

UNIVERSIDAD CATÓLICA SANTO TORIBIO DE MOGROVEJO

FACULTAD DE DERECHO

ESCUELA DE DERECHO



**CONVENIOS DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA PARA CONSOLIDAR
EL USO DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES EN LA
MATRIZ ENERGÉTICA PERUANA**

TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO DE:

ABOGADO

AUTOR

POLANCO NORIEGA, EMMANUEL ANTONIO

Chiclayo, 22 de noviembre de 2018

**CONVENIOS DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA PARA
CONSOLIDAR EL USO DE ENERGÍAS RENOVABLES NO
CONVENCIONALES EN LA MATRIZ ENERGÉTICA
PERUANA**

POR:

EMMANUEL ANTONIO POLANCO NORIEGA.

**Presentada a la Facultad de Derecho de la
Universidad Católica Santo Toribio de Mogrovejo
para optar el título de
ABOGADO**

APROBADO POR:

**César Martín Vincés Arbulú
PRESIDENTE**

**Yuri Díaz Jaime
SECRETARIO**

**Percy Orlando Mogollón Pacherre
ASESOR**

DEDICATORIA

La presente tesis está dedicada a mi madre: Fanny Noriega, por su apoyo incondicional en todo momento, a mi familia y a la memoria de Rosa María Cayo Abarca. #PF

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios todopoderoso, porque fue su santa voluntad que logre alcanzar esta meta profesional en mi vida.

Gracias al Doctor Percy Mogollón, maestro, por guiarme en la rama del Derecho Administrativo, logrando culminar este trabajo, y a todas aquellas personas quienes contribuyeron en este tema de investigación.

De igual manera a mi prestigiosa Universidad Santo Toribio de Mogrovejo, por haberme formado tanto en lo profesional como en el ámbito personal.

RESUMEN

Las energías renovables no convencionales (ERNC) auspician la implementación sostenible de una diversificación de la matriz energética. No obstante, los elevados costos fijos de inversión y la indisponibilidad del control de su generación imposibilitan el desarrollo de aquellas tecnologías en el sector eléctrico peruano, en el cual existen otras abundantes fuentes energéticas, como la hidroeléctrica y la térmica.

En ese sentido, para superar las evidentes desventajas de este tipo de generación eléctrica, en el Perú se implementó una serie de medidas normativas, entre las cuales se encuentra el Decreto Legislativo N° 1002 y el Decreto Supremo N° 012-2011-EM. Estas normas si bien regularon la subasta de proyectos energéticos con ERNC, los beneficios de ingreso al despacho del Sistema Interconectado Nacional, la prioridad en la conexión de transmisión y distribución, cuotas de peaje en los sistemas de transmisión y la participación de las ERNC en la actividad de distribución; sin embargo, este tipo de regulación distorsionan el normal desenvolvimiento del sector eléctrico, generando incluso afectación en las tarifas de los usuarios finales del servicio de electricidad o en los intereses de otros inversionistas energéticos.

En este contexto, la interconexión del sistema eléctrico peruano con los de otros países de la región, se concibe –entre otros aspectos– como solución a la falta de competitividad en la generación eléctrica con ERNC en el territorio nacional. A pesar de los evidentes beneficios, la interconexión eléctrica aún se encuentra en una primigenia etapa de perfeccionamiento, por lo que es necesario un instrumento normativo el cual propicie la interconexión eléctrica fomentando principalmente la utilización de las ERNC.

Palabras claves:

Energías renovables no convencionales, Recursos energéticos renovables, OSINERGMIN, Convenios de interconexión eléctrica.

ABSTRACT

Non-conventional renewable energy resources (NCRE) promote the diversification of the energy matrix. Nevertheless, their high capital investment costs, and their difficulties regarding the control of their dispatch, makes difficult the further development of such energy resources in the Peruvian electricity market, in which co-exist other abundant energy sources, such as large-hydro and thermal.

In this context, in order to overcome the evidents disadvantages of those types of energy sources, Peruvian legislators implements a series of regulatory measures, mainly Legislative Decree N° 1002 and the Supreme Decree N° 012-2011-EM. These regulations, regulated the auction of energy projects with NCRE, priority income benefits to the dispatch of the National Interconnected System, priority in the connection to the transmission and distribution networks, toll fees in the transmission systems and the participation of the NCRE in the distribution activity. However, this type of regulation distorts the normal development of the electricity sector, even affecting the tariffs of the final users of the electricity service or the interests of other energy investors.

In this context, the interconnection of the Peruvian electricity system with those of other countries in the region is conceived, among other aspects, as a solution to the lack of competitiveness in electricity generation with NCRE in the national territory. Despite the obvious benefits, the electrical interconnection is still in a primitive stage of improvement, which is why a normative instrument is necessary which promotes electrical interconnection, fostering mainly the use of NCRE.

Keywords:

Non-conventional renewable energy resources, Renewable energy resources, OSINERGMIN, Electric interconnection agreements.

