97.15
	Noviembre	ARSAC	CH Huatziroki I	11.08
	Julio	PEINVER	CH Manta	19.78
	Agosto	REANDES	CH RenovAndes H1	19.99
	Enero	8 de Agosto	CH 8 de Agosto	19.00
	Enero	CARMEN	CH El Carmen	8.40
2017	Marzo	COLA	CH Cola1	10.40
	Enero	ELZAÑA	CH Zaña	13.20
	Enero	POTRERO	CH potrero	19.96
	Enero	CANCHAY	CH Colca	12.05
	Enero	Yarucay	CH Yarucaya	16.50
	Enero	SLorenz	CH Santa Lorenza I	18.70
	Enero	Hydrik	CH Hydrika 1-5	38.60
	Enero	Karpa	CH Karpa	19.00
	Enero	LagAzul	CH Laguna Azul	20.00
	Enero	RocGran	CH Roca Grande	20.00
2018	Noviembre	Hid11	H-Carhuac	15.80
2019	Enero	Hid09	H-Pelagatos	20.00
	Enero	VILCANO	CH Vilcanota2	19.80
	Enero	ORQUI	CH Las Orquideas	16.20
	Enero	ParqMal	CE Parque Malabrigo	43.20
	Enero	ParqNaz	CE Parque Nazca	160.00
	Enero	PampSal	CE Parque Pampa Salir	36.00
	Enero	Yacila	CE Yacila	48.30
2020	Enero	Eol1	RERica	179.62
	Enero	Eol2	RERLaLibertad	220.98
	Enero	Eol4	RERLambayeque	155.32
	Enero	MARCOS	CH San Marcos	11.90
2050	Enero	SHIMA	CH Shima	5.00
	Enero	Hid02	H-Tarucani	48.50
	Diciembre	Hid10	H-Tambo1	59.00
	Enero	Eol3	RERMoquegua	239.92
	Enero	Eol5	EOLPiura	-
	Noviembre	CARPAT	CH Carpapata III	12.80
	Enero	Andes	CH Muchcapata	8.10
	Enero	TULUM	CH Tulumayo IV	40.00
	Enero	TULUM	CH Tulumayo V	65.00
	Enero	TULUM	CH Macon	10.00
	Enero	Andes	CH Nueva Esperanza	9.34
	Julio	CRUCES	CH Las Cruces	14.60
	Enero	VIRO	CH Viroc	13.00
	Enero	MILL	CH Milloc	19.40
	Enero	CANCHAY	CH Huasicancha	6.25
	Enero	CANCHAY	CH Chilcay	12.01
	Enero	Hid11	CH Pallca	10.10
	Julio	SBerta	CS Santa Bertha	49.50
	Julio	LaJoya	CS Fotovoltaica La Joya	18.00
	Julio	PampSig	CS Pampa de Siguas	19.00
Enero	Langui	CH Langui II	2.90	
Enero	Campana	CH Campanayocc	4.62	

Fuente: plan de transmisión 2017-2026



Tabla 4-3. Ingreso de centrales termoelectricas

Año	Mes	Central	Potencia (MW)	CVNC
2015	Marzo	FENIX-CC	556.80	3.08
	Junio	TGD Eten	219.00	4.00
	Noviembre	RFPucallpa	40.00	4.00
	Setiembre	RFPuMaldon	18.00	4.00
2016	Mayo	CT PuertoBra	500.00	4.00
2017	Agosto	ChilcaAmp-C	120.00	3.35
	Abril	OLLEROS-CC	297.60	3.35
	Marzo	CT Ilo_Nodo*	500.00	4.00
2018	Enero	CT Recka	181.30	4.00
2019	Febrero	TGIquitos	70.00	6.80
2020	Enero	Sur -2TG+TV1	520.00	2.90
	Enero	Sur -2TG+TV2	520.00	2.90
	Enero	Norte-2TG+T	750.00	2.90
	Julio	CC PuertoBra	750.00	3.35
	Julio	CC Ilo_Nodo	750.00	3.35
2022	Enero	MALAC-TG6	43.30	3.13
	Enero	SROSA-CC8	328.93	2.69
	Enero	CT Quillabam	200.00	4.00
2050	Enero	TRUJI-TG	20.36	2.70
	Marzo	SULLANA	6.45	7.30
	Marzo	PAITA	3.72	7.54
	Setiembre	SROSA-TG8	199.83	2.69
	Enero	TG-SNicolas	169.00	4.10
	Enero	EL FARO-CC	263.60	3.00
	Enero	N.ESPERANZA	135.00	4.20
	Enero	LA PAMPILLA	9.00	7.00
	Enero	Sur -2TG+TV3	520.00	2.90
	Enero	Marco -2TG+T	520.00	2.90
	Enero	Norte-2TG+T	520.00	2.90
	Enero	Norte-2TG+T	520.00	2.90
	Enero	FENIX-TG1TG	360.00	3.08
	Enero	SHOUG-D2	169.00	7.11
	Enero	TGNORTE1	200.00	4.10
	Enero	TGNORTE2	200.00	4.10
	Enero	TGNORTE3	200.00	4.10
	Enero	TGCENTRO1	200.00	4.10
	Enero	TGCENTRO2	200.00	4.10
	Enero	TGCENTRO3	200.00	4.10
	Enero	TGCENTRO4	200.00	4.10
	Enero	TGSUR1Moll	200.00	4.10
	Enero	TGSUR2Moll	200.00	4.10
	Enero	TGSUR3Ilo	200.00	4.10
	Enero	CCPiura	520.00	2.90

Fuente : plan de transmisión 2017-2026



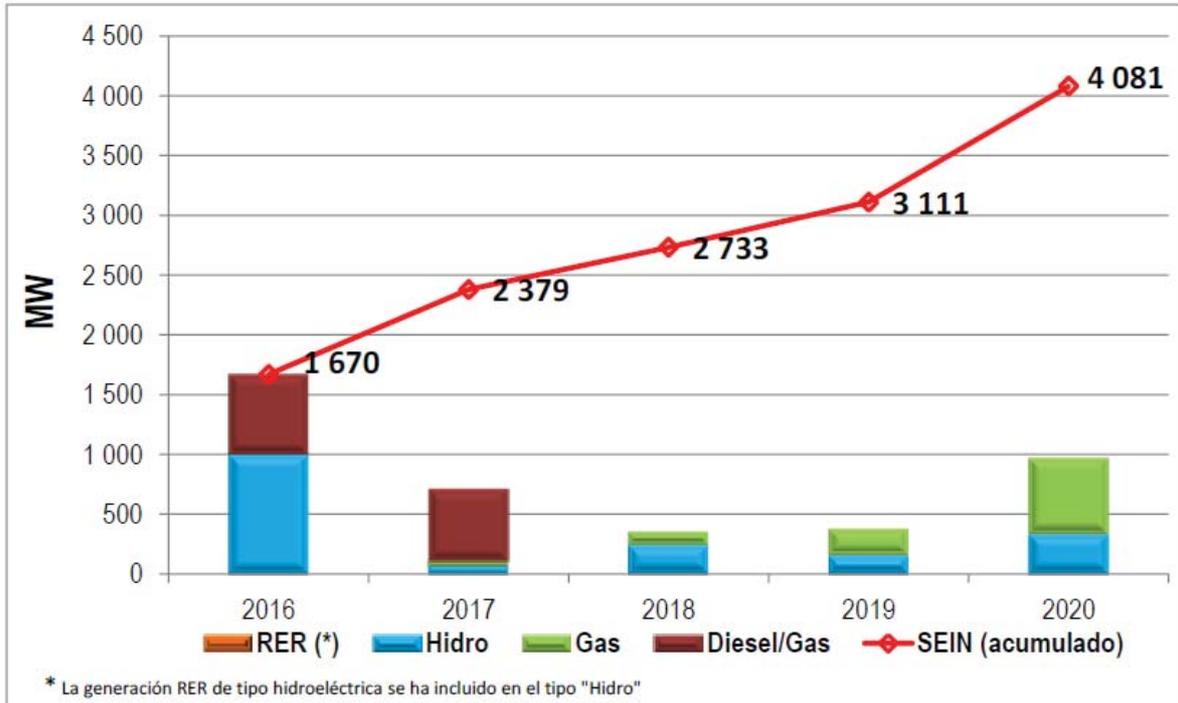
Tabla 4-4. Ingreso de Centrales Hidroeléctricas

Año	Mes	Central	Empresa	Potencia (MW)	Caudal (M3/s)
2014	Julio	HUANZA	EDEGEL	90.60	15.80
2015	Setiembre	MACHUPICCO	EGEMSA	99.86	31.00
	Enero	STA.TERESA	STA.TER	98.12	61.00
	Enero	CHEVEZ	CHEVEZ	168.00	33.00
	Enero	QUITARACSA	QUITARA	111.80	15.00
2016	Enero	CHAGLLA	CHAGLLA	405.82	153.16
	Enero	C.EL_AGUILA	C.EL_AG	510.00	210.50
	Enero	Chancay	SINERS	19.20	3.40
2017	Enero	Angel I	GEPSA	19.95	8.60
	Enero	Angel II	GEPSA	19.95	8.60
	Enero	Angel III	GEPSA	19.95	8.60
	Mayo	La Virgen	LAVIRG	64.00	21.20
2018	Enero	PUCARA	PUCARA	149.80	36.00
	Enero	Rucuy	Baños	20.00	3.40
2027	Enero	CHEVES3	CHEVES3	121.00	33.00
	Enero	Molloco2(Sor	EGASA	164.72	15.65
	Enero	Molloco1(Lla	EGASA	115.28	15.65
2028	Enero	SANGABAN3	SANGAB	187.00	35.00
2029	Enero	SANGABAN1	SANGAB	147.60	32.00
	Enero	CURIBAMBA	CURIBAM	191.40	86.00
	Enero	SGABAN4COI	SANGAB	109.10	32.00
	Enero	SGABAN4OLL	SANGAB	235.40	32.00
	Enero	MOYOPAMP/	EDEGEL	60.00	15.00
2050	Enero	STA.RITA	STA.RIT	255.00	120.00
	Enero	B.HORIZONTI	B.HORIZ	180.00	187.17
	Enero	CHURO	CHURO	36.00	21.00
	Enero	SANTA MARI	STA.MAR	746.00	100.00
	Enero	INAMBARI	INAMBAR	1,100.00	1,438.00
	Enero	MAINIQUE1	MAINIQU	303.50	609.00
	Enero	PAQUITZAPA	PAQUITZ	1,000.00	1,906.00
	Enero	TAMBO40	TAMBO40	643.00	2,071.50
	Enero	TAMBO60	TAMBO60	290.00	2,172.50
	Enero	CUMBA4	OBEDR	730.00	600.00
	Enero	CHADIN	OBEDR	570.00	385.00
	Enero	OLMOS	OLMOS	50.00	14.17
	Enero	RETAMAL	RETAMAL	188.59	80.00
	Enero	ARICOTA3	EGESUR	19.37	6.60
	Enero	MARANON	MARANON	88.00	110.00
	Enero	LLUTA1	EGASA	214.40	34.00
	Enero	LLUTA2	EGASA	60.65	34.00
	Enero	LLUCLLA	EGASA	236.70	34.00
	Enero	Rapay2	EGECAHU	80.00	13.00
	Enero	Uchuhuerta	ELA	37.50	15.30
	Enero	Caño	ELA	120.00	47.60
	Enero	Chancay2	Baños	40.00	10.80
	Enero	Utcubamba	ENORTE	150.00	60.00
	Enero	Chilia	HCHILIA	180.00	95.00
	Enero	Mara1	GLIMA	362.00	315.00
	Enero	Mara2	GLIMA	373.00	290.00
	Enero	Mara3	GLIMA	370.00	340.00
Enero	Mara4	GLIMA	225.00	210.00	
Enero	Oco2010	Ocona	166.00	95.00	
Enero	STA.TERESA2	STA.TER	268.00	67.00	

Fuente : plan de transmisión 2017-2026

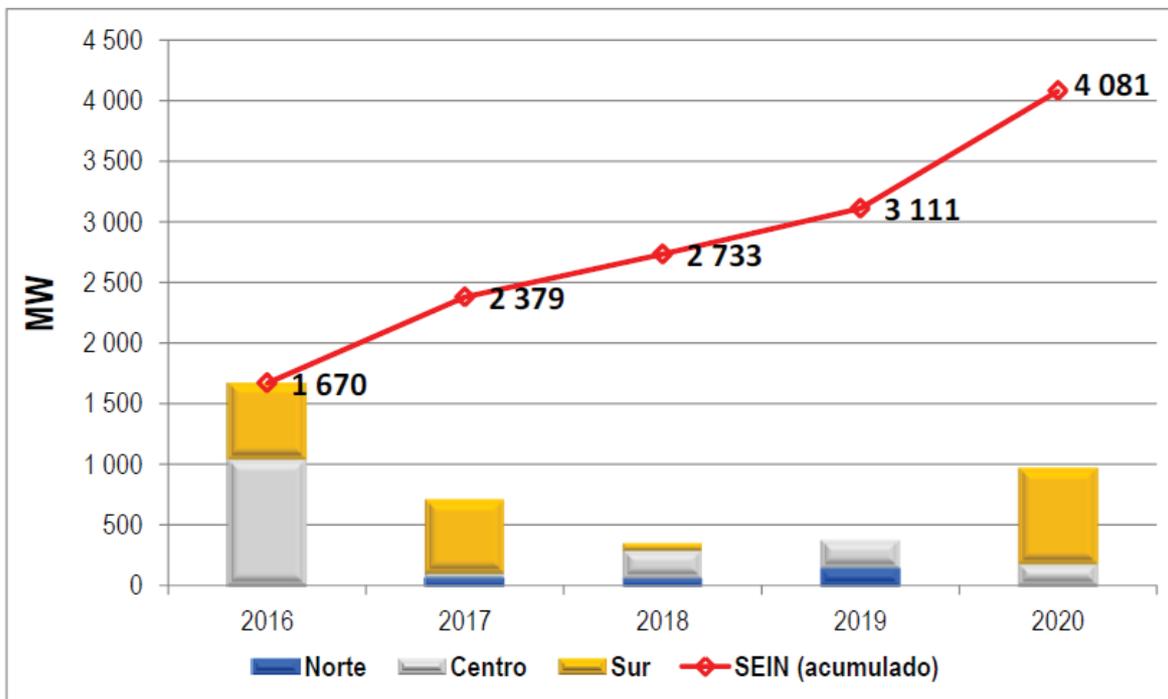


Figura 4.4. Incremento de potencia en el SEIN por tipo de proyectos



Fuente : plan de transmisión 2017-2026

Figura 4.5. Incremento de potencia en el SEIN por zonas



Fuente: plan de transmisión 2017-2026



4.7.2. Proyectos de generación SING – Chile

Según la proyección realizada por CDEC SING, los ingresos de centrales eléctricas serían:

Tabla 4-5. Proyecto de generación SING

Proyectos de Generación en Construcción en el SING					
Unidad de generación	Propietario	Tecnología	Capacidad instalada [MW]	Barra de conexión	Fecha de entrada
Sierra Gorda	Enel Green Power	Eólico	112	Sierra Gorda 220 kV	nov-16
Blue Sky 2	CRUCERO ESTE TRES SPA	Solar FV	34	Encuentro 220 kV	dic-16
Uribe solar	Gestamp Renewables	Solar FV	50	Uribe 110 kV	nov-16
Blue Sky 1	CRUCERO ESTE TRES SPA	Solar FV	51.6	Encuentro 220 kV	dic-16
PV Cerro Dominador	Abengoa Solar Chile S.A	Solar FV	100	Encuentro 220 kV	nov-16
Bolero Etapa I	Helio Atacama Tres SpA	Solar FV	42	Laberinto 220 kV	dic-16
Cerro Pabellón	Enel Green Power	Geotérmica	48	El Abra 220 kV	dic-16
Bolero Etapa II	Helio Atacama Tres SpA	Solar FV	42	Laberinto 220 kV	ene-17
Bolero Etapa III	Helio Atacama Tres SpA	Solar FV	21	Laberinto 220 kV	feb-17
Quillagua I	Parque Eólico Quillagua	Solar FV	23	Línea Crucero-Lagunas 220 kV	mar-17
Planta Solar Paruma	Element Power Chile	Solar FV	21.4	Calama 110 kV	jun-17
Planta Solar Pular	Element Power Chile	Solar FV	28.9	Calama 110 kV	jun-17
Planta Solar Lascar Etapa I y II	Element Power Chile	Solar FV	64.6	Calama 110 kV	jun-17
CSP Cerro Dominador	Abengoa Solar Chile S.A	Solar Térmica	110	Encuentro 220 kV	jun-17
Arica Solar I Etapa I y II	Sky Solar	Solar FV	40	Parinacota 066 kV	sep-17
Huatacondo	Austrian Solar	Solar FV	98	Línea Crucero-Lagunas 220 kV	sep-17
Usya	ACCIONA ENERGÍA CHILE S.A.	Solar FV	25	Calama 110 kV	oct-17
Quillagua II	Parque Eólico Quillagua	Solar FV	27	Línea Crucero-Lagunas 220 kV	oct-17
Infraestructura Energética Mejillones	E-CL	Carbón	375	Chacaya 220 kV	feb-18
Quillagua III	Parque Eólico Quillagua	Solar FV	50	Línea Crucero-Lagunas 220 kV	jun-18
TOTAL			1,364		



4.7.3. Proyección de demanda SEIN – Perú

La proyección de la demanda del SEIN está basada en el pronóstico de dos componentes importantes: La demanda vegetativa y la demanda de grandes cargas (cargas especiales, cargas incorporadas y proyectos-ampliaciones y nuevos-). El primero obtenido mediante la aplicación de un modelo econométrico de corrección de errores (MCE), y el segundo utilizando la recopilación de información de los agentes y promotores de nuevos emprendimientos.

Finalmente, con el pronóstico de demanda por escenarios se construyen los futuros extremos mediante combinaciones por zonas de demanda del SEIN.

El estudio fue realizado por Macroconsult, “Proyecciones mensuales y anuales del PBI en el largo plazo por áreas del SEIN 2015-2026”, Julio 2015.

Se muestran las proyecciones para cada uno de los cinco escenarios de demanda, por tipo de carga: demanda econométrica (vegetativa), grandes cargas (cargas especiales e incorporadas y proyectos), asimismo algunos modelamientos especiales tales como autoprodutores, consumos propios de centrales, etc.



Figura 4.6. Proyección de demanda por tipo de carga para distintos escenarios- fuente COES

Carga Vegetativa (GWh)		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2015-2026
Escenario	Muy Pesimista	31 377	32 131	33 349	34 653	35 897	37 015	38 121	39 180	40 207	41 197	42 163	43 124	44 101	2,9%
	Pesimista	31 377	32 300	33 716	35 258	36 867	38 444	40 058	41 669	43 284	44 892	46 500	48 127	49 796	3,9%
	Base	31 377	32 401	33 936	35 609	37 381	39 176	41 039	42 928	44 846	46 783	48 743	50 744	52 812	4,4%
	Optimista	31 377	32 501	34 151	35 992	37 971	40 066	42 279	44 567	46 934	49 367	51 872	54 467	57 182	5,1%
	Muy Optimista	31 377	32 608	34 413	36 459	38 729	41 284	44 057	47 005	50 139	53 455	56 962	60 694	64 698	6,2%
Carga Especiales + Incorporadas (GWh)		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2015-2026
Escenario	Muy Pesimista	10 139	10 661	10 960	11 092	11 187	11 623	11 675	11 699	11 790	11 886	12 004	12 165	12 287	1,6%
	Pesimista	10 072	10 580	10 865	10 982	11 060	11 477	11 513	11 520	11 592	11 668	11 769	11 912	12 015	1,5%
	Base	10 139	10 818	11 211	11 365	11 435	11 854	11 904	11 939	12 042	12 154	12 290	12 473	12 618	1,8%
	Optimista	10 072	11 106	11 367	11 547	11 608	12 027	12 075	12 108	12 212	12 327	12 473	12 671	12 832	2,0%
	Muy Optimista	10 072	11 106	11 367	11 547	11 608	12 027	12 075	12 108	12 212	12 327	12 473	12 671	12 832	2,0%
Grandes proyectos (GWh)		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2015-2026
Escenario	Muy Pesimista	0	945	3 565	6 573	8 327	9 685	10 873	12 108	13 004	13 723	14 346	14 716	14 684	25,7%
	Pesimista	0	945	3 565	6 573	8 327	9 685	10 873	12 108	13 004	13 723	14 346	14 716	14 684	25,7%
	Base	0	1 177	3 906	7 202	9 753	11 706	13 800	15 689	17 030	18 276	19 132	19 721	19 917	26,6%
	Optimista	0	1 271	4 357	7 799	10 557	12 738	14 938	16 836	18 020	19 293	20 265	20 851	21 042	26,4%
	Muy Optimista	0	1 271	4 357	7 799	10 557	12 738	14 938	16 836	18 020	19 293	20 265	20 851	21 042	26,4%
Otras demandas (GWh)		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2015-2026
Escenario	Muy Pesimista	585	617	676	740	785	827	861	894	923	949	974	995	1 011	4,7%
	Pesimista	584	618	680	748	797	845	886	927	965	999	1 033	1 064	1 089	5,3%
	Base	585	626	693	767	830	891	948	1 003	1 052	1 099	1 142	1 182	1 216	6,3%
	Optimista	584	633	705	784	853	921	985	1 046	1 098	1 153	1 206	1 254	1 299	6,9%
	Muy Optimista	584	635	709	791	864	938	1 011	1 081	1 145	1 212	1 279	1 344	1 407	7,6%
Total (GWh)		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2015-2026
Escenario	Muy Pesimista	42 101	44 353	48 550	53 058	56 196	59 150	61 530	63 881	65 924	67 754	69 486	71 000	72 082	4,6%
	Pesimista	42 033	44 443	48 825	53 560	57 051	60 451	63 330	66 224	68 845	71 282	73 648	75 819	77 584	5,2%
	Base	42 101	45 022	49 746	54 943	59 399	63 627	67 692	71 558	74 970	78 312	81 307	84 120	86 563	6,2%
	Optimista	42 033	45 510	50 580	56 121	60 989	65 751	70 277	74 556	78 264	82 141	85 816	89 244	92 354	6,8%
	Muy Optimista	42 033	45 619	50 846	56 595	61 758	66 987	72 081	77 030	81 516	86 287	90 979	95 560	99 979	7,5%
Total (MW)		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2015-2026
Escenario	Muy Pesimista	5 808	6 168	6 655	7 099	7 520	7 878	8 179	8 484	8 742	8 946	9 168	9 331	9 486	4,2%
	Pesimista	5 798	6 181	6 694	7 170	7 642	8 063	8 435	8 817	9 157	9 448	9 759	10 015	10 268	4,9%
	Base	5 808	6 276	6 839	7 377	7 946	8 497	8 988	9 491	9 930	10 302	10 691	11 077	11 422	5,8%
	Optimista	5 798	6 329	6 926	7 513	8 136	8 750	9 300	9 863	10 345	10 802	11 280	11 757	12 197	6,4%
	Muy Optimista	5 798	6 344	6 963	7 580	8 245	8 927	9 558	10 215	10 809	11 393	12 015	12 656	13 283	7,2%

Fuente: COES

Tabla 4-6. Proyección en energía y potencia escenario base o medio

AÑO	Energía		Potencia	
	GWh	%	GWh	%
2017	54943	10.40%	7377	7.90%
2018	59399	8.10%	7946	7.70%
2019	63627	7.10%	8497	6.90%
2020	67692	6.40%	8988	5.80%
2021	71558	5.70%	9491	5.60%
2022	74970	4.80%	9930	4.60%
2023	78312	4.50%	10302	3.70%
2024	81307	3.80%	10691	3.80%
2025	84120	3.50%	11077	3.60%
2026	86563	2.90%	11422	3.10%
Promedio % crecimiento		5.72%		5.27%

Fuente: COES



4.7.4. Proyección de demanda SING – Chile

De acuerdo a la proyección de demanda que realiza el CDEC SING, se detalla en la siguiente tabla:

Tabla 4-7. Proyección de demanda SING - CHILE

Año	SIC			SING		
	Regulado	Libre	Sistema	Regulado	Libre	Sistema
2015	32.275	17.636	49.911	1.872	14.900	16.773
2016	33.511	18.341	51.852	1.944	15.705	17.649
2017	34.867	19.003	53.870	2.020	16.537	18.556
2018	36.281	19.929	56.210	2.097	17.392	19.488
2019	37.740	21.002	58.742	2.176	18.241	20.416
2020	39.237	22.263	61.500	2.256	19.114	21.370
2021	40.761	23.460	64.221	2.338	20.010	22.349
2022	42.267	24.507	66.774	2.419	20.913	23.333
2023	43.773	25.636	69.409	2.506	21.854	24.360
2024	45.326	26.591	71.917	2.595	23.059	25.654
2025	46.929	27.502	74.431	2.686	24.101	26.787
2026	48.587	28.432	77.019	2.781	25.113	27.894
2027	50.304	29.380	79.684	2.879	26.132	29.012
2028	52.082	30.354	82.436	2.981	27.171	30.152
2029	53.923	31.351	85.274	3.086	28.227	31.313
2030	55.830	32.372	88.202	3.196	29.304	32.499

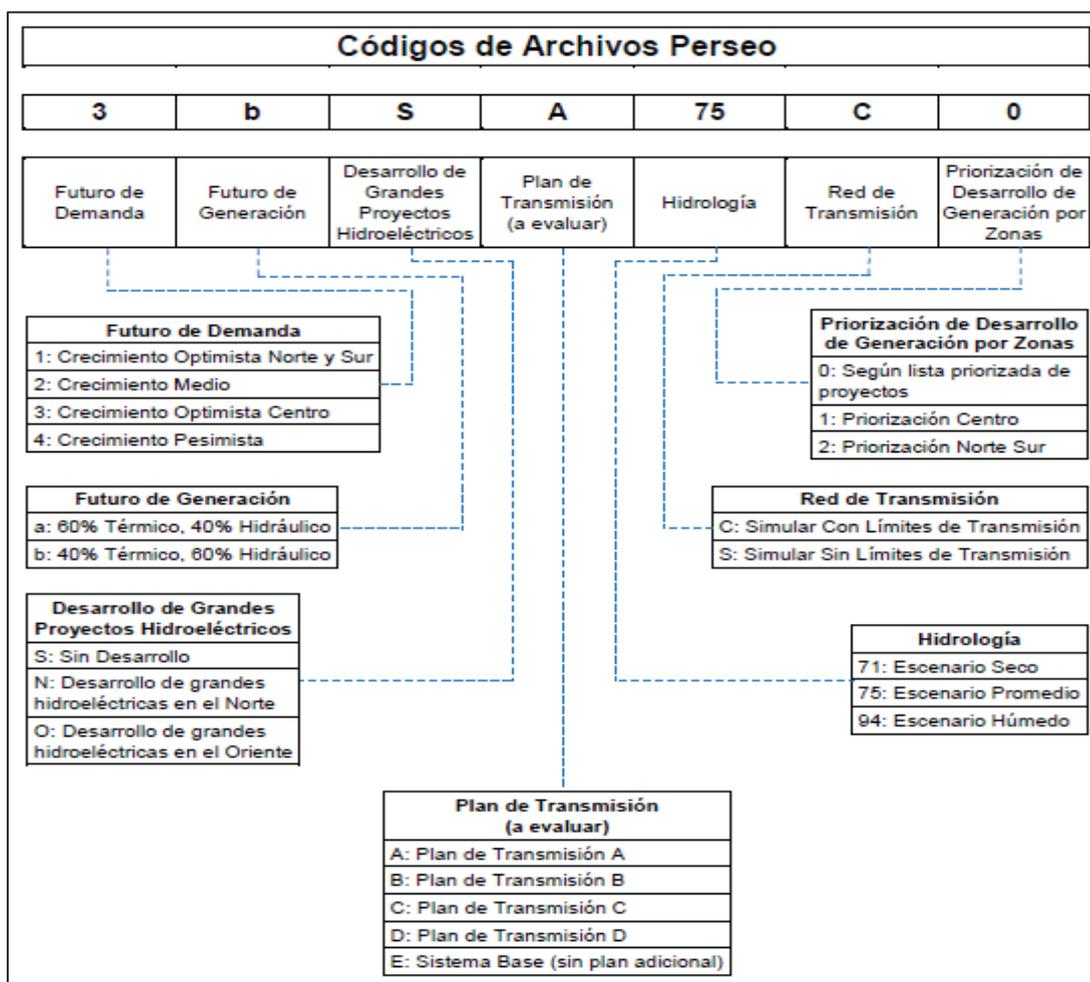
Fuente : CDEC SING



4.8. Escenario de estudio (caso base)

4.8.1. Escenario caso base PERSEO

Figura 4.7. Descripción del escenario para la simulación del COES



Fuente: Plan de transmisión 2017-2026 del COES

4.8.1.1. Futuro de demanda

Se seleccionó la opción “Crecimiento medio” ya que esta permite un análisis más adecuado del crecimiento de la demanda.



4.8.1.2. Futuro de generación

Se seleccionó la opción “A”, ya que la tendencia, en nuestro país considerando los nuevos ingresos de generación, se nota que la generación térmica es la predominante.

4.8.1.3. Desarrollo de grandes proyectos hidroeléctricos

Basados en la premisa anterior el desarrollo de grandes proyectos de generación hidroeléctrica entrara en una etapa de vacío es por eso que se selecciona la opción “Sin desarrollo”.

4.8.1.4. Plan de transmisión a evaluar

De acuerdo con la información que el COES proporciona solo se cuenta con la opción “E: sistema base” es por eso que es la opción seleccionada.

4.8.1.5. Hidrología

El análisis de la protección de la hidrología se basa en datos hidrológicos de escenarios pasados con una alta cantidad de información la mejor opción es la de “75: escenario promedio”, esto permite la proyección más óptima para los años futuros, considerando el tipo de estudio que se desarrolla.

4.8.1.6. Red de transmisión

En esta etapa se consideraran ambas alternativas ya que el decreto de urgencia 049 sigue en vigencia (hasta octubre 2017), en el cual no existe límites de transmisión se utilizara la opción “S”, y pasado ello en las simulaciones se considerara la opción “C”.

- C: con límites de transmisión
- S: sin límites de transmisión (UNINODAL)



4.8.1.7. Priorización de desarrollo de generación por zonas.

Para estar de acuerdo a las premisas anteriores de una tendencia promedio se considerar la opción “0: Según lista priorizada de proyectos”.

4.9. Resultados de simulación

4.9.1. Sistema eléctrico peruano aislado.

Los resultados obtenidos es considerando el SEIN sin interconexión y según los datos del Plan de Transmisión 2017-2026 del COES

4.9.1.1. Costos marginales en barras de generación del SEIN

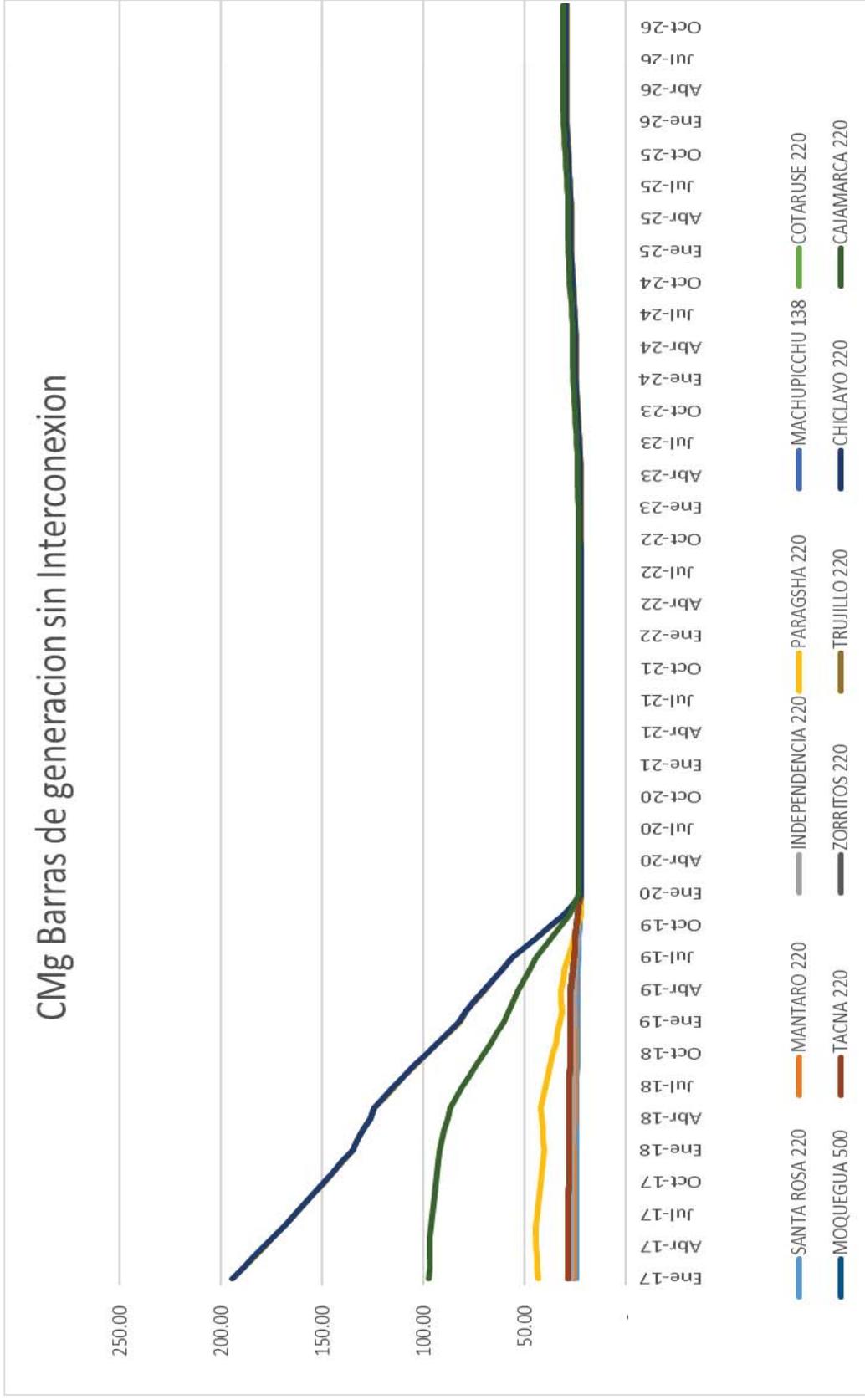
Los costos marginales en las barras del SEIN, se ve una diferencia entre la parte norte en comparación con el centro y sur del país, el cual es a causa de generación con costos elevados y congestión en la línea y en la parte centro y sur del país los costos marginales son relativamente económicas para mayor detalle ver anexo N° 5.

A inicios del año 2020 se observa que los costos marginales en las barras del SEIN, son casi iguales y económicas, esto debido a que subsanan los problemas de congestión e ingreso de centrales en el norte del país y también en ese periodo se prevé la llegada del gaseoducto sur peruano para hacer funcional el nodo energético sur peruano con las dos centrales de generación térmica relacionadas al proyecto de gas Camisea.

La siguiente figura se muestra la comparación de los costos marginales de las barras de generación del SEIN, son los resultados obtenidos de costos marginales con el modelo PERSEO.



Figura 4.8. Costos marginales del SEIN sin interconexión.



Fuente: Elaboración propia – Datos PERSEO



4.9.1.2. Costos de operación del sistema

Durante el periodo de estudio 2017-2026, se tuvo en total de **16,379.57 millones de dólares** de costos de operación del sistema, según los resultados de simulación. Existe una gran diferencia entre los costos de operación del SEIN mensualmente, esta diferencia que existe es a causa anteriores de los costos marginales. El costo operativo del SEIN, baja y es relativamente igual cuando se soluciona la generación cara en el norte del país y cuando ingresa el nodo energético sur peruano con la llegada del gaseoducto sur peruano el 2020.

La siguiente grafica representa los resultados obtenidos de la simulación del PERSEO en el periodo de estudio.

Figura 4.9. Costo de operación del SEIN sin interconexión



Fuente: Elaboración propia – Datos PERSEO



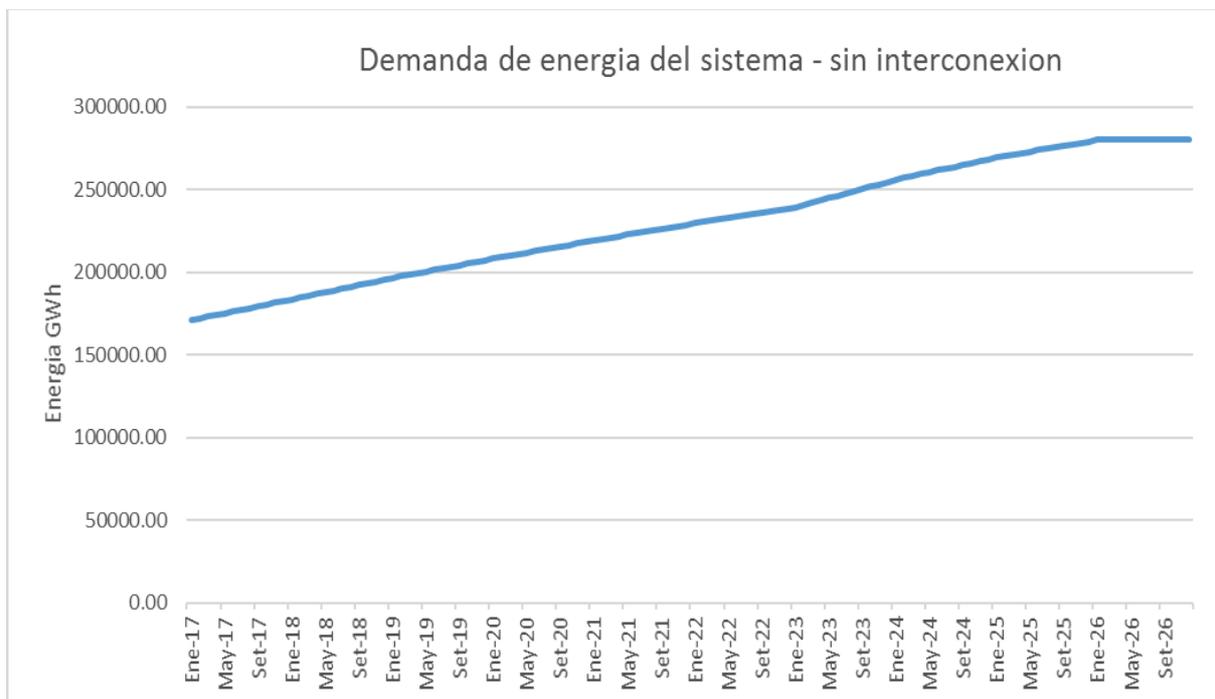
4.9.1.3. Demanda del sistema

El COES con coordinación con las entidades respectivas y coordinación con los integrantes del COES, realiza la proyección de demanda para evaluación del sistema y de esta manera se propone para los estudio posterior en el Plan de Transmisión 2017-2026.

Esta proyección de demanda se inserta en la base de datos del PERSEO de todas las cargas en bloques horarios, y esta utiliza para realizar los cálculos respectivos. Asimismo, el programa muestra la demanda del sistema de acuerdo a la simulación.

En la siguiente grafica representa la demanda del SEIN, de acuerdo al PERSEO.

Figura 4.10. Demanda del SEIN sin interconexión.



Fuente: Elaboración propia – Datos PERSEO



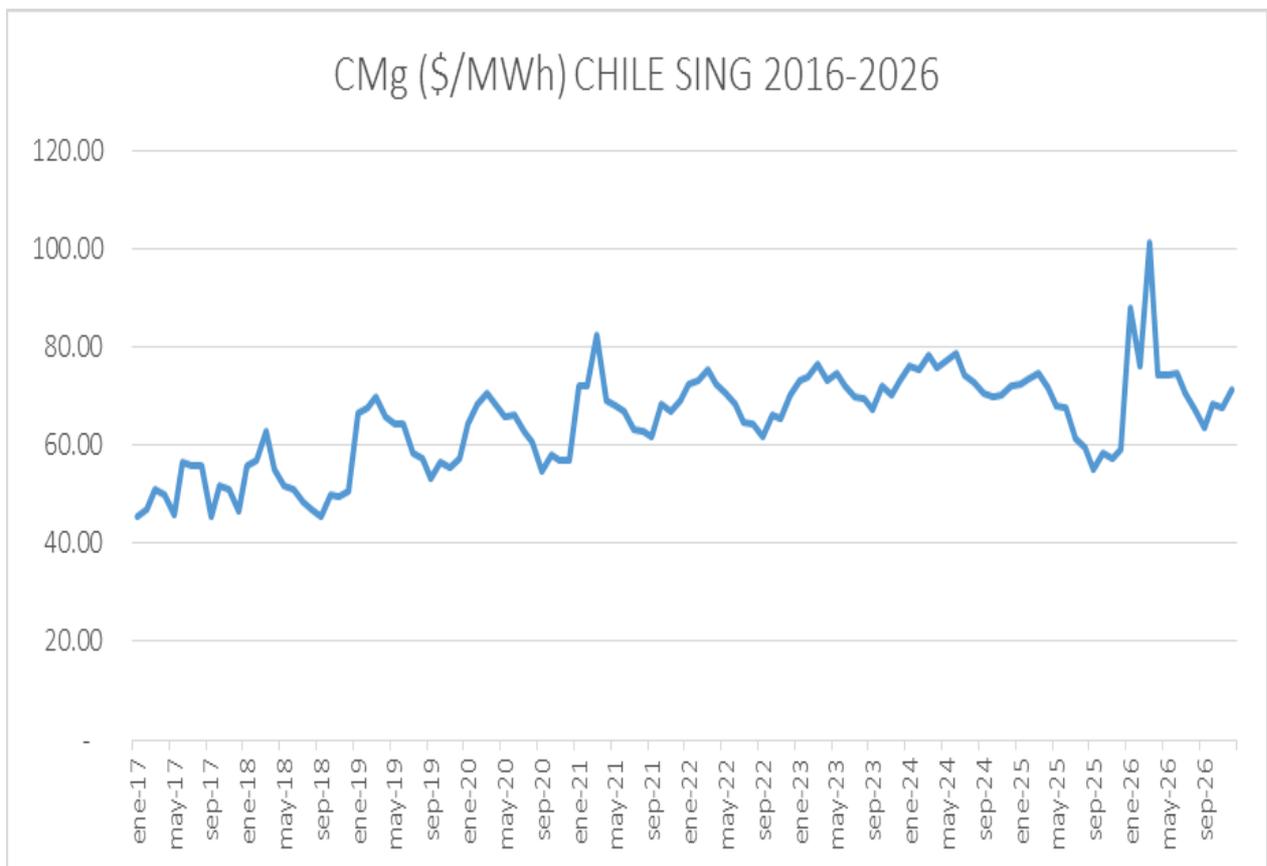
4.9.2. Sistema eléctrico chileno aislado.