ÍNDICE

Dedicatoria	III
Agradecimiento	IV
Resumen	V
Índice	VII
Índice Especial	X
Tabla de abreviaturas	XI
Introducción	XII

<u>CAPÍTULO 1: SECTOR ELÉCTRICO PERUANO</u>	15
1.1. Evolución histórica y jurídica del sector eléctrico peruano.....	15
1.1.1. Desde los inicios hasta la década del 90.....	15
1.1.2. Reformas estructurales de Primera Generación.....	17
1.1.3. Reformas estructurales de Segunda Generación.....	21
1.2. Actividades del sector eléctrico peruano	23
1.2.1. Actividad de generación eléctrica	23
1.2.2. Actividad de transmisión eléctrica	25
1.2.3. Operación del sistema eléctrico.....	26
1.2.4. Actividad de distribución eléctrica.....	28
1.3. Principales indicadores del mercado eléctrico peruano.....	29
1.3.1. Índices de la oferta eléctrica	29
1.3.2. Índices de la demanda eléctrica	31

<u>CAPÍTULO 2: GENERACIÓN ELÉCTRICA CON ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES (ERNC)</u>	34
2.1. Instrumentos normativos internacionales sobre las ERNC.....	34
2.1.1. Acuerdos internacionales de carácter instrumental	34

2.1.2. Desde la Conferencia de Estocolmo hasta la Conferencia de Río	35
2.1.3. Desde la Conferencia de Río hasta la Conferencia de Johannesburgo	38
2.1.4. COP 20 y el Acuerdo de París.....	41
2.2. Marco legal nacional de las ERNC	43
2.2.1. Definición establecida en el D. Leg 1002 y su Reglamento.....	44
2.2.2. Adjudicación a través del mecanismo de subastas	46
2.2.3. Prioridad en el despacho diario de electricidad efectuado por el COES	47
2.2.4. Venta al Mercado de Corto Plazo y prima fijada por el OSINERGMIN.....	48
2.2.5. Prioridad de conexión a los sistemas de transmisión y/o distribución del SEIN	49
2.2.6. Los recargos por Peaje por Conexión son derivados vía transferencias efectuadas por el COES	50
2.2.7. Consecuencias de la normativa en ERNC.....	51
2.3. Aspectos económicos y técnicos de las ERNC	52
2.3.1. Derecho de participación en subastas RER	54
2.3.2. Garantías otorgadas en subastas RER	55
2.3.3. Resultados obtenidos en las subastas RER.....	57
2.3.4. Comparación de los precios ofertados en las subastas RER	58
2.3.5. Índices de generación eléctrica con ERNC en la matriz energética peruana .	63
<u>CAPÍTULO 3: INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL</u>	66
3.1. Antecedentes de la integración energética regional	66
3.1.1. El contexto de la integración energética sudamericana.....	66
3.1.2. La formalización de la integración regional en la UNASUR.....	69
3.1.3. Efectos de la integración energética.....	71
3.2. Situación actual de la integración eléctrica en el Perú	72
3.2.1. Marco normativo regional en interconexión eléctrica.....	72
3.2.2. Proyecto de Ley de interconexión eléctrica en Perú.....	75
3.3. Beneficios de la interconexión eléctrica para las ERNC.....	76
3.4. Proyecto de Convenio Binacional para la Interconexión Eléctrica con ERNC ...	81
3.4.1. Nodos Energéticos de interconexión eléctrica	82

3.4.2. Fomento energético de las ERNC	84
3.4.3. Protección de inversiones en infraestructura de interconexión eléctrica	85
3.4.4. Solución de controversias entre los Estados parte	88
3.4.5. La suspensión del suministro eléctrico como situación de emergencia.....	89
3.4.6. Compromisos de transferencia eléctrica entre los Estados parte	90
3.4.7. Compromisos complementarios para la integración energética	92
CONCLUSIONES.....	94
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	96
ANEXO.....	113

ÍNDICE ESPECIAL

Gráfico N° 01: Producción energética convencional AGO-18 (GW.h)	28
Gráfico N° 02: Modelo de adjudicación ERNC	51
Gráfico N° 03: Evolución del derecho de participación en subastas RER	53
Gráfico N° 04: Evolución de garantías otorgadas en subastas RER	54
Gráfico N° 05: Comparación de los precios RER y energías convencionales	61
Gráfico N° 06: Producción Eléctrica RER 2011-2018	62
Gráfico N° 07: Matriz Eléctrica con ERNC (AGO-18)	63
Gráfico N° 08: Comparación de Tarifas industriales de electricidad en Suramérica. 77	
Tabla N° 01: Potencias adjudicadas en subastas RER	55
Tabla N° 02: Precios máximos de USD por MW.h	56
Tabla N° 03: Precios ofertados en la Primera Subasta RER (Primera Convocatoria)	56
Tabla N° 04: Precios ofertados en la Primera Subasta RER (Segunda Convocatoria)	58
Tabla N° 05: Precios ofertados en la Segunda Subasta RER	58
Tabla N° 06: Precios ofertados en la Tercera Subasta RER	59
Tabla N° 07: Precios ofertados en la Cuarta Subasta RER	59
Tabla N° 08: Países miembros de integraciones sudamericanas	68
Tabla N° 09: Intercambio eléctricos Perú – Ecuador (2009 – 2018)	71
Tabla N° 10: Tarifa media en América del Sur con subsidios por kW.h en centavos de USD	76
Tabla N° 11: Tipo de subsidios por matriz eléctrica	78
Mapa N° 01: Propuesta de Nodos Energéticos para el SEIN	81

TABLA DE ABREVIATURAS

CAN	: Comunidad Andina de Naciones.
CDS	: Comisión de Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas
CMg	: Costo marginal
COES	: Comité de Operación Económica
D. Leg.	: Decreto Legislativo
ERNC	: Energía(s) renovable(s) no convencional(es)
ETP	: Electroperú
GW/h	: Gigavatios por hora
INDECOPI	: Instituto de la Defensa de la Libre Competencia y la Propiedad Intelectual
kV	: kilovoltios
kW/h	: kilovatios por hora
LCE	: Ley de concesiones eléctricas - Decreto Ley 25844
MERCOSUR	: Mercado Común del Sur.
MINEM	: Ministerio de Energía y Minas del Perú
MW/h	: Mega watts por hora
MW	: Mega watts
OSINERGMIN	: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería
PBI	: Producto Bruto Interno
RER	: Recursos energéticos renovables
SEIN	: Sistema Eléctrico Interconectado Nacional
UNASUR	: Unión de Naciones Sudamericanas.
USD	: Dólares de Estados Unidos

INTRODUCCIÓN

A pesar de un vasto patrimonio energético renovable, en América Latina la promoción de generación eléctrica con recursos renovables no convencionales es incipiente. Estas fuentes solo aportan hasta el 5% de la capacidad instalada en la matriz regional. Las más importantes son la biomasa (50%), las pequeñas centrales hidroeléctricas (37%) y la energía eólica (13%), el resto aportan una cuota insignificante. Los países que más aportan a la matriz eléctrica renovable son Brasil (70%), México (9%) Argentina (7%) y Colombia (4%).¹

En este sentido, la reforma del sector eléctrico peruano, si bien se remonta a la década del noventa, la implementación del marco normativo sostenible comenzó con la “Ley orgánica de recursos geotérmicos” (Ley 26848); sin embargo, la falta de una base normativa y regulatoria frustró la primera licitación de proyectos energéticos renovables. Por lo cual se promulgó la “Legislación de respaldo a la generación renovable de energía eléctrica” (Ley 1002)². Con ello se dieron varios intentos de licitación de concesión de generación eléctrica con energías renovables, cuyos resultados fueron nulos.

Cabe precisar que la “Ley de concesiones eléctricas” (1992) incluye dispositivos de fácil importación de equipos, pero es válida a todas las tecnologías de generación. Ello no otorga una ventaja competitiva para las Energías Renovables No Convencionales (ERNC). Del mismo modo, el despacho de cogeneración nacional, se ideó como mecanismo importante para el aprovechamiento viable de este tipo de energías, pero sólo se celebró con Brasil un acuerdo de venta de excedentes actualmente denunciado.

1 MENDIOLA, Alfredo; ACUÑA, Julio; CAMPOS, Danilo; MORENO, Hernán; SALINAS, Enrique y AGUIRRE, Carlos. *Nivel de atracción de inversiones en generación hidroeléctrica. Análisis comparativo entre el Perú y Colombia*, Lima, ESAN ediciones, 2012, pp. 4-5.

2 DAMMERT, Alfredo; GALLARDO, José y GARCÍA, Raúl. *Reformas estructurales en el sector eléctrico peruano*, Lima, OSINERGMIN, 2005, p. 7.

Aunque son evidentes los aportes de incentivos específicos, no se establecen sanciones para cuando no se logren los objetivos de instalación de capacidad con ERNC.³ Frente a ello, las energías renovables no han logrado establecerse por encima del 10% de la matriz eléctrica peruana. En ese sentido, surge la interrogante ¿De qué manera consolidar el uso de energías renovables no convencionales en la matriz eléctrica peruana?

Ante ello, la interconexión de los sistemas eléctricos de los países sudamericanos, se propone solucionar la falta de competitividad en la generación eléctrica con ERNC en territorio nacional. A pesar de los evidentes beneficios, la integración energética regional aún se encuentra en una primigenia de desarrollo, para lo cual es necesario instrumentos normativos que viabilicen acuerdos entre los Estados parte.

Esta investigación se justifica en la necesidad de proponer un marco normativo de Convenio Binacional para que la interconexión eléctrica consolide el uso en generación eléctrica de ERNC en la matriz energética peruana.