4.9.2.1. Costos marginales SING chile.

Los resultados de simulación de costos marginales son el resultado del plan de estudio del 2015 -2030, del **SING CHILE**, para ello fue necesario tener base de generación y demanda, el cual se detalló en el anterior capítulo, para mayor detalle de valores ver anexo N° 5.

La simulación de los costos marginales fue realizada por el CDEC SING chileno.

Figura 4.11. Costo marginal SING CHILE - Crucero 220



Fuente: Elaboración propia



4.9.3. Sistema eléctrico peruano interconectado

4.9.3.1. Interconexión del sistema eléctrico peruano interconectado 220KV-150MW

La simulación es resultado del primer planteamiento de interconexión eléctrica entre Perú (SEIN) y Chile (SING) considerando, interconexión en nudos de frontera Tacna 220kV (Perú) – Parinacota 220 kV (Chile) con una carga de exportación de 150MW y factor de carga de 0.9.

La interconexión eléctrica se plantea el ingreso a partir de enero del 2021, el cual dependería la fecha exacta de acuerdos políticos y técnicos entre ambos países.

4.9.3.1.1. Costo marginal

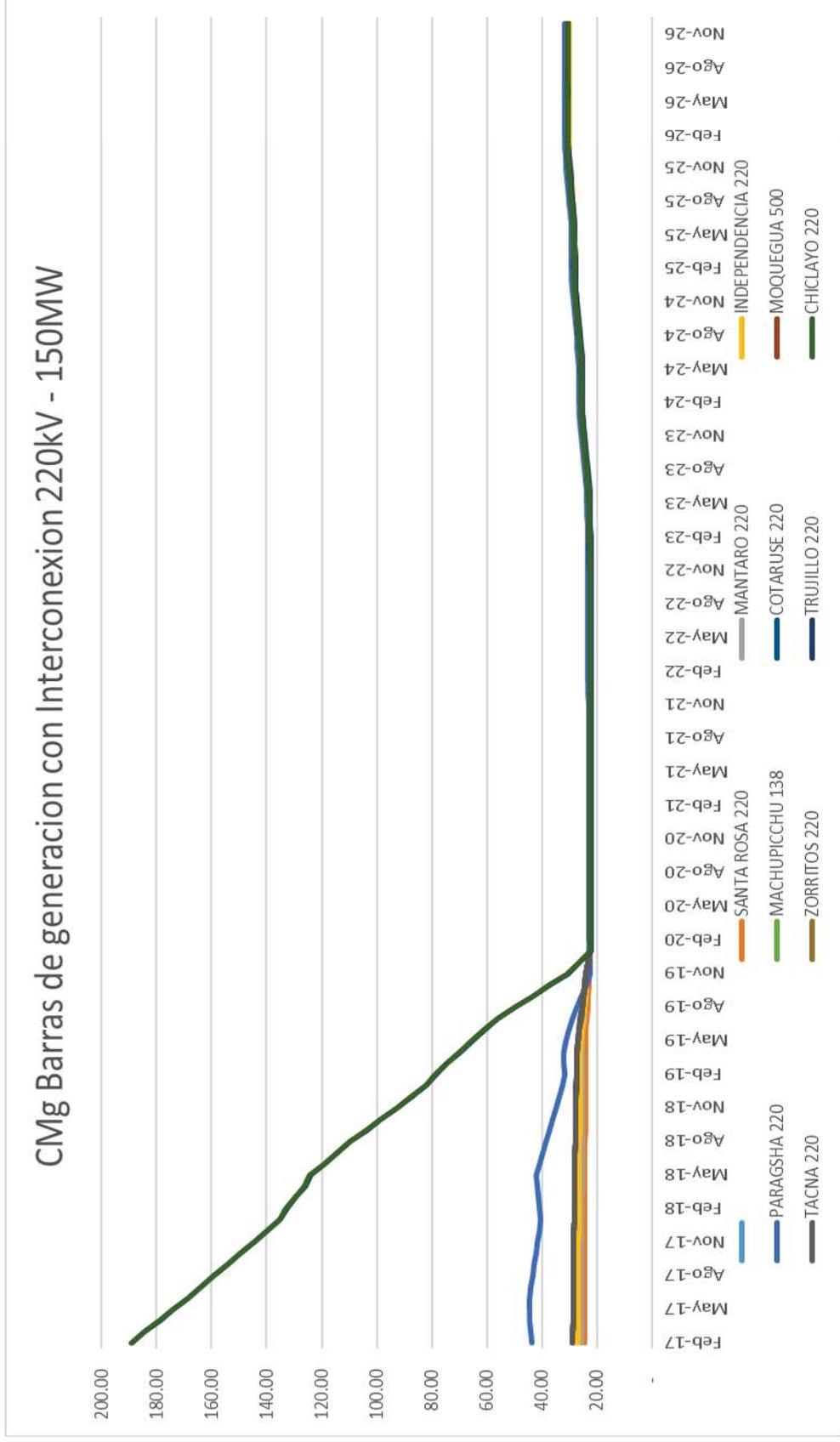
Los costos marginales en las barras del SEIN, antes de la interconexión son iguales a los costos marginales sin interconexión vistos en el anterior subcapítulo para más detalle ver anexo N° 5.

A inicios del año 2020 se observa que los costos marginales en las barras del SEIN, son casi iguales y económicas, esto debido a que subsanan los problemas de congestión e ingreso de centrales en el norte del país y también en ese periodo se prevé la llegada del gasoducto sur peruano para hacer funcional el nodo energético sur peruano con las dos centrales de generación térmica relacionadas al proyecto de gas Camisea.

El ingreso del nodo energético sur peruano (1500MW) hace que la parte sur del país no tenga problemas en déficit de oferta de generación y sería relativamente barata, ya que el recurso sería el gas de Camisea. Por lo que la exportación de 150 MW es poca y el cual produce mínima variación en los costos marginales en barras de generación del SEIN. La siguiente figura se muestra la comparación de los costos marginales de las barras de generación del SEIN, son los resultados obtenidos de costos marginales con el modelo PERSEO.



Figura 4.12. Costo marginal en barras de generación con interconexión 220 kV y 150MW



Fuente: Elaboración propia – Datos PERSEO



4.9.3.1.2. Costo de operación del sistema

El primer planteamiento de interconexión eléctrica en 220kV y 150MW en el nodo de frontera Tacna 220 kV que llevaría a cabo en enero del 2021, traería consigo durante el periodo de estudio 2017-2026, un total de 16,556.23 millones de dólares de costos de operación del sistema, según los resultados de simulación.

Los costos de operación incrementan con la exportación de 150 MW a Chile. La siguiente grafica representa los resultados obtenidos de la simulación del PERSEO en el periodo de estudio.

Figura 4.13. Costo de operación del sistema con interconexión 220 kV y 150MW



Fuente: Elaboración propia – Datos PERSEO



4.9.3.1.3. Demanda del sistema

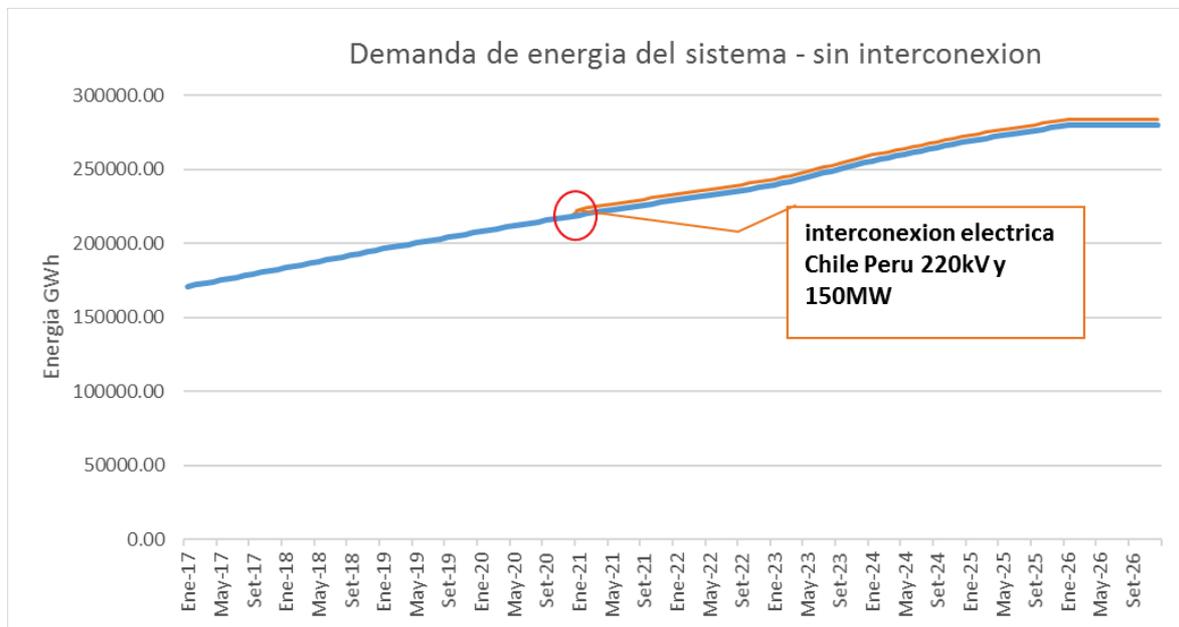
El COES con coordinación con las entidades respectivas y coordinación con los integrantes del COES, realiza la proyección de demanda para evaluación del sistema y de esta manera se propone para el estudio posterior en el Plan de Transmisión 2017-2026.

Esta proyección de demanda se inserta en la base de datos del PERSEO de todas las cargas en bloques horarios, y esta utiliza para realizar los cálculos respectivos. Asimismo, el programa muestra la demanda del sistema de acuerdo a la simulación.

La exportación del primer planteamiento de 150 MW, insertas en bloques horarios en la base del PERSEO, reflejan un incremento de demanda en la demanda del SEIN.

En la siguiente grafica representa la demanda del SEIN, de acuerdo al PERSEO.

Figura 4.14. Demanda de energía del sistema con interconexión 220kV y 150MW



Fuente: Elaboración propia – Datos PERSEO



4.9.3.2. Interconexión Del Sistema Eléctrico Peruano Interconectado 500kV -1000MW.

La segunda propuesta de interconexión según el plan de transmisión 2017-2026 del COES, sería con un sistema HVDC, una interconexión entre los nudos de frontera Moquegua 500Kv (Perú) y Crucero 220Kv (Chile), con una potencia de 1000MW.

4.9.3.2.1. Costo marginal

Los costos marginales en las barras del SEIN, antes de la interconexión son iguales a los costos marginales sin interconexión vistos en el anterior subcapítulo para más detalle ver anexo N° 5.

A inicios del año 2020 se observa que los costos marginales en las barras del SEIN, son casi iguales y económicas, esto debido a que subsanan los problemas de congestión e ingreso de centrales en el norte del país y también en ese periodo se prevé la llegada del gasoducto sur peruano para hacer funcional el nodo energético sur peruano con las dos centrales de generación térmica relacionadas al proyecto de gas Camisea.

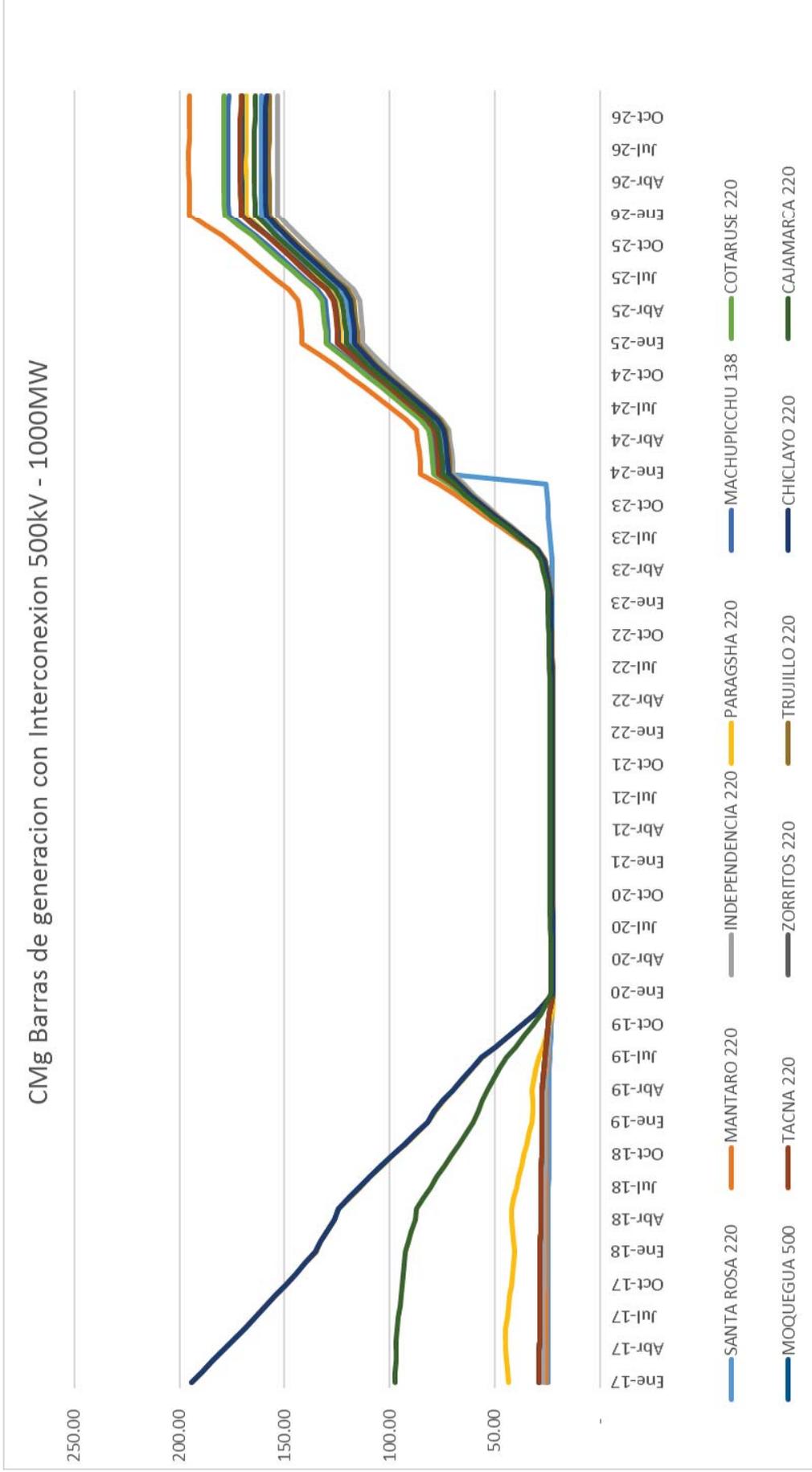
El ingreso del nodo energético sur peruano (1500MW) hace que la parte sur del país no tenga problemas en déficit de oferta de generación y sería relativamente barata, ya que el recurso sería el gas de Camisea.

La exportación de 1000MW a Chile desde la barra Moquegua, originaría un alza en los costos marginales del SEIN, produciendo altos costos de energía para Perú dándose más elevados costos marginales en la parte sur del SEIN y así sucesivamente en las demás barras de generación.

La siguiente figura se muestra la comparación de los costos marginales de las barras de generación del SEIN, son los resultados obtenidos de costos marginales con el modelo PERSEO



Figura 4.15. Costo marginal en barras de generación con interconexión 500 kV y 1000MW



Fuente: Elaboración propia – Datos PERSEO

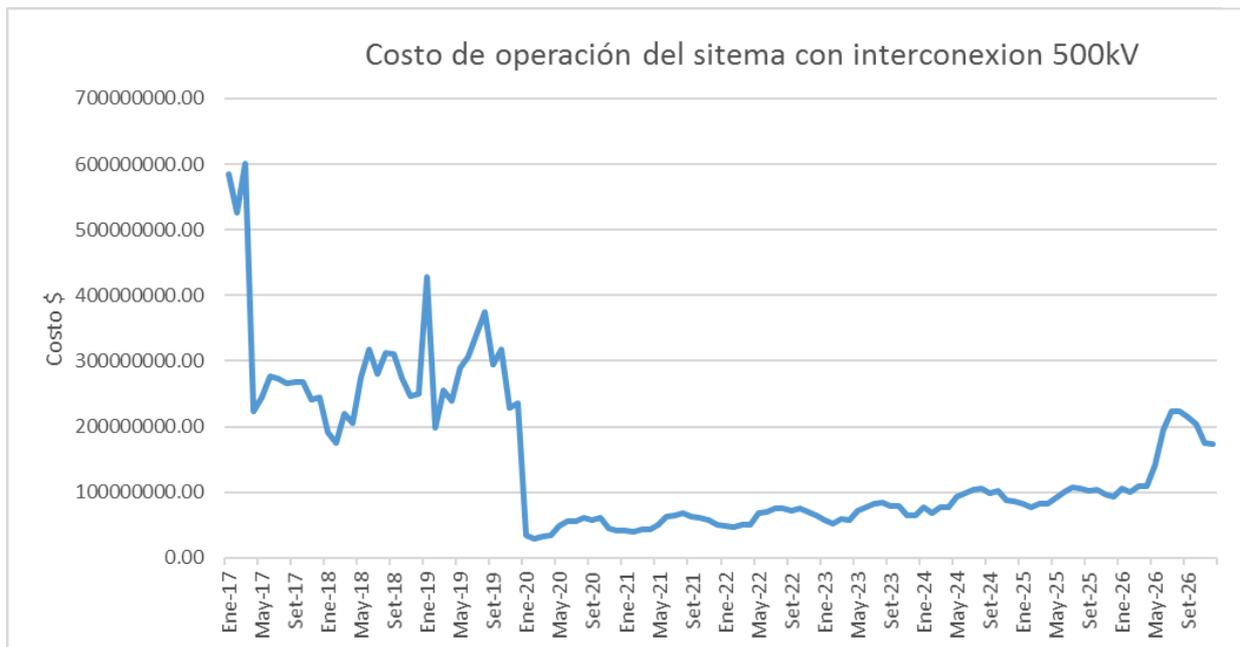


4.9.3.2.2. Costo de operación del sistema

El segundo planteamiento de interconexión eléctrica en 500kV y 1000MW en el nodo de frontera Moquegua 500 kV que llevaría a cabo en enero del 2024, traería consigo durante el periodo de estudio 2017-2026, un total de 17,573.97 millones de dólares de costos de operación del sistema, según los resultados de simulación.

Los costos de operación al igual que los costos marginales antes mencionados tendrían un alza. La siguiente grafica representa los resultados obtenidos de la simulación del PERSEO en el periodo de estudio

Figura 4.16. Costo de operación con interconexión de 500kV y 1000MW



Fuente: Elaboración propia – Datos PERSEO



4.9.3.2.3. Demanda del sistema

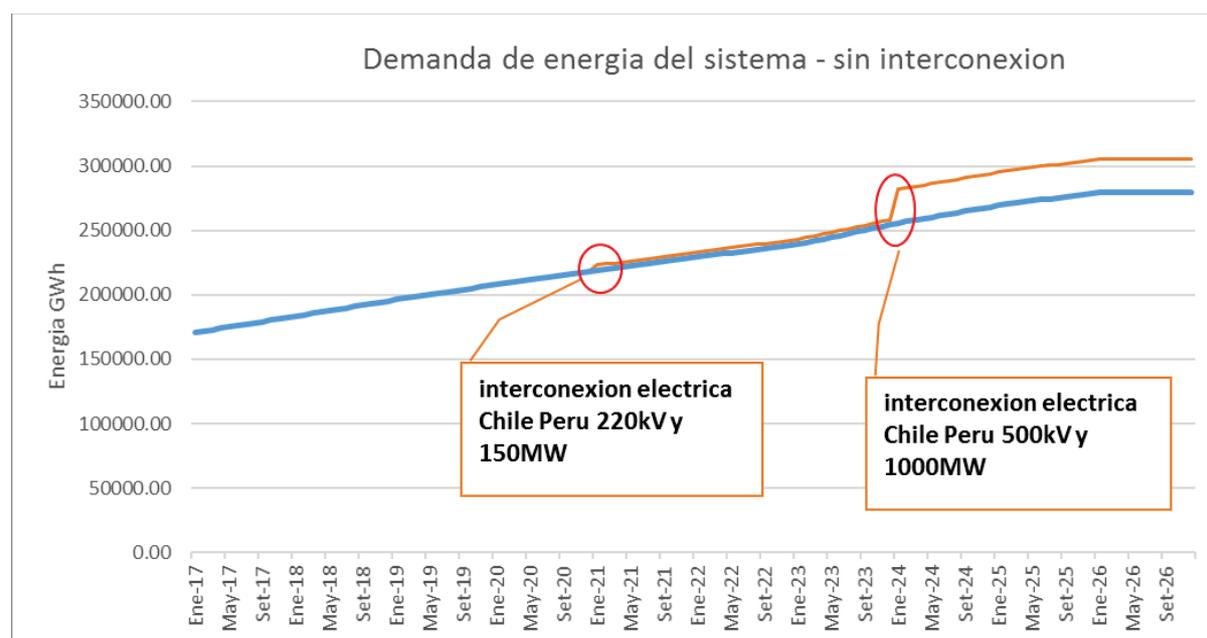
El COES con coordinación con las entidades respectivas y coordinación con los integrantes del COES, realiza la proyección de demanda para evaluación del sistema y de esta manera se propone para el estudio posterior en el Plan de Transmisión 2017-2026.

Esta proyección de demanda se inserta en la base de datos del PERSEO de todas las cargas en bloques horarios, y esta utiliza para realizar los cálculos respectivos. Asimismo, el programa muestra la demanda del sistema de acuerdo a la simulación.

La exportación del segundo planteamiento de 1000 MW, insertas en bloques horarios en la base del PERSEO, reflejan un incremento de demanda en la demanda del SEIN.

En la siguiente grafica representa la demanda del SEIN, de acuerdo al PERSEO.

Figura 4.17. Demanda de energía del sistema con interconexión de 500 KV y 1000MW



Fuente: Elaboración propia – Datos PERSEO



5. CAPITULO V

EVALUACIÓN DE COSTOS MARGINALES DEL SISTEMA ELÉCTRICO PERUANO CON LA FUTURA INTERCONEXION PERU (SEIN)-CHILE (SING)

5.1.Objetivo del capitulo

En el presente capitulo se realizará la evaluación de que traería consigo la futura interconexión eléctrica Perú – Chile de acuerdo al “proyecto ley que promueve el marco general para la interconexión internacional de los sistemas eléctricos y el intercambio de electricidad” y los resultados de simulación obtenidos en el capítulo anterior.

5.2.Introducción

Diferentes países interconectados eléctricamente demuestran que para lograr una exportación e importación de electricidad se deben superar aspectos políticos, técnicos, económicos, ambientales, sociales.

Uno de los pilares para que se realice dicha interconexión es la comparación de los costos marginales de ambos países de forma aislada.

Por su parte el gobierno chileno mediante CDEC SING, hizo la proyección de sus costos marginales de largo plazo, asimismo para el caso peruano se realizó la proyección de costos marginales mediante el modelo Perseo que se detalla en el capítulo anterior, de acuerdo a la base de datos del Plan de Transmisión 2017- 2026 del COES.

En las dos siguientes figuras se realiza las comparaciones de los costos marginales para los dos casos de interconexión.



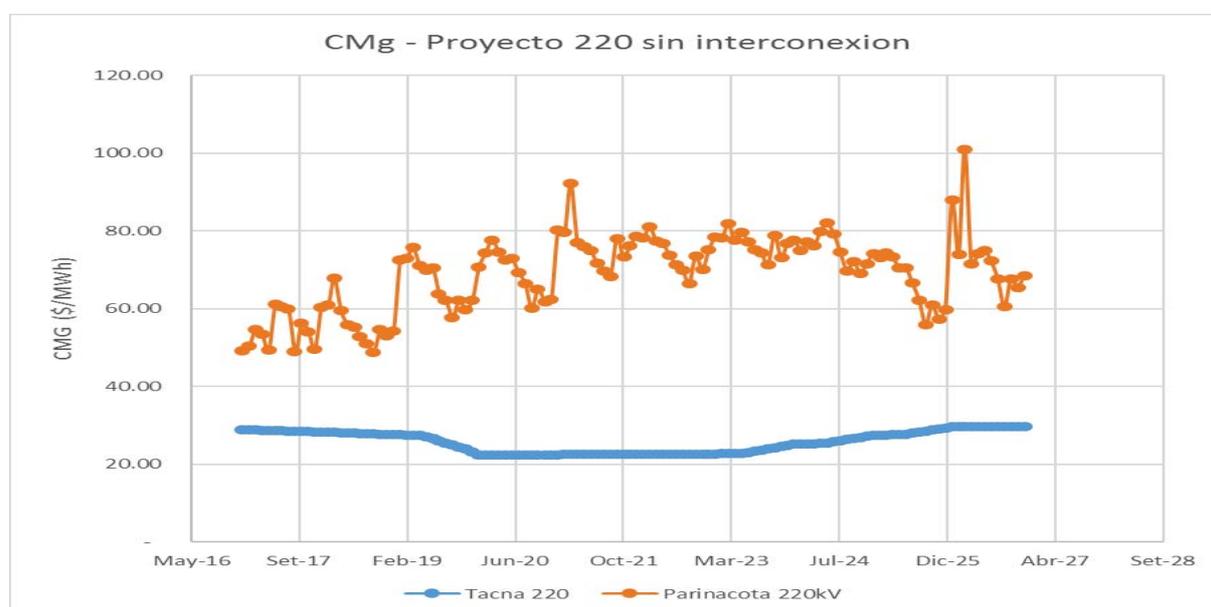
En la siguiente figura se realiza la comparación de los costos marginales para la interconexión en 220KV con 150MW entre los nodos de Tacna 220 (Perú) y Parinacota 220KV (Chile).

Tabla 5-1: Resumen de costos marginales promedio anual 2017-2026

AÑO	Sin Interconexión (US\$/MWh)	Interconectado en 220kV (US\$/MWh)	Interconectado en 500kV (US\$/MWh)
2017	24.59	24.59	24.59
2018	24.38	24.38	24.38
2019	23.61	23.61	23.62
2020	22.44	22.44	22.47
2021	22.50	22.53	22.53
2022	22.57	22.59	22.59
2023	23.53	23.69	23.69
2024	26.23	26.73	87.35
2025	28.72	29.54	131.68
2026	30.37	31.38	160.98

Fuente: Elaboración Propia

Figura 5.1. Costo marginal de nodos de frontera Perú Chile

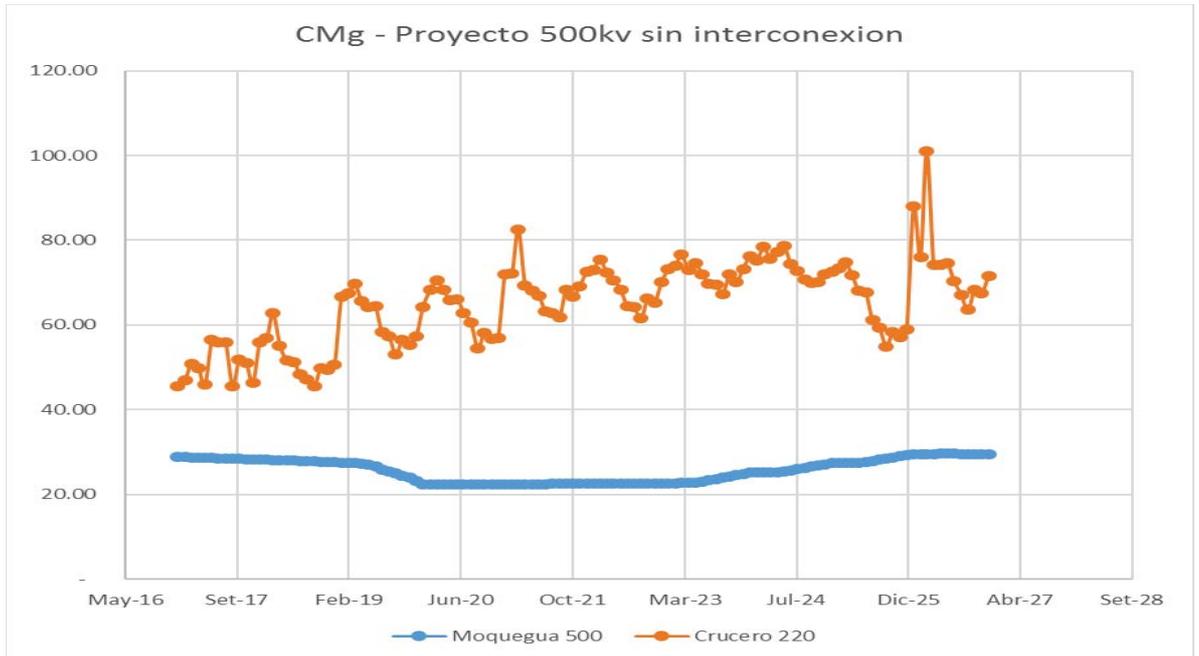


Fuente: Elaboración propia

En la siguiente figura se realiza la comparación de los costos marginales para la interconexión en 500KV con 1000MW entre los nodos de Moquegua 500kV (Perú) y Crucero 500kV (Chile).



Figura 5.2. Costo marginal de nodos de frontera Perú Chile



Fuente: Elaboración propia

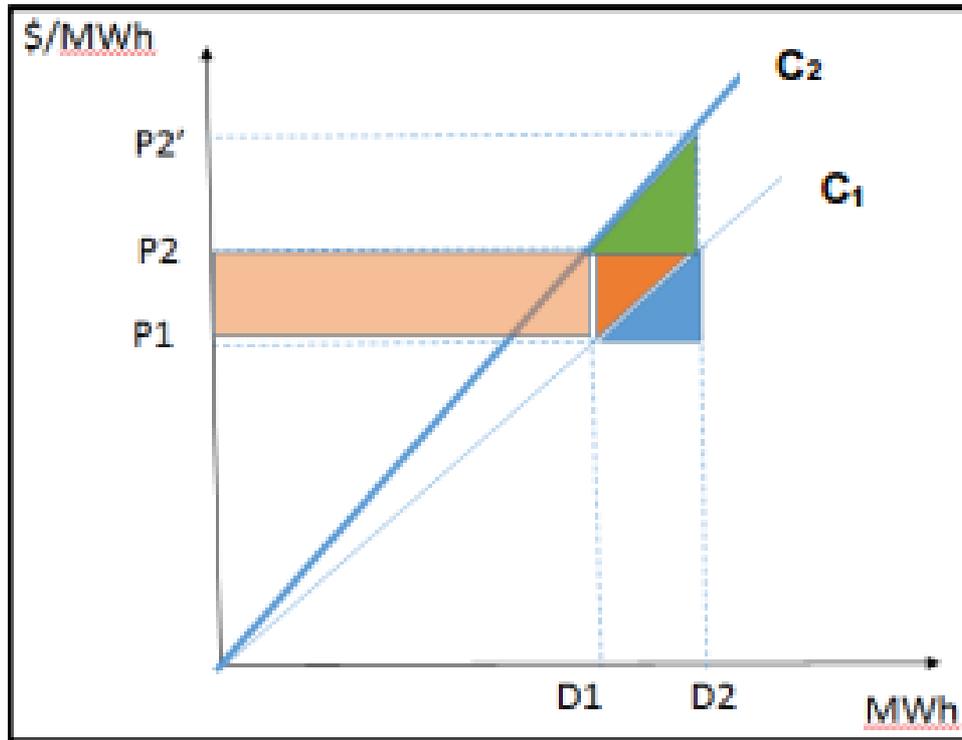
5.3. Evaluación de los costos marginales para la exportación de acuerdo a la “Ley que promueve el marco general para la interconexión internacional de los sistemas eléctricos y el intercambio de electricidad” [15].

5.3.1. Introducción

Tomando en cuenta la situación actual del sistema eléctrico peruano y que presenta un esquema de precios a nivel marginalista, la conformación de precios ante la posibilidad de exportación de energía eléctrica, considerando un mercado ideal, en el cual no existe congestión de líneas de transmisión, es la que sigue.



Figura 5.3. Esquema de conformación de precios en un modelo de interconexión eléctrica.



Fuente: proyecto de ley

5.3.2. Cálculo del perjuicio económico

Ya que la demanda de exportación a Chile se considera como demanda interna, todo el incremento de costo marginal sería asumido por el SEIN, la gráfica indica el perjuicio económico originado a los usuarios locales. Dicho perjuicio está dado por:

$$\text{Perjuicio Económico} = D_2 * (P_2 - P_1)$$



5.3.3. Cálculo de la renta e utilidad de empresa exportadora

Según la gráfica se refiere los triángulos naranja y azul, asimismo representan la ganancia total dividida de manera equitativa entre la empresa exportadora y el país exportador.

$$Renta\ Total_1 = (D2 - D1) * (P2 - P1)$$

5.3.4. Cálculo de la renta con comparación de precio internacional de gas natural

Según la gráfica se refiere al triángulo de color verde, que representaría la comparación final de curvas de demanda considerando los precios internacionales del gas representado por la siguiente fórmula:

$$Renta\ Total_2 = (D2 - D1) * (P'2 - P2)$$

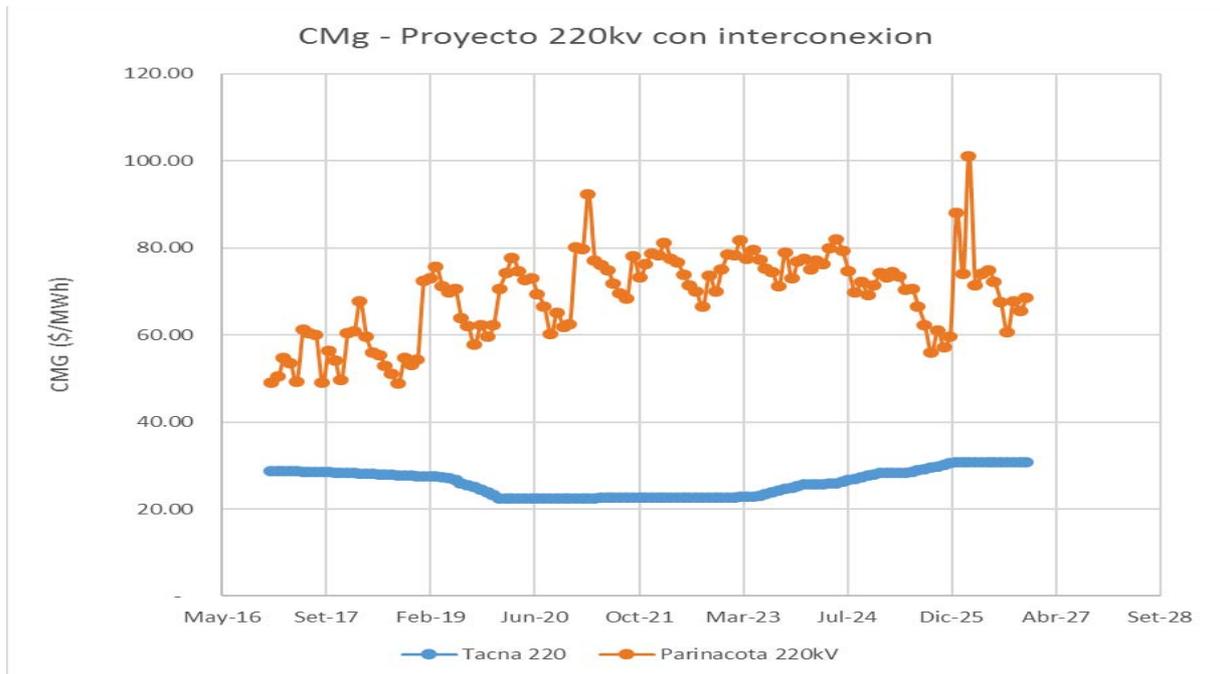
5.3.5. Interconexión del sistema eléctrico peruano interconectado 220KV-150MW

En la siguiente gráfica se comparará los costos marginales en los nodos de frontera Perú (Tacna 220kV) y Chile (Parinacota 220Kv), la simulación para los costos marginales de Perú es considerando a Chile como una carga adicional en el nodo de frontera.

Según el resultado existe la diferencia entre los costos marginales de Perú y Chile, por lo que existe la condición de poder interconectarse y exportar energía eléctrica.



Figura 5.4. Costo marginal de nodos de frontera Perú Chile - con interconexión 150MW



Fuente: Elaboración propia

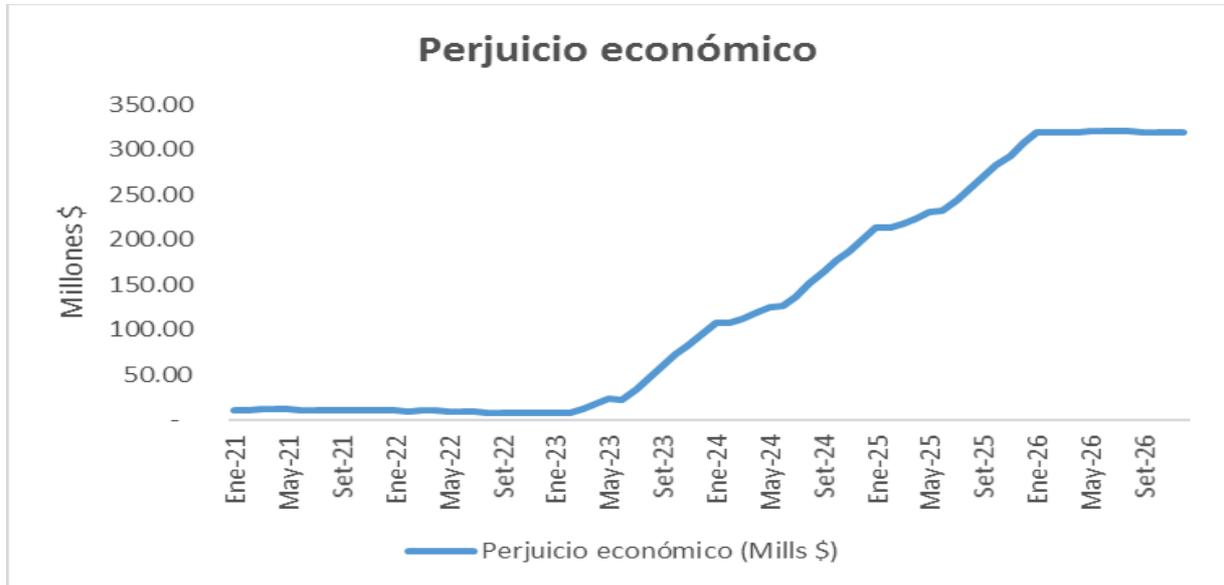
Bajo los criterios expuestos en los ítems anteriores se tiene las siguientes figuras:

En la siguiente figura se ilustra el perjuicio económico que ocasionaría la interconexión eléctrica con Chile en caso se considere la demanda de exportación como interna.

A inicios de la interconexión de acuerdo a los cálculos realizados, mensualmente un aproximado de 10 millones de dólares que el sistema asumiría para la cubrir la demanda de exportación y luego se incrementaría debido a la diferencia que surge entre el costo marginal de la simulación de forma aislada e interconectada en 220KV y 150 MW.



Figura 5.5. Perjuicio económico interconexión 220kV



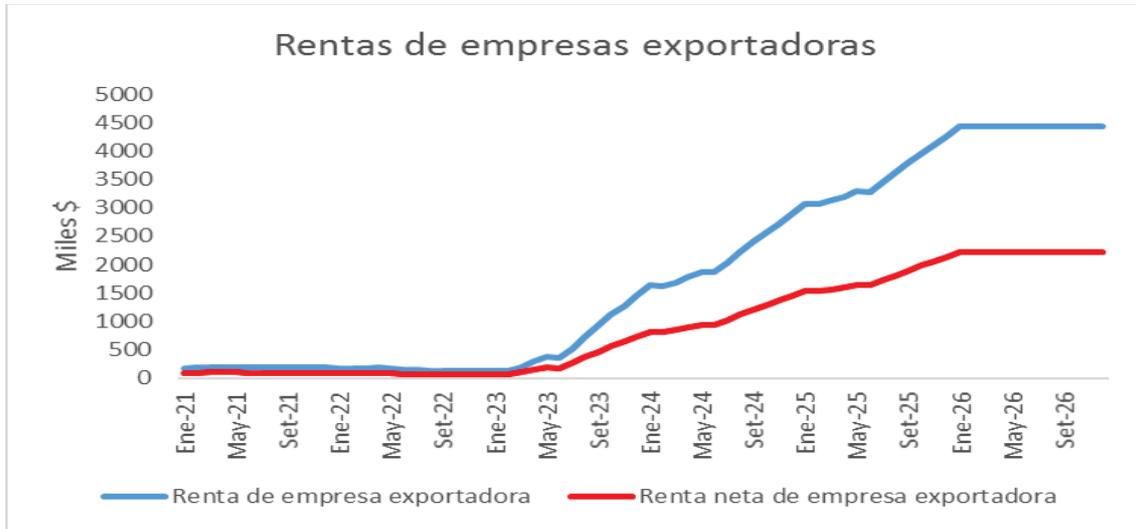
Fuente: Elaboración propia

En la siguiente figura muestra el resultado del cálculo de las rentas que recibirían las empresas exportadoras, ya que es necesario para realizar las transacciones internacionales empresas que cumplan los requisitos necesarios para ser exportador.