La importancia del estudio radica en desarrollar un planteamiento estratégico desde la perspectiva jurídica que posibilite el incremento porcentual de generación eléctrica con energías renovables no convencionales. Con lo cual, se obtendría una matriz energética moderna y sostenible, con bajos niveles de contaminación lo cual incidiría en la mejor calidad de vida de la sociedad.

Por ello, el objetivo principal de la investigación es proponer un modelo de convenio binacional para la interconexión del sistema eléctrico peruano con la finalidad de consolidar la generación eléctrica con ERNC. Por ello durante el desarrollo de esta investigación se (i) identificó las características normativas e institucionales del sector eléctrico peruano y sus principales indicadores, (ii) se explicó el marco normativo de la generación eléctrica con energías renovables no convencionales y los aspectos económicos y técnicos derivados de su regulación y (iii) se describió el contexto de la

³ ROJAS BALTAZAR, Juan. *Acceso universal y sostenibilidad en el sector eléctrico rural del Perú*, Tesis para optar el grado de Magíster en Regulación de Servicios Públicos, Lima, Pontificia Universidad Católica del Perú, 2013, p. 16.

integración energética regional y su impacto en las energías renovables no convencionales.

En razón de lo anterior, el estudio se divide en tres capítulos. En el primero se aborda el sector eléctrico peruano desde una perspectiva histórica y jurídica, señalando tanto las actividades más importantes del sector como las proyecciones del mercado energético. El segundo capítulo comparte la legislación sobre ERNC a nivel internacional y local, además de los aspectos económicos y técnicos de las ERNC que las caracterizan. En la tercera parte del trabajo, se describe la implementación de la interconexión eléctrica, las experiencias regionales y los avances a nivel nacional. Asimismo, en este último capítulo se desarrolla la propuesta del modelo de convenio binacional para la interconexión eléctrica, el cual es consecuencia del estudio realizado.

El Autor

CAPÍTULO 1:

SECTOR ELÉCTRICO PERUANO

1.1. Evolución histórica y jurídica del sector eléctrico peruano

1.1.1. Desde los inicios hasta la década del 90

En Perú, la inversión en la industria eléctrica data desde el año 1886, cuando la Municipalidad de Lima decidió proveer del servicio de alumbrado público a la ciudad capitalina. Para tal fin, aquella contrató a la empresa *Peruvian Electrical Construction and Supply Company*.⁴ A partir de ese primer hito, el uso de la electricidad como fuente de energía se expandió rápidamente. Tal fue así que, en la década siguiente, ya operaban cuatro empresas eléctricas en la ciudad de Lima. Las cuales en 1906 se fusionaron bajo la denominación de Empresas Eléctricas Asociadas.⁵

El desarrollo antes apuntado fue impulsado exclusivamente por inversiones privadas, tanto nacionales como extranjeras –entre ellas suizas, inglesas y norteamericanas–. A pesar de ello, la energía eléctrica solo abastecía el consumo del 15% de la población peruana, la cual pertenecía a las grandes ciudades de aquel entonces.⁶

En este decurso histórico, durante el gobierno de las Fuerzas Armadas en la década del setenta, la grave desatención energética obligó a la adopción de una serie de reformas estructurales. De manera que el sector eléctrico fue el principal beneficiario de la inversión pública.⁷ En efecto, el año 1972, el Estado peruano nacionalizó la industria eléctrica. Para lo cual creó Electroperú⁸ –holding de generación, transmisión, distribución y venta de

⁴ Cfr. LANEGRA QUISPE, Iván (coordinador). *La electrificación rural en el Perú. Derechos y desarrollo para todos*, Lima, Defensoría del Pueblo, 2010, p.14.

⁵ Cfr. BASTIDAS TRAVERSO, Raúl. *Aplicación de derechos financieros al sistema de transmisión de Perú como cobertura contra riesgos derivados de la cogestión*, Tesis para optar el grado de Magíster en Regulación de los Servicios Públicos, Lima, Pontificia Universidad Católica del Perú, 2009, p.13.

⁶ LANEGRA, Op. Cit., p.16.

⁷ Cfr. VÁSQUEZ CORDANO, Arturo. *Los vínculos entre el crecimiento económico y la infraestructura eléctrica en el Perú, 1940-2000*, Lima, OSINERGMIN, 2004, p.18.

⁸ La imposibilidad de almacenar económicamente la energía, la existencia de múltiples tecnologías de generación con costos de inversión y operación diferente, la operación de una red interconectada con

energía eléctrica– y encargó a la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas (en adelante, el MINEM) la dirección, promoción, control y fiscalización del servicio de electricidad⁹.

Como resultado de las reformas descritas¹⁰, durante el segundo quinquenio de la década del setenta, se produjo un importante aumento tanto de la potencia instalada –114 MW anuales– como de las inversiones realizadas por Electroperú (en adelante, ETP) –USD 180 millones anuales–.¹¹ Este apogeo energético continuó hasta la primera mitad de la década del ochenta, cuando el sector eléctrico sufrió una desaceleración en su crecimiento.