Según el modelo eléctrico de interconexión eléctrica, la renta total de las empresas exportadoras se tendría que dividir en la mitad para la misma empresa siendo esta su renta neta y la otra parte tendría que servir para la compensación a los usuarios locales.



Figura 5.6. Rentas de empresas exportadoras



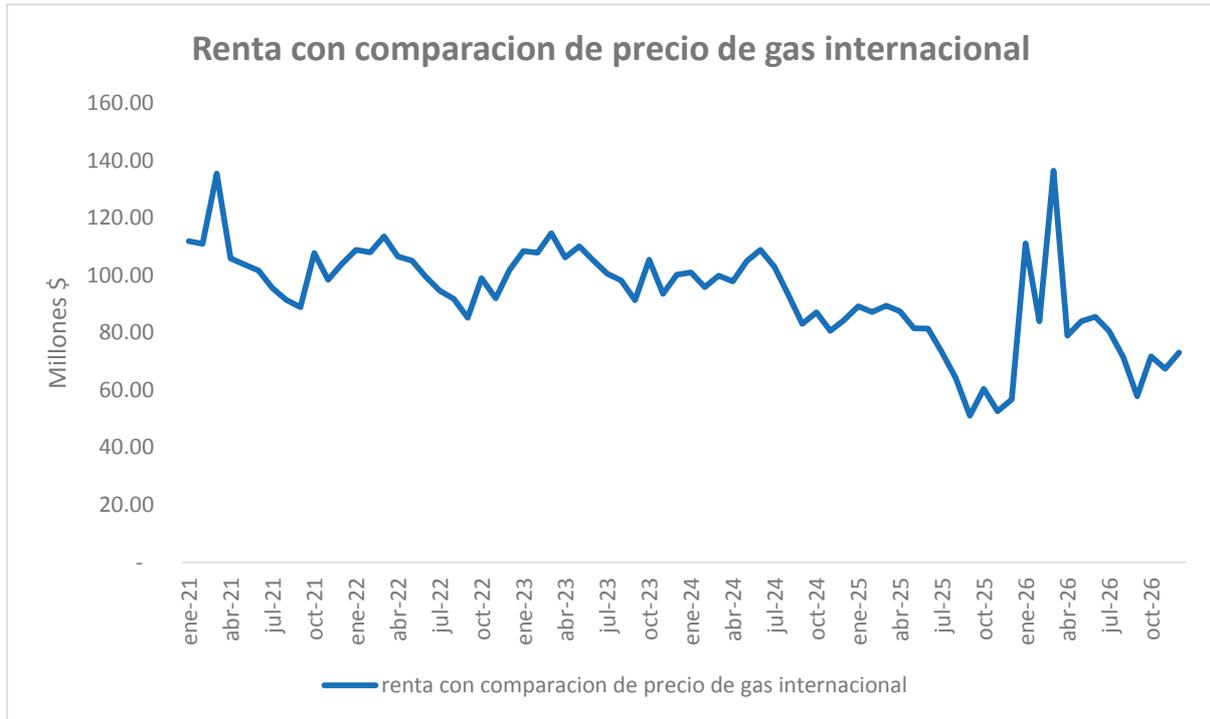
Fuente: Elaboración propia

Las consideraciones anteriores y su cálculo son tomando base el precio de gas interno, la siguiente grafica representa la renta adicional de acuerdo al modelo de interconexión eléctrica que percibiría el país si la exportación se realiza dando valor al precio de gas internacional.

La consideración de este cálculo se hizo comparando con los precios de gas internacional en este caso la de Chile.



Figura 5.7. Renta adicional con comparación de precio de gas internacional



Fuente: Elaboración propia

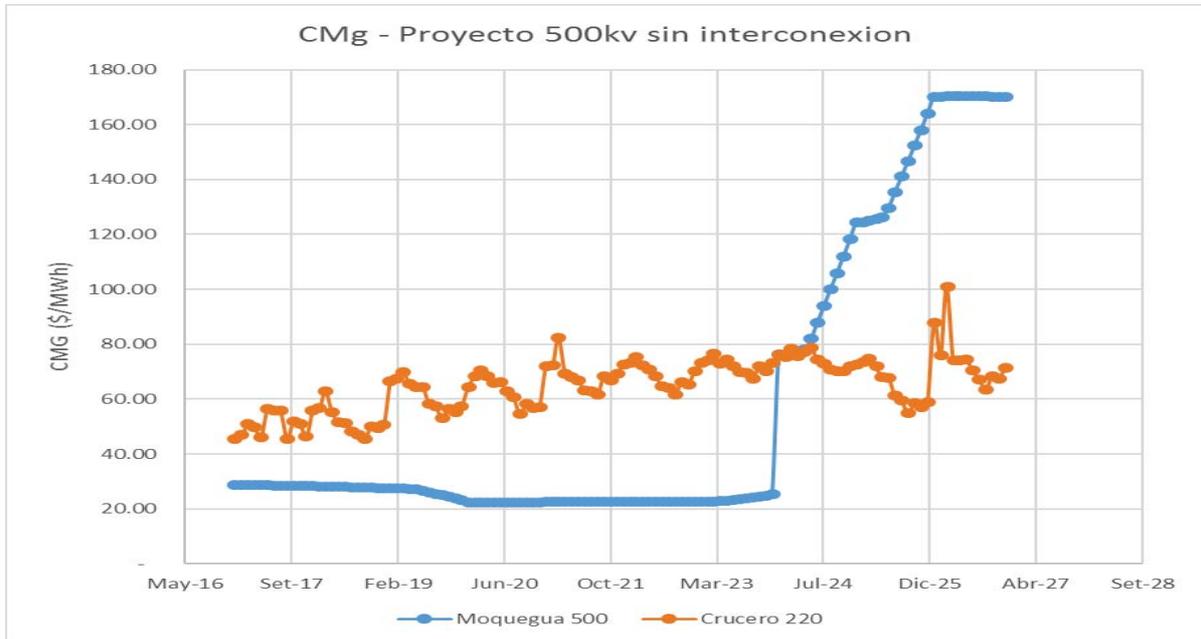
5.3.6. Interconexión del sistema eléctrico peruano interconectado 500kV-1000MW

En la siguiente grafica se comparará los costos marginales en los nodos de frontera Perú (Moquegua 500kV) y Chile (Crucero 500kV) con interconexión.

Se aprecia que la interconexión en 500kV y 1000MW produce elevados costos marginales en el sistema eléctrico peruano, por lo tanto, en esta medida no sería factible interconectar, ya que resulta perjudicial para el SEIN.



Figura 5.8. Costo marginal de nodos de frontera Perú Chile - con interconexión 1000MW



Fuente: Elaboración propia

En la siguiente figura refleja el perjuicio económico que conllevaría la interconexión de 1000MW, a resultado de la gran diferencia que existe entre los costos marginales simulados de manera aislada e interconectada en 500KV , resultan grandes cantidades de perjuicio para el SEIN.



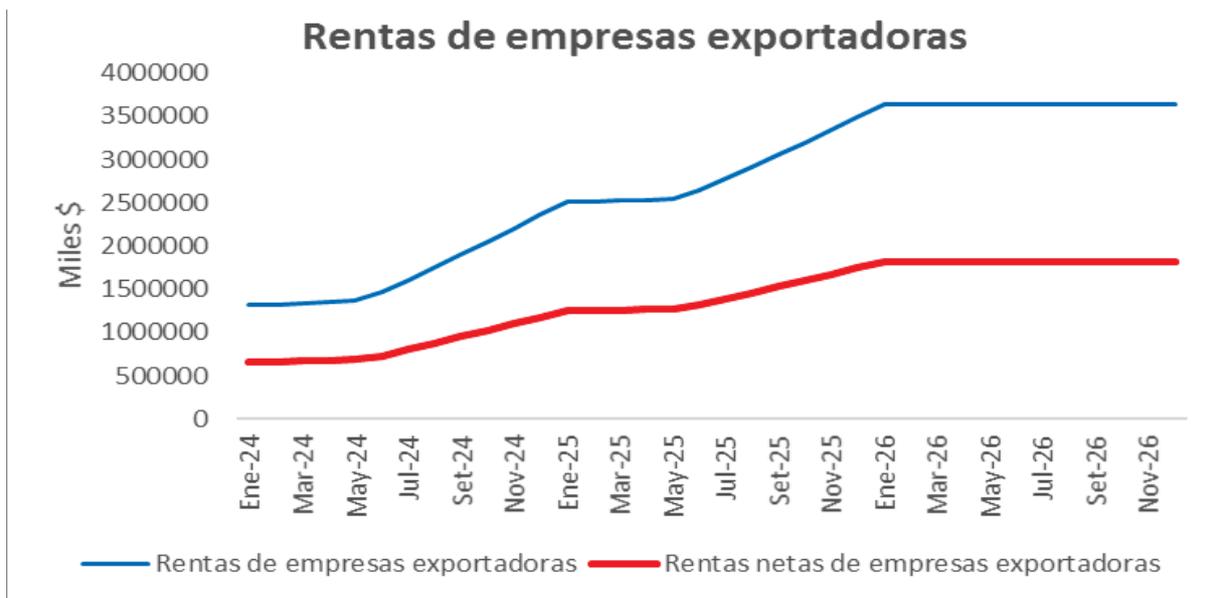
Figura 5.9. Perjuicio económico interconexión 500kV



Fuente: Elaboración propia

En la siguiente figura se expresa las rentas que tendrían las empresas exportadoras y asimismo la renta neta que recibirían estas.

Figura 5.10. Rentas de empresas exportadoras

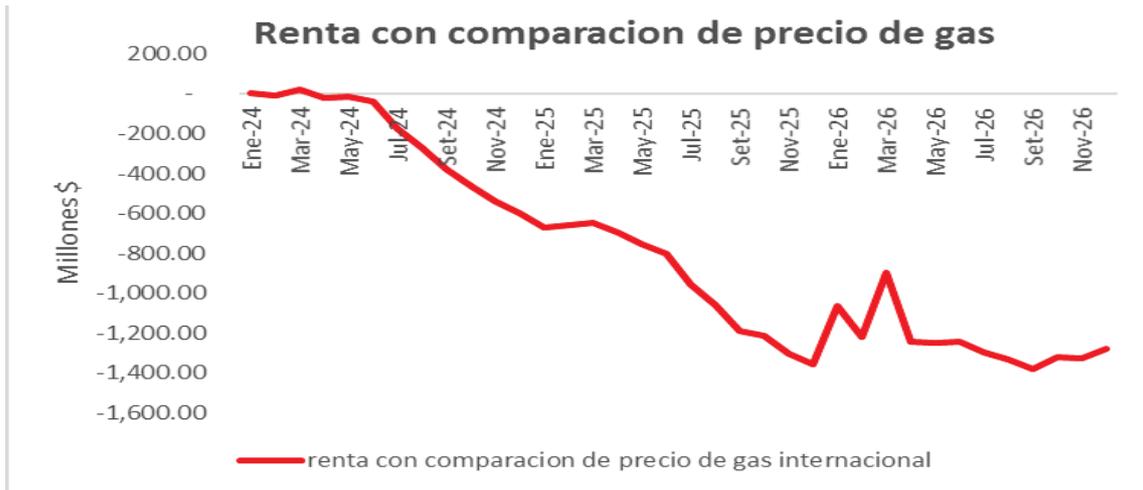


Fuente: Elaboración propia



En la siguiente figura se refleja el cálculo de la renta adicional que tendría con la comparación de precio de gas internacional, se aprecia que las rentas son negativas y es resultado de los elevados costos marginales que ocasiona la interconexión de 500kV con 1000MW.

Figura 5.11. Rentas adicionales con comparación de precio de gas internacional



Fuente: Elaboración propia



5.3.7. Evaluación riesgo beneficio

El riesgo de elevados costos marginales del SEIN, si se realiza interconexión con una capacidad altas, en nuestro caso el primer planteamiento no representa riesgo de elevar los costos marginales, el segundo caso de interconexión si representa un riesgo de costos marginales elevados.

El riesgo de ser exportador en base a recursos de gas, puesto que este recurso representa un recurso no renovable, y para vencer los obstáculos de interconexión a grandes capacidades el gobierno peruano deberá de incentivar más la generación con recursos hidráulicos siendo Perú un país con bastante recurso hídrico a desarrollar.

Los beneficios que se esperan alcanzar, permitirá el desarrollo del parque generador energético y una nueva fuente de recursos que serán destinados a la reducción de cargos adicionales en el peaje de transmisión y con ello la reducción de las tarifas eléctricas.



Tabla 5-2. Cargos adicionales al Peaje de Transmisión

Cargo por Compensación por Seguridad de Suministro (CUCSS). - Compensa a centrales duales que operan con gas natural o diesel y centrales de Reserva Fría (Artículo 6° de DL-1041)
Cargo por Prima de Generación con Recursos Energéticos Renovables (Prima RER). - Compensa a las centrales de generación que utilizan RER (Artículo 7° de DL-1002)
Cargo por Compensación de Generación Adicional (CUGA). - Pago por instalación de unidades de emergencia (Artículo 5° de DU-037-2008)
Cargo por Compensación de Costo Variable Adicional (CVOA-CMG). - Pago de sobrecostos de las unidades que operan con costo variable mayor al costo marginal (Artículo 1° del DU-049-2008)
Cargo por Compensación de Retiros Sin Contratos (CVOA-RSC). - Pago de sobrecostos de las unidades que cubren los Retiros Sin Contratos (Artículo 2° del DU-049-2008)
Cargo por Compensación por FISE. - Compensa a los generadores eléctricos por el recargo en el transporte de gas natural que financia el FISE (Artículo 4° de la Ley N° 29852)
Cargo por Afianzamiento de la Seguridad Energética (CASE). - Completa ingresos garantizados proyectos suministro gas natural y líquidos por seguridad energética (Artículo 2° de Ley N° 29970)
Cargo de Confiabilidad de la Cadena de Suministro (CCCSE). - Compensa a empresas estatales que incurran en gastos por situaciones de emergencia (Artículo 1° de Ley N° 29970)
Cargo por Cumplimiento de Mandato Judicial de ENERSUR y SAN GABAN (CMJ). - Devuelve pagos realizados por sistema de transmisión para dar cumplimiento a los mandatos judiciales
Cargo por Capacidad de Generación Adicional (CCGA). - Compensa a las centrales de generación contratadas por PROINVERSION como parte del Nodo Energético del Sur (1 000 MW Adjudicados a la Fecha), así como la C.T. Quillabamba (200 MW) (Artículo 4° de Ley N° 29970)
Cargo por Desconcentración de la Generación Eléctrica (CDGE). - Compensa los costos del gas natural para generación eléctrica en norte y sur del país con el objeto de desconcentrar la generación eléctrica y, de ser necesario favorecer el Nodo Energético en el Sur del Perú, para compensar el costo fijo de los contratos de transporte firme de gas natural que no sean asumidos por la centrales existentes (incluye C.T. Quillabamba) (Artículo 5° de Ley N° 29970)
Cargo por Mecanismo de Compensación para la Generación en Sistemas Eléctricos Aislados (CMCGSA). - Cargo destinado a beneficiar a los sistemas aislados que defina el Ministerio de Energía y Minas con tarifas similares a las del SEIN. Esta compensación será adicional a la compensación actual de sistemas aislados (Artículo 5° de Ley N° 29970)

Fuente: Osinergmin



5.4. Verificación de Hipótesis

Luego de determinar los Costos marginales en las barras de generación del sistema eléctrico peruano SEIN, mediante el uso del modelo PERSEO, en los escenarios propuestos por el COES del plan de transmisión 2017-2026, se procede a desarrollar una comparativa de estos resultados basados en un modelamiento matemático de alta complejidad con una base de datos bastante amplia detallada en los acápite anteriores, con una data histórica del COES de costos marginales y tarifas en Barra de OSINERGMIN.

Para la verificación de hipótesis se prosiguió a usar el método estadístico del coeficiente de correlación, siendo este un indicador de relación directa o inversa entre dos variables, entre las variables para cada escenario simulado.

$$\delta = \frac{S_{\text{Sobreoferta}/\text{CMg}}}{S_{\text{Sobreoferta}} \cdot S_{\text{CMg}}}$$

Donde:

$S_{\text{Sobreoferta}}$ = Varianza de la columna sobreoferta.

S_{CMg} = Varianza de la columna de Costos Marginales.



Tabla 5-3: Variables para el cálculo del Coeficiente de correlación sin interconexión –Escenario 1

Año	Demanda	Oferta	Sobreofeta	CMgs
2017	7377	14191.57	6814.57	24.59
2018	7946	14558.47	6612.47	24.38
2019	8497	14971.97	6474.97	23.61
2020	8968	18829.79	9861.79	22.44
2021	9491	18829.79	9338.79	22.50
2022	9930	19402.02	9472.02	22.57
2023	10302	19402.02	9100.02	23.53
2024	10691	19402.02	8711.02	26.23
2025	11077	19402.02	8325.02	28.72
2026	11422	19402.02	7980.02	30.37

Fuente: Elaboración propia

Obteniendo un coeficiente de correlación = -0.2453, entre la sobreoferta y los costos marginales, representando una variación inversa de 24.53%.

Tabla 5-4 : Variables para el cálculo del Coeficiente de correlación con interconexión 220kV-150MW –Escenario 2

Año	Demanda	Oferta	Sobreofeta	CMgs
2017	7377	14191.57	6814.57	24.59
2018	7946	14558.47	6612.47	24.38
2019	8497	14971.97	6474.97	23.61
2020	8968	18829.79	9861.79	22.44
2021	9641	18829.79	9188.79	22.53
2022	10080	19402.02	9322.02	22.59
2023	10452	19402.02	8950.02	23.69
2024	10841	19402.02	8561.02	26.73
2025	11227	19402.02	8175.02	29.54
2026	11572	19402.02	7830.02	31.38

Fuente: Elaboración propia

Obteniendo un coeficiente de correlación = -0.2436, entre la sobreoferta y los costos marginales, representando una variación inversa de 24.36%.



Tabla 5-5: Variables para el cálculo del Coeficiente de correlación con interconexión 500kV-1000MW –Escenario 3

Año	Demanda	Oferta	Sobreofeta	CMgs
2017	7377	14191.57	6814.57	24.59
2018	7946	14558.47	6612.47	24.38
2019	8497	14971.97	6474.97	23.62
2020	8968	18829.79	9861.79	22.47
2021	9641	18829.79	9188.79	22.53
2022	10080	19402.02	9322.02	22.59
2023	10452	19402.02	8950.02	23.69
2024	11841	19402.02	7561.02	87.35
2025	12227	19402.02	7175.02	131.68
2026	12572	19402.02	6830.02	160.98

Fuente: Elaboración propia

Obteniendo un coeficiente de correlación = -0.3994, entre la sobreoferta y los costos marginales, representando una variación inversa de 39.94%.



CONCLUSIONES

1. De la determinación de los costos marginales en las principales barras de generación del sistema eléctrico peruano (SEIN), frente a la interconexión eléctrica con el Sistema interconectado norte grande (SING) Chileno, en dos escenarios según el plan de transmisión 2017-2026, para una interconexión de 220kV y 150MW, resulta un promedio de 26.08 US\$/MWh en la barra de interconexión Tacna 220kV, incrementando en 1 US\$/MWh los CMg en el Perú siendo beneficioso para interconexión, para una interconexión de 500kV y 1000MW, resulto un promedio de 132.81 US\$/MWh en la barra de interconexión Montalvo 500kV, incrementando en 140 US\$/MWh los CMg en el Perú siendo no beneficioso para interconexión.
2. Del diagnóstico de los sistemas eléctricos de Perú y Chile, del cual resulta un Costo marginal promedio anual al 2015 en Perú de 14.70 US\$/MWh, con una potencia instalada de 10150MW, ocasionando una sobreoferta de 61.67% en el SEIN, el costo marginal promedio anual al 2015 en Chile resulto ser de 56.42US\$/MWh, con una potencia instalada de 4183.5MW, existiendo la posibilidad de interconexión.
3. De la evaluación mediante el uso del software PERSEO se determina el despacho Hidrotérmico del sistema eléctrico peruano de manera aislada siendo resultado de la simulación en las principales barras de generación (Santa Rosa= 24.89 US\$/MWh; Montalvo= 25.71 US\$/MWh, Tacna= 25.71 US\$/MWh, Independencia= 25.15 US\$/MWh, Machupicchu= 25.76 US\$/MWh) y frente a dos escenarios de interconexión propuestos por el COES mediante el plan de transmisión 2017-2026; siendo resultado de la simulación para una interconexión en 220kV y 150MW en las principales barras de generación (Santa Rosa= 26.08 US\$/MWh; Montalvo= 25.83 US\$/MWh, Tacna= 25.84 US\$/MWh, Independencia= 25.58 US\$/MWh,



Machupicchu= 25.94 US\$/MWh); y para una interconexión en 500kV y 1000MW en las principales barras de generación (Santa Rosa =126.67 US\$/MWh, Montalvo= 132.81 US\$/MWh, Tacna= 133.31 US\$/MWh, Independencia= 120.35 US\$/MWh, Machupicchu= 135.82 US\$/MWh).

4. De la evaluación de los beneficios y riesgos mediante el proyecto de ley N°5201 “Proyecto de ley que aprueba el marco general para la interconexión internacional de los sistemas eléctricos y el intercambio de electricidad”, resultando beneficioso para el primer escenario de interconexión propuesto por el COES, generando una ganancia total de 1, 839,376.62 US\$ para el usuario final, durante el periodo de interconexión, sin embargo para el segundo escenario de interconexión resulto perjudicial para el sistema, ya que los costos marginales en el Perú son mucho mayores que los costos marginales en Chile.



SUGERENCIAS

1. Desarrollar un estudio técnico que complemente de manera adecuada al estudio de mercado, teniendo en cuenta las nuevas tecnologías en líneas de alta tensión en corriente continua (HVDC) y subestaciones Back to Back.
2. Es recomendable tener un futuro portafolio de nuevos proyectos de generación, teniendo como prioridad las energías renovables, esto porque como se ve en las simulaciones, la matriz energética peruana en un futuro será predominantemente térmica, en base a un recurso agotable y por el momento de bajo costo como el gas natural de Camisea.
3. Se sugiere la realización de los estudios eléctricos correspondientes y exigidos por la normativa de operación de los respectivos sistemas. Estos estudios deberán garantizar evitar que posibles contingencias suscitadas en la línea de transmisión de la interconexión no afecten la operación de los sistemas. Entre los estudios a ser realizados se sugieren:
 - Estudio de flujos de potencia.
 - Estudio de niveles de corto circuito.
 - Estudios de estabilidad.



BIBLIOGRAFÍA

- [1.] **Ministerio de Energía y Minas - MINEM**
- [2.] **Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería – OSINERGMIN**
- [3.] **Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional Perú – COES SINAC – Anuario 2015.**
- [4.] **Centro de despacho económico del Sistema interconectado norte grande CDEC SING-CHILE – Anuario 2015**
- [5.] **Comisión de Integración Energética Regional – CIER**
- [6.] **Comunidad Andina de Naciones CAN, “Acuerdo para la Interconexión Regional de los Sistemas Eléctricos y el Intercambio Internacional de Energía Eléctrica”, Comunidad Andina de Naciones, Cartagena de Indias Colombia, 2001.**
- [7.] **EGEMSA Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A. Operación Económica de Sistemas Eléctricos de Potencia–Año de publicación 1996. Cusco Perú.**
- [8.] **GRANADA, Gerardo. Análisis del Despacho de sistema de generación de el salvador. SAN SALVADOR 2002.**
- [9.] **SINFUENTES R. Wilfredo. Conceptos Básicos de Despacho Económico. LIMA-PERU. 2014.**
- [10.] **TESIS “ANÁLISIS DE LOS PRECIOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL PERÚ DEBIDO A LA INTERCONEXIÓN PERÚ – BOLIVIA” Javier Ortega-Jorge Polar, UNSAAC, 2010.**
- [11.] **Ministerio de Energía, Chile**
- [12.] **DAMMER Alfredo. Regulación y supervisión del Sector Electrico.1ara ed. LIMA.2010.**



- [13.] ANAYA MORALES. Willy. **Determinantes del precio spot de generación eléctrica en el Perú**
- [14.] **Organismo latinoamericano de energía - OLADE**
- [15.] Proyecto de ley N°5201/2015-PE “**proyecto de ley que aprueba el marco general para la interconexión internacional de los sistemas eléctricos y el intercambio de electricidad**” del congreso de la república, 2015
- [16.] OSINERMINING. **Manual Técnico Metodología del Perseo**. LIMA-PERU.20.
- [17.] UTEC, **Presentación Mercado Electrico Peruano** Carlos gomero 2016.
- [18.] Bibliografía en internet.



RELACIÓN DE ANEXOS

Anexo N°1: Potencia Instalada Y Producción De Energía Eléctrica, por regiones 2015

Anexo N°2: Mapa y diagrama unifilar del SEIN 2016

Anexo N°3: Proyección de demanda eléctrica del Perú

Anexo N°4: Mapa y diagrama unifilar del SING CHILE 2016

Anexo N°5: Proyección de costos marginales en principales barras del SEIN y SING

Anexo N°6: Calculo del modelo de interconexión: Perjuicio económico, rentas de empresas exportadoras y renta con referencia de gas internacional

Anexo N°7: Diagrama unifilar de propuesta de interconexión eléctrica Perú Chile

Anexo N°8: “Ley que establece disposiciones para el financiamiento de proyectos de inversión pública y otras medidas prioritarias”, Véase Artículo N°7, Prorroga del Decreto de Urgencia DU 049-2008.

Anexo N°9: Procedimiento N° 07: Cálculo de los Costos Marginales de Energía de Corto Plazo – COES

Anexo N°10: Procedimiento N° 33: Compensaciones de costos operativos adicionales de las Unidades de Generación Térmicas – COES.



Anexo N°11: Proyecto N° 5201/2015: “Ley que promueve el marco general para la interconexión internacional de los sistemas eléctricos y el intercambio de electricidad”

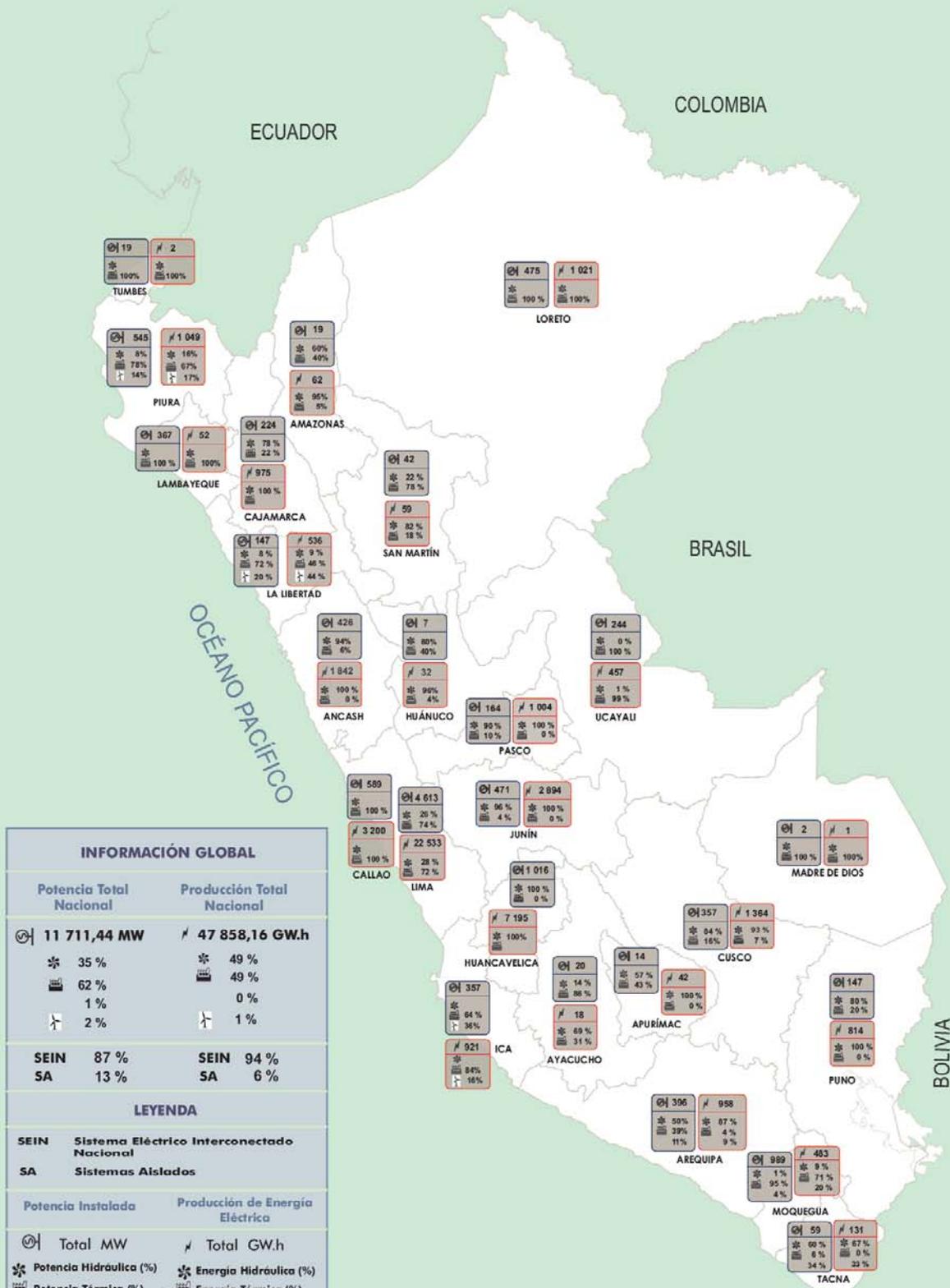


Anexo N°1

POTENCIA INSTALADA Y PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, POR REGIONES 2015



MAPA DE POTENCIA INSTALADA Y PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2015



INFORMACIÓN GLOBAL			
Potencia Total Nacional		Producción Total Nacional	
11 711,44 MW	47 858,16 GW.h		
35 %	49 %		
62 %	49 %		
1 %	0 %		
2 %	1 %		
SEIN 87 %	SEIN 94 %		
SA 13 %	SA 6 %		
LEYENDA			
SEIN	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional		
SA	Sistemas Aislados		
Potencia Instalada		Producción de Energía Eléctrica	
Total MW	Total GW.h		
Potencia Hidráulica (%)	Energía Hidráulica (%)		
Potencia Térmica (%)	Energía Térmica (%)		
Potencia Solar (%)	Energía Solar (%)		
Potencia Eólica (%)	Energía Eólica (%)		

Email: promodge@minem.gob.pe

URL: <http://www.minem.gob.pe>



Anexo N°2

MAPA Y DIAGRAMA UNIFILAR DEL SEIN 2016



“DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS MARGINALES EN BARRAS DE GENERACIÓN, CON LA FUTURA INTERCONEXIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS PERÚ – CHILE”







Anexo N°3

PROYECCIÓN DE DEMANDA ELÉCTRICA DEL PERÚ



Años	Escenarios				
	Muy Pesimista	Pesimista	Base	Optimista	Muy Optimista
2014	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%
2015	1,5%	2,3%	2,8%	3,3%	3,8%
2016	2,3%	3,1%	3,5%	4,0%	4,6%
2017	2,6%	3,5%	3,9%	4,5%	5,2%
2018	2,3%	3,6%	4,1%	4,8%	5,7%
2019	1,7%	3,2%	3,9%	4,8%	6,3%
2020	1,7%	3,2%	3,9%	4,8%	6,4%
2021	1,5%	3,0%	3,7%	4,7%	6,3%
2022	1,3%	2,9%	3,6%	4,6%	6,3%
2023	1,2%	2,7%	3,4%	4,5%	6,3%
2024	1,1%	2,6%	3,3%	4,4%	6,2%
2025	1,1%	2,5%	3,3%	4,4%	6,3%
2026	1,1%	2,6%	3,3%	4,4%	6,4%
2014-2026	1,6%	2,9%	3,6%	4,4%	5,8%

Tabla 1 Proyección del PBI en escenarios (%)

Zonas	MUY OPTIMISTA GWh	OPTIMISTA GWh	BASE GWh	PESIMISTA GWh	MUY PESIMISTA GWh
CENTRO	5 709	5 709	5 654	4 891	4 891
Ampliacion de Aceros Arequipa (Pisco)	1 300	1 300	1 300	1 300	1 300
Expansión Toromocho	904	904	904	904	904
Ampliacion Shougang Hierro Perú	808	808	808	808	808
Pampa de Pongo (JMP)	631	631	631	631	631
Mina Justa	434	434	434	434	434
Ampliacion Antamina	1 100	1 100	1 063	318	318
Ampliacion UNACEM-Condorcocha	270	270	270	270	270
El Porvenir	117	117	117	117	117
Pukaqaqa (Mipo)	146	146	128	110	110
NORTE	4 678	4 678	4 237	1 867	1 867
Ampliación modernización Refinería Talara	788	788	788	788	788
Ampliación Cemento Pacasmayo	436	436	436	436	436
Salmueras Sudamericanas	260	260	260	260	260
La Arena	210	210	200	180	180
Cementos Plura	105	105	105	105	105
Ampliación Cajamarquilla-Bongará	98	98	98	98	98
Mchiquillay	1 156	1 156	1 156	0	0
Galeno (Lumina)	1 130	1 130	942	0	0
Ampliación Bayovar-Miski Mayo	227	227	227	0	0
Ampliacion SIDER PERU	225	225	0	0	0
Langostinera	42	42	25	0	0
SUR	10 384	10 384	9 864	7 926	7 926
Ampliacion Cerro Verde-500KV	3 021	3 021	2 877	2 733	2 733
Las Bambas (XSTRATA)	1 192	1 192	1 192	1 192	1 192
Quellaveco	1 870	1 870	1 496	1 010	1 010
Amp.Concentradora Toquepala (SPCC)	865	865	865	865	865
Quechua	615	615	615	615	615
Amp.Concentradora Cuajone (SPCC)	572	572	572	572	572
Haqira (Antares)	1 037	1 037	1 037	518	518
Corani	266	266	266	266	266
Inmaculada_Cotaruse	139	139	139	139	139
Ollachea (Kuri Kullu)	19	19	17	15	15
Los Calatos (Hampton)	788	788	788	0	0
Grand Total	20 771	20 771	19 755	14 684	14 684

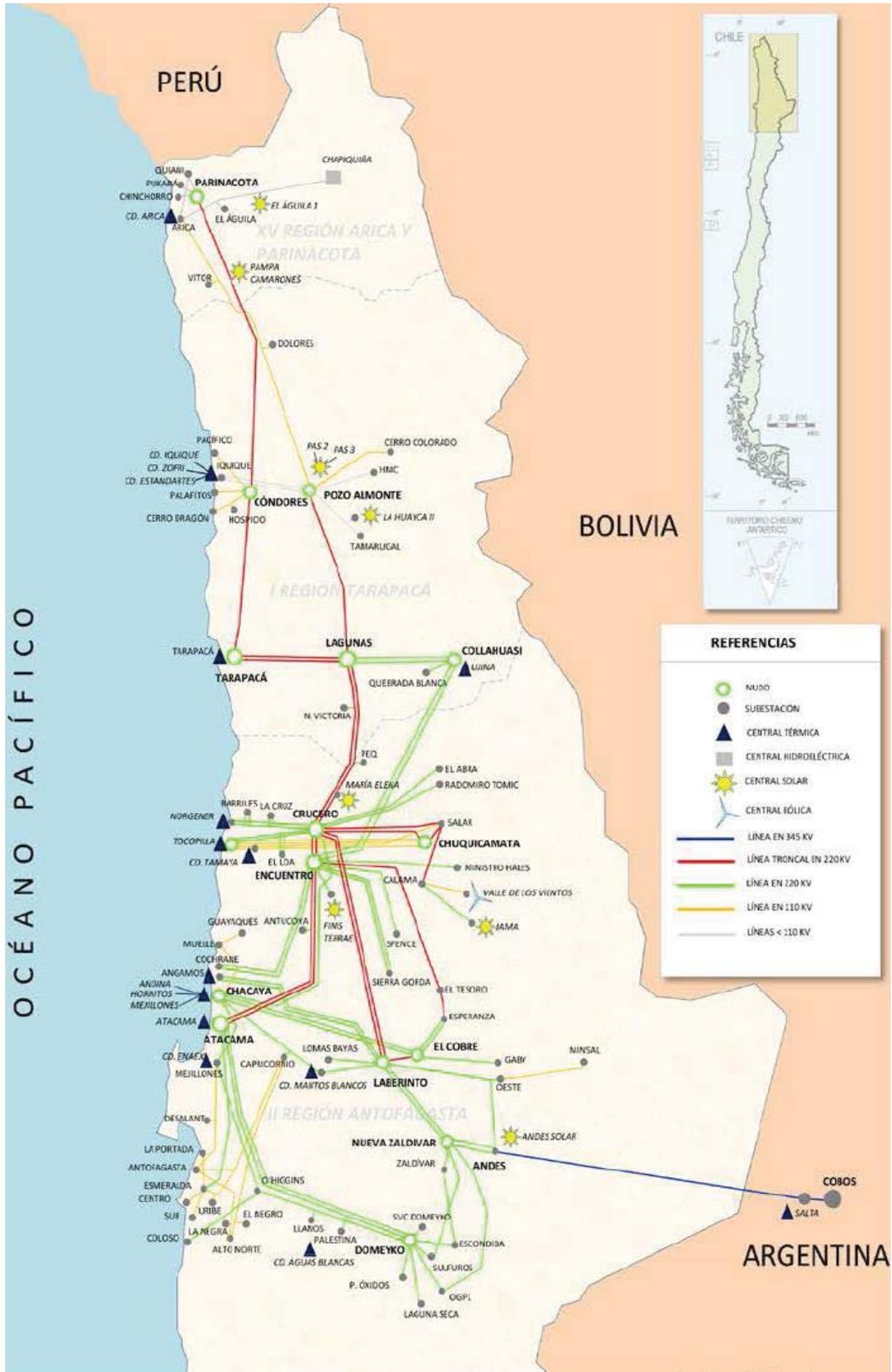
Tabla 4 Proyectos año 2026 (GWh)



Anexo N°4

MAPA Y DIAGRAMA UNIFILAR SING

CHILE 2016







Anexo N°5

COSTO MARGINAL EM PRINCIPAL

BARRAS DEL SEIN



A). PROYECCIÓN DE COSTO MARGINAL (\$/MWh) PRINCIPALES BARRAS SEIN - CENTRO

FECHA	SANTA ROSA 220			MANTARO 220			INDEPENDENCIA 220		
	Sin Interconexion	Interconexion 220 kV	Interconexion 500 kV	Sin Interconexion	Interconexion 220 kV	Interconexion 500 kV	Sin Interconexion	Interconexion 220 kV	Interconexion 500 kV
Ene-17	24.60	24.60	24.60	25.63	25.65	25.63	27.05	27.04	27.05
Feb-17	24.61	24.61	24.61	25.62	25.63	25.62	27.04	27.03	27.04
Mar-17	24.61	24.61	24.61	25.69	25.70	25.69	27.01	27.00	27.01
Abr-17	24.63	24.63	24.63	25.76	25.77	25.76	26.98	26.97	26.98
May-17	24.63	24.63	24.63	25.75	25.76	25.75	26.95	26.95	26.95
Jun-17	24.62	24.62	24.62	25.73	25.74	25.73	26.92	26.91	26.92
Jul-17	24.60	24.60	24.60	25.72	25.73	25.72	26.88	26.88	26.88
Ago-17	24.58	24.58	24.58	25.71	25.72	25.71	26.84	26.84	26.84
Set-17	24.56	24.56	24.56	25.69	25.70	25.69	26.81	26.80	26.81
Oct-17	24.55	24.55	24.55	25.68	25.69	25.68	26.77	26.77	26.77
Nov-17	24.53	24.53	24.53	25.67	25.68	25.67	26.74	26.73	26.74
Dic-17	24.53	24.53	24.53	25.67	25.68	25.67	26.71	26.71	26.71
Ene-18	24.53	24.53	24.53	25.66	25.68	25.66	26.68	26.68	26.68
Feb-18	24.51	24.51	24.51	25.61	25.62	25.61	26.65	26.64	26.65
Mar-18	24.50	24.50	24.50	25.55	25.56	25.55	26.61	26.60	26.61
Abr-18	24.49	24.49	24.48	25.49	25.49	25.48	26.57	26.56	26.57
May-18	24.48	24.48	24.47	25.45	25.45	25.44	26.54	26.53	26.53
Jun-18	24.45	24.45	24.45	25.46	25.47	25.46	26.49	26.47	26.48
Jul-18	24.41	24.41	24.40	25.47	25.47	25.46	26.43	26.41	26.42
Ago-18	24.35	24.35	24.34	25.46	25.47	25.45	26.36	26.35	26.35
Set-18	24.28	24.28	24.28	25.45	25.45	25.44	26.29	26.28	26.28
Oct-18	24.23	24.23	24.22	25.44	25.44	25.43	26.23	26.21	26.21
Nov-18	24.19	24.19	24.18	25.45	25.44	25.43	26.17	26.15	26.16
Dic-18	24.15	24.15	24.15	25.45	25.45	25.43	26.12	26.10	26.10
Ene-19	24.13	24.13	24.13	25.46	25.46	25.44	26.07	26.05	26.05
Feb-19	24.13	24.13	24.13	25.47	25.47	25.46	26.03	26.01	26.01
Mar-19	24.14	24.14	24.14	25.51	25.51	25.49	25.99	25.97	25.98
Abr-19	24.14	24.14	24.14	25.50	25.49	25.49	25.95	25.93	25.93
May-19	24.09	24.09	24.10	25.39	25.38	25.38	25.78	25.77	25.77
Jun-19	23.96	23.96	23.97	25.12	25.12	25.12	25.46	25.45	25.45
Jul-19	23.67	23.67	23.68	24.68	24.68	24.68	24.92	24.92	24.92
Ago-19	23.46	23.46	23.48	24.43	24.43	24.43	24.59	24.59	24.59
Set-19	23.24	23.24	23.26	24.16	24.17	24.17	24.24	24.24	24.24
Oct-19	22.97	22.97	23.00	23.77	23.78	23.78	23.75	23.76	23.76
Nov-19	22.80	22.80	22.82	23.51	23.53	23.53	23.43	23.44	23.44
Dic-19	22.60	22.60	22.62	22.97	23.00	23.00	22.89	22.90	22.90
Ene-20	22.40	22.40	22.42	22.41	22.44	22.44	22.33	22.36	22.36
Feb-20	22.40	22.40	22.43	22.42	22.45	22.45	22.34	22.37	22.37
Mar-20	22.41	22.41	22.44	22.42	22.46	22.46	22.35	22.38	22.38
Abr-20	22.42	22.42	22.45	22.43	22.47	22.47	22.36	22.39	22.39
May-20	22.43	22.43	22.46	22.44	22.48	22.48	22.37	22.40	22.40
Jun-20	22.44	22.44	22.47	22.45	22.50	22.50	22.38	22.41	22.41
Jul-20	22.44	22.44	22.47	22.46	22.52	22.52	22.38	22.42	22.42
Ago-20	22.45	22.45	22.48	22.47	22.52	22.52	22.39	22.43	22.43
Set-20	22.46	22.46	22.49	22.48	22.53	22.53	22.40	22.43	22.43
Oct-20	22.46	22.46	22.49	22.49	22.54	22.54	22.41	22.44	22.44
Nov-20	22.46	22.46	22.50	22.50	22.55	22.55	22.41	22.45	22.45
Dic-20	22.47	22.47	22.50	22.51	22.57	22.57	22.42	22.45	22.45
Ene-21	22.47	22.51	22.51	22.52	22.58	22.58	22.42	22.46	22.46
Feb-21	22.48	22.51	22.51	22.53	22.60	22.60	22.43	22.47	22.47
Mar-21	22.48	22.52	22.52	22.54	22.61	22.62	22.44	22.48	22.48
Abr-21	22.49	22.52	22.52	22.55	22.62	22.64	22.44	22.48	22.49
May-21	22.50	22.53	22.53	22.57	22.63	22.65	22.45	22.49	22.50
Jun-21	22.50	22.53	22.53	22.58	22.64	22.66	22.46	22.50	22.51
Jul-21	22.50	22.53	22.53	22.59	22.65	22.69	22.47	22.50	22.53
Ago-21	22.51	22.54	22.54	22.60	22.66	22.72	22.47	22.51	22.55
Set-21	22.52	22.55	22.55	22.60	22.67	22.75	22.48	22.52	22.57
Oct-21	22.52	22.55	22.55	22.61	22.68	22.78	22.49	22.52	22.59
Nov-21	22.52	22.55	22.55	22.63	22.69	22.82	22.49	22.53	22.60
Dic-21	22.53	22.55	22.55	22.64	22.70	22.85	22.50	22.53	22.62



FECHA	SANTA ROSA 220			MANTARO 220			INDEPENDENCIA 220		
	Sin Interconexion	Interconexion 220 kV	Interconexion 500 kV	Sin Interconexion	Interconexion 220 kV	Interconexion 500 kV	Sin Interconexion	Interconexion 220 kV	Interconexion 500 kV
Ene-17	24.60	24.60	24.60	25.63	25.65	25.63	27.05	27.04	27.05
Feb-17	24.61	24.61	24.61	25.62	25.63	25.62	27.04	27.03	27.04
Mar-17	24.61	24.61	24.61	25.69	25.70	25.69	27.01	27.00	27.01
Abr-17	24.63	24.63	24.63	25.76	25.77	25.76	26.98	26.97	26.98
May-17	24.63	24.63	24.63	25.75	25.76	25.75	26.95	26.95	26.95
Jun-17	24.62	24.62	24.62	25.73	25.74	25.73	26.92	26.91	26.92
Jul-17	24.60	24.60	24.60	25.72	25.73	25.72	26.88	26.88	26.88
Ago-17	24.58	24.58	24.58	25.71	25.72	25.71	26.84	26.84	26.84
Set-17	24.56	24.56	24.56	25.69	25.70	25.69	26.81	26.80	26.81
Oct-17	24.55	24.55	24.55	25.68	25.69	25.68	26.77	26.77	26.77
Nov-17	24.53	24.53	24.53	25.67	25.68	25.67	26.74	26.73	26.74
Dic-17	24.53	24.53	24.53	25.67	25.68	25.67	26.71	26.71	26.71
Ene-18	24.53	24.53	24.53	25.66	25.68	25.66	26.68	26.68	26.68
Feb-18	24.51	24.51	24.51	25.61	25.62	25.61	26.65	26.64	26.65
Mar-18	24.50	24.50	24.50	25.55	25.56	25.55	26.61	26.60	26.61
Abr-18	24.49	24.49	24.48	25.49	25.49	25.48	26.57	26.56	26.57
May-18	24.48	24.48	24.47	25.45	25.45	25.44	26.54	26.53	26.53
Jun-18	24.45	24.45	24.45	25.46	25.47	25.46	26.49	26.47	26.48
Jul-18	24.41	24.41	24.40	25.47	25.47	25.46	26.43	26.41	26.42
Ago-18	24.35	24.35	24.34	25.46	25.47	25.45	26.36	26.35	26.35
Set-18	24.28	24.28	24.28	25.45	25.45	25.44	26.29	26.28	26.28
Oct-18	24.23	24.23	24.22	25.44	25.44	25.43	26.23	26.21	26.21
Nov-18	24.19	24.19	24.18	25.45	25.44	25.43	26.17	26.15	26.16
Dic-18	24.15	24.15	24.15	25.45	25.45	25.43	26.12	26.10	26.10
Ene-19	24.13	24.13	24.13	25.46	25.46	25.44	26.07	26.05	26.05
Feb-19	24.13	24.13	24.13	25.47	25.47	25.46	26.03	26.01	26.01
Mar-19	24.14	24.14	24.14	25.51	25.51	25.49	25.99	25.97	25.98
Abr-19	24.14	24.14	24.14	25.50	25.49	25.49	25.95	25.93	25.93
May-19	24.09	24.09	24.10	25.39	25.38	25.38	25.78	25.77	25.77
Jun-19	23.96	23.96	23.97	25.12	25.12	25.12	25.46	25.45	25.45
Jul-19	23.67	23.67	23.68	24.68	24.68	24.68	24.92	24.92	24.92
Ago-19	23.46	23.46	23.48	24.43	24.43	24.43	24.59	24.59	24.59
Set-19	23.24	23.24	23.26	24.16	24.17	24.17	24.24	24.24	24.24
Oct-19	22.97	22.97	23.00	23.77	23.78	23.78	23.75	23.76	23.76
Nov-19	22.80	22.80	22.82	23.51	23.53	23.53	23.43	23.44	23.44
Dic-19	22.60	22.60	22.62	22.97	23.00	23.00	22.89	22.90	22.90
Ene-20	22.40	22.40	22.42	22.41	22.44	22.44	22.33	22.36	22.36
Feb-20	22.40	22.40	22.43	22.42	22.45	22.45	22.34	22.37	22.37
Mar-20	22.41	22.41	22.44	22.42	22.46	22.46	22.35	22.38	22.38
Abr-20	22.42	22.42	22.45	22.43	22.47	22.47	22.36	22.39	22.39
May-20	22.43	22.43	22.46	22.44	22.48	22.48	22.37	22.40	22.40
Jun-20	22.44	22.44	22.47	22.45	22.50	22.50	22.38	22.41	22.41
Jul-20	22.44	22.44	22.47	22.46	22.52	22.52	22.38	22.42	22.42
Ago-20	22.45	22.45	22.48	22.47	22.52	22.52	22.39	22.43	22.43
Set-20	22.46	22.46	22.49	22.48	22.53	22.53	22.40	22.43	22.43
Oct-20	22.46	22.46	22.49	22.49	22.54	22.54	22.41	22.44	22.44
Nov-20	22.46	22.46	22.50	22.50	22.55	22.55	22.41	22.45	22.45
Dic-20	22.47	22.47	22.50	22.51	22.57	22.57	22.42	22.45	22.45
Ene-21	22.47	22.51	22.51	22.52	22.58	22.58	22.42	22.46	22.46
Feb-21	22.48	22.51	22.51	22.53	22.60	22.60	22.43	22.47	22.47
Mar-21	22.48	22.52	22.52	22.54	22.61	22.62	22.44	22.48	22.48
Abr-21	22.49	22.52	22.52	22.55	22.62	22.64	22.44	22.48	22.49
May-21	22.50	22.53	22.53	22.57	22.63	22.65	22.45	22.49	22.50
Jun-21	22.50	22.53	22.53	22.58	22.64	22.66	22.46	22.50	22.51
Jul-21	22.50	22.53	22.53	22.59	22.65	22.69	22.47	22.50	22.53
Ago-21	22.51	22.54	22.54	22.60	22.66	22.72	22.47	22.51	22.55
Set-21	22.52	22.55	22.55	22.60	22.67	22.75	22.48	22.52	22.57
Oct-21	22.52	22.55	22.55	22.61	22.68	22.78	22.49	22.52	22.59
Nov-21	22.52	22.55	22.55	22.63	22.69	22.82	22.49	22.53	22.60
Dic-21	22.53	22.55	22.55	22.64	22.70	22.85	22.50	22.53	22.62



Ene-22	22.53	22.55	22.55	22.65	22.71	22.87	22.50	22.54	22.63
Feb-22	22.54	22.56	22.56	22.67	22.72	22.89	22.51	22.54	22.64
Mar-22	22.55	22.57	22.57	22.67	22.73	22.90	22.52	22.55	22.66
Abr-22	22.55	22.58	22.58	22.69	22.75	22.93	22.53	22.56	22.67
May-22	22.56	22.58	22.58	22.70	22.76	22.95	22.54	22.57	22.68
Jun-22	22.57	22.59	22.59	22.72	22.77	22.98	22.54	22.57	22.70
Jul-22	22.57	22.59	22.59	22.73	22.78	23.08	22.55	22.58	22.76
Ago-22	22.58	22.60	22.60	22.73	22.78	23.24	22.56	22.58	22.93
Set-22	22.59	22.60	22.60	22.74	22.79	23.40	22.56	22.59	23.09
Oct-22	22.59	22.61	22.61	22.75	22.79	23.50	22.57	22.59	23.16
Nov-22	22.59	22.61	22.61	22.76	22.80	23.58	22.57	22.60	23.22
Dic-22	22.60	22.61	22.61	22.77	22.81	23.66	22.58	22.60	23.27
Ene-23	22.60	22.62	22.62	22.77	22.81	23.71	22.58	22.60	23.31
Feb-23	22.65	22.67	22.67	22.83	22.87	24.00	22.63	22.65	23.53
Mar-23	22.71	22.75	22.75	22.88	22.94	24.85	22.67	22.71	24.32
Abr-23	22.77	22.84	22.84	22.93	23.01	25.78	22.72	22.78	25.19
May-23	22.81	22.91	22.91	22.98	23.09	26.81	22.76	22.85	26.04
Jun-23	23.01	23.11	23.11	23.19	23.29	32.02	22.93	23.01	29.48
Jul-23	23.35	23.49	23.49	23.52	23.67	39.39	23.21	23.34	35.46
Ago-23	23.74	23.94	23.94	23.84	24.05	46.73	23.52	23.70	41.64
Set-23	24.16	24.40	24.40	24.18	24.44	54.05	23.85	24.08	47.80
Oct-23	24.51	24.80	24.80	24.51	24.82	61.11	24.15	24.42	53.63
Nov-23	24.86	25.18	25.18	24.85	25.21	68.35	24.45	24.76	59.56
Dic-23	25.19	25.54	25.54	25.17	25.60	76.84	24.73	25.07	64.79
Ene-24	25.41	25.78	25.78	25.53	26.02	85.34	24.97	25.34	69.98
Feb-24	25.45	25.81	25.81	25.57	26.05	85.40	25.00	25.37	70.03
Mar-24	25.49	25.88	25.88	25.60	26.11	86.00	25.03	25.42	70.63
Abr-24	25.53	25.95	25.95	25.64	26.16	86.67	25.07	25.48	71.29
May-24	25.57	26.01	26.01	25.67	26.23	87.45	25.09	25.53	71.94
Jun-24	25.74	26.19	26.19	25.85	26.40	92.12	25.24	25.68	75.01
Jul-24	26.05	26.53	26.53	26.16	26.75	98.83	25.50	25.97	80.47
Ago-24	26.41	26.95	26.95	26.45	27.10	105.57	25.79	26.31	86.16
Set-24	26.79	27.38	27.38	26.76	27.46	112.34	26.09	26.66	91.87
Oct-24	27.12	27.74	27.74	27.06	27.81	118.91	26.37	26.97	97.31
Nov-24	27.45	28.10	28.10	27.38	28.17	125.69	26.65	27.29	102.87
Dic-24	27.75	28.43	28.43	27.67	28.53	133.71	26.90	27.58	107.82
Ene-25	27.95	28.65	28.65	28.01	28.92	141.79	27.12	27.83	112.76
Feb-25	27.99	28.68	28.68	28.04	28.95	141.79	27.15	27.85	112.76
Mar-25	28.02	28.74	28.74	28.07	29.00	142.30	27.17	27.90	113.28
Abr-25	28.06	28.80	28.80	28.10	29.05	142.87	27.20	27.94	113.86
May-25	28.08	28.85	28.85	28.13	29.10	143.55	27.23	27.99	114.43
Jun-25	28.25	29.02	29.02	28.29	29.26	147.95	27.37	28.13	117.33
Jul-25	28.54	29.35	29.35	28.58	29.60	154.29	27.61	28.41	122.49
Ago-25	28.89	29.74	29.74	28.86	29.93	160.60	27.89	28.73	127.80
Set-25	29.25	30.15	30.15	29.16	30.27	166.95	28.17	29.06	133.13
Oct-25	29.56	30.50	30.50	29.44	30.61	173.19	28.44	29.36	138.31
Nov-25	29.88	30.84	30.84	29.74	30.95	179.65	28.71	29.66	143.61
Dic-25	30.16	31.16	31.16	30.03	31.29	187.31	28.95	29.94	148.34
Ene-26	30.36	31.37	31.37	30.35	31.67	195.08	29.16	30.18	153.07
Feb-26	30.36	31.37	31.37	30.36	31.68	195.22	29.16	30.19	153.18
Mar-26	30.37	31.38	31.38	30.36	31.68	195.33	29.17	30.19	153.26
Abr-26	30.37	31.38	31.38	30.37	31.69	195.45	29.17	30.20	153.34
May-26	30.38	31.39	31.39	30.37	31.69	195.56	29.18	30.20	153.43
Jun-26	30.38	31.39	31.39	30.37	31.70	195.57	29.18	30.20	153.45
Jul-26	30.38	31.39	31.39	30.37	31.69	195.51	29.18	30.20	153.39
Ago-26	30.37	31.38	31.38	30.37	31.69	195.45	29.17	30.20	153.33
Set-26	30.37	31.38	31.38	30.37	31.69	195.40	29.17	30.19	153.27
Oct-26	30.36	31.37	31.37	30.36	31.68	195.34	29.17	30.19	153.22
Nov-26	30.36	31.37	31.37	30.36	31.68	195.28	29.16	30.19	153.16
Dic-26	30.36	31.37	31.37	30.36	31.68	195.18	29.16	30.18	153.11



B). PROYECCIÓN DE COSTO MARGINAL (\$/MWh) PRINCIPALES BARRAS SEIN - NORTE

FECHA	ZORRITOS 220			TRUJILLO 220			CHICLAYO 220		
	Sin Interconexion	Interconexion 220 kV	Interconexion 500 kV	Sin Interconexion	Interconexion 220 kV	Interconexion 500 kV	Sin Interconexion	Interconexion 220 kV	Interconexion 500 kV
Ene-17	194.28	194.28	194.28	194.28	194.28	194.28	194.28	194.28	194.28
Feb-17	189.03	189.03	189.03	189.02	189.02	189.02	189.04	189.04	189.04
Mar-17	184.22	184.22	184.22	184.19	184.19	184.19	184.23	184.23	184.23
Abr-17	178.96	178.96	178.96	178.93	178.93	178.93	178.99	178.99	178.99
May-17	173.97	173.97	173.97	173.93	173.93	173.93	174.00	174.00	174.00
Jun-17	168.89	168.89	168.89	168.85	168.85	168.85	168.93	168.93	168.93
Jul-17	164.06	164.06	164.06	164.01	164.01	164.01	164.09	164.09	164.09
Ago-17	159.17	159.17	159.17	159.13	159.13	159.13	159.21	159.21	159.21
Set-17	154.30	154.30	154.30	154.26	154.26	154.26	154.33	154.33	154.33
Oct-17	149.59	149.59	149.59	149.55	149.55	149.55	149.62	149.62	149.62
Nov-17	144.77	144.77	144.77	144.73	144.73	144.73	144.81	144.81	144.81
Dic-17	140.13	140.13	140.13	140.07	140.07	140.07	140.17	140.17	140.17
Ene-18	135.29	135.29	135.29	135.23	135.23	135.23	135.34	135.34	135.34
Feb-18	133.02	132.95	132.95	132.95	132.88	132.88	133.08	133.01	133.01
Mar-18	129.71	129.59	129.59	129.62	129.51	129.51	129.77	129.66	129.66
Abr-18	126.41	126.24	126.24	126.32	126.15	126.15	126.49	126.31	126.31
May-18	124.50	124.28	124.28	124.40	124.18	124.18	124.59	124.36	124.36
Jun-18	119.54	119.27	119.27	119.43	119.16	119.16	119.63	119.36	119.36
Jul-18	114.79	114.49	114.49	114.68	114.38	114.38	114.88	114.58	114.58
Ago-18	109.92	109.58	109.58	109.81	109.47	109.47	110.01	109.68	109.68
Set-18	104.25	103.89	103.89	104.14	103.78	103.78	104.34	103.98	103.98
Oct-18	98.76	98.39	98.39	98.65	98.28	98.28	98.85	98.48	98.48
Nov-18	93.25	92.86	92.86	93.14	92.75	92.75	93.34	92.95	92.95
Dic-18	87.92	87.53	87.53	87.81	87.42	87.42	88.01	87.62	87.62
Ene-19	82.43	82.05	82.05	82.31	81.93	81.93	82.53	82.15	82.15
Feb-19	79.17	78.78	78.78	79.04	78.65	78.65	79.28	78.89	78.89
Mar-19	74.91	74.53	74.53	74.77	74.39	74.39	75.03	74.65	74.65
Abr-19	70.26	69.89	69.89	70.11	69.74	69.74	70.38	70.01	70.01
May-19	65.72	65.37	65.37	65.57	65.21	65.21	65.85	65.50	65.50
Jun-19	61.05	60.72	60.72	60.90	60.56	60.56	61.18	60.85	60.85
Jul-19	56.40	56.10	56.10	56.25	55.94	55.94	56.53	56.22	56.22
Ago-19	49.96	49.70	49.70	49.81	49.55	49.55	50.09	49.83	49.83
Set-19	43.52	43.32	43.32	43.37	43.16	43.16	43.64	43.45	43.45
Oct-19	37.27	37.13	37.13	37.12	36.98	36.98	37.40	37.26	37.26
Nov-19	30.88	30.80	30.80	30.73	30.65	30.65	31.01	30.93	30.93
Dic-19	26.55	26.52	26.52	26.40	26.37	26.37	26.67	26.64	26.64
Ene-20	22.20	22.23	22.23	22.04	22.07	22.07	22.34	22.36	22.36
Feb-20	22.21	22.24	22.24	22.05	22.07	22.07	22.35	22.37	22.37
Mar-20	22.22	22.25	22.25	22.07	22.09	22.09	22.36	22.38	22.38
Abr-20	22.23	22.26	22.26	22.08	22.10	22.10	22.36	22.39	22.39
May-20	22.24	22.27	22.27	22.08	22.11	22.11	22.37	22.40	22.40
Jun-20	22.25	22.28	22.28	22.10	22.12	22.12	22.38	22.42	22.42
Jul-20	22.26	22.29	22.29	22.10	22.13	22.13	22.39	22.42	22.42
Ago-20	22.27	22.30	22.30	22.11	22.14	22.14	22.39	22.43	22.43
Set-20	22.27	22.31	22.31	22.12	22.15	22.15	22.40	22.44	22.44
Oct-20	22.28	22.31	22.31	22.13	22.15	22.15	22.41	22.44	22.44
Nov-20	22.29	22.32	22.32	22.13	22.16	22.16	22.41	22.45	22.45
Dic-20	22.29	22.32	22.32	22.14	22.16	22.16	22.42	22.45	22.45
Ene-21	22.30	22.33	22.33	22.14	22.17	22.17	22.42	22.46	22.46
Feb-21	22.30	22.34	22.34	22.15	22.18	22.18	22.43	22.47	22.47
Mar-21	22.31	22.34	22.34	22.15	22.18	22.18	22.44	22.48	22.48
Abr-21	22.31	22.34	22.34	22.15	22.18	22.19	22.44	22.48	22.49
May-21	22.32	22.35	22.35	22.16	22.19	22.20	22.45	22.49	22.50
Jun-21	22.33	22.37	22.37	22.18	22.21	22.22	22.46	22.50	22.51
Jul-21	22.34	22.37	22.37	22.19	22.22	22.24	22.47	22.50	22.53
Ago-21	22.35	22.38	22.38	22.20	22.23	22.26	22.47	22.51	22.55
Set-21	22.36	22.39	22.39	22.21	22.23	22.28	22.48	22.52	22.57
Oct-21	22.36	22.39	22.39	22.21	22.24	22.30	22.49	22.52	22.58
Nov-21	22.37	22.40	22.40	22.22	22.25	22.32	22.49	22.53	22.60
Dic-21	22.37	22.40	22.48	22.21	22.24	22.32	22.50	22.53	22.62



Ene-22	22.37	22.40	22.49	22.22	22.24	22.33	22.50	22.53	22.62
Feb-22	22.38	22.41	22.50	22.22	22.25	22.33	22.51	22.54	22.63
Mar-22	22.39	22.42	22.51	22.23	22.25	22.35	22.52	22.55	22.65
Abr-22	22.39	22.42	22.52	22.22	22.25	22.35	22.53	22.56	22.66
May-22	22.40	22.42	22.53	22.23	22.26	22.36	22.54	22.56	22.68
Jun-22	22.40	22.42	22.54	22.22	22.24	22.35	22.54	22.57	22.69
Jul-22	22.40	22.42	22.60	22.22	22.25	22.42	22.55	22.57	22.76
Ago-22	22.41	22.43	22.78	22.23	22.25	22.60	22.56	22.58	22.94
Set-22	22.42	22.44	22.97	22.24	22.26	22.79	22.56	22.59	23.12
Oct-22	22.42	22.44	23.03	22.25	22.26	22.85	22.57	22.59	23.19
Nov-22	22.43	22.45	23.10	22.25	22.27	22.92	22.57	22.59	23.25
Dic-22	22.43	22.45	23.15	22.25	22.26	22.95	22.58	22.60	23.31
Ene-23	22.43	22.45	23.19	22.25	22.26	22.99	22.58	22.60	23.35
Feb-23	22.47	22.49	23.41	22.29	22.31	23.21	22.63	22.65	23.58
Mar-23	22.52	22.56	24.27	22.33	22.37	24.05	22.67	22.72	24.45
Abr-23	22.56	22.63	25.21	22.37	22.44	24.97	22.73	22.80	25.41
May-23	22.61	22.70	26.10	22.41	22.50	25.84	22.77	22.87	26.31
Jun-23	22.79	22.88	29.51	22.59	22.68	29.23	22.95	23.05	29.75
Jul-23	23.09	23.22	35.88	22.89	23.03	35.61	23.26	23.39	36.13
Ago-23	23.43	23.62	42.50	23.24	23.42	42.23	23.60	23.79	42.75
Set-23	23.79	24.03	49.10	23.59	23.83	48.83	23.95	24.20	49.36
Oct-23	24.11	24.40	55.33	23.92	24.20	55.06	24.28	24.56	55.59
Nov-23	24.44	24.75	61.61	24.24	24.56	61.29	24.60	24.92	61.91
Dic-23	24.74	25.09	66.71	24.55	24.90	66.37	24.89	25.25	67.03
Ene-24	24.97	25.36	71.66	24.78	25.16	71.22	25.14	25.52	72.06
Feb-24	25.01	25.39	71.71	24.82	25.19	71.27	25.17	25.55	72.12
Mar-24	25.04	25.44	72.37	24.85	25.24	71.91	25.21	25.61	72.79
Abr-24	25.08	25.50	73.09	24.88	25.30	72.62	25.24	25.67	73.52
May-24	25.11	25.56	73.77	24.91	25.36	73.29	25.27	25.73	74.22
Jun-24	25.27	25.71	76.81	25.07	25.51	76.31	25.43	25.89	77.28
Jul-24	25.54	26.03	82.64	25.35	25.83	82.14	25.71	26.21	83.10
Ago-24	25.86	26.40	88.74	25.66	26.20	88.23	26.02	26.57	89.21
Set-24	26.19	26.78	94.86	25.99	26.58	94.36	26.35	26.95	95.33
Oct-24	26.48	27.11	100.67	26.29	26.91	100.17	26.65	27.29	101.15
Nov-24	26.78	27.45	106.57	26.59	27.24	106.03	26.95	27.62	107.10
Dic-24	27.06	27.76	111.39	26.88	27.57	110.83	27.22	27.93	111.93
Ene-25	27.28	28.01	116.11	27.09	27.81	115.45	27.45	28.18	116.73
Feb-25	27.31	28.03	116.11	27.12	27.83	115.45	27.47	28.20	116.73
Mar-25	27.34	28.08	116.68	27.14	27.88	116.01	27.50	28.25	117.31
Abr-25	27.37	28.13	117.32	27.17	27.92	116.63	27.54	28.30	117.97
May-25	27.39	28.18	117.92	27.19	27.97	117.22	27.56	28.35	118.58
Jun-25	27.55	28.33	120.80	27.36	28.14	120.09	27.71	28.50	121.46
Jul-25	27.81	28.63	126.30	27.62	28.44	125.59	27.97	28.80	126.97
Ago-25	28.11	28.98	131.99	27.92	28.79	131.28	28.27	29.15	132.66
Set-25	28.42	29.34	137.70	28.23	29.15	136.99	28.58	29.51	138.38
Oct-25	28.70	29.66	143.23	28.52	29.47	142.52	28.87	29.83	143.92
Nov-25	28.99	29.98	148.86	28.81	29.78	148.12	29.16	30.15	149.58
Dic-25	29.26	30.28	153.46	29.07	30.09	152.70	29.42	30.45	154.20
Ene-26	29.47	30.51	157.98	29.28	30.32	157.12	29.63	30.69	158.79
Feb-26	29.47	30.52	158.09	29.28	30.32	157.23	29.63	30.69	158.90
Mar-26	29.47	30.52	158.17	29.29	30.33	157.31	29.64	30.70	158.98
Abr-26	29.48	30.53	158.26	29.29	30.33	157.40	29.64	30.70	159.07
May-26	29.48	30.53	158.35	29.30	30.34	157.49	29.65	30.71	159.16
Jun-26	29.49	30.54	158.37	29.30	30.34	157.52	29.65	30.71	159.18
Jul-26	29.48	30.53	158.31	29.30	30.34	157.45	29.65	30.71	159.12
Ago-26	29.48	30.53	158.24	29.29	30.33	157.38	29.64	30.70	159.05
Set-26	29.48	30.52	158.17	29.29	30.33	157.32	29.64	30.70	158.99
Oct-26	29.47	30.52	158.11	29.28	30.32	157.25	29.64	30.69	158.92
Nov-26	29.47	30.52	158.05	29.28	30.32	157.19	29.63	30.69	158.86
Dic-26	29.47	30.52	158.01	29.28	30.32	157.15	29.63	30.69	158.82



C). PROYECCIÓN DE COSTO MARGINAL (\$/MWh) PRINCIPALES BARRAS SEIN - SUR

FECHA	COTARUSE 220			MOQUEGUA 500-SIS41			TACNA 220 SIS26		
	Sin Interconexion	Interconexion 220 kV	Interconexion 500 kV	Sin Interconexion	Interconexion 220 kV	Interconexion 500 kV	Sin Interconexion	Interconexion 220 kV	Interconexion 500 kV
Ene-17	28.83	28.82	28.83	28.83	28.82	28.83	28.83	28.82	28.83
Feb-17	28.81	28.80	28.81	28.81	28.80	28.81	28.81	28.80	28.81
Mar-17	28.76	28.75	28.76	28.76	28.75	28.76	28.76	28.75	28.76
Abr-17	28.71	28.70	28.71	28.70	28.69	28.70	28.71	28.70	28.71
May-17	28.67	28.66	28.67	28.66	28.65	28.66	28.66	28.65	28.66
Jun-17	28.61	28.60	28.61	28.61	28.60	28.61	28.61	28.60	28.61
Jul-17	28.57	28.56	28.57	28.56	28.55	28.56	28.56	28.55	28.56
Ago-17	28.52	28.51	28.52	28.52	28.51	28.52	28.52	28.51	28.52
Set-17	28.48	28.47	28.48	28.47	28.46	28.47	28.47	28.46	28.47
Oct-17	28.43	28.42	28.43	28.43	28.42	28.43	28.43	28.42	28.43
Nov-17	28.38	28.37	28.38	28.38	28.37	28.38	28.38	28.37	28.38
Dic-17	28.35	28.34	28.35	28.34	28.33	28.34	28.34	28.33	28.34
Ene-18	28.30	28.30	28.30	28.30	28.29	28.30	28.30	28.29	28.30
Feb-18	28.25	28.24	28.25	28.24	28.23	28.24	28.24	28.23	28.24
Mar-18	28.19	28.18	28.19	28.18	28.17	28.18	28.19	28.17	28.18
Abr-18	28.13	28.11	28.12	28.12	28.10	28.11	28.12	28.10	28.11
May-18	28.07	28.05	28.06	28.06	28.04	28.05	28.06	28.04	28.05
Jun-18	28.01	27.99	28.00	28.00	27.98	27.99	28.00	27.98	27.99
Jul-18	27.95	27.93	27.93	27.94	27.91	27.92	27.94	27.92	27.93
Ago-18	27.88	27.85	27.86	27.87	27.84	27.85	27.87	27.84	27.85
Set-18	27.81	27.78	27.79	27.80	27.77	27.78	27.80	27.77	27.78
Oct-18	27.74	27.70	27.71	27.73	27.69	27.70	27.73	27.69	27.70
Nov-18	27.67	27.64	27.65	27.66	27.63	27.64	27.66	27.63	27.64
Dic-18	27.61	27.58	27.58	27.60	27.56	27.57	27.60	27.57	27.57
Ene-19	27.55	27.52	27.53	27.54	27.51	27.52	27.54	27.51	27.52
Feb-19	27.49	27.46	27.47	27.48	27.45	27.46	27.48	27.45	27.46
Mar-19	27.43	27.39	27.40	27.41	27.38	27.38	27.41	27.38	27.39
Abr-19	27.35	27.32	27.32	27.33	27.30	27.30	27.34	27.31	27.31
May-19	27.10	27.08	27.08	27.09	27.06	27.06	27.09	27.06	27.06
Jun-19	26.65	26.63	26.63	26.64	26.62	26.62	26.64	26.62	26.62
Jul-19	25.93	25.92	25.92	25.92	25.90	25.90	25.92	25.90	25.90
Ago-19	25.50	25.49	25.49	25.48	25.47	25.47	25.48	25.48	25.48
Set-19	25.04	25.04	25.04	25.03	25.03	25.03	25.03	25.03	25.03
Oct-19	24.39	24.40	24.40	24.38	24.38	24.38	24.38	24.38	24.38
Nov-19	23.97	23.98	23.98	23.95	23.96	23.96	23.95	23.96	23.96
Dic-19	23.18	23.20	23.20	23.16	23.18	23.18	23.16	23.18	23.18
Ene-20	22.37	22.40	22.40	22.36	22.38	22.38	22.36	22.39	22.39
Feb-20	22.38	22.41	22.41	22.37	22.39	22.39	22.37	22.40	22.40
Mar-20	22.39	22.42	22.42	22.37	22.40	22.40	22.37	22.41	22.41
Abr-20	22.39	22.43	22.43	22.38	22.41	22.41	22.38	22.41	22.41
May-20	22.40	22.45	22.45	22.39	22.43	22.43	22.39	22.43	22.43
Jun-20	22.42	22.46	22.46	22.40	22.44	22.44	22.40	22.44	22.44
Jul-20	22.42	22.47	22.47	22.41	22.45	22.45	22.41	22.45	22.45
Ago-20	22.43	22.48	22.48	22.42	22.46	22.46	22.42	22.46	22.46
Set-20	22.44	22.49	22.49	22.42	22.47	22.47	22.42	22.47	22.47
Oct-20	22.45	22.50	22.50	22.43	22.47	22.47	22.43	22.48	22.48
Nov-20	22.46	22.51	22.51	22.44	22.48	22.48	22.44	22.48	22.48
Dic-20	22.47	22.52	22.52	22.45	22.49	22.49	22.45	22.49	22.49
Ene-21	22.48	22.53	22.53	22.46	22.50	22.50	22.46	22.50	22.50
Feb-21	22.49	22.54	22.55	22.47	22.51	22.52	22.47	22.52	22.52
Mar-21	22.49	22.55	22.56	22.47	22.52	22.53	22.47	22.52	22.53
Abr-21	22.50	22.56	22.58	22.48	22.53	22.54	22.48	22.53	22.55
May-21	22.52	22.57	22.59	22.49	22.54	22.56	22.49	22.54	22.56
Jun-21	22.53	22.58	22.60	22.50	22.55	22.57	22.50	22.55	22.57
Jul-21	22.54	22.59	22.62	22.51	22.56	22.59	22.51	22.56	22.59
Ago-21	22.54	22.60	22.65	22.52	22.56	22.61	22.52	22.57	22.62
Set-21	22.55	22.60	22.68	22.52	22.57	22.64	22.53	22.57	22.64
Oct-21	22.56	22.61	22.70	22.53	22.58	22.66	22.53	22.58	22.66
Nov-21	22.57	22.62	22.73	22.54	22.59	22.68	22.54	22.59	22.69
Dic-21	22.58	22.63	22.76	22.55	22.59	22.71	22.55	22.60	22.71



“DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS MARGINALES EN BARRAS DE GENERACIÓN, CON LA FUTURA INTERCONEXIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS PERÚ – CHILE”

Ene-22	22.59	22.64	22.77	22.56	22.60	22.72	22.56	22.60	22.73
Feb-22	22.60	22.65	22.79	22.57	22.61	22.74	22.57	22.61	22.74
Mar-22	22.61	22.66	22.80	22.58	22.62	22.75	22.58	22.62	22.75
Abr-22	22.62	22.67	22.82	22.58	22.63	22.77	22.59	22.63	22.77
May-22	22.63	22.68	22.84	22.60	22.64	22.79	22.60	22.64	22.79
Jun-22	22.64	22.69	22.87	22.61	22.64	22.81	22.61	22.65	22.81
Jul-22	22.65	22.69	22.95	22.61	22.65	22.88	22.62	22.65	22.89
Ago-22	22.66	22.70	23.11	22.62	22.65	23.04	22.62	22.66	23.05
Set-22	22.67	22.70	23.28	22.63	22.66	23.21	22.63	22.66	23.21
Oct-22	22.67	22.71	23.36	22.64	22.67	23.29	22.64	22.67	23.29
Nov-22	22.68	22.72	23.44	22.64	22.67	23.36	22.65	22.68	23.37
Dic-22	22.69	22.72	23.50	22.65	22.68	23.42	22.65	22.68	23.43
Ene-23	22.69	22.73	23.55	22.65	22.68	23.47	22.65	22.68	23.47
Feb-23	22.74	22.78	23.81	22.70	22.73	23.71	22.70	22.73	23.72
Mar-23	22.79	22.84	24.63	22.74	22.79	24.51	22.75	22.80	24.52
Abr-23	22.84	22.92	25.53	22.79	22.87	25.40	22.80	22.87	25.41
May-23	22.89	22.99	26.49	22.84	22.93	26.32	22.84	22.94	26.33
Jun-23	23.08	23.17	31.02	23.02	23.11	30.50	23.03	23.12	30.54
Jul-23	23.39	23.53	37.83	23.32	23.46	37.02	23.33	23.47	37.08
Ago-23	23.71	23.90	44.69	23.64	23.83	43.64	23.64	23.83	43.72
Set-23	24.04	24.29	51.54	23.97	24.21	50.24	23.97	24.21	50.35
Oct-23	24.35	24.65	58.10	24.28	24.56	56.54	24.28	24.57	56.67
Nov-23	24.68	25.02	64.81	24.59	24.92	62.97	24.60	24.93	63.12
Dic-23	24.98	25.37	72.07	24.88	25.26	69.59	24.89	25.27	69.79
Ene-24	25.30	25.74	79.31	25.18	25.59	76.19	25.19	25.61	76.43
Feb-24	25.33	25.77	79.37	25.21	25.63	76.24	25.22	25.64	76.49
Mar-24	25.37	25.82	79.96	25.24	25.68	76.83	25.25	25.69	77.08
Abr-24	25.40	25.88	80.62	25.28	25.73	77.48	25.29	25.74	77.73
May-24	25.43	25.94	81.34	25.31	25.79	78.18	25.32	25.80	78.43
Jun-24	25.60	26.10	85.40	25.46	25.94	81.92	25.47	25.96	82.20
Jul-24	25.88	26.43	91.61	25.74	26.26	87.87	25.75	26.28	88.17
Ago-24	26.17	26.77	97.92	26.03	26.60	93.95	26.04	26.62	94.27
Set-24	26.48	27.12	104.25	26.33	26.95	100.06	26.35	26.96	100.40
Oct-24	26.77	27.46	110.36	26.62	27.28	105.94	26.63	27.29	106.29
Nov-24	27.07	27.80	116.65	26.91	27.61	111.97	26.92	27.63	112.34
Dic-24	27.35	28.13	123.50	27.18	27.93	118.22	27.19	27.94	118.64
Ene-25	27.64	28.47	130.40	27.45	28.24	124.49	27.47	28.26	124.96
Feb-25	27.67	28.50	130.40	27.48	28.27	124.49	27.50	28.28	124.96
Mar-25	27.70	28.54	130.90	27.51	28.31	125.00	27.52	28.33	125.47
Abr-25	27.73	28.59	131.47	27.54	28.36	125.57	27.55	28.37	126.03
May-25	27.75	28.64	132.10	27.56	28.40	126.18	27.58	28.42	126.65
Jun-25	27.91	28.79	135.93	27.71	28.55	129.70	27.72	28.57	130.20
Jul-25	28.18	29.11	141.79	27.97	28.85	135.32	27.99	28.87	135.83
Ago-25	28.46	29.43	147.69	28.25	29.18	141.01	28.26	29.20	141.54
Set-25	28.75	29.77	153.63	28.54	29.51	146.73	28.55	29.53	147.28
Oct-25	29.02	30.09	159.43	28.81	29.82	152.31	28.82	29.84	152.88
Nov-25	29.31	30.42	165.42	29.09	30.14	158.05	29.10	30.16	158.64
Dic-25	29.58	30.73	171.98	29.35	30.44	164.03	29.36	30.46	164.67
Ene-26	29.86	31.06	178.59	29.60	30.74	170.05	29.62	30.77	170.73
Feb-26	29.86	31.06	178.72	29.61	30.75	170.17	29.63	30.77	170.85
Mar-26	29.87	31.07	178.81	29.61	30.75	170.26	29.63	30.78	170.94
Abr-26	29.87	31.07	178.92	29.62	30.76	170.37	29.64	30.78	171.04
May-26	29.88	31.08	179.03	29.62	30.76	170.46	29.64	30.79	171.14
Jun-26	29.88	31.08	179.04	29.62	30.76	170.48	29.64	30.79	171.15
Jul-26	29.88	31.08	178.98	29.62	30.76	170.42	29.64	30.79	171.10
Ago-26	29.87	31.08	178.92	29.62	30.76	170.36	29.64	30.78	171.04
Set-26	29.87	31.07	178.86	29.62	30.75	170.30	29.64	30.78	170.98
Oct-26	29.87	31.07	178.81	29.61	30.75	170.25	29.63	30.78	170.93
Nov-26	29.87	31.07	178.75	29.61	30.75	170.19	29.63	30.77	170.87
Dic-26	29.86	31.06	178.67	29.61	30.74	170.12	29.63	30.77	170.80