Como explican GALLARDO, GARCÍA y PÉREZ-REYES, es partir del año 1985 cuando se vislumbró que ETP padecía una crítica situación. Esta se derivó del alto nivel de endeudamiento extremo y el deficiente planeamiento tarifario. Lo anterior comprometió la capacidad operativa e imposibilitó la reinversión empresarial. Razón por la cual, en 1986, se propuso la “Nueva Tarifa de Energía Eléctrica” con la finalidad de contribuir a la eficiencia económica en la operación y desarrollo del sector eléctrico nacional.¹²

La propuesta tarifaria mencionada determinó el precio público mediante el cual se cubriría el costo medio de producción eléctrica para el servicio público. También clasificó el uso según su utilización productiva final en industrial, comercial, residencial, alumbrado

problemas de externalidades de red, las economías de escala no agotadas y la existencia de costos hundidos y activos específicos son las principales causas técnicas por las cuales se decide por un monopolio verticalmente integrado del sector eléctrico administrado por el Estado. Al respecto consultar Cfr. DAMMERT LIRA, Alfredo; GALLARDO KU, José y QUISO CÓRDOVA, Lennin. *La problemática de la supervisión de la calidad del servicio eléctrico*, 2004 [ubicado el 24.XI 2014]. Obtenido en http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Documentos_de_Trabajo/Documento_de_Trabajo_06.pdf.

⁹ Cfr. MANCO ZACONETTI, Jorge. “Modelo eléctrico en cuestión. Irracional y caro para los consumidores”, *Revista de la Facultad de Ciencias Económicas de la UNMSM*, Año X, Número 25, 2005, p.154.

¹⁰ Además, se debe considerar el impacto nominal del inicio de la construcción del proyecto de generación eléctrica Mantaro. Mayor profundidad en temas históricos sobre este lapso, se encuentra en CARRASCO VALENCIA, Alfonso. *La electricidad en el Perú. Política estatal y electrificación rural*, Lima, Tecnología Intermedia ITDG, 1990, pp.13-28.

¹¹ La potencia instalada obtuvo una tasa de crecimiento promedio de 5.7% anual y las inversiones realizadas representaron el 0.5% del Producto Bruto Interno. Estas y otras estimaciones sobre este periodo, se encuentran en DAMMERT, Alfredo; GALLARDO, José y GARCÍA, Raúl. *Reformas estructurales en el sector eléctrico peruano*, Lima, OSINERGMIN, 2005, pp.13-14.

¹² Cfr. GALLARDO, José; GARCÍA, Raúl y PÉREZ-REYES, Raúl. *Determinantes de la inversión en el sector eléctrico peruano*, Lima, OSINERGMIN, 2005, p.22.

público, uso general y agropecuario. Sin embargo, esta solución no fue implementada sino hasta 1993.¹³

Debido no solo a la problemática expuesta sino también al ineficiente manejo de las empresas públicas eléctricas, Perú obtuvo una de las tasas más bajas de consumo eléctrico en comparación con otros países de América Latina durante la primera mitad de la década del noventa. Así, por ejemplo, mientras Colombia, Chile y Venezuela presentaban un consumo eléctrico *per cápita* de 1,500 KWh, 2,000 KWh y 2,250 KWh respectivamente, el consumo nacional fue tan solo de 500 KWh¹⁴.

Bajo el panorama descrito y con el inicio del programa de estabilización macroeconómica –cuya finalidad fue disminuir la intervención del Estado en las actividades económicas–, se propugnó la restructuración y transformación del sector eléctrico.¹⁵

1.1.2. Reformas estructurales de Primera Generación

De acuerdo con las lecciones aprendidas de la experiencia extranjera –Chile, Argentina y España–, el 19 de noviembre de 1992, el gobierno de Alberto Fujimori Fujimori promulgó el Decreto Ley N° 25844 “Ley de Concesiones Eléctricas” (en adelante, la LCE). Posteriormente, este último fue reglamentado mediante el Decreto Supremo N° 009-93-EM¹⁶.

Conforme a la normativa antes mencionada, la oferta eléctrica fue separada verticalmente en tres actividades independientes: generación, transmisión y distribución.¹⁷ Según este esquema “*la generación eléctrica se desarrolla en libre competencia absoluta; la*

¹³ GALLARDO; GARCÍA y PÉREZ-REYES, Op. Cit., p.26-27.

¹⁴ Esto fue así porque el índice de electrificación nacional sólo llegó al 48.4%. Con lo cual más de la mitad de la población carecía de electricidad para entonces. Estas y otras cifras de electrificación nacional y comparada antes de las reformas eléctricas de primera generación, se encuentran en BONIFAZ, José. *Distribución eléctrica en el Perú. Regulación y eficiencia*, Lima, Universidad del Pacífico-Centro de Investigación, 2001, p.34-36.

¹⁵ Además de estas causas de origen intrínseco del sector eléctrico peruano, entre otras se apuntan aquellas denominadas “exógenas”, como la corriente privatizadora continental. Esta última posición no comparte el autor, pero se encuentra en ANAYA MORALES, Willy. *Determinantes del precio spot de generación eléctrica en el Perú. 1993-2007*, Tesis para optar el grado de Magíster en Economía, Lima, Pontificia Universidad Católica del Perú, 2008, pp.42-46.

¹⁶ En cumplimiento de la Décimo Segunda Disposición Transitoria de la LCE, se publicó el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante, RLCE).

¹⁷ Un estudio completo del porqué se adoptó este modelo de gestión del sector eléctrico peruano, se encuentra en GALLARDO, José; GARCÍA, Raúl y TAMAYO, Roberto. *El apagón de Nueva York. Algunas implicancias para el caso peruano*, Lima, OSINERGMIN, 2003, pp.13-20.

*transmisión –al no estar sujeta a competencia– debe proveer libre acceso tanto a compradores como a proveedores; y las compañías distribuidoras serían reguladas en calidad de monopolio natural*¹⁸.

Como resultado de la innovación introducida, el sector eléctrico peruano se estructuró con cinco integrantes principales¹⁹, a saber:

- i. Los **clientes o usuarios**, los cuales son clasificados en libres o regulados, según su relación tarifaria.
- ii. Las **empresas eléctricas**, las cuales responden a la desintegración vertical del sector eléctrico, por lo cual aquellas son generadoras, transmisoras o distribuidoras.
- iii. El **Operador del Sistema**, representado por el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional²⁰ (en adelante, el COES-SINAC).
- iv. El **Estado Peruano**, representado por la Dirección General de Electricidad del MINEM.
- v. El **Sistema de Regulación y Supervisión**²¹, a cargo del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante, el OSINERGMIN)– y del Instituto de la Defensa de la Libre Competencia y la Propiedad Intelectual (en adelante, el INDECOPI).

Luego de resuelto el marco jurídico del sector eléctrico, el Estado peruano continuó el proceso privatizador. Para lo cual, aquel asumió las deudas de largo plazo generadas por

¹⁸ ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA. *Apuntes para el plan energético nacional. Electricidad e hidrocarburos*, Lima, OSINERGMIN, 2008, p.28.

¹⁹ Cfr. RÉVOLO ACEVEDO, Miguel. *Influencia de la regulación, supervisión y propiedad en la calidad de servicios de las empresas de distribución eléctrica latinoamericanas en el periodo 2002-2007*, Tesis para optar el grado de Doctor en Administración Estratégica de Empresas, Pontificia Universidad Católica del Perú, 2009, p.37.

²⁰ Organismo de carácter técnico el cual coordina la operación del sistema eléctrico al mínimo costo y garantizando la seguridad en el abastecimiento de electricidad. Cfr. DAMMERT LIRA, Alfredo; MOLINELLI ARISTONDO, Fiorella y MARTINELLI PINILLOS, Marifé. *Estudio de multas del sector energía. Supervisión y fiscalización del sub sector electricidad*, Volumen 2, Lima, OSINERGMIN, 2008, p.51.

²¹ Si bien es correcta la identificación de los principales integrantes del sector eléctrico; sin embargo, es necesario señalar que mediante la Ley N° 29325, Ley del Sistema Nacional de Evaluación Ambiental, y la Resolución de Consejo Directivo N° 001-2011-OEFA-CD, que aprueba aspectos objeto de transferencia de las funciones de supervisión, fiscalización y sanción ambiental en materia de hidrocarburos en general y electricidad, entre OSINERGMIN y el OEFA, es el Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (en adelante, el OEFA) la entidad competente para la supervisión en material ambiental respecto de las actividades de las empresas eléctricas de generación, transmisión y distribución. Por este motivo, el OEFA también debe ser considerado dentro del sistema de regulación y supervisión del sector eléctrico.

ETP. De ahí que, por un lado, la principal modalidad utilizada consistió en la venta del 60% de las acciones de ETP al mejor postor. Con este fin se utilizó un proceso de licitación de primer precio a sobre cerrado. Asimismo, bajo el mismo esquema, los trabajadores obtuvieron la opción de compra de hasta el 10% de las acciones de ETP. Por último, el Estado peruano retuvo el 30% del accionariado restante para venderlo al público, a través de la Bolsa de Valores.²²

A su vez, la otra modalidad empleada fue la capitalización y la venta de activos de las empresas vinculadas a ETP. Esto debió asumirse puesto que aquellas se encontraban incursas sendos procesos de liquidación.²³

Siguiendo a ROJAS BALTAZAR, el proceso privatizador antes descrito, inició con las empresas distribuidoras en 1992, pero al comprador no se le exigieron compromisos de inversión en infraestructura. De forma contraria, a la privatización de las empresas de generación, sucedida en abril del año siguiente, sí se le exigió compromisos de inversión, los cuales llegaron al 20% de la capacidad instalada actual.²⁴ A pesar de que la transferencia al sector privado no culmina, “*la privatización es beneficiosa tanto para la industria eléctrica como para la economía nacional, lo cual se traduce en mejoras en términos de cobertura, potencia instalada, menores pérdidas de energía, mayor eficiencia y calidad del servicio*”²⁵.