D). PROYECCIÓN DE COSTO MARGINAL (\$/MWh) SING CHILENO

Fecha	Parinacota 220kV	Crucero 500 kV
Ene-17	49.12	45.59
Feb-17	50.44	47.02
Mar-17	54.75	50.93
Abr-17	53.43	49.88
May-17	49.30	45.95
Jun-17	61.20	56.56
Jul-17	60.45	55.83
Ago-17	59.95	55.83
Set-17	48.99	45.65
Oct-17	56.37	51.91
Nov-17	54.12	51.02
Dic-17	49.60	46.41
Ene-18	60.37	55.93
Feb-18	60.90	56.85
Mar-18	67.76	62.78
Abr-18	59.55	55.13
May-18	55.93	51.68
Jun-18	55.36	51.19
Jul-18	52.88	48.39
Ago-18	51.02	47.13
Set-18	48.86	45.49
Oct-18	54.73	49.91
Nov-18	53.01	49.51
Dic-18	54.25	50.71
Ene-19	72.48	66.64
Feb-19	72.91	67.47
Mar-19	75.72	69.79
Abr-19	71.14	65.61
May-19	69.79	64.25
Jun-19	70.49	64.45
Jul-19	63.85	58.31
Ago-19	62.09	57.28
Set-19	57.73	53.09
Oct-19	62.26	56.58
Nov-19	59.67	55.32
Dic-19	62.15	57.38
Ene-20	70.65	64.34
Feb-20	74.26	68.24
Mar-20	77.70	70.56
Abr-20	74.59	68.23
May-20	72.58	65.90
Jun-20	72.91	66.11
Jul-20	69.36	62.87
Ago-20	66.53	60.67
Set-20	60.13	54.54
Oct-20	65.09	58.16
Nov-20	61.86	56.77
Dic-20	62.38	57.00
Ene-21	80.17	71.90
Feb-21	79.68	72.20
Mar-21	92.22	82.47
Abr-21	77.01	69.28
May-21	75.98	68.02
Jun-21	74.89	66.93
Jul-21	71.72	63.18
Ago-21	69.61	62.90
Set-21	68.32	61.71
Oct-21	78.04	68.33
Nov-21	73.25	66.74
Dic-21	76.17	69.17

Fecha	Parinacota 220kV	Crucero 500 kV
Ene-22	78.66	72.53
Feb-22	78.20	73.08
Mar-22	81.06	75.50
Abr-22	77.50	72.39
May-22	76.73	70.63
Jun-22	73.81	68.36
Jul-22	71.37	64.55
Ago-22	69.88	64.17
Set-22	66.51	61.56
Oct-22	73.64	66.23
Nov-22	70.01	65.31
Dic-22	75.12	70.07
Ene-23	78.47	73.17
Feb-23	78.28	74.01
Mar-23	81.82	76.64
Abr-23	77.54	73.06
May-23	79.61	74.51
Jun-23	77.24	72.05
Jul-23	75.24	69.81
Ago-23	74.36	69.48
Set-23	71.24	67.28
Oct-23	78.87	71.91
Nov-23	73.06	70.22
Dic-23	76.84	73.26
Ene-24	77.56	76.24
Feb-24	74.98	75.28
Mar-24	77.15	78.38
Abr-24	76.16	75.69
May-24	79.85	77.18
Jun-24	82.05	78.66
Jul-24	79.29	74.41
Ago-24	74.56	72.78
Set-24	69.75	70.75
Oct-24	72.17	70.03
Nov-24	69.15	70.15
Dic-24	71.42	72.06
Ene-25	74.24	72.49
Feb-25	73.24	73.47
Mar-25	74.42	74.84
Abr-25	73.42	71.86
May-25	70.46	68.01
Jun-25	70.53	67.68
Jul-25	66.59	61.22
Ago-25	62.25	59.44
Set-25	55.87	54.95
Oct-25	60.96	58.45
Nov-25	57.26	57.20
Dic-25	59.70	59.03
Ene-26	88.01	87.96
Feb-26	74.02	76.04
Mar-26	101.05	101.09
Abr-26	71.46	74.26
May-26	74.06	74.12
Jun-26	74.87	74.52
Jul-26	72.28	70.42
Ago-26	67.56	67.18
Set-26	60.56	63.60
Oct-26	67.73	68.40
Nov-26	65.48	67.48
Dic-26	68.45	71.47



Anexo N°6

CALCULO DEL MODELO DE INTERCONEXIÓN: PERJUICIO ECONÓMICO, RENTAS DE EMPRESAS EXPORTADORAS Y RENTA CON REFERENCIA DE GAS INTERNACIONAL



Interconexión en 220kV				
Mes-Año	Perjuicio económico	Renta de empresa exportadora	Ganancia neta de emp. exportador	Renta con comparación de precio de gas
ene-21	9,932,370.86	175,934.55	87,967.28	111,927,652.85
feb-21	10,571,866.27	186,529.58	93,264.79	110,954,728.54
mar-21	11,238,016.02	197,745.26	98,872.63	135,402,724.47
abr-21	11,142,896.31	195,294.29	97,647.15	105,845,195.78
may-21	11,154,416.15	194,752.65	97,376.33	103,820,179.74
jun-21	10,762,173.51	187,172.65	93,586.33	101,681,142.98
jul-21	10,780,180.16	186,786.35	93,393.17	95,509,945.63
ago-21	10,792,004.66	186,278.39	93,139.19	91,400,025.40
sep-21	10,801,816.75	185,731.58	92,865.79	88,872,819.80
oct-21	10,810,745.22	185,189.84	92,594.92	107,749,072.47
nov-21	10,818,258.67	184,604.20	92,302.10	98,427,447.12
dic-21	10,520,896.74	178,855.69	89,427.85	104,089,524.75
ene-22	9,910,161.17	167,817.95	83,908.98	108,907,076.15
feb-22	9,602,269.08	162,025.99	81,012.99	107,994,626.35
mar-22	10,223,706.67	171,945.50	85,972.75	113,545,975.62
abr-22	10,722,075.72	179,675.47	89,837.74	106,602,740.38
may-22	9,642,609.89	161,025.99	80,513.00	105,080,676.56
jun-22	8,595,653.07	143,032.75	71,516.37	99,394,088.03
jul-22	8,571,194.38	142,140.76	71,070.38	94,658,747.11
ago-22	8,187,069.84	135,299.79	67,649.90	91,749,708.79
sep-22	7,800,419.04	128,459.03	64,229.51	85,185,999.19
oct-22	7,464,976.47	122,515.49	61,257.75	99,032,978.87
nov-22	7,120,600.76	116,452.07	58,226.03	91,968,269.93
dic-22	7,135,674.85	116,298.05	58,149.03	101,881,806.18
ene-23	7,141,897.30	115,985.44	57,992.72	108,385,481.63



feb-23	7,313,080.96	118,081.88	59,040.94	107,908,790.12
mar-23	12,184,132.77	195,689.35	97,844.68	114,670,398.96
abr-23	17,740,690.77	283,271.22	141,635.61	106,219,598.48
may-23	23,430,085.76	372,026.27	186,013.13	110,099,804.12
jun-23	22,427,115.72	354,068.53	177,034.27	105,161,759.05
jul-23	33,627,947.21	528,000.61	264,000.30	100,590,194.65
ago-23	47,164,140.33	736,423.04	368,211.52	98,173,302.74
sep-23	59,746,155.91	927,664.51	463,832.25	91,368,405.60
oct-23	72,333,094.26	1,116,987.80	558,493.90	105,491,888.92
nov-23	82,833,304.93	1,271,969.75	635,984.88	93,524,395.13
dic-23	95,681,340.43	1,461,257.79	730,628.89	100,199,987.47
ene-24	107,372,939.04	1,630,572.08	815,286.04	100,944,079.96
feb-24	107,347,703.96	1,623,009.35	811,504.68	95,855,880.17
mar-24	112,294,966.11	1,689,358.87	844,679.44	99,897,630.34
abr-24	118,598,478.67	1,776,215.30	888,107.65	97,863,033.97
may-24	125,467,692.33	1,871,039.50	935,519.75	104,911,690.41
jun-24	125,817,484.47	1,868,020.50	934,010.25	108,878,621.71
jul-24	137,216,754.42	2,028,687.58	1,014,343.79	102,914,721.60
ago-24	150,964,449.64	2,222,374.54	1,111,187.27	93,066,376.40
sep-24	163,751,791.19	2,400,216.39	1,200,108.19	83,041,215.78
oct-24	176,538,576.10	2,576,764.11	1,288,382.06	87,116,130.56
nov-24	187,238,421.80	2,721,097.25	1,360,548.62	80,602,226.73
dic-24	200,544,654.31	2,902,189.87	1,451,094.94	84,396,673.00
ene-25	212,698,830.27	3,064,646.33	1,532,323.17	89,250,178.26
feb-25	213,287,984.02	3,063,238.83	1,531,619.42	87,251,644.97
mar-25	218,381,983.69	3,127,109.46	1,563,554.73	89,472,259.31
abr-25	224,109,957.28	3,198,647.25	1,599,323.62	87,436,504.43
may-25	231,099,381.04	3,288,052.51	1,644,026.26	81,588,625.90
jun-25	231,549,381.35	3,283,846.34	1,641,923.17	81,454,446.65



jul-25	243,117,584.13	3,437,230.97	1,718,615.48	73,213,595.66
ago-25	257,026,568.30	3,622,393.64	1,811,196.82	64,151,423.91
sep-25	269,973,712.27	3,792,759.61	1,896,379.81	51,126,801.71
oct-25	282,906,882.24	3,962,141.19	1,981,070.59	60,395,148.69
nov-25	293,761,357.29	4,101,017.40	2,050,508.70	52,592,168.67
dic-25	307,205,385.88	4,275,370.80	2,137,685.40	56,750,422.62
ene-26	319,512,755.87	4,432,331.73	2,216,165.86	111,116,470.13
feb-26	319,763,439.22	4,435,754.93	2,217,877.46	83,950,518.24
mar-26	319,860,569.09	4,437,134.17	2,218,567.09	136,405,962.51
abr-26	319,939,997.58	4,438,267.18	2,219,133.59	78,962,055.02
may-26	320,001,731.56	4,439,132.92	2,219,566.46	83,991,720.58
jun-26	320,260,433.25	4,442,711.62	2,221,355.81	85,558,986.51
jul-26	320,181,480.06	4,441,597.48	2,220,798.74	80,546,091.50
ago-26	320,032,947.52	4,439,469.35	2,219,734.67	71,393,366.30
sep-26	319,915,437.24	4,437,807.09	2,218,903.55	57,801,564.28
oct-26	319,798,282.66	4,436,188.14	2,218,094.07	71,730,614.47
nov-26	319,745,198.90	4,435,457.60	2,217,728.80	67,378,752.05
dic-26	319,611,818.35	4,433,644.55	2,216,822.28	73,138,726.41
TOTAL	9,252,822,049.68	132,248,486.53	66,124,243.26	6,719,623,488.98



Interconexión en 500kV				
Mes-Año	Perjuicio económico	Renta de empresa exportadora	Ganancia neta de emp. exportador	Renta con comparación de precio de gas
ene-21	9,857,856.17	174,614.65	87,307.33	95,885,381.76
feb-21	10,488,259.41	185,054.42	92,527.21	96,442,346.77
mar-21	11,145,267.60	196,113.25	98,056.62	116,472,152.13
abr-21	11,049,780.18	193,662.30	96,831.15	90,831,407.11
may-21	11,063,168.93	193,159.50	96,579.75	88,367,498.70
jun-21	10,670,571.04	185,579.53	92,789.76	86,228,862.97
jul-21	10,690,476.15	185,232.06	92,616.03	78,930,975.19
ago-21	10,699,707.58	184,685.27	92,342.63	78,365,118.56
sep-21	10,706,905.39	184,099.63	92,049.82	76,047,094.42
oct-21	10,717,744.68	183,596.72	91,798.36	88,879,061.07
nov-21	10,727,176.72	183,049.96	91,524.98	85,785,020.68
dic-21	10,429,470.31	177,301.44	88,650.72	90,494,691.05
ene-22	9,818,379.17	166,263.72	83,131.86	97,006,098.87
feb-22	9,510,160.99	160,471.78	80,235.89	98,054,869.95
mar-22	10,124,357.65	170,274.62	85,137.31	102,733,317.04
abr-22	10,622,367.84	178,004.62	89,002.31	96,685,799.07
may-22	9,554,188.27	159,549.40	79,774.70	93,249,628.95
jun-22	8,513,923.15	141,672.75	70,836.38	88,821,741.04
jul-22	8,491,527.72	140,819.60	70,409.80	81,410,935.77
ago-22	8,104,775.91	133,939.80	66,969.90	80,652,605.93
sep-22	7,717,837.48	127,099.06	63,549.53	75,571,446.55
oct-22	7,389,213.94	121,272.08	60,636.04	84,627,517.78
nov-22	7,056,451.20	115,402.95	57,701.48	82,842,143.00
dic-22	7,071,303.57	115,248.92	57,624.46	92,082,547.76
ene-23	7,077,297.22	114,936.33	57,468.16	98,083,674.15
feb-23	7,240,888.65	116,916.22	58,458.11	99,630,283.95



mar-23	12,113,969.97	194,562.47	97,281.23	104,627,249.15
abr-23	17,670,117.38	282,144.35	141,072.17	97,530,338.71
may-23	23,349,326.12	370,743.96	185,371.98	100,204,890.04
jun-23	22,353,277.54	352,902.81	176,451.41	95,071,353.54
jul-23	33,524,004.48	526,368.58	263,184.29	90,058,642.59
ago-23	47,049,664.27	734,635.61	367,317.80	88,702,852.58
sep-23	59,623,530.39	925,760.53	462,880.26	83,693,680.09
oct-23	72,134,307.84	1,113,918.09	556,959.04	91,994,305.10
nov-23	82,565,080.39	1,267,850.96	633,925.48	88,021,782.04
dic-23	95,330,225.58	1,455,895.51	727,947.76	93,256,966.39
ene-24	13,051,607,529.60	1,321,350,119.56	660,675,059.78	666,204.59
feb-24	13,114,592,150.89	1,321,879,271.10	660,939,635.55	-12,405,405.74
mar-24	13,312,598,554.54	1,335,159,671.95	667,579,835.98	19,993,835.49
abr-24	13,532,158,218.49	1,351,114,941.57	675,557,470.78	-23,106,051.95
may-24	13,763,523,386.63	1,368,325,470.07	684,162,735.04	-12,954,243.09
jun-24	14,761,749,861.86	1,461,124,500.01	730,562,250.00	-42,183,131.01
jul-24	16,314,062,721.47	1,607,973,536.76	803,986,768.38	-174,237,323.67
ago-24	17,912,116,811.46	1,757,916,400.74	878,958,200.37	-274,028,000.11
sep-24	19,526,956,150.63	1,908,128,547.41	954,064,273.70	-379,330,839.55
oct-24	21,096,238,826.43	2,052,810,298.83	1,026,405,149.42	-464,695,636.34
nov-24	22,719,836,099.69	2,201,217,853.56	1,100,608,926.78	-541,057,026.37
dic-24	24,421,898,144.37	2,356,149,746.46	1,178,074,873.23	-597,289,850.03
ene-25	26,145,596,332.51	2,511,438,545.74	1,255,719,272.87	-672,916,897.16
feb-25	26,222,374,934.90	2,510,702,376.60	1,255,351,188.30	-660,216,000.56
mar-25	26,432,556,871.95	2,523,330,823.15	1,261,665,411.58	-649,172,869.70
abr-25	26,664,520,736.59	2,537,159,192.64	1,268,579,596.32	-695,013,301.88
may-25	26,907,965,501.11	2,552,287,327.42	1,276,143,663.71	-752,666,551.33
jun-25	27,920,092,899.12	2,639,762,175.24	1,319,881,087.62	-802,592,541.43
jul-25	29,477,689,922.81	2,778,398,470.33	1,389,199,235.16	-958,886,656.88

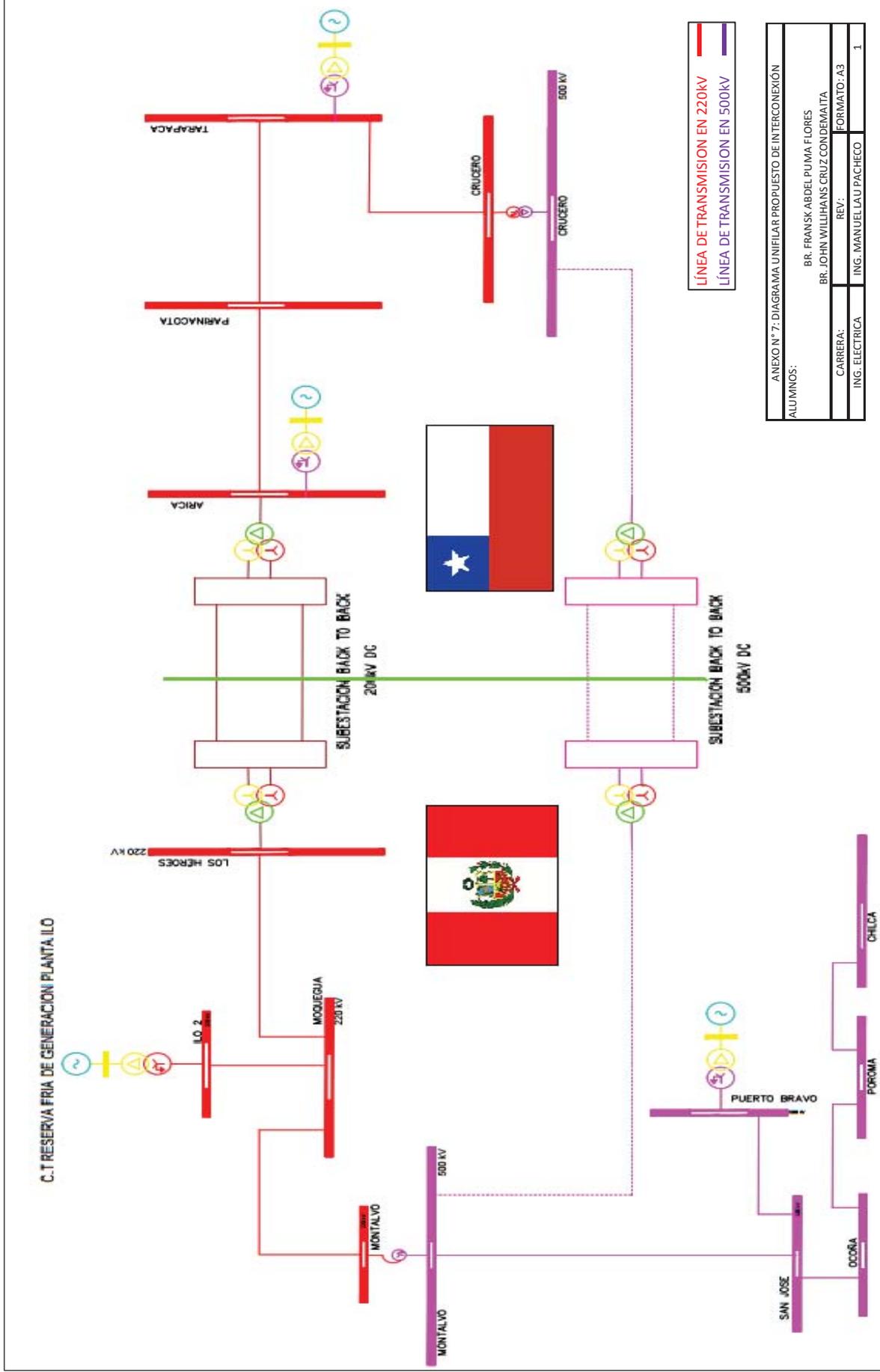


ago-25	31,061,840,790.65	2,918,458,711.36	1,459,229,355.68	-1,055,526,534.32
sep-25	32,661,118,453.37	3,058,958,830.67	1,529,479,415.33	-1,187,720,212.79
oct-25	34,234,291,251.04	3,196,366,109.26	1,598,183,054.63	-1,214,521,470.68
nov-25	35,862,850,332.29	3,337,724,528.62	1,668,862,264.31	-1,305,003,205.85
dic-25	37,571,366,535.67	3,485,866,046.61	1,742,933,023.30	-1,358,768,553.81
ene-26	39,304,118,325.92	3,634,886,509.31	1,817,443,254.66	-1,062,252,324.80
feb-26	39,335,302,166.99	3,637,725,871.05	1,818,862,935.52	-1,217,987,019.30
mar-26	39,362,339,459.57	3,640,252,426.96	1,820,126,213.48	-895,174,115.00
abr-26	39,388,734,828.76	3,642,719,055.87	1,821,359,527.93	-1,243,713,471.50
may-26	39,414,838,140.98	3,645,140,809.35	1,822,570,404.68	-1,246,727,313.65
jun-26	39,417,631,400.10	3,645,390,877.05	1,822,695,438.53	-1,241,705,505.37
jul-26	39,403,479,228.66	3,644,066,563.98	1,822,033,281.99	-1,294,083,636.90
ago-26	39,388,033,467.21	3,642,582,609.65	1,821,291,304.83	-1,335,167,484.34
sep-26	39,372,115,856.82	3,641,084,158.29	1,820,542,079.15	-1,380,717,466.00
oct-26	39,357,619,312.56	3,639,748,631.53	1,819,874,315.76	-1,317,978,087.51
nov-26	39,341,538,265.37	3,638,266,263.36	1,819,133,131.68	-1,329,117,052.91
dic-26	39,323,114,755.20	3,636,592,958.83	1,818,296,479.42	-1,276,616,476.21
TOTAL	1,037,810,720,787.08	97,793,473,034.34	48,896,736,517.17	-25,377,527,937.21



Anexo N°7

DIAGRAMA UNIFILAR PROPUESTO DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA PERÚ CHILE





Anexo N°8:

**“LEY QUE ESTABLECE DISPOSICIONES
PARA EL FINANCIAMIENTO DE
PROYECTOS DE INVERSIÓN PÚBLICA Y
OTRAS MEDIDAS PRIORITARIAS”, VÉASE
ARTICULO N°7, PRORROGA DEL
DECRETO DE URGENCIA DU 049-2008.**



Proyecto de Ley N° 360/2016-PE



"Decenio de las Personas con Discapacidad en el Perú"
"Año de la Consolidación del Mar de Grau"

Lima, 4 de octubre de 2016

OFICIO N° 198 -2016 -PR

Señora
LUZ SALGADO RUBIANES
Presidenta del Congreso de la República
Presente.-

Tenemos el agrado de dirigirnos a usted, de conformidad con lo dispuesto por el Artículo 107° de la Constitución Política del Perú, a fin de someter a consideración del Congreso de la República, con el voto aprobatorio del Consejo de Ministros, el Proyecto de Ley que establece disposiciones para el financiamiento de proyectos de inversión pública y otras medidas prioritarias.

Mucho estimaremos que se sirva disponer su trámite con el carácter de URGENTE, según lo establecido por el Artículo 105° de la Constitución Política del Perú.

Atentamente,

PEDRO PABLO KUCZYNSKI GODARD
Presidente de la República

FERNANDO ZAVALA LOMBARDI
Presidente del Consejo de Ministros



CONGRESO DE LA REPÚBLICA

Lima,17 de Octubre.....del 2016.....

Según la consulta realizada, de conformidad con el Artículo 77° del Reglamento del Congreso de la República: pase la Proposición N° 360 para su estudio y dictamen, a la(s) Comisión (es) dePRESUPUESTO Y CUENTA GENERAL.....
.....DE LA REPÚBLICA: DESCENTRALIZACIÓN,
.....REGIONALIZACIÓN, GOBIERNOS LOCALES
.....Y MODERNIZACIÓN DE LA GESTIÓN
.....DEL ESTADO.....

JOSÉ F. CEVASCO PIEDRA
Oficial Mayor
CONGRESO DE LA REPÚBLICA



Proyecto de Ley



EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA
POR CUANTO:
EL CONGRESO DE LA REPÚBLICA
Ha dado la Ley siguiente:



LEY QUE ESTABLECE DISPOSICIONES PARA EL FINANCIAMIENTO DE PROYECTOS DE INVERSIÓN PÚBLICA Y OTRAS MEDIDAS PRIORITARIAS

Artículo 1.- Objeto

La presente ley tiene por objeto establecer disposiciones para el financiamiento de proyectos de inversión pública y otras medidas prioritarias.



Artículo 2.- Transferencias de recursos para proyectos de inversión

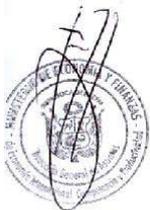
2.1 Autorízase, en el Año Fiscal 2016, a las entidades del Gobierno Nacional que cuenten con recursos públicos asignados en su presupuesto institucional para la ejecución de proyectos de inversión en los Gobiernos Regionales o los Gobiernos Locales, por la fuente de financiamiento Recursos Ordinarios, a aprobar modificaciones presupuestarias en el nivel institucional, mediante decreto supremo refrendado por el Ministro de Economía y Finanzas y el Ministro del Sector correspondiente, a propuesta de este último, previa suscripción de convenio, con el fin de financiar la ejecución de proyectos de inversión pública.



En el caso del Ministerio de Transportes y Comunicaciones, las modificaciones presupuestarias autorizadas en el presente numeral también podrán financiar acciones de mantenimiento, para cuyo efecto dicho pliego queda exonerado de lo establecido en el literal c) numeral 41.1 del artículo 41 y del artículo 80 de la Ley N° 28411, Ley General del Sistema Nacional de Presupuesto; y de lo establecido en el numeral 9.7 del artículo 9 de la Ley N° 30372, Ley de Presupuesto del Sector Público para el Año Fiscal 2016.



2.2 El caso del financiamiento de proyectos de inversión pública con cargo a las modificaciones presupuestarias autorizadas en el numeral precedente, también pueden efectuarse con cargo a recursos de la fuente de financiamiento Recursos por Operaciones Oficiales de Crédito, siempre que se trate de los recursos a que se refiere el numeral 14.6 del artículo 14 de la Ley N° 30372, Ley de Presupuesto del Sector Público para el Año Fiscal 2016.



2.3 Las transferencias de recursos que se efectúen en el marco del presente artículo sólo se autorizan hasta el 30 de noviembre del año 2016, debiéndose emitir el decreto supremo correspondiente dentro del plazo establecido por el presente numeral. Las propuestas de decreto supremo correspondientes sólo podrán ser presentadas al Ministerio de Economía y Finanzas, hasta el 15 de noviembre de 2016.



Dicho plazo se aplica también a las modificaciones presupuestarias en el nivel institucional, que se autorizan en el marco del numeral 80.2 del artículo 80 de la Ley N° 28411.

21



2.4 Excepcionalmente, en el caso de que el proyecto de inversión pública sea ejecutado por empresas públicas de saneamiento, los recursos son transferidos financieramente, mediante decreto supremo refrendado por el Ministro de Economía y Finanzas y el Ministro del Sector correspondiente, a propuesta de este último, en la fuente de financiamiento Recursos Ordinarios, previa suscripción de convenio, los cuales se administran en las cuentas del Tesoro Público, conforme a lo que disponga la Dirección General de Endeudamiento y Tesoro Público.



Adicionalmente, de forma excepcional, en caso de que el proyecto de inversión pública sea ejecutado por Empresas del Estado bajo el ámbito de FONAFE, los recursos se transferirán financieramente, a través de decreto supremo refrendado por el Ministro de Economía y Finanzas, en la fuente de financiamiento Recursos Ordinarios, previa suscripción de convenio, los cuales se administran en las cuentas del Tesoro Público, conforme a lo que disponga la Dirección General de Endeudamiento y Tesoro Público, y podrán ser considerados aporte de capital del Estado, emitiéndose las acciones correspondientes en el marco de la Ley N° 27170, Ley del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado.



En el caso de los proyectos de inversión en saneamiento que los gobiernos regionales o los gobiernos locales ejecuten en el ámbito de una entidad prestadora de servicios de saneamiento (EPS), los recursos previstos para su supervisión son transferidos por el Ministerio de Vivienda, Construcción y Saneamiento (MVCS) a esta última, conforme al mecanismo previsto en el primer párrafo del presente numeral. La EPS deberá supervisar la ejecución del proyecto de inversión e informar trimestralmente al MVCS.



2.5 Previamente a la transferencia de recursos, en el caso de los proyectos de inversión pública, éstos deben contar con viabilidad en el marco del Sistema Nacional de Inversión Pública (SNIP), así como con el registro del informe de consistencia del estudio definitivo o expediente detallado, o con el registro de Variaciones en la Fase de Inversión, o con el registro de la Verificación de Viabilidad, en el Banco de Proyectos del Sistema Nacional de Inversión Pública (SNIP), a los que se refiere la Directiva N° 001-2011-EF-68.01, Directiva General del Sistema Nacional de Inversión Pública, aprobada por la Resolución Directoral N° 003-2011-EF-68.01 y modificatorias. En el caso de los proyectos de inversión que no cuenten con el estudio definitivo o expediente técnico, la transferencia de recursos se efectúa sólo para financiar esta finalidad, y sólo deben contar con viabilidad en el marco del SNIP.



2.6 Cada pliego presupuestario del Gobierno Nacional es responsable de la verificación y seguimiento, lo que incluye el monitoreo financiero de los recursos, del cumplimiento de las acciones contenidas en el convenio y en el cronograma de ejecución del proyecto de inversión pública o acciones de mantenimiento, según corresponda, para lo cual realiza el monitoreo correspondiente. En el citado convenio se establecerá, además, para el caso de recursos de la fuente de financiamiento Recursos por Operaciones Oficiales de Crédito, la responsabilidad por parte del titular del pliego receptor de las transferencias, respecto de la correcta utilización de los recursos transferidos, no siendo aplicable el artículo 26 de la Ley N° 28563, Ley General del Sistema Nacional de Endeudamiento.



Las entidades receptoras de las transferencias informarán a la entidad del Gobierno Nacional que transfiere los recursos el avance físico y financiero, así como los informes de supervisión, sobre la ejecución del proyecto o acciones de mantenimiento, según corresponda.



3



Proyecto de Ley



2.7 Las entidades del Gobierno Nacional que hayan transferido recursos en el marco del presente artículo emiten un informe técnico sobre los resultados obtenidos por su aplicación, sobre la contribución en la ejecución de los proyectos de inversión financiados y acciones de mantenimiento, sobre los resultados del seguimiento y el avance del proyecto y acciones de mantenimiento. Este informe se publica en los portales institucionales de dichas entidades hasta febrero de 2017.

2.8 Las entidades del Gobierno Nacional que transfieren recursos a los Gobiernos Regionales o a los Gobiernos Locales para la ejecución de proyectos de inversión o acciones de mantenimiento, en el marco del presente artículo, deberán considerar en la programación de sus respectivos presupuestos institucionales, correspondientes a los años fiscales subsiguientes, bajo responsabilidad del Titular, los recursos necesarios que garanticen la continuidad de la ejecución de los proyectos de inversión y las acciones de mantenimiento, según corresponda, hasta su culminación.

Artículo 3.- Transferencia de recursos no certificados

Autorícese al Poder Ejecutivo, durante el año fiscal 2016, a efectuar modificaciones presupuestarias en el nivel institucional a favor de la Reserva de Contingencia a la que se refiere el artículo 44 de la Ley N° 28411, Ley General del Sistema Nacional de Presupuesto, con cargo a los recursos del presupuesto institucional de las entidades del Gobierno Nacional, por la fuente de financiamiento Recursos Ordinarios, que no hayan sido certificados al 15 de noviembre de 2016.

Las modificaciones presupuestarias en el nivel institucional autorizadas en el párrafo precedente, se aprueban mediante Decreto Supremo refrendado por el Ministro de Economía y Finanzas.

Artículo 4.- Transferencias financieras a favor de la Municipalidad Metropolitana de Lima

Autorízase, excepcionalmente, al Ministerio de Transportes y Comunicaciones, durante el año fiscal 2016, a realizar transferencias financieras a favor de la Municipalidad Metropolitana de Lima, hasta por el monto de S/ 89 200 00,00 (OCHENTA Y NUEVE MILLONES DOSCIENTOS MIL Y 00/100 SOLES), para contribuir al financiamiento para la elaboración de estudios de preinversión y/o la ejecución de obras de infraestructura vial urbana vinculados al desarrollo integral de los sistemas de transporte masivo de la ciudad de Lima Metropolitana en el marco del convenio suscrito el 2015.

Las referidas transferencias financieras se aprueban mediante resolución del Titular del Ministerio de Transportes y Comunicaciones, previo informe favorable de la Oficina de Presupuesto o la que haga sus veces en la entidad. Dicha resolución se publica en el diario oficial El Peruano.

Para efectos de lo establecido en la presente disposición, se exceptúa al Ministerio de Transportes y Comunicaciones de lo dispuesto en los artículos 76 y 80 de la Ley N° 28411, Ley General del Sistema Nacional de Presupuesto.



La autorización otorgada en la presente disposición se financia con cargo al presupuesto institucional del Ministerio de Transportes y Comunicaciones, sin demandar recursos adicionales al Tesoro Público.

Artículo 5.- Financiamiento para proyectos de inversión del Sector Transportes y Comunicaciones



Autorízase al Ministerio de Transportes y Comunicaciones, durante el año fiscal 2016, a realizar modificaciones presupuestarias en el nivel funcional programático, hasta por el monto de S/ 84 471 180,00 (OCHENTA Y CUATRO MILLONES CUATROCIENTOS SETENTA Y UN MIL CIENTO OCHENTA Y 00/100 SOLES), con cargo a los recursos transferidos mediante el Decreto Supremo N° 161-2016-EF, destinados al financiamiento del proyecto de inversión pública “Construcción de la Carretera Bellavista – Mazan – Salvador - El Estrecho” de código SNIP N° 396, en el Anexo 1 de la Ley N° 30458, “Ley que regula diversas medidas para financiar la ejecución de proyectos de inversión pública en apoyo de Gobiernos Regionales y Locales, los Juegos Panamericanos y Parapanamericanos y la ocurrencia de Desastres Naturales”.



Las modificaciones presupuestarias autorizadas en el presente artículo se orientan al financiamiento de los siguientes proyectos de inversión pública:

- Rehabilitación y Mejoramiento de la Carretera Huancavelica – Lircay, con Código SNIP N° 73004.
- Construcción y Mejoramiento Carretera Camaná – Dv. Quilca - Matarani - Ilo – Tachá, con Código SNIP N° 3272.
- Rehabilitación y Mejoramiento de la Carretera Huaura - Sayan – Churín, con Código SNIP N° 34470.



El Ministerio de Transportes y Comunicaciones estará a cargo del financiamiento de la continuidad de los referidos proyectos de inversión pública, hasta su culminación, sin demandar recursos adicionales al Tesoro Público.

Artículo 6.- Expropiación de terrenos y levantamiento de afectaciones y cargas para facilitar concesiones



6.1 Incorporáse en la Quinta Disposición Complementaria Final de la Ley 30025, Ley que facilita la adquisición, expropiación y posesión de bienes inmuebles para obras de infraestructura y declara de necesidad pública la adquisición o expropiación de bienes inmuebles afectados para la ejecución de diversas obras de infraestructura, a partir de la entrada en vigencia de la presente norma, la siguiente infraestructura:

- Aeropuerto de Jauja, de la ciudad de Jauja, ubicado en el distrito de Sausa, provincia de Jauja y departamento de Junín.
- Aeropuerto Internacional de Chinchero, ubicado en el distrito de Chinchero, provincia de Urubamba y departamento de Cusco.
- Aeropuerto Internacional Jorge Chávez, ubicado en la Provincia Constitucional del Callao.
- Rehabilitación Integral del Ferrocarril Huancayo – Huancavelica.
- Terminal Portuario Pucallpa.
- Vía de Evitamiento de Abancay.
- Cerro de Pasco – Tingo María.
- Ciudad de Dios – Cajamarca.



5



Proyecto de Ley



- Ricardo Palma – La Oroya.
- Santa Teresa – Machu Picchu.
- Ranchos – Chaglla – Rumichaca.
- Canchaque – Huancabamba.
- Vía Evitamiento de Huancayo.
- Mazamari – Pangoa – Cubantia.
- Moquegua – Omate – Arequipa.
- Centro de Servicios al Transportista de Lima – Callao, Ancón, Lurín, Arequipa, Corcona, La Oroya, Huarney y Cañete.



6.2 Dispóngase que las áreas de dominio público y/o privado que se encuentren afectadas por la infraestructura del Proyecto Línea 2 y Ramal Av. Faucett – Av. Gambetta de la Red Básica del Metro de Lima y Callao, que a su vez hayan sido afectadas por secciones viales, reservas viales, proyectos viales o cargas que restrinjan las autorizaciones y/o uso de las mismas para el proyecto antes citado, deberán ser levantadas y compatibilizadas, bajo responsabilidad, por la entidad titular de dicha afectación y/o carga, a sola solicitud de la Autoridad Autónoma del Sistema Eléctrico de Transporte Masivo de Lima y Callao.



Las entidades deberán levantar dichas afectaciones y/o cargas en un plazo no mayor de diez (10) días hábiles de solicitada la misma, bajo responsabilidad funcional del titular de la entidad y del funcionario responsable del pronunciamiento.



Lo dispuesto en el presente numeral se hará extensivo a la Red Básica del Metro de Lima y Callao.

Artículo 7.- Prórroga del Decreto de Urgencia N° 049-2008

Porróguese la vigencia del Decreto de Urgencia N° 049-2008, hasta el 01 de octubre de 2017.



Artículo 8.- Autorización al FONIPREL

Autorízase de manera excepcional al Fondo de Promoción a la Inversión Pública Regional y Local – FONIPREL, creado en la Ley N° 28939 e implementado mediante la Ley N° 29125, a retirar la suspensión previamente efectuada sobre los recursos entregados y suspendidos como consecuencia de la pérdida de vigencia de su uso, o a entregar el monto restante de cofinanciamiento con recursos procedentes de los extornos realizados previamente en razón a los Convenios suscritos y que se encuentren en la cuenta del referido Fondo, según corresponda, a efectos de dar continuidad a los Convenios para el cofinanciamiento de proyectos de inversión pública correspondientes a los concursos de los años 2012 y 2013 de dicho Fondo, siempre que dichos proyectos se encuentren en ejecución, incluyendo la prórroga del plazo del uso de los recursos correspondientes al cofinanciamiento del Fondo.



El Consejo Directivo del FONIPREL debe aprobar los nuevos cronogramas de ejecución que presenten los Gobiernos Regionales y Gobiernos Locales respectivos, previo a la autorización para la disposición de los recursos mencionados en el párrafo precedente.





Lo dispuesto en el presente artículo, se regulará conforme a las normas del FONIPREL, a las Bases del Concurso FONIPREL 2012 y 2013 según corresponda, y a los referidos Convenios, en los aspectos que resulten de aplicación; así como conforme a los acuerdos que para tales fines pudiera tomar el Consejo Directivo del FONIPREL.



Artículo 9.- Autorización para destino de recursos de proyectos de inversión pública a cargo de Gobiernos Locales

Dispóngase que los recursos transferidos mediante el artículo 7 de la Ley N° 30458, a favor de la Municipalidad Distrital de Tambillo, para el financiamiento del proyecto de inversión pública “Ampliación y Mejoramiento del Servicio de Agua Potable e Instalación de Saneamiento en las localidades de Ponturco, Pitecc y Arapacancha, Distrito de Accomarca - Vilcas Huaman – Ayacucho”, con código SNIP 2300705, y a favor de la Municipalidad Provincial de Cangallo, para el financiamiento del proyecto de inversión pública “Mejoramiento y Ampliación del Servicio de Agua Potable y Construcción de Alcantarillado en el Centro Poblado de Quiñasi, Distrito de Totos, Provincia De Cangallo – Ayacucho”, con código SNIP 2226149; se transfieren a favor de la Municipalidad Distrital de Accomarca y Municipalidad Distrital de Totos, respectivamente, conforme al siguiente detalle:



NIVEL DE GOBIERNO	PLIEGO	SNIP	CODIGO DGPP	PROYECTO DE INVERSION PUBLICA	Monto 2016
GOBIERNOS LOCALES					329,279,866
051102 MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE ACCOMARCA					2,559,669
	337937	2300705		AMPLIACION Y MEJORAMIENTO DEL SERVICIO DE AGUA POTABLE E INSTALACION DE SANEAMIENTO EN LAS LOCALIDADES DE PONTURCO, PITECC Y ARAPACANCHA, DISTRITO DE ACCOMARCA - VILCAS HUAMAN - AYACUCHO	2,559.669
050206 MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE TOTOS					1,457.254
	220712	2226149		MEJORAMIENTO Y AMPLIACIÓN DEL SERVICIO DE AGUA POTABLE Y CONSTRUCCIÓN DE ALCANTARILLADO EN EL CENTRO POBLADO DE QUIÑASI, DISTRITO DE TOTOS, PROVINCIA DE CANGALLO - AYACUCHO	1,457.254



Artículo 10.- Autorización para destino de recursos de proyectos de inversión pública a cargo de Gobiernos Regionales y Gobiernos Locales

Autorízase a los pliegos Gobiernos Regionales y Gobiernos Locales habilitados con la transferencia de partidas autorizada mediante el Decreto Supremo N° 161-2016-EF, al amparo del artículo 1 de la Ley N° 30458, a destinar los recursos transferidos para el financiamiento de proyectos de inversión pública priorizados por dichos pliegos, siempre que cuenten con saldos disponibles conforme a los supuestos establecidos en el inciso 3.7 del numeral 3 de la Resolución Directoral N° 002-2016-EF/50.01, modificada por la Resolución Directoral N° 009-2016-EF/50.01; y que los



7



Proyecto de Ley



proyectos de inversión pública a ser financiados cumplan con lo dispuesto en los literales a) y b) del inciso 3.8 del numeral 3 de la referida Resolución Directoral.



Artículo 11.- Autorización de uso de recursos del Fondo de las Fuerzas Armadas y Policía Nacional

Autorízase a las Unidades Ejecutoras del Pliego 026 Ministerio de Defensa que recibieron recursos con cargo al Fondo de las Fuerzas Armadas y Policía Nacional, en el marco del artículo 10 del Decreto de Urgencia N° 004-2015 para las operaciones de preparación y respuesta ante el período de lluvias 2015-2016 y la ocurrencia del Fenómeno El Niño; a lo siguiente:



- a) Hacer uso de los recursos logísticos (combustibles, lubricantes y repuestos) adquiridos y no utilizados al vencimiento de la vigencia del Decreto de Urgencia N° 004-2015, a favor de sus operaciones y acciones militares institucionales.
- b) Destinar los recursos al pago del Servicio de Deuda del Ministerio de Defensa. Para tal efecto, exceptuése a dicho Ministerio de lo establecido en el artículo 80 de la Ley N° 28411, Ley General del Sistema Nacional de Presupuesto.



Artículo 12.- Autorización de modificaciones presupuestarias para el levantamiento de información Línea de Base sobre el abastecimiento de agua y saneamiento en el ámbito rural, a cargo del Ministerio de Vivienda, Construcción y Saneamiento

Autorízase al Ministerio de Vivienda, Construcción y Saneamiento, a realizar en el presente año fiscal modificaciones presupuestarias en el nivel institucional hasta por la suma de S/ 16 464 530,00 (DIECISÉIS MILLONES CUATROCIENTOS SESENTA Y CUATRO MIL QUINIENTOS TREINTA Y 00/100 SOLES), en la fuente de financiamiento Recursos Ordinarios, a favor de los Gobiernos Regionales, para culminar el levantamiento de información, que servirá para establecer la Línea de Base sobre el abastecimiento de agua y saneamiento en el ámbito rural, mediante la aplicación del “Cuestionario Sobre Abastecimiento de Agua y Saneamiento en el Ámbito Rural”.



Las modificaciones presupuestarias en el nivel institucional autorizadas en el párrafo precedente, se aprueban mediante Decreto Supremo refrendado por el ministro de Economía y Finanzas y del Ministro de Vivienda, Construcción y Saneamiento, a propuesta de éste último.



Para efectos de lo establecido en el presente artículo, exceptuase al Ministerio de Vivienda, Construcción y Saneamiento de las limitaciones establecidas en el literal c) del numeral 41.1 del artículo 41 y del artículo 80 del Texto Único Ordenado de la Ley N° 28411, Ley General del Sistema Nacional de Presupuesto y de lo establecido en el artículo 12 de la Ley N° 30372, Ley de Presupuesto del Sector Público para el Año Fiscal 2016.





Artículo 13.- Prórroga de la vigencia del artículo 2 de la Ley N° 28923

Prorrógase hasta el 31 de diciembre de 2017, el plazo a que se refiere el artículo 2 de la Ley N° 28923, Ley que establece el Régimen Temporal Extraordinario de formalización y titulación de Predios Urbanos, modificado por la Ley N° 29320, Ley que modifica el artículo 21 de la Ley N° 28687, Ley de desarrollo y complementaria de formalización de la propiedad informal, acceso al suelo y dotación de servicios básicos ampliado por la Ley N° 29802, Ley que amplía la vigencia del Régimen Extraordinario al Organismo de Formalización de la Propiedad Informal (COFOPRI), prevista en la Ley 28923, exonera el pago de tasas u otros cobros y otorga facultades excepcionales en materia de formalización en las zonas afectadas por los sismos del 15 de agosto de 2007, el cual comienza a computarse inmediatamente después del plazo actualmente vigente, a fin de continuar con las labores de formalización de la propiedad predial urbana que permiten el reforzamiento de la formalidad en el Perú.



Artículo 14.- Autorización para financiar proyectos de inversión pública priorizados del Ministerio de Cultura

Dispónese que los recursos previstos para el Ministerio de Cultura mediante el literal a) del artículo 1 de la Ley N° 30458, Ley que regula diversas medidas para financiar la ejecución de proyectos de inversión pública en apoyo de Gobiernos Regionales y Locales, los Juegos Panamericanos y Parapanamericanos y la ocurrencia de Desastres Naturales, podrán financiar proyectos de inversión pública priorizados por dicho Sector. El Ministerio de Cultura estará a cargo del financiamiento de la continuidad de los referidos proyectos de inversión pública, hasta su culminación, sin demandar recursos adicionales al Tesoro Público.



Artículo 15.- Modificación de la Sexagésima Tercera Disposición Complementaria Final de la Ley N° 30372

Modifícase la Sexagésima Tercera Disposición complementaria final de la Ley N° 30372, Ley de Presupuesto del Sector Público para el Año Fiscal 2016, conforme al siguiente texto:



“Autorízase al Ministerio de Transportes y Comunicaciones, durante el Año Fiscal 2016, a realizar modificaciones presupuestarias en el nivel institucional a favor del Ministerio de Defensa – Fuerza Aérea del Perú y Ejército del Perú, para la elaboración de estudios, ejecución de obras de infraestructura, equipamiento, mantenimiento y otros, según corresponda, de la Base Aérea de Las Palmas en Lima, Aeródromo Teniente Bergerie en Iquitos y Base de la Aviación del Ejército en Chorrillos, con la finalidad de asegurar la operatividad de dichas bases aéreas y aeródromo. Dichas modificaciones presupuestarias se aprueban mediante decreto supremo refrendado por el Ministro de Economía y Finanzas, el Ministro de Defensa y el Ministro de Transportes y Comunicaciones, a propuesta de este último, previa suscripción de convenios de cooperación interinstitucional.



Para efectos de lo establecido en la presente disposición, exonérese al Ministerio de Transportes y Comunicaciones de las limitaciones establecidas en el literal c) del numeral 41.1 del artículo 41, el artículo 76 y el artículo 80 del Texto Único Ordenado de la Ley N° 28411, Ley General del Sistema Nacional de Presupuesto, aprobado mediante Decreto Supremo N° 304-2012-EF y sus modificatorias.

La autorización otorgada en la presente disposición se financia con cargo al presupuesto institucional del Ministerio de Transportes y Comunicaciones, sin demandar recursos adicionales al Tesoro Público”



Proyecto de Ley



Artículo 16.- Del financiamiento

Lo establecido en la presente Ley se financia con cargo al presupuesto institucional de las entidades involucradas, sin demandar recursos adicionales al Tesoro Público.



Artículo 17.- De la derogación

Deróguese la Ley N° 30231, Ley que establece medidas para la cautela del adecuado uso de los recursos públicos en los gobiernos regionales y gobiernos locales así como para asegurar la prestación de los servicios a la población.

Asimismo, déjense en suspenso lo establecido en el numeral 8.4 del artículo 8 de la Ley N° 30099, Ley de Fortalecimiento de la Responsabilidad y Transparencia Fiscal, para efectos de la aplicación de lo establecido en el artículo 2 de la presente Ley.



Comuníquese al señor Presidente Constitucional de la República para su promulgación.

En Lima, a los

PEDRO PABLO KUCZYNSKI GODÁRD
Presidente de la República



FERNANDO ZAVALA LOMBARDI
Presidente del Consejo de Ministros

10



EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

PROYECTO DE LEY QUE ESTABLECE DISPOSICIONES PARA EL FINANCIAMIENTO DE PROYECTOS DE INVERSIÓN PÚBLICA Y OTRAS ACCIONES PRIORITARIAS

I. JUSTIFICACIÓN

Mediante el artículo 13 y 14 de la Ley N° 30372, Ley de Presupuesto del Sector Público para el Año Fiscal 2016, se autorizaron algunas disposiciones para la ejecución del gasto público, relacionadas con proyectos de inversión pública con financiamiento del Gobierno Nacional, y proyectos de inversión pública financiados con recursos de las fuentes de financiamiento Recursos Ordinarios y Recursos de Operaciones Oficiales de Crédito, respectivamente.

Dichos artículos establecían algunos plazos y procedimientos para la ejecución del gasto, los cuales, conforme a lo indicado por diversos pliegos, han resultado insuficientes, generando saldos disponibles en sus presupuestos, en las fuentes de financiamiento anteriormente indicadas.

Adicionalmente, diversos pliegos proponen una serie de artículos relacionados con modificaciones presupuestarias que tiene por objetivo, entre otros, apoyar a la Municipalidad Metropolitana de Lima con el financiamiento parcial de los estudios de preinversión y/o ejecución de obras de infraestructura vial urbana vinculadas con el desarrollo integral de los sistemas de transporte masivo, financiamiento de proyectos de inversión del Sector Transporte y Comunicaciones, expropiaciones de terrenos y levantamiento de algunas afectaciones y cargas para facilitar algunas concesiones, autorizaciones para uso de recursos del FONIPREL, modificaciones a la Ley N° 30458, autorización para el uso de recursos del Fondo de las Fuerzas Armadas y Policía Nacional, entre otras disposiciones.

En ese contexto, el presente Proyecto de Ley tiene por objeto establecer disposiciones para el financiamiento de proyectos de inversión pública en Gobiernos Regionales y Gobiernos Locales, y otras acciones prioritarias.



A) **Transferencia de recursos para proyectos de inversión y acciones de mantenimiento**

La Dirección General de Presupuesto Público ha tomado conocimiento que se tendría saldos disponibles por las fuentes de financiamiento: Recursos Ordinarios y Recursos por Operaciones Oficiales de Crédito, hasta la suma total de S/ 404 999 681,00 de acuerdo al detalle siguiente:

11



SALDOS DISPONIBLES EN BASE AL ARTICULO 13 Y 14 DE LA LEY N° 30372 - LEY DE PRESUPUESTO DEL SECTOR PUBLICO PARA EL AÑO FISCAL 2016

(En soles)

DETALLE	FUENTE DE FINANCIAMIENTO		
	RO	ROOC	TOTAL
MINISTERIO DE SALUD	79,387,095	79,281,888	158,668,984
MINISTERIO DE EDUCACION	-	182,430,000	182,430,000
MINISTERIO DE TRANSPORTES Y COMUNICACIONES	-	12,376,252	12,376,252
MINISTERIO DE VIVIENDA, CONSTRUCCION Y SANEAMIENTO	1,501,118	45,823,585	47,324,703
MINISTERIO DE AGRICULTURA Y RIEGO	3,308,281	891,461	4,199,742
TOTAL	84,196,495	320,803,186	404,999,681

En dicho contexto, de los saldos disponibles, se debe manifestar lo siguiente:

- El Ministerio de Salud, el Ministerio de Educación y el Ministerio de Vivienda y Construcción, requieren nuevo plazo para la ejecución de los recursos por saldos en el marco del artículos 13 y 14 de la Ley N° 30372, los mismos que ascienden a la suma total de S/ 388 423 687,00 (S/ 80 888 214,00 por RO y S/ 307 535 473,00 por ROOC).
- El Ministerio de Transportes y Comunicaciones solicita que el saldo disponible en la fuente de financiamiento ROOC por la suma de S/ 12 376 252,00 se transfieran a la reserva de contingencia del MEF.
- El Ministerio de Agricultura y Riego señala, que los saldos disponibles por las fuentes de financiamiento Recursos Ordinarios y Recursos por Operaciones Oficiales de Crédito por la suma de S/ 4 199 742,00 serán reorientadas a otros proyectos que culminan y serían ejecutados por el mismo pliego, y no requieren la ampliación del plazo en mención.



En este sentido, conforme a lo señalado anteriormente, la Dirección General de Presupuesto Público propone que a través de un artículo de Ley, se autorice a los pliegos del Gobierno Nacional que cuenten con recursos públicos asignados en sus presupuestos institucional para la ejecución de proyectos de inversión en los Gobiernos Regionales o los Gobiernos Locales, por las fuentes de financiamiento Recursos Ordinarios y Recursos por Operaciones Oficiales de Crédito, a aprobar modificaciones presupuestarias hasta el 30 de noviembre del año 2016.

Asimismo, teniendo en consideración el financiamiento de la ejecución de proyectos de inversión por parte de las entidades del Gobierno Nacional en los Gobiernos Regionales y Gobiernos Locales indicados anteriormente, la Dirección General de Presupuesto Público propone que se puedan realizar modificaciones presupuestarias, con cargo a los recursos del presupuesto institucional de las entidades del Gobierno Nacional, por la fuente de financiamiento Recursos Ordinarios, que no hayan sido certificados al 15 de noviembre del año 2016, a favor de la Reserva de Contingencia, a que se refiere el artículo 44 de la Ley N° 28411, Ley General del Sistema Nacional de Presupuesto.

12

2



B) Otras medidas prioritarias

Adicionalmente, los Ministerios de Transportes y Comunicaciones; Vivienda, Construcción y Saneamiento, Defensa y Cultura, remiten proyectos de artículos para su inclusión en el Proyecto de Ley, los cuales son los siguientes:

- Transferencias financieras a favor de la Municipalidad Metropolitana de Lima

El MTC solicita autorización, durante el año fiscal 2016, para realizar modificaciones presupuestarias en el nivel institucional a favor de la Municipalidad Metropolitana de Lima, hasta por el monto de S/ 89 200 00,00 (OCHENTA Y NUEVE MILLONES DOSCIENTOS MIL Y 00/100 SOLES), para contribuir al financiamiento para la elaboración de estudios de preinversión y/o la ejecución de obras de infraestructura vial urbana vinculados al desarrollo integral de los sistemas de transporte masivo de la ciudad de Lima Metropolitana en el marco del convenio marco suscrito el año 2015. Dichas modificaciones presupuestarias se aprueban mediante decreto supremo refrendado por el Ministro de Economía y Finanzas y el Ministro de Transportes y Comunicaciones, a propuesta de este último.

Cabe indicar que la propuesta tiene por objeto apoyar a la Municipalidad Metropolitana de Lima, con el financiamiento parcial de los estudios de preinversión y/o ejecución de obras de infraestructura vial urbana vinculadas al desarrollo integral de los sistemas de transporte masivo de la ciudad de Lima Metropolitana.

Dicha medida permitirá mejorar las condiciones de operación y funcionamiento del transporte y tránsito, para facilitar la circulación e incrementar la seguridad y eficiencia del sistema de transporte masivo de la ciudad de Lima Metropolitana:

- 1) “Corredor Naranjal - Chimpu Oclo del Metropolitano”,
- 2) “Interconexión Estación Central - Estación Grau del Metro y hundimiento de la Av. Grau”
- 3) “Corredor Av. Pachacutec”
- 4) “Antigua Panamericana Sur”.

Adicionalmente, el MTC indica que la autorización otorgada en la presente disposición se financia con cargo al presupuesto institucional del Ministerio de Transportes y Comunicaciones, sin demandar recursos adicionales al Tesoro Público.

Con relación a la medida propuesta, se debe indicar que el MTC dispone de saldos presupuestales de libre disponibilidad en la Unidad Ejecutora 001 Administración General por la fuente de financiamiento Recursos Ordinarios, por lo que solicita autorización para efectuar una modificación presupuestaria a favor de la Municipalidad Metropolitana de Lima para financiar la formulación de los estudios de preinversión y/o la ejecución de obras de infraestructura vial urbana vinculados al desarrollo integral de los sistemas de transporte masivo de la ciudad de Lima Metropolitana en el marco del convenio marco suscrito en el año 2015.

Teniendo en consideración que los saldos de libre disponibilidad podrían estar asignados en productos del Programa Presupuestal 0138: Reducción del Costo, Tiempo e Inseguridad en el Sistema de Transporte, así como con cargo a los





recursos asignados para el cumplimiento del Pago Anual por Servicio (PAS), Pago Anual por Obra (PAO) y Pago anual por Mantenimiento y Operación (PAMO), comprometidos en los procesos de concesiones se solicita la exoneración de lo dispuesto en los artículos 80 y 76 de la Ley 24811, respectivamente.

- Financiamiento para proyectos de inversión del Sector Transportes y Comunicaciones

El MTC solicita autorización durante el año 2016 para disponer hasta por el monto de S/ 84 471 180,00 del presupuesto asignado al proyecto “Construcción de la Carretera Bellavista – Mazan – Salvador - El Estrecho” de código SNIP N° 396, en el Anexo 1 de la Ley N° 30458, Ley que regula diversas medidas para financiar la ejecución de proyectos de inversión pública en apoyo de Gobiernos Regionales y Locales, los Juegos Panamericanos y Parapanamericanos y la ocurrencia de desastres naturales”, para el financiamiento de los siguientes proyectos de inversión pública : 73004 “Rehabilitación y Mejoramiento de la Carretera Huancavelica – Lircay”; 3272 “Construcción y Mejoramiento Carretera Camaná – Dv. Quilca - Matarani - Ilo – Tacna” y 34470 “Rehabilitación y Mejoramiento de la Carretera Huaura - Sayán – Churín”.

El MTC señala que el objeto de la medida es facilitar el financiamiento de proyectos de inversión pública priorizados por el Sector.

Cabe indicar que mediante Ley N° 30458 “Ley que regula diversas medidas para financiar la ejecución de proyectos de inversión pública en apoyo de Gobiernos Regionales y Locales, los Juegos Panamericanos y Parapanamericanos y la ocurrencia de Desastres Naturales” se autorizó la utilización de Fondos previstos para la atención del Fenómeno del Niño para la ejecución de diversos proyectos de inversión entre los cuales se encuentra contemplado el proyecto de inversión pública 2192666 “Construcción de la Carretera Bellavista – Mazan – Salvador – El Estrecho”.



El MTC indica que estaba previsto que la ejecución del proyecto iniciaría en el año 2016, sin embargo, esto no se dará en el presente año. El proceso de licitación se verá interrumpido ante la necesidad de estudios complementarios que por sus características técnicas requieren de un año en promedio para culminarse, luego del cual se podría empezar el proceso de licitación. Esta situación implica que el inicio de obras se daría en el año 2018.

Adicionalmente, el MTC señala que la mencionada autorización se financiará con cargo al presupuesto institucional del Ministerio de Transportes y Comunicaciones, sin demandar recursos adicionales al Tesoro Público.

- Expropiación de terrenos y levantamiento de afectaciones y cargas para facilitar concesiones

El MTC solicita que se disponga de las facilidades para el procedimiento de expropiación de los terrenos necesarios, a que hace referencia la Quinta Disposición Complementaria Final de la Ley N° 30025, Ley que facilita la adquisición, expropiación y posesión de bienes inmuebles para obras de infraestructura y declara de necesidad pública la adquisición o expropiación de



bienes inmuebles afectados para la ejecución de diversas obras de infraestructura, para implementar el proyecto de ampliación y mejoramiento de los siguientes aeropuertos:

- Aeropuerto de Jauja, de la ciudad de Jauja, ubicado en el distrito de Sausa, provincia de Jauja y departamento de Junín.
- Aeropuerto Internacional de Chinchero, ubicado en el distrito de Chinchero, provincia de Urubamba y departamento de Cusco.
- Aeropuerto Internacional Jorge Chávez, ubicado en la Provincia Constitucional del Callao.
- Rehabilitación Integral del Ferrocarril Huancayo – Huancavelica.
- Terminal Portuario Pucallpa.
- Vía de Evitamiento de Abancay.
- Cerro de Pasco – Tingo María.
- Ciudad de Dios – Cajamarca.
- Ricardo Palma – La Oroya.
- Santa Teresa – Machu Picchu.
- Ranchos – Chaglla – Rumichaca.
- Canchaque – Huancabamba.
- Vía Evitamiento de Huancayo.
- Mazamari – Pangoa – Cubantia.
- Moquegua – Omate – Arequipa.
- Centro de Servicios al Transportista de Lima – Callao, Ancón, Lurín, Arequipa, Corcona, La Oroya, Huarney y Cañete.



Al respecto, con relación al Aeropuerto de Jauja se indica que se pretende mejorar las condiciones operativas para el ingreso de aeronaves comerciales de mayor capacidad, con el propósito de cubrir la demanda de transporte aéreo desde y hacia el Valle del Mantaro, coadyuvando en la solución a la problemática de la Carretera Central, particularmente en épocas de lluvias, cuando se cierra esta vía por la ocurrencia de desastres naturales.

Con relación al Aeropuerto Internacional de Chincheros lo que se pretende es adquirir las áreas de terreno adicionales a las previstas inicialmente en el Proyecto referencial, con la finalidad de implementar el Plan Maestro de Desarrollo Aeroportuario del Aeropuerto Internacional de Chinchero, aprobado por la Dirección General de Aeronáutica Civil del Ministerio de Transportes y Comunicaciones. Cabe señalar que el proceso de adquisición se realizará de manera paralela con la ejecución del Proyecto Aeropuerto Internacional de Chinchero, por lo que no implica la suspensión o reprogramación de actividades, sino la adquisición de áreas adicionales para la etapa operativa.

Con relación al Aeropuerto Internacional Jorge Chávez, se indica que a través de las evaluaciones realizadas por la Dirección de Aeronáutica Civil del Ministerio de Transportes y Comunicaciones respecto a la superficie limitadora de obstáculos y a la proyección de luces de aproximación, se ha identificado la necesidad de adquirir áreas adicionales destinadas a viabilizar la operación del Aeropuerto Internacional Jorge Chávez una vez que se haya concluido la ejecución de la segunda pista de aterrizaje. Cabe precisar que la adquisición de áreas adicionales se realizará de manera paralela a la ejecución de mejoras obligatorias a cargo de la empresa LAP,



por lo que no implica una postergación o reprogramación de dichas actividades constructivas.

Por otro lado, el MTC indica que para la implementación del Proyecto de la Línea 2 Ramal Av. Faucett - Av. Gambetta de la Red Básica del Metro de Lima y Callao es necesario realizar la inserción urbana de las Estaciones teniendo en cuenta el entorno urbano donde éstas se ubican, así como la accesibilidad a las mismas. La implantación del sistema del metro generará un cambio en la dinámica de transporte y de la conducta de los peatones respecto del uso de las vías, es por ello que se requiere que la configuración normativa de la vía se encuentre preparada para esta nueva dinámica y garantizar la seguridad de los usuarios del metro y del tránsito.

Dicha inserción debe considerar a peatones, ciclistas, paraderos de buses y parada de automóviles, teniendo en cuenta el tipo de impacto en el entorno; ensanche vial, afectación de predios, alteración de la densidad y del perfil urbano, generación de nuevas tareas libres por afectación de predios, generación de espacios receptores y previsión de espacios para paraderos. Asimismo, la cuantificación del impacto: dimensionamiento de ensanche o reducción de carriles, de espacios de circulación, veredas, edificaciones y cruces peatonales, así como, el enlace con otros medios de transporte estableciendo áreas que permitan la flexibilidad del sistema a la recepción de usuarios: paraderos de buses, alimentadores, cruceos peatonales, ciclovías y sus zonas de parqueo, paraderos de taxis y otros.

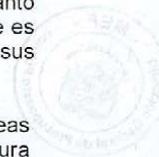
Con la implementación de las Líneas del Metro se producirá impactos positivos en la renovación urbana, así como en la movilidad urbana (movilidad sostenible) tanto de la ciudad de Lima como de la Provincia Constitucional del Callao, por lo que es de suma importancia vincular la remodelación de los espacios urbanos y sus equipamientos para privilegiar el desplazamiento hacia sus estaciones.

En este sentido, resulta necesario el levantamiento y compatibilización de las áreas de dominio público y/o privado que se encuentren afectadas por la infraestructura del Proyecto Línea 2 y Ramal Av. Faucett – Av. Gambetta de la Red Básica del Metro de Lima y Callao, y que a su vez hayan sido afectadas por secciones y reservas viales, proyectos viales o cargas que restrinjan las autorizaciones y/o uso de las mismas para el proyecto antes mencionado.

- Prórroga del Decreto de Urgencia N° 049-2008

La Secretaría General del Ministerio de Energía y Minas (MEM), a través del Oficio N° 1104-2016-MEM/SEG, remite un proyecto de artículo que permita la prórroga de la vigencia del Decreto de Urgencia N° 049-2008 hasta el 01 de octubre de 2017, a fin de evitar que los costos marginales del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional – SEIN se eleven, debido a las restricciones existentes en la capacidad del Sistema de Transmisión Eléctrico, originando un incremento en las Tarifas Eléctricas.

El MEM indica que la prórroga solicitada busca asegurar la competitividad de las tarifas eléctricas, de manera que no se vean afectadas ciertas zonas por restricciones en el sistema de transmisión eléctrica. Específicamente en la zona sur del país se ha visto un incremento importante de la demanda en el último año,



16 6



principalmente por la entrada en operación de grandes proyectos como Las Bambas y Ampliación Cerro Verde, no obstante el sistema de transmisión eléctrica se viene reforzando con la ejecución de la Línea 500 KV Mantaro – Marcona – Montalvo –Socabaya, la cual se estima ingrese a operar en setiembre 2017, por lo que será necesario hacer operar centrales térmicas que usan petróleo diésel, residual y/o carbón, cuyo costo de generación es más elevado.

En consecuencia, al no estar vigente ya el DU 049 - 2008 a partir del 1 de enero de 2017, se presentarán costos marginales elevados en la zona sur del país, con valores que podrían llegar a los 140 US\$/MWh, y dado que esto se traslada al usuario final, resulta necesario prorrogar la vigencia de este decreto de urgencia.

Adicionalmente, MINEM indica que la propuesta normativa no requiere financiamiento por parte del Tesoro Público, y que una medida similar ha estado vigente desde el 18 de setiembre del año 2008, y culminará el 31 de diciembre del 2016, razón por la cual se requiere su prórroga.

Cabe indicar que el proyecto de artículo no presente alguna observación por parte de la Dirección General de Asuntos de Economía Internacional, Competencia y Productividad, según Nota N° 262-2016-EF/62.01.

- Autorización al FONIPREL

La Dirección General de Inversión Pública, a través del Informe N° 427-2016-EF/63.01, manifiesta que en virtud a la información registrada por la Municipalidad Provincial de Andahuaylas en aplicativo informático del Banco de Proyectos del Sistema Nacional de Inversión Pública (el cual es de acceso público a través del Portal Institucional del Ministerio de Economía y Finanzas: www.mef.gob.pe), el problema central que originó se plantee la formulación del PIP denominado “Ampliación y Mejoramiento de los Sistemas de agua potable y alcantarillado de las localidades de Andahuaylas y Talavera, Provincia de Andahuaylas-Apurímac” se debió a la prevalencia de enfermedades infecciosas, intestinales y diarreicas en las localidades de Andahuaylas y Talavera, ocasionada por la deficiente prestación de los servicios tanto de agua potable como de saneamiento, ascendiendo el número de beneficiarios directos a un total de 50,300. Cabe señalar que, la información que registran las Entidades Públicas en el Banco de Proyectos del SNIP, tiene carácter de Declaración Jurada, conforme lo establece la Tercera Disposición Complementaria del Reglamento del Sistema Nacional de Inversión Pública, aprobado mediante Decreto Supremo N° 102-2007-EF¹.

Asimismo, la mencionada Dirección señala que de acuerdo a la información registrada por la Municipalidad Provincial en el aplicativo informático del Sistema Integrado de Administración Financiera (SIAF - SP)², el citado proyecto cuenta con un Presupuesto Institucional Modificado (PIM) de S/ 125 540 126,00 (Ciento



¹ Reglamento del Sistema Nacional de Inversión Pública
Disposiciones Complementarias

Tercera.- Toda la información que presenten los órganos del Sistema Nacional de Inversión Pública sobre los Proyectos de Inversión Pública, incluyendo la registrada en el Banco de Proyectos, tienen el carácter de Declaración Jurada, y en consecuencia se sujetan a las responsabilidades y consecuencias legales correspondientes.

(...)

² El cual es de acceso público a través del Portal Electrónico del Ministerio de Economía y Finanzas:
<http://of5.mef.gob.pe/scsem2/>



Veinticinco Millones Quinientos Cuarenta Mil Ciento Veintiséis y 00/100 Soles), de los cuales se han devengado un total de S/ 6 766 190,92 (Seis Millones Setecientos Sesenta y Seis Mil Ciento Noventa y 92/00 Soles). Sin embargo, dicha Municipalidad Provincial no cuenta con financiamiento.

Al respecto, dicha Dirección señala que la Secretaría Técnica del Consejo Directivo del FONIPREL ha realizado un análisis del cual se desprende que distintas Entidades Públicas que resultaron beneficiadas en los Concursos FONIPREL 2012 y 2013, se encontrarían en escenarios como el descrito, es decir, cuentan con convenios para el cofinanciamiento de proyectos y que no cumplieron con el plazo establecido para la vigencia del uso de los recursos correspondientes a dicho cofinanciamiento, por lo que, el FONIPREL procedió, o bien a suspender el uso de dichos recursos, o a solicitar el extorno de los mismos, los cuales a su vez se encuentran depositados en la cuenta del Fondo. Cabe señalar que, los proyectos antes referidos, actualmente se encuentran en ejecución.

En dicho contexto, la mencionada Dirección sugiere la inclusión de un artículo en una norma con rango de Ley mediante el cual se autorice al FONIPREL a continuar con los Convenios de Cofinanciamiento antes señalados y proceder al cofinanciamiento para la culminación de proyectos en ejecución, correspondientes a los Concursos FONIPREL 2012 y 2013, siempre que los recursos extornados se encuentren en la cuenta de dicho Fondo o que su uso se encuentre suspendido por parte del FONIPREL como consecuencia del vencimiento de la vigencia de su uso, de conformidad con lo dispuesto en los convenios.

Cabe señalar que dichos recursos tendrán un tratamiento de acuerdo a la normativa del FONIPREL, a los nuevos cronogramas de ejecución que presenten las Entidades Públicas, conforme a las Bases de los Concursos FONIPREL 2012 y 2013, así como también conforme a los Acuerdos del Consejo Directivo del FONIPREL.



Autorización para destino de recursos de proyectos de inversión pública a cargo de Gobiernos Locales

El Ministerio de Vivienda, Construcción y Saneamiento (MVCS) remite una propuesta de artículo que autorice rectificar el Anexo 3 de la Ley N° 30458, Ley que regula diversas medidas para financiar la ejecución de proyectos de inversión pública en apoyo de gobiernos regionales y locales, los juegos panamericanos y parapanamericanos y la ocurrencia de desastres naturales, a fin de hacer efectiva la transferencia de partidas aprobada por la referida Ley, dado que por error material se consignaron en el citado Anexo códigos de ubigeo y denominación de pliegos que no corresponden a las unidades ejecutoras de los proyectos de inversión pública con código SNIP 337937 Ampliación y Mejoramiento del Servicio de Agua Potable e Instalación de Saneamiento en las Localidades de Ponturco, Pitecc y Arapacancha, distrito de Accomarca - Vilcas Huaman - Ayacucho y 220712 Mejoramiento y Ampliación del Servicio de Agua Potable y Construcción de Alcantarillado en el Centro Poblado de Quiñasi, provincia de Cangallo – Ayacucho.

Sobre el particular, se ha evidenciado en el Formato SNIP-03: Ficha de Registro - Banco de Proyectos que las unidades ejecutoras de los citados proyectos son la Municipalidad Distrital de Accomarca, con ubigeo 051102 y la Municipalidad Distrital



de Totos, con ubigeo 050206, respectivamente y no la Municipalidad Distrital de Tambillo y la Municipalidad Provincial de Cangallo como se consigna en el Anexo 3 de la Ley 30458.

- Autorización para destino de recursos de proyectos de inversión pública a cargo de Gobiernos Regionales y Gobiernos Locales

Con fecha 15 de junio de 2016 se publicó la Ley N° 30458, Ley que regula diversas medidas para financiar la ejecución de PIP de los Gobiernos Regionales y Gobiernos Locales, entre otros. Asimismo, a través del Decreto Supremo N° 161-2016-EF, se autorizó una Transferencia de Partidas a favor de diversos pliegos Gobiernos Regionales y Gobiernos Locales, para financiar la ejecución de proyectos de inversión pública, teniendo en consideración lo dispuesto en el literal a) del artículo 1 de la Ley N° 30458. Cabe preciar que el artículo 3 del Decreto Supremo N° 161-2016-EF, ha establecido que los recursos transferidos no pueden ser destinados, bajo responsabilidad, a fines distintos para los cuales han sido transferidos.

Sin embargo, el Gobierno Regional de Tumbes da cuenta de la situación de controversia del proceso constructivo de la Obra “Instalación de los Servicios de Protección Contra Inundación en el Sector Tamarindo, El Peligro Margen Izquierda del Río Tumbes Distrito de San Jacinto, Provincia y Departamento de Tumbes”, derivado de los hallazgos del Órgano de Control Internos, conllevando a que el Procurador Regional del Gobierno Regional de Tumbes, ha interpuesto denuncia penal contra el representante legal del Consorcio Tamarindo y ex servidores del referido Gobierno Regional.

De manera similar, el Gobierno Regional de Huancavelica manifiesta que el proyecto de inversión pública al cual se le transfirieron los recursos mediante el Decreto Supremo N° 161-2016-EF, actualmente se encuentra en proceso de conciliación del contrato de ejecución por apercebimiento, lo cual limita la continuidad de su ejecución.

Asimismo, el Gobierno Regional de Loreto manifiesta que algunos proyectos de inversión ligados al Programa de Ampliación de la Frontera Eléctrica (PAFE III), al cierre del presente ejercicio muestran saldos presupuestarios que pueden ser reconducidos a otros proyectos del referido Programa.

Conforme con lo manifestado por los pliegos Gobiernos Regionales mencionados, se aprecia que los recursos transferidos mediante el referido Decreto Supremo, han sido destinados a proyectos de inversión pública que actualmente se encuentran paralizados por diversos aspectos, solicitándose la posibilidad de poder transferir dichos recursos para la ejecución de otros proyectos de inversión.

En tal sentido, conforme a lo manifestado anteriormente y a efectos de atender lo solicitado por los pliegos Gobiernos Regionales y hacerlo extensivo a los Gobiernos Locales, se hace necesario emitir una norma de carácter general que permita realizar la transferencia de dichos recursos presupuestarios hacia proyectos de inversión pública que se encuentren en la actualidad factibles para su ejecución.



19



Adicionalmente, es necesario indicar que, con el propósito de dar respaldo a la propuesta normativa, se considera los criterios establecidos, respecto a anulaciones y habilitaciones, en los incisos 3.7 y literales a y b del inciso 3.8 del numeral 3 de los Lineamientos para modificaciones presupuestarias en el nivel funcional programático para la ejecución de proyectos de inversión pública, aprobado mediante la Resolución Directoral N° 002-2016-EF/50.01 y modificada por la Resolución Directoral N° 009-2016-EF/50.01.

- Autorización de uso de recursos del Fondo de las Fuerzas Armadas y Policía Nacional

El Ministerio de Defensa (MINDEF) indica que el objetivo de la medida es permitir hacer uso a las Unidades Ejecutoras del Pliego 026 Ministerio de Defensa de los recursos logísticos (combustibles, lubricantes y repuestos) que fueron adquiridos pero no utilizados al vencimiento de la vigencia del Decreto de Urgencia N°004-2015, en favor de sus operaciones y acciones militares institucionales permitirá mantener el alistamiento y entrenamiento de las Unidades Militares involucradas, garantizando de esta forma una intervención eficaz y eficiente, cuando se presenten situaciones como las que originaron la emisión del Decreto de Urgencia N°004-2015 u otro suceso que le corresponda intervenir a las Fuerzas Armadas en el territorio nacional según su misión constitucional.

Asimismo, el MINDEF señala que las instituciones Armadas adquirieron recursos logísticos (combustibles, lubricantes y repuestos) en cumplimiento de lo dispuesto en el Decreto de Urgencia N°004-015, los cuales no pueden ser destinados a otros fines distintos establecidos en la norma, no obstante, los insumos que forman parte de las Unidades Militares no pueden dejar de ser utilizados, por un tema de caducidad de materiales en el caso concreto de lubricantes y repuestos, así como el requerimiento de continuar con su entrenamiento y operaciones militares según sus Planes Operacionales respectivos.

Por otro lado, el MINDEF solicita que se autorice la utilización de los recursos de fondo para las Fuerzas Armadas, asignados para el Fenómeno de El Niño, para atender el pago del servicio de la deuda hasta por la suma de S/117,6 millones. Dicha medida se justifica en el cumplimiento de los compromisos asumidos por el pago del Servicio de Deuda (Bando de la Nación).

Adicionalmente, el MINDEF indica que las medidas propuestas no demandarán mayores recursos al Tesoro Público.

- Autorización de modificaciones presupuestarias para el levantamiento de información Línea Base sobre el abastecimiento de agua y saneamiento en el ámbito rural, a cargo del Ministerio de Vivienda, Construcción y Saneamiento

El Ministerio de Vivienda, Construcción y Saneamiento (MVCS) indica que conjuntamente con el Ministerio de Desarrollo e Inclusión Social (MIDIS), desde el año 2015, están efectuando el registro de la información sobre la situación del saneamiento en el ámbito rural respecto a; disponibilidad de sistemas, modelo de gestión, calidad de servicio e infraestructura, con la participación de diferentes marcos de intervención; Núcleo Ejecutor Departamental (NED), Fondo de Estimulo

20





al Desempeño (FED), Sello Municipal (SM), el Programa Nacional de Saneamiento Rural (PNSR) a través del Programa de Incentivos (PI).

Asimismo, el Pliego 037: MVCS ejecuta actividades de Programas Presupuestales y proyectos, los cuales generan saldos presupuestarios, además algunos proyectos no calificarían para continuidad de inversión en el marco de la Ley de Presupuesto vigente, por tal motivo a fin de optimizar los recursos y no generar mayores gastos al Estado, se propone destinar dichos recursos para financiar la culminación del levantamiento de información antes mencionados.

El MVCS indica que la medida tiene por objetivo financiar la culminación del levantamiento de información, que servirá para establecer la Línea de Base sobre el abastecimiento de agua y saneamiento en el ámbito rural, mediante la aplicación del "Cuestionario Sobre Abastecimiento de Agua y Saneamiento en el Ámbito Rural".

Adicionalmente, el MVCS señala que la norma no irroga mayores gastos al Tesoro Público, toda vez que se financiará con los recursos asignados para el presente año fiscal al Pliego 037: Ministerio de Vivienda, Construcción y Saneamiento.

- Prórroga de la vigencia del artículo 2 de la Ley N° 28923

El MVCS indica que el dispositivo legal propuesto tiene por objeto continuar con la ejecución del Programa Presupuestal 058 Acceso de la Población a la Propiedad Predial Formalizada, para cuyo efecto es necesario ampliar el régimen temporal extraordinario a cargo de COFOPRI hasta el 31 de diciembre de 2017, para formalizar predios urbanos en el marco de lo dispuesto en la Ley N° 28687, Ley de desarrollo y complementaria de formalización de la propiedad informal, acceso al suelo y dotación de servicios básicos; y la Ley N° 28923, Ley que establece el Régimen Temporal Extraordinario de Formalización y Titulación de Predios Urbanos, y modificatorias.

Asimismo, se indica que bajo el actual marco legal, COFOPRI ha formalizado y titulado a un total de 374,384 predios informales en el período agosto 2011 a julio 2016; sin embargo debido a la persistencia del problema y a la complejidad de su solución, debe atenderse la proyección estimada de formalización para el año 2017, de 75,530 títulos, por lo que resulta necesario ampliar el plazo previsto en la Ley 29802, y prorrogarlo por lo menos, hasta el 31 de diciembre de 2017.



Actividad	Títulos
Formalización – Titulación masiva de predios	67 530
Formalización de Programas de Vivienda del Estado y Urbanizaciones populares	5 300
Formalización de Lotes Suspendidos	2 000
Formalización de Lotes en Litigio	700
Total	75 530

21



Adicionalmente, el MVCS indica que el artículo propuesto no representa un costo adicional al Tesoro Público.

- Autorización para financiar proyectos de inversión pública priorizados del Ministerio de Cultura

El Ministerio de Cultura señala que el objetivo de la medida es autorizar al Ministerio de Cultura para que destine a Proyectos de Inversión prioritarios para el Sector, los recursos asignados al PIP N° 348028, “Creación del servicio cultural de interpretación del patrimonio cultural del Perú a través de un complejo cultural en el terreno denominado el Chinchorro, ciudad de Arica, provincia de Arica, región de Arica y Parinacota, república de Chile”, mediante la Ley N° 30458 “Ley que regula diversas medidas para financiar la ejecución de Proyectos de Inversión Pública en apoyo de Gobiernos Regionales y Locales, los Juegos Panamericanos y Parapanamericanos”.

Asimismo, el MINCUL señala que mediante la Ley 30458, Ley que regula diversas medidas para financiar la ejecución de Proyectos de Inversión Pública en apoyo de Gobiernos Regionales y Locales, los Juegos Panamericanos y Parapanamericanos y la ocurrencia de desastres naturales, publicada el 15 de junio de 2016, se autorizó el financiamiento hasta por S/ 19 386 200.00 para el PIP “creación del servicio cultural de interpretación del patrimonio cultural del Perú a través de un complejo cultural en el terreno denominado El Chinchorro, ciudad de Arica, región Arica y Parinacota, República de Chile”.

Posteriormente, a través del Decreto Supremo 161-2016-EF del 22 de junio de 2016, se autoriza una transferencia de partidas a favor del Ministerio de Cultura hasta por S/ 19 386 200.00 para el financiamiento del PIP “creación del servicio cultural de interpretación del patrimonio cultural del Perú a través de un complejo cultural en el terreno denominado El Chinchorro, ciudad de Arica, región Arica y Parinacota, República de Chile”.