Para ilustrar mejor este tema, se detalla la privatización de Electrolima –mayo de 1994–. Aquella fue la empresa distribuidora responsable del 57% del consumo del servicio público de electricidad y la segunda empresa generadora con una potencia instalada del 17% del total nacional²⁶. Por lo prescrito en la LCE, la separación vertical obligó a dividir

²² Cfr. MENDIOLA, Alfredo; ACUÑA, Julio; CAMPOS, Danilo; MORENO, Hernán; SALINAS, Enrique y AGUIRRE, Carlos. *Nivel de atracción de inversiones en generación hidroeléctrica. Análisis comparativo entre el Perú y Colombia*, Lima, ESAN ediciones, 2012, pp.15-16.

²³ IBIDEM, p.18-19.

²⁴ Cfr. ROJAS BALTAZAR, Juan. *Acceso universal y sostenibilidad en el sector eléctrico rural del Perú*, Tesis para optar el grado de Magíster en Regulación de Servicios Públicos, Lima, Pontificia Universidad Católica del Perú, 2013, p. 35.

²⁵ SALAS CHAMOCHUMBI, Daniel. *Diagnóstico, análisis y propuesta de mejora al proceso de gestión de interrupciones imprevistas en el suministro eléctrico de baja tensión. Caso empresa distribuidora de electricidad en Lima*, Tesis para optar el título de Licenciado en Gestión Empresarial, Lima, Pontificia Universidad Católica del Perú, 2013, p. 51.

²⁶ Cfr. SARANGO SEMINARIO, Luis. *Control o no control de fusiones en la industria regulada. Extendiendo el caso del sector eléctrico al mercado de gas natural*, Tesis para optar el grado de Magíster en Derecho de la Empresa con mención en Regulación de Servicios Públicos, Lima, Pontificia Universidad Católica del Perú, 2010, p. 36.

a Electrolima en cinco empresas: una generadora –Edegel– y cuatro distribuidoras –Luz del Sur, Edelnor, Ede-Chancay y Ede-Cañete–. Por un lado, la primera de aquellas empresas fue adquirida por capitales norteamericanos y chilenos. Por otra parte, en cuanto a las empresas distribuidoras, Luz del Sur fue adquirida por inversionistas canadienses y chilenos, mientras que Edelnor fue adquirida por accionistas españoles y chilenos.²⁷

Asimismo, se ejemplifica la privatización de ETP –mayo 1992–, la cual estuvo bajo el mismo marco normativo antes descrito. Aquella inició con la creación de dos empresas generadoras: Central Hidroeléctrica de Cahua y la Empresa de Generación del Norte. Bajo un esquema de capitalización por inversión, la primera fue adquirida por capitales nacionales mientras que la segunda, por capitales norteamericanos.²⁸ Posteriormente, otras dos empresas de generación térmica: Etevensa y Empresa Eléctrica de Piura, fueron adquiridas por inversionistas españoles. La decisión para negociar aquel paquete accionario fue determinada por el inminente desarrollo del proyecto de gas de Camisea y el evidente crecimiento del mercado minero e industrial de la zona.²⁹

Para concluir con los ejemplos propuestos, la privatización de las empresas eléctricas regionales comenzó con la constitución del Comité Especial de Privatización–mayo 1996–. A éste se le encargó la promoción de la inversión privada de las empresas regionales de electricidad: Electro Sur Medio, Electro Norte Medio, Electro Centro, Electro Norte, Electro Nor Oeste, Electro Sur, Electro Sur Oeste, Electro Sur Este, Egemsa, Egasa y Egesur³⁰. No obstante, en la segunda mitad de la década noventa, el Comité Especial de Privatización decidió suspender el proceso de privatización de varias de aquellas empresas debido a factores empresariales internacionales³¹.

²⁷ IBIDEM, p. 41

²⁸ Cfr. FALCÓN CORZO, Jorge; ROJAS SEGURA, Yuliana; UCAÑA ROSAS, Randolph y VELÁSQUEZ PALOMINO, Ana. *Plan estratégico de la generación fluvial de electricidad en el Perú*, Tesis para optar el grado de Magíster en Administración Estratégica de Empresas, Lima, Pontificia Universidad Católica del Perú, 2012, p. 17.

²⁹ Cfr. GALLARDO; GARCÍA y PÉREZ-REYES, Op. Cit., p. 38.