A la fecha, el Ministerio de Cultura ha determinado que existe una cartera de Proyectos de Inversión Pública que se encuentran en ejecución y que no cuentan con financiamiento, mientras que el mencionado Proyecto aún no inicia ejecución, toda vez que el proyecto se encuentra localizado en territorio chileno y presenta limitaciones en la definición de modalidad de ejecución.

En ese sentido, es necesario autorizar al Ministerio de Cultura para que pueda habilitar con los recursos asignados mediante la Ley 30458 y el Decreto Supremo 161-2016-EF, a los proyectos de Inversión pública que son prioritarios para el Sector y, que en algunos casos, se encuentran paralizados, más aun considerando que estos proyectos corresponden a intervenciones en patrimonio cultural, poniendo en riesgo la conservación e inversión realizada en los mismos.

Cabe indicar que el MINCUL señala que la propuesta se financiará con cargo al presupuesto del Ministerio de Cultura, sin que conlleve una mayor demanda de recursos al Estado. Asimismo, se precisa que el financiamiento de la continuidad de los proyectos de inversión pública a que se refiere el artículo propuesto, se encuentra a cargo del presupuesto institucional del Ministerio de Cultura, hasta su culminación.

22



- Modificación de la Sexagésima Tercera Disposición complementaria final de la Ley N° 30372, Ley de Presupuesto del Sector Público para el Año Fiscal 2016.

La presente disposición tiene por objeto habilitar al MTC a realizar modificaciones presupuestarias en el nivel institucional a favor del Ministerio de Defensa – Fuerza Aérea del Perú y Ejército Peruano, para realizar estudios, ejecutar obras de infraestructura, equipamiento, mantenimiento y otras actividades a cargo de dichas entidades. De acuerdo al proyecto normativo, estas modificaciones presupuestarias se aprueban mediante decreto supremo refrendado por el Ministro de Economía y Finanzas, el Ministro de Defensa y el Ministro de Transportes y Comunicaciones, a propuesta de este último, y se dan en el marco de los convenios suscritos en el presente ejercicio fiscal.

Esta medida se sustenta en la necesidad de financiar estudios, mantenimiento, equipamiento y ejecución de obras en el 4to y 5to Escalón de la sede del Batallón de Asalto y Transportes N° 811 de la Aviación del Ejército, ubicado en el distrito de Chorrillos.

En este contexto el MTC y el Ejército del Perú han suscrito el “Convenio de Cooperación Interinstitucional entre el Ministerio de Transportes y Comunicaciones y el Ministerio de Defensa – Ejército del Perú”, mediante el cual el Ejército del Perú entregará temporalmente un área aproximada de 15,000 m2 para ser utilizada en el estacionamiento de aeronaves que operen en el Aeropuerto Internacional Jorge Chávez.

Del mismo modo, la Fuerza Aérea del Perú ha evidenciado la necesidad de financiar el Estudio Técnico para el Plan Maestro de Desarrollo de la Base Aérea Las Palmas, así como para desarrollar actividades y proyectos en el Aeropuerto Teniente Bergerie en Iquitos. De esta manera, el MTC y la Fuerza Aérea del Perú, han suscrito un convenio que permitirá que la FAP entregue temporalmente un área aproximada de 40,000 m2, a ser destinadas para el estacionamiento de aeronaves que operen en el Aeropuerto Internacional Jorge Chávez

Asimismo, el Ejército del Perú ha solicitado la necesidad de financiar los estudios, mantenimiento, equipamiento y ejecución de obras en la Base de Aviación del Ejército en Chorrillos.

La implementación de estas actividades y proyectos a cargo del Ejército del Perú y de la Fuerza Aérea del Perú son compatibles con las competencias que tiene el MTC, debido a que permitirán que dichas entidades implementen infraestructuras indispensables para el cumplimiento de sus funciones, y al mismo tiempo habilitar a favor del MTC, un área de terreno cuya extensión total aproximada es de 55 000 m2, a efectos de ser destinada a la realización de actividades complementarias y conexas relacionadas a los servicios aeroportuarios en el Aeropuerto Internacional Jorge Chávez, conforme a la normativa vigente.

- Derogación de la Ley N° 30231 y suspensión de lo establecido en el numeral 8.4 del artículo 8 de la Ley N° 30099

El Art. 53 del TUO de la Ley General del Sistema Nacional de Tesorería, aprobado por el Decreto Supremo N° 035-2012-EF, establece medidas preventivas en el manejo de fondos públicos. Dicha disposición establece la suspensión temporal de operaciones en las cuentas bancarias de aquellas unidades ejecutora o dependencias en las entidades donde surjan situaciones que pongan en riesgo el



23



adecuado uso de fondos públicos; asimismo, dispone que dicha suspensión opera a la solicitud de la Contraloría General de la República, Ministerio de Justicia y Derechos Humano o Ministerio del Interior.

La Ley N° 30231 – Ley que establece medidas para la cautela del adecuado uso de los recursos públicos en los gobiernos regionales y gobiernos locales, así como para asegurar la prestación de los servicios a la población, dispuso, entre otros aspectos, la creación de una “unidad ejecutora extraordinaria, transitoria y especial” con el fin de que se mantenga la operatividad, así como la adecuada ejecución del nivel de gasto en aquellas entidades en las cuales operó la suspensión temporal de operaciones en sus cuentas bancarias. La citada Ley también dispuso como se financiaría la citada Unidad Ejecutora.

Asimismo, la Ley bajo comentario estableció que mediante Decreto Supremo se determinaría el pliego del Gobierno Nacional donde se constituiría la unidad ejecutora antes referida.

Al respecto se hace presente que de la experiencia obtenida con la suspensión de cuentas que se han dado hasta la fecha y de lo establecido en el Art. 53 del TUO de la Ley General del Sistema Nacional de Tesorería se advierte que la finalidad de dicha norma es que la suspensión de operaciones de cuentas bancarias sea temporal, de modo tal, que no se afecte la operatividad de la entidad afectada con tal medida, y en consecuencia, la prestación de los servicios que debe brindar a la población.

Sin embargo, la implementación de la “unidad ejecutora extraordinaria, transitoria y especial” conforme lo establece la Ley N° 30231, no contribuiría a que dicha medida sea temporal, puesto que para que dicha unidad ejecutora cumpla las funciones asignadas por la citada Ley deberá contar con información respecto a la gestión de la entidad, asimismo, deberá contar con los recursos necesarios, los cuales deberán ser transferidos por la unidad ejecutora afectada por la medida dispuesta en el Art. 53 del TUO de la Ley General del Sistema Nacional de Tesorería, situaciones que ocasionarían que la suspensión de operaciones en las cuentas bancarias se extienda más allá de lo necesario.

De otro lado, se hace presente que mediante Oficio N° 078/17/02/2016-2017-CR, el Contralor General de la República presentó ante el Congreso de la República diversas propuestas normativas que coadyuven al cumplimiento de sus funciones, entre ellas, un “Proyecto de Ley que faculta a la Contraloría General de la República para disponer la intervención de las entidades por el control gubernamental mediante el ejercicio del control previo y simultáneo” (Proyecto de Ley N° 26/2016-CG), el cual tiene por objeto establecer medidas para cautelar el adecuado uso de los recursos públicos en las entidades sujetas al Sistema Nacional de control, mediante la intervención directa del control gubernamental para la verificación de la ejecución de los recursos públicos, sin interrumpir la prestación de los servicios y actividades de las entidades.

De acuerdo con dicha propuesta normativa la intervención temporal dispuesta por la Contraloría General de la República determina la conformación de un equipo de Auditoría que se acredita en la entidad para el ejercicio directo del control previo y/o simultáneo, sobre las operaciones de tesorería de la entidad. Asimismo dispone





que el control previo y/o simultáneo que ejecuta el citado Equipo de Auditoría comprende la verificación del estricto cumplimiento de las normas y disposiciones del Sistema Nacional de Tesorería y del Sistema Nacional de Presupuesto.

Se hace presente que la finalidad de la creación de la "unidad ejecutora extraordinaria, transitoria y especial" dispuesta por la Ley N° 30231 es similar a la del Equipo de Auditoría referida en la propuesta normativa presentada por la Contraloría General de la República, por lo que, se considera oportuno apoyar el citado proyecto de Ley promovido por la Contraloría General de la República (Proyecto de Ley N° 26/2016-CG).

En tal sentido, a fin de no afectar la prestación de servicios que brindan las entidades a la población, y teniendo en cuenta la propuesta normativa presentada por la Contraloría General de la República, se considera necesario derogar Ley N° 30231, Ley que establece medidas para la cautela del adecuado uso de los recursos públicos en los gobiernos regionales y gobiernos locales así como para asegurar la prestación de los servicios a la población.

Por otro lado, es pertinente indicar que, a través del numeral 8.4 del artículo 8 de la Ley N° 30099, Ley de Fortalecimiento de la Responsabilidad y Transparencia Fiscal, se establecen algunos impedimentos para los Gobiernos Regionales y Gobiernos Locales, relacionadas con el financiamiento de la ejecución de proyectos de inversión pública.

En este sentido, teniendo en consideración dichos impedimentos, y que a través del presente Proyecto de Ley se pretende financiar la ejecución de algunos proyectos de inversión pública por parte de pliegos del Gobierno Nacional, en los Gobiernos Regionales y Locales, corresponde dejar en suspenso lo establecido en el numeral 8.4 del artículo 8 de la Ley N° 30099.



ANÁLISIS COSTO – BENEFICIO

El presente Proyecto de Ley aprueba medidas presupuestarias que requieren necesariamente de una norma con rango de ley para su implementación, las cuales redundarán en el financiamiento y ejecución de proyectos de inversión pública de diversas entidades del Sector Público, en favor de la población.

Se espera como beneficio que la aprobación del Proyecto de Ley, referida a la implementación de medidas presupuestarias para el año fiscal 2016, permita garantizar el financiamiento de proyectos de inversión por parte de diversas entidades del Sector Público, de los tres niveles de Gobierno, beneficiando primordialmente a la población pobre y extremadamente pobre; así como garantizar la cobertura presupuestal de los proyectos de inversión priorizados por los pliegos involucrados.

Asimismo, el Proyecto de Ley cuenta con un artículo de financiamiento, en el cual se señala que lo establecido en la presente ley se financia con cargo al presupuesto institucional de los pliegos involucrados, sin demandar recursos adicionales al Tesoro Público.

Cabe indicar que la implementación del Proyecto de Ley, involucra recursos hasta la suma de S/ 755,93 millones, conforme al siguiente detalle:

25



CONCEPTO	MINEDU	MINDEF	MINSA	MVCS	MTC	MC	GL	GR	TOTAL
Artículo 2.- Transferencias de recursos para proyectos de inversión y acciones de mantenimiento	182.40		70.00	47.32	35.08				334.80
Artículo 4.- Transferencias financieras a favor de la Municipalidad Metropolitana de Lima					89.20				89.20
Artículo 5.- Financiamiento para proyectos de inversión del Sector Transportes y Comunicaciones					84.47				84.47
Artículo 9.- Modificación del Anexo 3 de la Ley N° 30458 (Modifíquese el Anexo 3: Transferencia de Partidas del Ministerio de Justicia y Derechos Humanos – Proyectos de Inversión Pública) MINJUS							4.10		4.10
Artículo 11.- Autoriza a las Unidades Ejecutoras del Pliego 026 Ministerio de Defensa que recibieron recursos con cargo al Fondo de las Fuerzas Armadas y Policía Nacional, en el marco del artículo 10 del Decreto de Urgencia N° 004-2015 para las operaciones de preparación y respuesta ante el período de lluvias 2016-2016 y la ocurrencia del Fenómeno El Niño, entre otros, para destinar los recursos al pago del Servicio de Deuda del Ministerio de Defensa.		117.60							117.60
Artículo 12.- Autorización al MVCS a realizar transferencias a los GOREs para que culminen con el levantamiento de información, que servirá para establecer la Línea de Base sobre el abastecimiento de agua y saneamiento en el ámbito rural.				16.46					16.46
Artículo 13.- Prorroga hasta el 31 de diciembre de 2017, el plazo a que se refiere el artículo 2 de la Ley N° 28923, Ley que establece el Régimen Temporal Extraordinario de formalización y titulación de Predios Urbano a cargo de COFOPRI				89.92					89.92
Artículo 14.- Dispónese que los recursos previstos para el Ministerio de Cultura en el artículo 1, literal a) de la Ley N° 30458 'Ley que regula diversas medidas para financiar la ejecución de Proyectos de Inversión Pública en apoyo de Gobiernos Regionales y Locales, los Juegos Panamericanos y Parapanamericanos', podrán ser destinados para el financiamiento de los Proyectos de Inversión Pública comprendidos en el Anexo 1: 'Priorización de proyectos de inversión pública del Sector Cultura', que forma parte integrante de la presente ley.						19.39			19.39
TOTAL	182.40	117.60	70.00	153.70	208.75	19.39	4.10	-	755.93

III. ANÁLISIS DE IMPACTO DE LA VIGENCIA DE LA NORMA EN LA LEGISLACIÓN VIGENTE



El Proyecto de Ley modifica los plazos establecidos en los artículos 13 y 14 de la Ley N° 30372, Ley de Presupuesto del Sector Público para el Año Fiscal 2016, a fin de financiar la ejecución de proyectos de inversión pública en Gobiernos Regionales y Gobiernos Locales; modificación de la Ley N° 30458, a fin de entre otros: i) financiar proyectos de inversión del Sector Transportes y Comunicaciones, ii) autorizar el destino de los recursos de proyectos de inversión pública a cargo de Gobiernos Regionales y Locales, iii) financiar proyectos de inversión pública priorizados por el Ministerio de Cultura; modifica la Quinta Disposición Complementaria Final de la Ley N° 30025, a fin de incorporar algunas infraestructuras en su aplicación; prorroga la vigencia del Decreto de Urgencia N° 049-2008, para evitar que los costos marginales del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), originando un incremento de tarifas eléctricas; prórroga de vigencia del artículo 2 de la Ley N° 28923, a fin de continuar con la ejecución del Programa Presupuestal 058 Acceso de la Población a la Propiedad Predial Formalizada.

26



Anexo N°9:

**PROCEDIMIENTO N° 07: CÁLCULO DE
LOS COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA
DE CORTO PLAZO – COES**



COES SINAC	PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SINAC	PR – 07
CALCULO DE LOS COSTOS MARGINALES DE ENERGIA DE CORTO PLAZO		
<ul style="list-style-type: none"><input type="checkbox"/> Aprobado en S.D. N° 18 del 18 de octubre de 1995.<input type="checkbox"/> Modificación aprobada en S.D. N° 128 del 25 de agosto de 2000.<input type="checkbox"/> Aprobado según RM N° 143-2001-EM/VME, publicada el 26 de marzo de 2001.<input type="checkbox"/> Modificado según R.M. N° 232-2001-EM/VME, publicada el 29 de mayo del 2001.<input type="checkbox"/> Modificado según R.M. N° 009-2009-MEM/DM, publicada el 13 de enero de 2009.<input type="checkbox"/> Modificado mediante Resolución OSINERGMIN N° 224-2010-OS/CD, publicada el 12 de setiembre de 2010.<input type="checkbox"/> Modificado mediante Resolución OSINERGMIN N° 61-2012-OS/CD, publicada el 04 de abril de 2012.<input type="checkbox"/> Modificado mediante Resolución OSINERGMIN N° 244-2014-OS/CD, publicada el 26 de noviembre de 2014.		

1. OBJETIVO

Determinar los Costos Marginales de Corto Plazo en el Sistema Interconectado Nacional (SINAC), para la valorización de las transferencias de energía.

2. BASE LEGAL

- 2.1. Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 41. inciso c, 107)
- 2.2. Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 105, 106, 213, 214, 215)
- 2.3. Decreto Supremo N° 037-2006-EM – Reglamento de Cogeneración (Artículo 7)¹
- 2.4. Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Artículos 12 y 14, inciso e).²
- 2.5. Decreto Supremo N° 027-2008-EM Reglamento del COES (Artículo 27.2, inciso i).³
- 2.6. Decreto Legislativo N° 1002, Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables.⁴
- 2.7. Decreto Supremo N° 050-2008-EM, Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables (Artículos 1.17, 19.1, Disposición Complementaria Única).⁵
- 2.8. Estatutos del COES.⁶

3. DEFINICIONES

3.1. COSTO MARGINAL DE CORTO PLAZO

¹ Literal incorporado mediante R.M. N° 009-2009-MEM/DM del 13 de enero de 2009.

² Numeral incorporado mediante Resolución OSINERGMIN N° 224-2010-OS/CD del 12 de setiembre de 2010.

³ Numeral incorporado mediante Resolución OSINERGMIN N° 224-2010-OS/CD del 12 de setiembre de 2010.

⁴ Numeral incorporado mediante Resolución OSINERGMIN N° 224-2010-OS/CD del 12 de setiembre de 2010.

⁵ Numeral incorporado mediante Resolución OSINERGMIN N° 224-2010-OS/CD del 12 de setiembre de 2010.

⁶ Numeral incorporado mediante Resolución OSINERGMIN N° 224-2010-OS/CD del 12 de setiembre de 2010.



Es el costo en que se incurre para producir una unidad adicional de energía, o alternativamente el ahorro obtenido al dejar de producir una unidad, considerando la demanda y el parque de generación disponible.

3.2. VALOR DEL AGUA SEMANAL

El valor del agua semanal es la variación del costo futuro actualizado de operación y racionamiento del SINAC con relación a la variación del volumen del embalse durante una semana. El valor agua semanal cuyas unidades son $S/.m^3$, puede ser expresado en $S/./kWh$, utilizando los rendimientos de las centrales.

3.3. CENTRAL HIDRAULICA DE PASADA

Central hidráulica que utiliza caudal natural, es decir agua fluente que no se almacena en reservorios, para generación de energía eléctrica.

3.4. CENTRAL HIDRAULICA DE REGULACION

Central hidráulica que utiliza agua almacenada en reservorios, es decir caudal regulado, para generación de energía eléctrica. Este almacenamiento puede ser horario, diario, semanal, mensual, anual y plurianual.

3.5. CONDICION DE VERTIMIENTO⁷

Se considera vertimiento aquella condición en que un determinado embalse vierta por no tener capacidad de almacenamiento disponible y las centrales generadoras asociadas a éste tengan capacidad de generación no utilizada y que además no exista en el sistema ninguna unidad termoeléctrica despachada, con excepción de las unidades de las Centrales de Cogeneración Calificadas cuando estén operando para producir calor útil.

4. RESPONSABLE

División de Evaluación y Estadística (DEE).

5. PERIODICIDAD

Mensual, en la oportunidad de la aprobación de la Valorización de las Transferencias de Energía.

6. APROBACION

La Dirección de Operaciones aprobará los Costos Marginales de Corto Plazo para las valorizaciones de transferencias de energía activa.

7. INFORMACION REQUERIDA

7.1. Rendimiento promedio del mes (kWh por masa de combustible) para cada central térmica.

Es calculada por la DEE, en base al rendimiento nominal, a la potencia nominal y a la potencia media requerida para el despacho conforme al Procedimiento Reconocimiento de Costos Eficientes de Operación de las Centrales Térmicas del COES-SINAC.

⁷ Numeral incorporado mediante R.M. N° 009-2009-MEM/D M del 13 de enero de 2009.



- 7.2. Costo de combustible para cada central térmica, calculado de acuerdo al Procedimiento Programación de Corto Plazo de las Centrales Térmicas del COES-SINAC.
- La información que los generadores entreguen a la DOCOES, será conforme a lo dispuesto en el Procedimiento relativo a la Información de Precios y Calidad del Combustible. La División de Estudios y Desarrollo (DED) podrá verificar la información presentada.
- 7.3. Costo variable no combustible ($S/.$ kWh) para cada central térmica.
- Los valores referenciales están definidos en el Procedimiento Reconocimiento de Costos Eficientes de Operación de las Centrales Térmicas del COES-SINAC.
- 7.4. Factores de pérdidas marginales de energía
- Los factores de pérdidas son calculados de acuerdo al Procedimiento Cálculo de Factores de Pérdidas Marginales.
- 7.5. Energía generada cada 15 minutos de cada grupo y/o central térmica (MWh).
- Información entregada por los generadores en el plazo indicado en el Procedimiento N° 10.
- 7.6. Energía generada y tiempo en periodo de carga y descarga (MWh).
- Información entregada por los fabricantes y/o los generadores debidamente sustentada y es un valor característico de la unidad o tipo de máquina.
- 7.7. Tiempo de operación en sincronismo con el SINAC (horas) y número de arranques totales y efectivos.
- Información entregada por los generadores y aprobado por la Dirección de Operaciones.
- 7.8. El Valor Agua para los Embalses Estacionales (Clasificación de acuerdo al Procedimiento Técnico COES “Información Hidrológica para la Operación del SEIN”), determinado de acuerdo al PMPO (Procedimiento Técnico COES “Programación de Mediano Plazo de la Operación del SEIN”) si este posee etapas semanales o de su afinamiento (Anexo 1 del Procedimiento Técnico COES “Programación de la Operación de Corto Plazo”)⁸.
- 7.9. Precio básico de la energía ($S/.$ kWh) en horas fuera de punta, en la barra de referencia, Santa Rosa.
- Precio publicado por la Comisión de Tarifas de Energía (CTE) semestralmente, con vigencia a partir del 01 de mayo y 01 de noviembre de cada año, y sujeto a su respectiva fórmula de actualización.
- 7.10. Costo variable ($S/.$ kWh) por central hidráulica, incurrido por presencia de sólidos en suspensión en el agua.
- Información comunicada por los generadores debidamente sustentada y aprobada por la Dirección de Operaciones.

8. DETERMINACION DEL COSTO MARGINAL DE CORTO PLAZO DE ENERGIA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

8.1. COSTO MARGINAL EN SITUACION NORMAL

Para determinar el Costo Marginal de Corto Plazo del Sistema

⁸ Numeral modificado de acuerdo con la Resolución OSINERGMIN N° 244-2014-OS/CD.



Interconectado Nacional cada quince (15) minutos, se utiliza la información de energía de generación recibida de las empresas integrantes del COES, que corresponde al despacho de potencia y energía de las centrales para el mes que se va a realizar la valorización de las transferencias de energía.

El despacho lo determina la Dirección de Operaciones, asignando en forma óptima los recursos disponibles de generación para satisfacer la demanda, garantizando la operación al mínimo costo total y preservando la seguridad y calidad del abastecimiento de la energía eléctrica.

Con los datos de las centrales hidráulicas y térmicas que han intervenido en el despacho de potencia y energía, y según lo programado y autorizado por el Coordinador, se realiza cada quince (15) minutos un ordenamiento de menor a mayor costo de las centrales, en base a sus costos variables de operación. Estos costos variables previamente se han referido a la barra base de Santa Rosa, dividiendo los costos variables determinados según lo indicado en el Procedimiento relativo al Reconocimiento de Costos Eficientes de Operación de las Centrales Térmicas del COES-SINAC, entre el correspondiente factor de pérdidas marginales de las barras a las cuales están interconectadas.⁹

La central marginal por cada período de quince minutos, es aquella cuyo costo variable (\$/kWh) es el mayor en dicho período y que se encuentre en capacidad de producir una unidad adicional de energía. El costo marginal de corto plazo es igual al costo variable de la central que es marginal en el sistema.

El costo variable de las unidades de las Centrales de Cogeneración Calificadas que se encuentren despachadas conforme a sus programas de producción combinada de electricidad y calor útil, no será tomado en cuenta para determinar el costo marginal de corto plazo.¹⁰

8.2. COSTO MARGINAL EN CONDICION DE VERTIMIENTO

El costo marginal de corto plazo en el SINAC, para una condición de vertimiento se determinará considerando únicamente la compensación a que se refiere el Art. 213° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, y el costo variable incurrido por la presencia de sólidos en suspensión en el agua turbinada.

8.3. COSTO MARGINAL EN CONDICION DE RACIONAMIENTO

El costo marginal de corto plazo en el SINAC, para una situación de racionamiento por déficit de generación eléctrica, será igual al costo de racionamiento fijado por la CTE.

8.4. COSTO MARGINAL EN CONDICION DE SUB-SISTEMAS

En el caso que el SINAC se divida en sub-sistemas por causas de mantenimiento o falla en las líneas que conforman el Sistema de Transmisión, el Costo Marginal de Corto Plazo será calculado de acuerdo a lo indicado en el presente procedimiento para cada uno de los sub-sistemas, considerándolos en forma aislada.

8.5. COSTO MARGINAL EN CONDICION DE LIMITE DE CAPACIDAD DE TRANSMISION DE LINEAS

En el caso que el SINAC se divida en sub-sistemas debido a que se ha alcanzado el límite de capacidad de transporte de carga de las líneas que

⁹ Párrafo modificado mediante R.M. N° 232-2001-EM/VME del 29 de mayo del 2001.

¹⁰ Párrafo incorporado mediante R.M. N° 009-2009-MEM/D M del 13 de enero de 2009.



conforman el Sistema Principal de Transmisión, el Costo Marginal de Corto Plazo será calculado de acuerdo a lo indicado en el presente procedimiento, para cada uno de los sub-sistemas, considerando las restricciones de transmisión.

Cuando una línea alcanza su máxima capacidad de transmisión determina costos marginales en cada subsistema formado en cada extremo de la línea.

9. PROCEDIMIENTO DE CALCULO

En caso que una central térmica resultara marginal, el Costo Marginal de Corto Plazo no podrá ser en ningún caso inferior al costo variable de dicha central. El costo variable está compuesto por el costo variable combustible más el costo variable no combustible y corresponde a los costos de operación eficientes de cada unidad de generación, según el régimen de operación requerida.

En caso que una central hidráulica de pasada o de regulación resultara marginal, el Costo Marginal de Corto Plazo, será igual, en el primer caso al pago de la compensación única a que se refiere el Art. 213° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas más el costo variable incurrido por la presencia de sólidos en suspensión en el agua turbinada; y en el segundo caso además, el valor del agua expresado como costo unitario de energía.

El procedimiento para el cálculo de los costos variables de las centrales térmicas e hidráulicas es el siguiente :

9.1. CALCULO DEL COSTO VARIABLE DE CENTRALES TERMICAS

Se calcula de acuerdo al Procedimiento Reconocimiento de Costos Eficientes de Operación de las Centrales Térmicas del COES-SINAC.

9.2. CALCULO DEL COSTO VARIABLE DE CENTRALES HIDRAULICAS

9.2.1. CENTRALES HIDRAULICAS DE PASADA

Se calcula como la suma de:

- a La compensación única al Estado, por el uso de los recursos naturales provenientes de fuentes hidráulicas, de acuerdo con el Art. 213° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, y considerando lo establecido en los artículos 214° y 215° del Reglamento de la Ley, y;
- b El costo variable (\$/kWh) incurrido por la presencia de sólidos en suspensión en el agua turbinada.

9.2.2. CENTRALES HIDRAULICAS DE REGULACION

Se calcula como la suma del valor agua expresado en energía (\$/kWh), de acuerdo con el Procedimiento N° 08, más los correspondientes a los numerales 9.2.1. a) y b) anteriores.

10. CONDICIONES OPERATIVAS DE LAS CENTRALES TERMICAS NO CONSIDERADAS EN LA DETERMINACION DEL COSTO MARGINAL

10.1. CENTRALES TERMICAS QUE REGULAN TENSION

Las centrales térmicas que entran en operación para regular la tensión en las barras del Sistema Interconectado Nacional (SINAC) no son consideradas para el cálculo del costo marginal de corto plazo del SINAC. En el caso de estas centrales, se reconoce la compensación por operación, de acuerdo con el Procedimiento N° 11.



10.2. CENTRALES TERMICAS OPERANDO CON MINIMA CARGA

Las centrales térmicas que están en operación generando a mínima carga, no son consideradas para el cálculo del costo marginal de corto plazo del SINAC. En el caso de estas centrales, se reconoce la compensación por operación a mínima carga, de acuerdo al Procedimiento relativo al Reconocimiento de Costos Eficientes de Operación de las Centrales Térmicas del COES-SINAC.

Las unidades de las Centrales de Cogeneración Calificadas cuando estén operando para producir calor útil no recibirán compensación alguna.¹¹

10.3 CENTRALES DE COGENERACIÓN CALIFICADAS¹²

Las Centrales de Cogeneración Calificadas que están despachadas prioritariamente según sus programas de producción combinada de electricidad y calor útil no serán consideradas para el cálculo del costo marginal de corto plazo del SEIN.

10.4 CENTRALES DE GENERACION QUE UTILIZAN RECURSOS ENERGETICOS RENOVABLES¹³

Las Centrales de Generación que utilizan Recursos Energéticos Renovables y que por lo tanto están despachadas prioritariamente, no serán consideradas para el cálculo del costo marginal de corto plazo del SEIN.

10.5 10.5. UNIDADES TÉRMICAS DE GENERACIÓN QUE OPEREN POR SEGURIDAD DEL SEIN¹⁴

Las unidades térmicas cuya operación fue dispuesta por el COES, fuera del despacho económico, en prevención de posibles contingencias en el SEIN con la finalidad de atenuar y/o evitar las interrupciones de suministro, no son consideradas para el cálculo del costo marginal de corto plazo del sistema.

¹¹ Párrafo incorporado mediante R.M. N° 009-2009-MEM/D M del 13 de enero de 2009.

¹² Numeral incorporado mediante R.M. N° 009-2009-MEM/D M del 13 de enero de 2009.

¹³ Numeral incorporado mediante Resolución OSINERGMIN N° 224-2010-OS/CD del 12 de setiembre de 2010.

¹⁴ Numeral incorporado mediante Resolución OSINERGMIN N° 61-2012-OS/CD del 04 de abril de 2012.



Anexo N°10:

PROCEDIMIENTO N° 33:

COMPENSACIONES DE COSTOS

OPERATIVOS ADICIONALES DE LAS

UNIDADES DE GENERACIÓN TÉRMICAS –

COES.



COES SINAC	PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SEIN	PR-33
COMPENSACIONES DE COSTOS OPERATIVOS ADICIONALES DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN TÉRMICAS		
Aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 245-2014 -OS/CD, publicada el 26 de noviembre de 2014. De conformidad con el artículo 6° de dicha Resolución, <u>este Procedimiento Técnico entró en vigencia el 1° de Enero de 2015.</u>		

1. OBJETIVO

Establecer los criterios y metodologías utilizadas en el cálculo de las compensaciones por Costos Operativos adicionales, en los que incurren las Unidades de Generación Térmicas de los Integrantes del COES.

2. BASE LEGAL

El presente Procedimiento Técnico se rige por las siguientes disposiciones legales y sus respectivas normas concordantes, modificatorias y sustitutorias

- 2.1. Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas.
- 2.2. Ley N° 28832.- Ley para asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.
- 2.3. Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- 2.4. Decreto Supremo N° 027-2008-EM.- Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (COES).
- 2.5. Ley N° 23560 – Sistema Legal de Unidades de Medida del Perú.

3. PRODUCTO

Determinación de las compensaciones por Costos Operativos adicionales de las Unidades de Generación Térmicas y la asignación de pagos correspondiente

4. DEFINICIONES

Para la aplicación del presente Procedimiento, los términos en singular o plural que se inicien con mayúscula se encuentran definidos en el “Glosario de Abreviaturas y Definiciones utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES”, aprobado mediante Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME, o la que lo sustituya; así como en la normativa citada en la Base Legal.

En todos los casos cuando se citen dispositivos legales y procedimientos técnicos en el presente Procedimiento, se entenderá que incluyen sus normas concordantes modificatorias y sustitutorias.

5. RESPONSABILIDADES

5.1. Del COES

- 5.1.1. Aprobar el número de arranques - paradas, Rampas de Incremento y Diminución de Generación a ser compensadas por la operación de las Unidades de Generación Térmicas.



5.1.2. Aprobar los periodos de calificación de Inflexibilidad Operativa de operación de las Unidades de Generación Térmicas.

5.1.3. Aprobar la valorización de las compensaciones para reconocer los Costos de Arranque - Parada y de Baja Eficiencia Rampa de Carga – Descarga y Operación por Inflexibilidad Operativa.

5.2. De los Agentes del SEIN

Actualizar y transferir la información requerida por el COES para la aplicación del presente Procedimiento. En caso no se disponga de la información requerida, el COES podrá utilizar la mejor información disponible y la pondrá en conocimiento de los Integrantes.

6. HORIZONTE, PERIODICIDAD Y PLAZOS

Mensual, a ser presentado en la misma oportunidad del Informe VTEA.

7. DETERMINACIÓN DE LAS COMPENSACIONES

7.1. Costos considerados en las compensaciones

Las compensaciones se efectuarán para reconocer lo siguiente:

- El Costos de arranque - parada y de baja eficiencia Rampas Incremento y Disminución de Generación (*CCbef*).
- Costo de mantenimiento por arranque-parada (CMarr)
- El Costo por Consumos de Combustibles Adicionales en las Rampas de Incremento y Disminución de Generación (*CCadic*).
- Compensación por Operación por Inflexibilidad Operativa producida en cumplimiento al Programa Diario de Operación (PDO) o por disposición del Coordinador, sin establecer el Costo Marginal de Corto Plazo del SEIN.

7.1.1. Compensación de Costos de arranque - parada y de baja eficiencia rampas de Incremento y Disminución de Generación (*CCbef*)

Se calcula mediante la siguiente formulación:

$$CCbef = CCbefa \times na + CCbefp \times np$$

Dónde:

CCbefa: Costo de arranque y baja eficiencia en la Rampa de Incremento de Generación, obtenido de acuerdo a lo establecido en el Procedimiento Técnico COES “Cálculo de los Costos Variables de las Unidades de Generación”.

CCbefp: Costo de parada y baja eficiencia en la Rampa de Disminución de Generación, obtenido de acuerdo a lo establecido en el Procedimiento Técnico COES “Cálculo de los Costos Variables de las Unidades de Generación”.

na: Número de arranques de la Unidad de Generación Térmica, aprobados por el COES para compensación, con sincronismo al sistema.

np: Número de paradas de la Unidad de Generación Térmica, aprobadas por el COES para compensación.

Los arranques y paradas aprobados por el COES para compensación serán aquellos que resulten de la coordinación del despacho realizados por el COES, tales como: despacho por Potencia y Energía, por Inflexibilidad Operativa, por Regulación de



Tensión del Sistema Principal o Garantizado de Transmisión, por verificación de disponibilidad mediante pruebas aleatorias cuando resulte exitosa en su primera oportunidad conforme al respectivo Procedimiento Técnico. Asimismo se considerarán las compensaciones que se deriven de paradas forzosas debido a fallas externas a la operación del titular o debido a eventos causados por terceros. No se compensarán los arranques fallidos y/o pruebas a requerimiento del titular.

7.1.2. Compensación por el Costo de mantenimiento por arranque-parada (CMarr).

Se calcula mediante la siguiente formulación:

$$\left(\frac{na + np}{2}\right) \times CMarr$$

Dónde:

CMarr: Costo de mantenimiento del arranque - parada de la Unidad de Generación Térmica, obtenido de acuerdo en lo establecido en el Procedimiento Técnico del COES “Cálculo de los Costos Variables de las Unidades de Generación”.

na, np: números de arranque y paradas de las Unidades de Generación Térmicas aprobadas por COES para compensación, indicadas en el numeral 7.1.1.

7.1.3. Compensación por el Consumo de Combustibles Adicionales en las Rampas de Incremento y Disminución de Generación (CCCadie)

Se calcula mediante la siguiente formulación:

$$CCCadie = CCAC \times nc + CCAD \times nd$$

Dónde:

CCAC: Costo de combustible adicional en la Rampa de Incremento de Generación.

$$CCAC = EC \times [ccadic - ccoper]$$

CCAD: Costo de combustible adicional en la Rampa de Disminución de Generación.

$$CCAD = ED \times [ccadic - ccoper]$$

EC: Energía entregada por el combustible adicional durante una Rampa de Incremento de Generación no relacionada a un proceso de arranque (kJ).

ED: Energía entregada por el combustible adicional durante una Rampa de Disminución de Generación no relacionada a un proceso de parada (kJ).

ccadic: Costo del combustible adicional (S/./kJ), calculado en base al poder calorífico inferior vigente del combustible, de acuerdo a lo indicado en el Procedimiento Técnico COES “Cálculo de los Costos Variables de las Unidades de Generación”, numeral 7.2.

ccoper: Costo del combustible de operación (S/./kJ), calculado en base al poder calorífico inferior vigente del combustible, de acuerdo a lo indicado en el Procedimiento Técnico COES “Cálculo de los Costos Variables de las Unidades de Generación”, numeral 7.2.

nc: Número de Rampas de Incremento de Generación con combustible adicional para compensación de la Unidad de



Generación Térmica.

nd: Número de Rampas de Disminución de Generación con combustible adicional para compensación de la Unidad de Generación Térmica.

Cuando CCAC o CCAD resulten menores a cero, se igualarán a \$/0.

La energía entregada (*EC* y *ED*) corresponde a valores calculados por el COES con base a la información estadística proporcionada por el Integrante, los cuales serán actualizados anualmente, añadiendo la información completa del último año. Para ello, el Integrante deberá presentar, durante el primer mes de cada año calendario, un informe completo que sustente los consumos del combustible adicional del año anterior. La no presentación de este informe, significará la consideración de este costo igual a cero en el cálculo de las compensaciones. Asimismo, el costo de combustible adicional (*ccadic*) será informado por el Integrante en la misma oportunidad que se establezca para la declaración de precios en el Procedimiento Técnico COES “Cálculo de los Costos Variables de las Unidades de Generación”.

7.1.4. Compensación por operación por Inflexibilidad Operativa

Para cada operación a Inflexibilidad Operativa sin establecer el costo marginal (*mc*) que efectúe la Unidad de Generación Térmica, la compensación se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$COMC = \sum_{q=1}^Q [E^q \times (CV^{mc} - Cmg^q)]$$

Dichos montos serán calculados para periodos de operación por Inflexibilidad Operativa en que $CV^{mc} > Cmg^q$

Dónde:

COMC : Compensación por operación por Inflexibilidad Operativa.

q : Cada periodo de 15 minutos de la operación por Inflexibilidad Operativa de la Unidad de Generación Térmica.

Q : Número total de periodos *q* del mes de valorización correspondiente a la operación por Inflexibilidad Operativa de la Unidad de Generación Térmica.

E^q : Energía entregada por la Unidad de Generación Térmica en cada *q* de la operación por Inflexibilidad Operativa (kWh).

CV^{mc} : Costo Variable promedio de la Unidad de Generación Térmica durante el periodo de operación por Inflexibilidad Operativa *mc* (\$/kWh).

Se calcula considerando que la potencia de operación promedio *P* se determina como:

$$P = \frac{\sum E^q}{t^{mc}}$$

$\sum E^q$: Energía total inyectada por la Unidad de Generación Térmica durante el periodo de operación por Inflexibilidad Operativa (kWh).

t^{mc} : Tiempo de operación a Inflexibilidad Operativa de



la Unidad de Generación Térmica (h).

Cmg^q: Costo Marginal en bornes de generación de la Unidad de Generación Térmica en el intervalo q durante el período de operación por Inflexibilidad Operativa (\$/kWh).

7.2. Asignación de pago de las Compensaciones

El pago de las compensaciones lo efectuarán todos los Integrantes en proporción a la energía total que hayan retirado del SEIN para sus Usuarios Libres y Distribuidores en el mes de valorización y se aprobará conjuntamente con las Valorizaciones de Transferencias de Energía Activa conforme al Procedimiento Técnico COES “Valorización de Transferencias de Energía Activa entre Generadores Integrantes del COES” o el que lo sustituya.

7.3. Tratamiento de casos especiales

Las Unidades de Generación Térmicas que presenten características particulares durante el arranque – parada, Rampas de Incremento y Disminución de Generación, que requieran de compensaciones de costos adicionales a los indicados en el presente Procedimiento, serán reconocidos como casos especiales previo informe técnico económico sustentatorios presentado por el Integrante para su revisión y aprobación por el COES.



Anexo N°11:

PROYECTO N° 5201/2015: “LEY QUE PROMUEVE EL MARCO GENERAL PARA LA INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS Y EL INTERCAMBIO DE ELECTRICIDAD”



Proyecto de Ley N° 5201/2015-PE.



"Año de la Consolidación del Mar de Grau"
"Decenio de las Personas con Discapacidad en el Perú"

Lima, 31 de marzo de 2016

OFICIO N° 046 -2016 -PR

Señor
LUIS IBERICO NÚÑEZ
Presidente del Congreso de la República
Presente.-

De nuestra consideración:

Tenemos el agrado de dirigirnos a usted, de conformidad con lo dispuesto por el Artículo 107° de la Constitución Política del Perú, a fin de someter a consideración del Congreso de la República, con el voto aprobatorio del Consejo de Ministros, el Proyecto de Ley que aprueba el marco general para la interconexión internacional de los sistemas eléctricos y el intercambio de electricidad.

Mucho estaremos que se sirva disponer su trámite con el carácter de URGENTE, según lo establecido por el Artículo 105° de la Constitución Política del Perú.

Atentamente,

OLLANTA HUMALA TASSO
Presidente de la República

PEDRO CATERIANO BELLIDO
Presidente del Consejo de Ministros

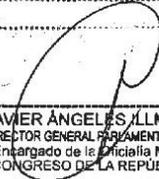


CONGRESO DE LA REPÚBLICA

Lima, 06 de Abril del 2016.

Según la consulta realizada, de conformidad con el Artículo 77° del Reglamento del Congreso de la República; pase la Proposición N° 2201 para su estudio y dictamen, a la (s) Comisión (es) de Energía y Minas.

.....
.....
.....


JAVIER ÁNGELÉS ALLMANN
DIRECTOR GENERAL PARLAMENTARIO (e)
Encargado de la Oficina Mayor
CONGRESO DE LA REPÚBLICA



El Congreso de la República

Ha dado la Ley siguiente:

PROYECTO DE LEY QUE APRUEBA EL MARCO GENERAL PARA LA INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS Y EL INTERCAMBIO DE ELECTRICIDAD

TÍTULO I

DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 1.- Objeto de la Ley

1.1 Establecer el marco general de la interconexión de los sistemas eléctricos y el intercambio de electricidad con otros países; y establecer los lineamientos generales para su implementación.

1.2 Definir la política a seguir en la suscripción de acuerdos internacionales bilaterales o entre más partes, o en el marco de organizaciones regionales e internacionales en materia de interconexión eléctrica para el Perú y el intercambio de electricidad con otros países.

Artículo 2.- Del marco legal aplicable

La interconexión de sistemas eléctricos e intercambio de electricidad se rige por los Acuerdos Internacionales o normas internacionales vinculantes para el Perú, lo dispuesto en la presente Ley, el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica y sus normas complementarias y reglamentarias y otras normas aplicables.

Artículo 3.- Definiciones

Para efectos de la presente Ley se utilizarán las siguientes definiciones:





- Excedentes de Producción de Electricidad** : Es la capacidad de producción de energía no requerida en el despacho económico de generación de corto plazo programado por el COES, para satisfacer la demanda interna garantizando la seguridad de suministro en el largo plazo.
- Nodo de Frontera** : Es el nodo donde se ubica, para efectos comerciales, la conexión entre dos Sistemas Interconectados. Para cada línea de interconexión eléctrica internacional se define un Nodo Frontera del SEIN y otro Nodo Frontera del Otro Sistema. Estos nodos se utilizan como puntos de referencia para las curvas de oferta y para efectuar las valorizaciones de las Transacciones Internacionales de Electricidad.
- Rentas de congestión** : Es el monto de dinero que resulta de la diferencia entre la valorización de la energía entregada en el Nodo Frontera del Sistema Importador y la valorización de la correspondiente energía retirada del Nodo Frontera del Sistema exportador, por cada línea de interconexión eléctrica internacional que se origina cuando se alcanza el límite de su Capacidad Máxima de Transferencia.
- Sistema en tránsito** : Es la utilización del SEIN para realizar intercambios de electricidad entre terceros países.
- Usuario** : Persona natural o jurídica ubicada dentro del territorio nacional, que hace uso de la electricidad, cumpliendo con los requisitos para la obtención del suministro eléctrico.

3



Ley

TÍTULO II

DE LOS LINEAMIENTOS PARA LA INTERCONEXIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS Y EL INTERCAMBIO DE ELECTRICIDAD

Artículo 4.- Lineamientos generales

Los lineamientos aplicables a la interconexión de sistemas eléctricos y los intercambios de electricidad son los siguientes:

1. La interconexión de sistemas eléctricos y los intercambios de electricidad se realizan siempre que previamente se haya suscrito un acuerdo internacional específico entre los países involucrados.

2. El Perú puede exportar solo Excedentes de Producción de Electricidad, los cuales serán determinados por el COES.

3. Las exportaciones de electricidad no deben ocasionar incremento en la valorización de las transacciones del Mercado Mayorista de Electricidad fijados por el COES para el mercado interno, ni sobrecostos a ser asumidos por los usuarios.

4. Lo previsto en el numeral anterior es aplicable a las importaciones salvo en los casos de emergencia señalados en el artículo 7.

5. El COES es la entidad responsable de la realización de los estudios necesarios para evaluar la viabilidad técnica y económica de las interconexiones eléctricas. Así como realizará la programación de los intercambios de electricidad a través de las líneas de interconexión eléctrica. Asimismo, deberá coordinar todas las acciones que correspondan con los operadores de los otros sistemas, tanto para la importación como para la exportación de electricidad.

6. Las exportaciones e importaciones de electricidad deberán ser programadas por el COES y no deberán ocasionar restricciones ni congestión de líneas transmisión para la atención del mercado interno.

7. El intercambio de electricidad por las líneas de interconexión eléctrica será consecuencia del despacho económico coordinado entre el COES y los operadores de mercados eléctricos de los países interconectados.



4



8. Todas las líneas de interconexión eléctrica deben estar conectadas al SEIN y serán consideradas en el Plan de Transmisión del Sistema Garantizado de Transmisión. OSINERGMIN establece los mecanismos para la remuneración de la actividad del transporte de electricidad en las líneas de interconexión eléctrica.

9. La determinación de los precios para la exportación de electricidad se fijara en los acuerdos internacionales, considerando los costos marginales calculados en el nodo de frontera, costos adicionales imputables a los intercambios para el mercado interno; así como incorpora un mecanismo de compensación por el intercambio de electricidad generada con recursos naturales, que considera la diferencia entre el precio doméstico y el precio comparable del gas natural en el mercado de destino, utilizado para la generación eléctrica. El Reglamento de la presente Ley establece las condiciones para su aplicación.

10. Los intercambios internacionales de electricidad, tienen carácter interrumpible, considerando el abastecimiento prioritario de la demanda interna, las restricciones técnicas y las situaciones de emergencia del SEIN.



11. En ningún caso las transacciones por intercambios de electricidad consideraran al SEIN como sistema en tránsito.

12. Las rentas de congestión que le correspondan al SEIN serán mayores o iguales al 50 %.



13. Los integrantes del SEIN autorizados para efectuar este tipo de contratos serán habilitados por el Ministerio de Energía y Minas conforme lo establezca el Reglamento de la presente Ley. Los contratos que se suscriban entre los agentes habilitados del SEIN con agentes de otros sistemas, no tienen influencia en la determinación del despacho económico, en la determinación de los intercambios ni en la operación del SEIN.



Artículo 5.- Lineamientos para el otorgamiento de títulos habilitantes

5.1. Las líneas de interconexión eléctrica deben contar con concesión de transmisión eléctrica conforme a lo establecido en la Ley de Concesiones Eléctricas. Se garantiza el libre acceso y deben estar conectadas al SEIN.

↳



Ley

5.2. No se podrá otorgar concesión en transmisión eléctrica para instalar líneas de transmisión de interconexión eléctrica que atraviesen territorio peruano que no estén conectadas al SEIN y que sirvan exclusivamente para interconectar a sistemas eléctricos de transmisión de otros países.

Artículo 6.- Situaciones de emergencia

6.1. Cuando se presenten situaciones de emergencia relacionada a eventos que durante la operación del SEIN afecten el abastecimiento del mercado interno, el COES podrá disponer la interrupción de la exportación.

6.2. Cuando exista riesgo inminente que ponga en peligro el abastecimiento o la seguridad del suministro eléctrico en el SEIN, declarado por el Ministerio de Energía y Minas, el COES dispondrá la interrupción de las exportaciones de electricidad.

6.3. En los casos de interrupción de la energía por las causas señaladas, no se genera responsabilidad en el Estado Peruano ni en el COES, por posibles daños o perjuicios ocasionados a terceros.



TÍTULO III

DE LAS TRANSACCIONES INTERNACIONALES DE ELECTRICIDAD

Artículo 7.- Transacciones Internacionales de Electricidad

7.1. Las transacciones internacionales de electricidad serán de corto plazo como resultado del despacho económico entre el COES y los operadores o representantes autorizados de otros países y estarán limitadas por la capacidad de las interconexiones eléctricas internacionales, conforme a lo que establezca el Reglamento de la presente Ley.

7.2. Los precios de exportación se fijaran de acuerdo a lo establecido en el numeral 9 del artículo 4.

7.3. El COES será el encargado de realizar las liquidaciones de las transacciones internacionales de electricidad para lo cual deberá suscribir acuerdos con los operadores o representantes autorizados de otros países.

b



7.4. En los acuerdos internacionales se deberán establecer las garantías que cubran el monto esperado de las transacciones internacionales de electricidad.

Artículo 8.- Compensación Tarifaria

8.1. La compensación tarifaria es el mecanismo por el cual se reducen los cargos adicionales en el peaje de transmisión utilizando los saldos resultantes de la liquidación entre lo señalado en el numeral 9 del artículo 4 y los pagos a los agentes; así como, los recursos que se obtengan por concepto de rentas de congestión de cada Transacción Internacional de Electricidad.

8.2. La compensación tarifaria será recaudada por el COES y no constituye ingreso para el mismo.

8.3. La compensación tarifaria será asignada a la demanda nacional por el COES a través de la reducción del peaje del sistema principal de transmisión, de acuerdo con lo establecido en el Reglamento de la presente Ley.

8.4. El COES administrará el monto recaudado e informará trimestralmente a OSINERGMIN y al Ministerio de Energía y Minas sobre los montos que administra.

Artículo 9.- Intercambio de electricidad entre sistemas de distribución en zonas de frontera

En el intercambio de electricidad realizado entre Sistemas de Distribución Eléctrica que atienden localidades ubicadas en zonas de frontera, OSINERGMIN, en el marco de sus competencias, determina las condiciones de aplicación de las tarifas a usuario final.





Ley



DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA FINAL

Artículo Único.- Reglamentación

El Reglamento de la presente Ley es aprobado por Decreto Supremo refrendado por la Ministra de Energía y Minas y por el Ministro de Economía y Finanzas en un plazo no mayor a 180 días calendario posteriores a la publicación de la presente norma.



Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los



OLLANTA HUMALA TASSO
Presidente de la República

PEDRO CATERIANO BELLIDO
Presidente del Consejo de Ministros



PERÚ

Ministerio de Energía y Minas

Viceministerio de Energía

Dirección General de Electricidad

*DECENIO DE LAS PERSONAS CON DISCAPACIDAD EN EL PERÚ
AÑO DE LA CONSOLIDACIÓN DEL MAR DE GRAU

EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

PROYECTO DE LEY QUE APRUEBA EL MARCO GENERAL PARA LA INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS Y EL INTERCAMBIO DE ELECTRICIDAD

I. BASE LEGAL

- 1.1 Constitución Política del Perú.
- 1.2 Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas.
- 1.3 Ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica.

II. JUSTIFICACIÓN

- 2.1 Los artículos 58 y 65 de la Constitución Política del Perú, establecen que corresponde al Estado orientar el desarrollo del país y actuar principalmente, entre otras áreas, en los servicios públicos; defendiendo el interés de los consumidores y usuarios.
- 2.2 De otro lado, conforme a lo dispuesto en el Objetivo 9 de la Política Energética Nacional del Perú 2010-2040, aprobada mediante Decreto Supremo N° 064-2010-EM, es parte de la misma identificar de manera continua los beneficios de la integración energética con países de la región en cuanto a la seguridad, eficiencia y sostenibilidad del suministro energético para nuestro país de modo que se coadyuve en el lograr conseguir un sistema energético que satisfice la demanda nacional de energía de manera confiable, regular, continua y eficiente, que promueve el desarrollo sostenible y se soporta en la planificación y en la investigación e innovación tecnológica continúa.
- 2.3  En ese sentido, el estar integrados con los mercados eléctricos de países de la Región, brinda la oportunidad al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) a aprovechar las complementariedades de otros sistemas eléctricos; tales como, la disposición de recursos hidrológicos y de otros recursos energéticos, para incrementar la seguridad para nuestro abastecimiento energético.
- 2.4  Si bien en la actualidad, se encuentra vigente el Decreto Supremo N° 049-2005-EM, Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad, éste únicamente establece normas aplicables a las transacciones de importación y exportación de electricidad entre el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional y los Sistemas Eléctricos de los países de la Comunidad Andina (CAN), con los que se encuentre interconectado.
- 2.5  Sin embargo, en la Región existen diversos esfuerzos para la integración eléctrica. El Perú viene participando en proyectos de integración eléctrica, básicamente, en el marco de la CAN y de la Unión de Naciones Suramericanas (UNASUR). Asimismo, se participa en la iniciativa del Sistema de Integración Eléctrica Andina (en adelante, SINEA) que es complementaria a la CAN. Cabe señalar, que actualmente en el marco de los Grupos de Trabajo de Planificación de la CAN se están estudiando las interconexiones entre Ecuador y Perú en 500 kV y entre Perú y Chile en 220 kV y en 500 kV HVDC.

1
9



PERÚ

Ministerio de Energía y Minas

Viceministerio de Energía

Dirección General de Electricidad

“DECENIO DE LAS PERSONAS CON DISCAPACIDAD EN EL PERÚ”
“AÑO DE LA CONSOLIDACIÓN DEL MAR DE GRAU”

2.6 En ese sentido, el Proyecto de Ley propone establecer el marco general de la interconexión de los sistemas eléctricos y el intercambio de electricidad con otros países; y establecer los lineamientos técnicos para su implementación. Asimismo, busca definir la política a seguir en la suscripción de acuerdos internacionales bilaterales o entre más partes, o en el marco de organizaciones regionales e internacionales en materia de interconexión eléctrica para el Perú y el intercambio de electricidad con otros países.

2.7 Para alcanzar dicho objetivo, el proyecto plantea los siguientes lineamientos generales:

a. La interconexión de sistemas eléctricos y los intercambios de electricidad se realizan, siempre y cuando previamente se haya suscrito un acuerdo internacional específico entre los países involucrados

Este lineamiento se establece considerando que los compromisos asumidos en los acuerdos internacionales, expresan una concertación política, para el caso específico, con carácter jurídico, que implica el desarrollo de procedimientos y normatividad de carácter obligatorio, cuya naturaleza vinculante permite interponer sanciones, prohibiciones y excepciones en su aplicación; asimismo, se permite respaldar derechos entre los países intervinientes.

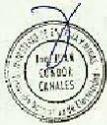
El concepto de específico del acuerdo internacional, está referido a que el alcance sea solo de interconexión eléctrica e intercambio de electricidad, considerando la naturaleza estratégica del servicio eléctrico para el Estado peruano.

b. El Perú sólo puede exportar Excedentes de Producción de Electricidad, cuyo cálculo es realizado por el COES.

Según el artículo 44 de la Constitución Política del Perú, uno de los deberes primordiales del Estado, es promover el bienestar general que se fundamenta en la justicia y el desarrollo integral y equilibrado de la Nación. El concepto, per se, de bienestar general es amplísimo; sin embargo, simplificándolo para el análisis particular, conlleva mantener, o en su caso, mejorar condiciones de calidad, cantidad, etc., en las que actualmente los usuarios perciben el suministro de energía eléctrica, además, de considerar la inclusión de márgenes de reserva de energía eléctrica para mantener la seguridad del suministro; por lo que, para realizar convenios transnacionales de interconexión, en lo que se refiere a la exportación de energía eléctrica, se debe priorizar la satisfacción de la demanda interna, salvaguardando su suministro continuo.

c. Las exportaciones de electricidad no deben incrementar los costos marginales fijados por el COES para el SEIN, ni afectar la actividad de transmisión, a través de restricciones a la misma. Tampoco deben generar sobrecostos para los usuarios en el Perú.

Como se ha señalado anteriormente, uno de los objetivos constitucionales es preservar el bienestar general de la Nación, por lo que el incremento de los costos marginales y la creación de cargos que provoquen sobrecostos en los usuarios a





PERÚ

Ministerio de Energía y Minas

Viceministerio de Energía

Dirección General de Electricidad

"DECENIO DE LAS PERSONAS CON DISCAPACIDAD EN EL PERÚ"
"AÑO DE LA CONSOLIDACIÓN DEL MAR DE GRAU"

consecuencia de las transacciones internacionales de energía, se define como un concepto inverso a las finalidades que tiene el Estado Peruano.

- d. El uso físico de las líneas de transmisión de interconexión eléctrica será consecuencia del despacho económico coordinado entre el COES y los operadores de mercados eléctricos de los países interconectados. Con ello se garantiza la optimización del uso de la línea en beneficio del SEIN y por consiguiente del Usuario. Asimismo, en la Decisión 536 de la CAN, se tiene como principio fundamental que el desarrollo de sistemas regionales interconectados y el futuro funcionamiento de un mercado integrado de energía entre los Países Miembros de la Comunidad Andina estará basado en la autonomía en el establecimiento de políticas internas de regulación y operación de los sistemas eléctricos nacionales y en una adecuada armonización de los aspectos legales y regulatorios.
- e. La operación de los enlaces internacionales de interconexión eléctrica será realizada por el COES. Con ello se asegura mantener la confiabilidad de suministro para el mercado interno, de tal manera que a través de la coordinación en tiempo real se efectúen las maniobras de conexión y desconexión.
- f. Las líneas de interconexión eléctrica deben estar conectadas al SEIN y deben ser consideradas en el Plan de Transmisión del Sistema Garantizado de Transmisión. OSINERGMIN establece los mecanismos para la remuneración de la actividad del transporte de electricidad en los enlaces internacionales.

Debido a que se plantea incorporar en el Plan de Transmisión los enlaces de interconexión, lo que significa que la demanda interna asuma los costos de infraestructura, se debe garantizar que el retorno de los derechos financieros por las líneas de transmisión se destinen solo al Usuario.

La finalidad de la integración de los mercados eléctricos, trae como consecuencia la interconexión de las Líneas de Transmisión entre los con los países colindantes, en ningún caso, el territorio peruano será una servidumbre de paso que sirva para la interconexión de dos Estados que se encuentren a los extremos colindantes.

Sin embargo, mediando la interconexión internacional de las líneas de transmisión con el SEIN, y con la finalidad de no entorpecer el libre tránsito de energía eléctrica, se deberá garantizar el libre acceso de los agentes habilitados en las señaladas líneas de transmisión.

- g. Los acuerdos internacionales incorporan un mecanismo de compensación por el intercambio de electricidad generada con recursos naturales a favor del Estado Peruano, que considera el precio doméstico y el precio comparable del gas natural en el mercado de destino, utilizado para la generación de energía eléctrica.

El mercado eléctrico peruano cuenta actualmente con una matriz diversificada (Aprox. 50% Renovables y 50% Gas natural) producto de los incentivos dados por el Estado en los últimos 10 años a la utilización del gas natural en la generación eléctrica, esta forma de subsidiar los costos de generación se traduce en costos marginales bajos para el SEIN. Ante una eventual interconexión, deberá garantizarse que los beneficios que ostentan los Usuarios del SEIN se mantengan





PERÚ

Ministerio de Energía y Minas

Viceministerio de Energía

Dirección General de Electricidad

"DECENIO DE LAS PERSONAS CON DISCAPACIDAD EN EL PERÚ"
"AÑO DE LA CONSOLIDACIÓN DEL MAR DE GRAU"

en el largo plazo. En ese sentido, la exportación de electricidad debe realizarse con los precios del gas que refleje el costo de oportunidad de poner en valor los recursos naturales del país.

2.8 En la misma línea, propone algunos lineamientos a ser considerados en los contratos de exportación, así como para el otorgamiento de títulos habilitantes, tales como:

- a. Los contratos de exportación de electricidad deben establecer que la demanda interna tiene prioridad en el suministro de electricidad respecto de la exportación y la disponibilidad permanente para el mercado interno de toda producción de electricidad que tenga como fin la exportación de electricidad. En ese sentido, la energía destinada a la exportación será utilizada para satisfacer la demanda interna del SEIN cuando se requiera. De esta manera, se reduce el riesgo de desabastecimiento del mercado eléctrico nacional.
- b. Los contratos que se celebren para la compra o venta de electricidad con agentes de otros países no afectará el despacho económico del SEIN que efectúa el COES.

Los contratos que se celebren para la exportación e importación de electricidad con agentes de otros países son de carácter comercial. Ningún contrato de compra-venta podrá influir en el despacho económico del sistema eléctrico interno, asimismo, carecen de carácter estrictamente obligatorio si el cumplimiento significa poner en riesgo el abastecimiento local de la energía eléctrica.

- c. Las líneas de transmisión eléctrica de interconexión internacional deben contar con concesión de transmisión eléctrica. Se garantiza el libre acceso y deben estar conectadas al SEIN.

Según la normatividad sectorial, para desarrollar la actividad de Transmisión Eléctrica en territorio peruano, es necesario contar con el reconocimiento de derechos y obligaciones otorgados por el Estado peruano, mediante el otorgamiento de una concesión definitiva por la Autoridad competente; asimismo, como se especificó anteriormente, el territorio peruano no actúa como servidumbre de paso para la interconexión de países colindantes, el objetivo es la integración de los mercados eléctricos, respetando el libre acceso de los agentes habilitados. En particular, los agentes de mercado pueden negociar contratos bilaterales, siempre que ellos estén previstos en el modelo de organización del mercado nacional estableciendo, entre otras cosas, diferentes plazos contractuales. Se permite la libre contratación entre los agentes del mercado eléctrico de los países, respetando los contratos suscritos de conformidad con la legislación y marcos regulatorios vigentes en cada país, mediando los acuerdos internacionales.

- d. No se podrá otorgar concesión en transmisión eléctrica para instalar líneas de transmisión de interconexión eléctrica que atraviesen territorio peruano que no estén conectadas al SEIN y que sirvan exclusivamente para interconectar a sistemas eléctricos de otros países.

Según las normas sectoriales, uno de los criterios para el otorgamiento de una concesión definitiva, es desarrollar la actividad, en el caso particular de transmisión de energía eléctrica dentro del territorio peruano. Tenemos que tomar





“DECENIO DE LAS PERSONAS CON DISCAPACIDAD EN EL PERÚ”
“AÑO DE LA CONSOLIDACIÓN DEL MAR DE GRAU”

en consideración que la concesión para desarrollar la referida actividad conlleva la afectación de bienes públicos o privados, que requieren el establecimiento de servidumbres, las cuales pueden ser convencionales o por imposición, para el último de los casos se deberá contar con una justificación acorde con el interés general.

- 2.9 En situaciones de emergencia, o cuando exista riesgo inminente que ponga en peligro la seguridad del suministro eléctrico en el mercado nacional, se establece que se interrumpirá la exportación de electricidad. Asimismo, se precisa que no se genera responsabilidad en el Estado Peruano ni en el COES, por posibles daños o perjuicios ocasionados a terceros.

La finalidad del estado peruano es abastecer y proteger la sostenibilidad de la demanda interna de energía, proteger el bienestar de los usuarios, manteniendo las condiciones de estabilidad otorgadas por el suministro de servicio eléctrico, son derechos adquiridos por los usuarios, cualquier convenio posterior, debe tener como espíritu mejorar la seguridad de aquellos, y no es en desmedro de las (obligaciones de distribución eléctrica es abastecer de servicio eléctrico).

- 2.10 Las transacciones internacionales de electricidad serán de corto plazo, es decir como resultado de la comparación de los precios de la energía, el sistema eléctrico que tenga el precio más económico en el nodo de frontera será el que exporte energía al otro sistema.

- 2.11 El pago de la exportación de electricidad debe estar respaldado por una garantía de parte de los importadores, los acuerdos internacionales deben establecer que dichas garantías cubrirán los montos esperados de las transacciones internacionales de electricidad.

La garantía representa en dichas transacciones, un mecanismo que asegura el pago de la energía exportada, o en su defecto es un respaldo para el país exportador ante cualquier contingencia convenida por las partes.

- 2.12 De otro lado, se crea el mecanismo de la Compensación Tarifaria por el cual se reducen los cargos adicionales en el peaje de transmisión, mostrados en el Cuadro N° 1, y que son aplicables a todos los usuarios de electricidad.



Cuadro N° 1
Cargos Adicionales al Peaje de Transmisión

Cargo por Compensación por Seguridad de Suministro (CUCSS). - Compensa a centrales duales que operan con gas natural o diesel y centrales de Reserva Fría (Artículo 6° de DL-1041)
Cargo por Prima de Generación con Recursos Energéticos Renovables (Prima RER). - Compensa a las centrales de generación que utilizan RER (Artículo 7° de DL-1002)
Cargo por Compensación de Generación Adicional (CUGA). - Pago por instalación de unidades de emergencia (Artículo 5° de DU-037-2008)



PERÚ

Ministerio de Energía y Minas

Viceministerio de Energía

Dirección General de Electricidad

“DECENIO DE LAS PERSONAS CON DISCAPACIDAD EN EL PERÚ”
“AÑO DE LA CONSOLIDACIÓN DEL MAR DE GRAU”

Cargo por Compensación de Costo Variable Adicional (CVOA-CMG). - Pago de sobrecostos de las unidades que operan con costo variable mayor al costo marginal (Artículo 1° del DU-049-2008)
Cargo por Compensación de Retiros Sin Contratos (CVOA-RSC). - Pago de sobrecostos de las unidades que cubren los Retiros Sin Contratos (Artículo 2° del DU-049-2008)
Cargo por Compensación por FISE. - Compensa a los generadores eléctricos por el recargo en el transporte de gas natural que financia el FISE (Artículo 4° de la Ley N° 29852)
Cargo por Afianzamiento de la Seguridad Energética (CASE). - Completa ingresos garantizados proyectos suministro gas natural y líquidos por seguridad energética (Artículo 2° de Ley N° 29970)
Cargo de Confiabilidad de la Cadena de Suministro (CCCSE). - Compensa a empresas estatales que incurran en gastos por situaciones de emergencia (Artículo 1° de Ley N° 29970)
Cargo por Cumplimiento de Mandato Judicial de ENERSUR y SAN GABAN (CMJ). - Devuelve pagos realizados por sistema de transmisión para dar cumplimiento a los mandatos judiciales
Cargo por Capacidad de Generación Adicional (CCGA). - Compensa a las centrales de generación contratadas por PROINVERSION como parte del Nodo Energético del Sur (1 000 MW Adjudicados a la Fecha), así como la C.T. Quillabamba (200 MW) (Artículo 4° de Ley N° 29970)
Cargo por Desconcentración de la Generación Eléctrica (CDGE). - Compensa los costos del gas natural para generación eléctrica en norte y sur del país con el objeto de desconcentrar la generación eléctrica y, de ser necesario favorecer el Nodo Energético en el Sur del Perú, para compensar el costo fijo de los contratos de transporte firme de gas natural que no sean asumidos por la centrales existentes (incluye C.T. Quillabamba) (Artículo 5° de Ley N° 29970)
Cargo por Mecanismo de Compensación para la Generación en Sistemas Eléctricos Aislados (CMCGSA). - Cargo destinado a beneficiar a los sistemas aislados que defina el Ministerio de Energía y Minas con tarifas similares a las del SEIN. Esta compensación será adicional a la compensación actual de sistemas aislados (Artículo 5° de Ley N° 29970)

Fuente: OSINERMGIN

De esta manera, se traslada el beneficio económico obtenido en los intercambios internacionales de electricidad a los usuarios, reduciendo las tarifas eléctricas.

El mecanismo de Compensación Tarifaria está constituido por:

- i. Los saldos resultantes de la liquidación entre lo señalado en el numeral 9 del artículo 4 y los pagos a los agentes.
- ii. Las rentas de congestión.

El COES administrará el monto recaudado por la Compensación Tarifaria y lo asignará a la reducción del peaje del sistema principal a través de la asignación de obligaciones de pagos entre los agentes (generadores, Transmisores, Distribuidores y usuarios libres) que realiza mensualmente. Ello será informado trimestralmente a OSINERGMIN y al Ministerio de Energía y Minas o en la oportunidad que se





PERÚ

Ministerio de Energía y Minas

Viceministerio de Energía

Dirección General de Electricidad

“DECENIO DE LAS PERSONAS CON DISCAPACIDAD EN EL PERÚ”
“AÑO DE LA CONSOLIDACIÓN DEL MAR DE GRAU”

requiera. Los montos de compensación constituyen fondos privados, dado que el Usuario pagará los enlaces de interconexión a través del peaje de transmisión, por lo que se justifica que el mismo vaya a reducir dicho cargo.

- 2.13 Actualmente existen algunos sistemas de distribución eléctrica no conectados al SEIN y ubicados en zonas de frontera, a los cuales se les suministra electricidad proveniente del país con el que limita dicho sistema. Para dichos casos, se establece que OSINERGMIN, en el marco de sus competencias, determina las condiciones de aplicación de las tarifas a usuario final.
- 2.13.1 En el anexo 01, se muestra el Modelo económico de la Interconexión Eléctrica planteada para el SEIN.

III. ANÁLISIS COSTO-BENEFICIO

La propuesta legislativa no irrogará gastos al Estado Peruano, puesto que la compensación tarifaria que se crea, se financia con un porcentaje de las rentas de congestión de cada transacción internacional de electricidad, que se realice; así como del monto resultante del mecanismo de compensación por el intercambio de electricidad generada con recursos naturales.

Entre los beneficios que se esperan alcanzar, permitirá el desarrollo del parque generador energético y una nueva fuente de recursos que serán destinados a la reducción de cargos adicionales en el peaje de transmisión y, con ello, la reducción de las tarifas eléctricas para los usuarios.

IV. EFFECTOS DE LA VIGENCIA DE LA NORMA SOBRE LA LEGISLACIÓN NACIONAL

La propuesta legislativa establece el marco general de la interconexión de los sistemas eléctricos y el intercambio de electricidad con otros países, los lineamientos técnicos para su implementación y define la política a seguir en la suscripción de acuerdos internacionales bilaterales o entre más partes, o en el marco de organizaciones regionales e internacionales en materia de interconexión eléctrica para el Perú y el intercambio de electricidad con otros países.

De esta manera, se incorpora al ordenamiento jurídico nacional, un nuevo dispositivo legal supliendo el vacío actualmente existente en esta materia.

V. VINCULACIÓN CON EL ACUERDO NACIONAL Y LA AGENDA LEGISLATIVA

La presente propuesta legislativa se enmarca dentro de la Política N° 17 del Acuerdo Nacional "Afirmación de la economía social de mercado", ya que dicha política conlleva el papel insustituible de un Estado responsable, promotor, regulador, transparente y subsidiario, que busca lograr el desarrollo humano y solidario del país mediante un crecimiento económico sostenido con equidad social y empleo.





PERU

Ministerio de Energía y Minas

Viceministerio de Energía

Dirección General de Electricidad

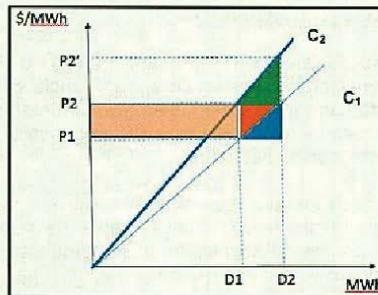
"DECENIO DE LAS PERSONAS CON DISCAPACIDAD EN EL PERÚ"
"AÑO DE LA CONSOLIDACIÓN DEL MAR DE GRAU"

ANEXO N° 1

MODELO DE LA INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

Tomando en cuenta que el Perú presenta un esquema de precios a nivel marginalista por despacho orden de mérito, la conformación de precios ante la posibilidad de exportación de energía eléctrica, considerando un mercado ideal en el cual no existe congestión de Líneas de Trasmisión, según se puede observar en el Gráfico N° 1, es la que sigue:

Gráfico N° 01
Esquema de conformación de precios en un escenario ideal de Exportación sin congestión en las Líneas de Trasmisión



Como punto preliminar en el Gráfico N° 1, se ha considerado dos curvas de Oferta (no escalonada), a la primera se le ha denominado C1, que representa la Oferta actual en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional – SEIN, tomando en cuenta que en el Perú las centrales que operan a base de gas natural, cuentan con un precio de gas con precios más bajos a los del mercado internacional. La demanda se considera idealmente inelástica.



Ante este primer escenario de exportación, si consideramos la demanda externa como propia, el esquema de conformación de precios por un aumento de ésta, genera un aumento de los costos marginales; es decir, se observa que como resultado del aumento de la demanda de D1 (mercado interno) hacia una demanda D2 (mercado interno + mercado externo), genera que los precios se incrementen de P1 a P2, lo que causa un perjuicio económico para los usuarios locales, en cuanto a que sus tarifas actuales se incrementan por el aumento de demanda, representado en el área definido por $D1 \cdot (P2 - P1)$, que finalmente puede ser visto como una transferencia de excedente del consumidor a la empresa de generación del país exportador, situación que no refleja el espíritu del Proyecto de Ley en análisis al establecer que no se podrá incrementar los costos locales por la exportación.



Por lo señalado, se ha considerado diferenciar entre la demanda local y la demanda externa; para considerar luego del establecimiento de tarifas a nivel interno, el aumento de la demanda de exportación y calcular de forma diferenciada los precios de transacción para la demanda externa. El área definido en el gráfico anterior como $D1 \cdot (P2 - P1)$, no representaría un aumento en el precio para los usuarios locales; asimismo, la renta de las empresas exportadoras generadoras del país exportador en cuanto al mercado externo sería definido por el área $(D2 - D1) \cdot (P2 - P1)$, en donde sus ganancias netas son graficadas como $((D2 -$

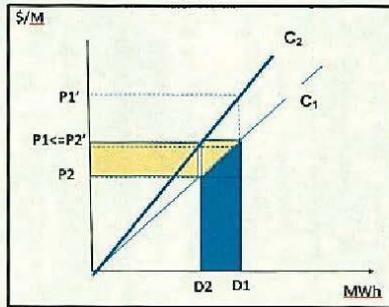


"DECENIO DE LAS PERSONAS CON DISCAPACIDAD EN EL PERÚ"
"AÑO DE LA CONSOLIDACIÓN DEL MAR DE GRAU"

$D1 \cdot (P2 - P1) / 2$ (representado gráficamente por el triángulo de color anaranjado), y sus costos de operación comercial es definido por el área $((P2 - P1) \cdot (D2 - D1)) / 2$ (representado gráficamente por el triángulo de color azul).

Los precios reconocidos a las empresas de generación que exporten energía eléctrica, se establece como $P2$; ahora bien, si se representa la generación del SEIN considerando el mecanismo de compensación resultante de la comparación de precios del gas natural para generación eléctrica en el país de destino mediante utiliza la curva de oferta $C2$, se puede observar en el gráfico analizado, que los precios de exportación superan a los precios reconocidos ($P2$), además por la exportación de energía se genera una renta adicional definido por el área $((D2 - D1) \cdot (P2' - P2)) / 2$ (representado gráficamente por el triángulo de color verde); que al ser una renta que no se origina a causa de los costos operativos de la empresa generadora del país exportador, se traduce directamente como un beneficio que se traslada a los usuarios locales de energía mediante la reducción en las tarifas.

Gráfico N° 02
Esquema de conformación de precios en un escenario ideal de Importación sin congestión en las Líneas de Trasmisión



De igual manera, para el escenario de importación se han considerado dos curvas de oferta. Para el primer caso, considerando la curva de oferta $C1$ se observa que la importación de energía eléctrica, tiene como consecuencia la disminución de demanda y una reducción en las tarifas de energía eléctrica, por el ingreso de nuevos generadores al mercado local del país importador.



Entonces, como resultado de la disminución de la demanda, $D1$ hacia una demanda $D2$, se genera que los precios se reduzcan de $P1$ a $P2$, lo que causa un beneficio económico para los usuarios locales, representado gráficamente por el área $D2 \cdot (P1 - P2)$; área que también puede ser definida como una pérdida de renta para los generadores de país importador de energía, que también se interpreta como una transferencia de renta de la empresa de generación del país importador a los usuarios del país importador por disminución del mercado local.



Sin embargo, de forma análoga a las transacciones de exportación, es posible que mediante una exigencia de los países con los cuales se realizaran las transacciones de importación de energía, soliciten el sinceramiento de los precios de energía, para este caso, se ha previsto utilizar la curva de oferta $C2$, para prever sus posibles consecuencias.



PERÚ

Ministerio de Energía y Minas

Viceministerio de Energía

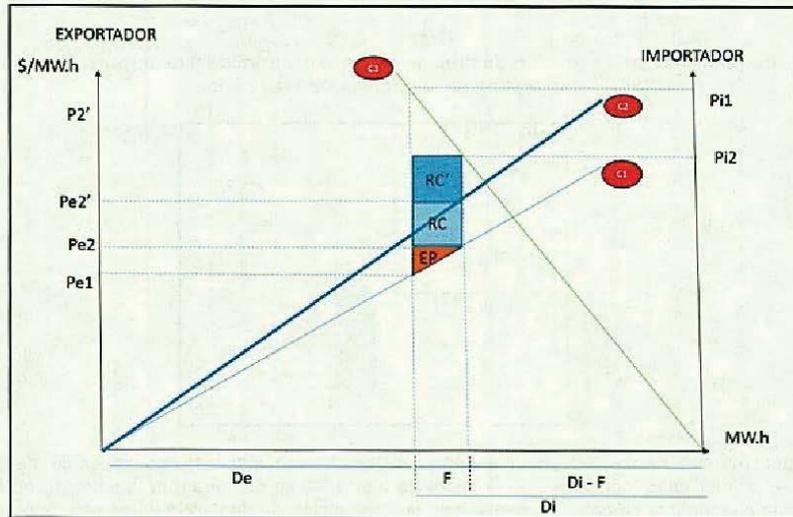
Dirección General de Electricidad

"DECENIO DE LAS PERSONAS CON DISCAPACIDAD EN EL PERÚ"
"AÑO DE LA CONSOLIDACIÓN DEL MAR DE GRAU"

Cuando la oferta C2 toma en cuenta la señalada compensación por la utilización de gas natural, se observa que el precio de importación de energía aumenta de P1 a P1', esta nueva situación sobreviene en un impacto económico negativo para los usuarios locales. Se produce un efecto contrario a lo que la teoría señala debe suceder con la integración de los mercados eléctricos en cuanto a la importación de energía, que indefectiblemente es la reducción de costos.

Por lo que, si hubiere un sinceramiento de precios (gas natural), para que el Perú importe energía eléctrica, se debe considerar la condición propuesta: $P1 \leq P2'$; es decir, que los precios de importación deben ser menores o iguales a los precios de energía locales.

Gráfico N° 3
Componentes de la Compensación Tarifaria



En el Gráfico N° 3, se inserta el concepto de Rentas de Congestión (Líneas de Transmisión tiene una capacidad limitada). Considerando que C1 representa la oferta de generación del SEIN, con una demanda De; y C3 representa la oferta de generación de un sistema eléctrico de otro país con una demanda Di.

En el primer escenario, al exportar una cantidad F de energía eléctrica considerando la curva de oferta C1 el precio de la energía se incrementa de Pe1 a Pe2; asimismo, al Importa energía eléctrica, considerando la curva de oferta C3, los precios se reducen de Pi1 a Pi2, como resultante, las denominadas "Rentas de Congestión", que se obtienen de restar Pi2-Pe2 y multiplicarla por F, da como resultado la suma de las áreas RC y RC'.

Se considera, que en los acuerdos internacionales generalmente se establece que a cada país le corresponde el 50% de las rentas de congestión, por lo tanto le correspondería al SEIN como renta de congestión $(RC+RC')/2$.



PERÚ

Ministerio de Energía y Minas

Viceministerio de Energía

Dirección General de Electricidad

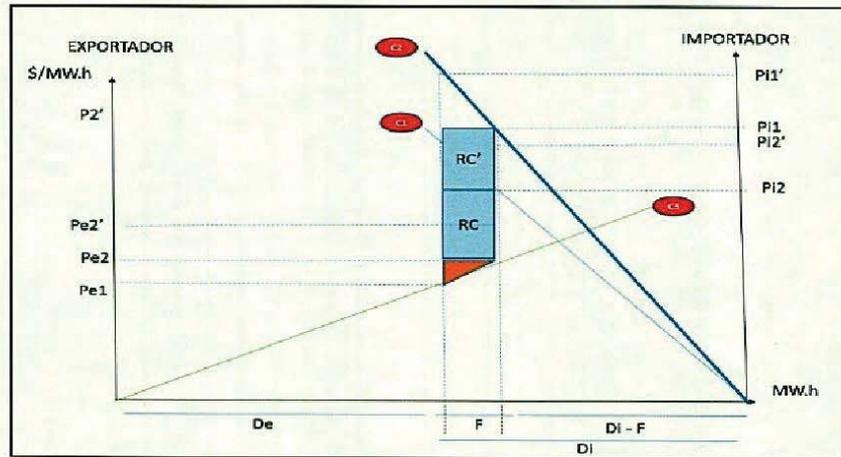
"DECENIO DE LAS PERSONAS CON DISCAPACIDAD EN EL PERÚ"
"AÑO DE LA CONSOLIDACIÓN DEL MAR DE GRAU"

En el segundo escenario, se experimenta una reducción de la Rentas de Congestión, para tal efecto se realiza el análisis considerando la curva de oferta C2, las Rentas de Congestión resultantes para el SEIN se calculan restando $Pi2 - Pe2'$ y multiplicando por F, obteniendo como resultando el área RC' . Al aplicar la misma regla descrita en el párrafo anterior, le correspondería al SEIN la cantidad representada por el área $RC'/2$; asimismo, al utilizar C2 como curva de oferta; es decir, adicionando el mecanismo de compensación, al SEIN también le corresponde RC.

Para ambos casos, el área EP es considerado como el beneficio de exportar energía, explicado en los gráficos anteriores, el cual se trasladará a los usuarios mediante la reducción de las tarifas.

Por lo expuesto para casos de exportación de energía del SEIN conviene utilizar C2, conforme a lo propuesto en el proyecto de Ley.

Gráfico N°4
Rentas de congestión en la Importación de electricidad



En el caso que el SEIN importe energía, C2 representa la oferta considerando el mecanismo de compensación y C1 representa la oferta sin ningún recargo. Si utilizáramos C2 como referencia para las transacciones internacionales, podríamos caer en la incongruencia de comprar energía a un precio $Pi1$ siendo dicho precio mayor al interno $Pi2$, tal como se muestra en el Gráfico N° 4. A pesar de que la Renta de Congestión en este caso sería $(Rc+RC')/2$, no se puede asegurar que el SEIN obtenga un beneficio.



De lo explicado en el párrafo anterior, para la importación de energía es conveniente utilizar C1, con lo cual el precio de la energía bajaría de $Pi1$ a $Pi2$, asimismo se obtendría una renta de congestión igual a $Pi2' - Pi2$ multiplicada por la energía F, el resultado obtenido es igual al área RC. Asimismo, la renta de congestión que le correspondería al SEIN sería de $RC/2$.