³⁰ Cfr. MENDIOLA, Alfredo; CHARA, Jesús; JARA, Nancy; PÉREZ, Mayra; SUAZO, Jenny; VALENZUELA, Hernán y otros. *Estrategia de generación de valor en una empresa de distribución eléctrica*, Lima, ESAN ediciones, 2011, pp. 62-63.

³¹ Las empresas Electro Sur, Electro Sur Oeste, Electro Sur Este, Egemsa, Egasa y Egesur, no concluyeron el proceso privatizador. Esto debido a que las empresas transnacionales Endesa (España) y Enersi (Chile) se fusionaron, con lo cual existieron suspicacias respecto de un posible

Con el objeto de subsanar las falencias detectadas durante el proceso privatizador, en el año 1997, se promulgó la Ley N° 26876, Ley Antimonopolio y Antioligopolio en el sector eléctrico. Ésta estableció qué concentraciones de tipo vertical u horizontal en las actividades de generación, transmisión o distribución de energía eléctrica estarían sujetas a un procedimiento de autorización.

Lo anterior facultó al INDECOPI para intervenir con la finalidad de evitar el menoscabo de la libre competencia en el sector eléctrico. Esta intervención se justifica cuando la concentración involucre un porcentaje igual o superior al 15% del mercado en concentración horizontal o cuando el porcentaje sea igual o superior al 5% en concentración vertical.³²

En definitiva, el proceso privatizador iniciado en la década del noventa, benefició a los usuarios. Lo anterior ocurrió puesto que se les proporcionó mayor disponibilidad eléctrica y mejor calidad del servicio. Precisamente, esto se entiende con el incremento de la cobertura del servicio, al haber ingresado 938,000 nuevos usuarios. Además, con la regulación tarifaria, las empresas distribuidoras disminuyeron las pérdidas de energía.³³ Asimismo, el proceso privatizador permitió incrementar la potencia instalada en aproximadamente 28%. Lo anterior significó un incremento de la capacidad generadora en más de 1,200 MW, de lo cual la mitad correspondió a los compromisos de inversión asumidos por las empresas privatizadas.³⁴

1.1.3. Reformas estructurales de Segunda Generación

El proceso liberalizador anteriormente descrito, transformó al sector eléctrico de un monopolio estatal hacia un sector dinámico con alta participación del sector privado. Desde entonces, el Estado asumió un papel de promotor y regulador de esta actividad, con la finalidad de aportarle mayor eficiencia.³⁵ Esta participación estatal se concretiza, por un lado, a través del MINEM, el cual define las políticas energéticas del país y

poder dominante en el mercado eléctrico nacional. Cfr. FALCÓN; ROJAS; UCAÑA y VELÁSQUEZ, Op. Cit., 25-26.

³² Cfr. DAMMERT; GALLARDO y GARCÍA, Op. Cit., p. 28.

³³ Cfr. MENDIOLA; CHARA; JARA; PÉREZ; SUAZO; VALENZUELA y otros, Op. Cit., p. 34.

³⁴ Cfr. APOYO CONSULTORÍA. *Lineamientos para promover la inversión en infraestructura en el Perú 2012 – 2016*, Lima, CAPECO, 2012, p. 11.

³⁵ Cfr. ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA. *Apuntes para el plan ...*, Op. Cit., p. 35.

concesiona la explotación de las diferentes etapas de la industria energética. Por otro, el OSINERGMIN es el encargado de la regulación tarifaria, la supervisión y fiscalización del cumplimiento de las disposiciones contractuales, técnicas y legales de las actividades que se desarrollan en el sector eléctrico.³⁶

Aún con las innovaciones introducidas, este reformado modelo económico del sector eléctrico sufrió en el 2004 una severa crisis de precios. Lo anterior ocurrió “(...) *debido a que la generación eléctrica estaba casi en totalidad a cargo de hidroeléctricas, una sequía generó una considerable brecha entre los costos del libre mercado mayorista y los del mercado regulado*”³⁷. Esta eventualidad generó que no se firmasen nuevos contratos entre generadores y distribuidores para el abastecimiento del servicio público de electricidad. Con lo cual el sistema eléctrico parecía destinado a padecer racionamiento en el corto y mediano plazo.³⁸

Debido a aquel problema, se identificó otras debilidades del marco legal regulatorio del sector eléctrico, como la excesiva discrecionalidad del regulador, la incertidumbre de los métodos de fijación tarifaria, y falta de firmeza de los precios.³⁹

Razones por las cuales, el Congreso de la República dispuso la creación de una comisión integrada por el MINEM y el OSINERGMIN, con el objetivo de elaborar un proyecto de ley. Éste debió, además de solucionar las nuevas deficiencias identificadas, ser producto del consenso de los agentes involucrados de aquel sector energético.⁴⁰

Conforme a lo anterior, tras dieciocho meses de trabajo, el 23 de julio de 2006, se promulgó la Ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica. Ésta representó la consolidación de la modernización del mercado eléctrico

³⁶ Cfr. DAMMERT LIRA, Alfredo. “Evolución y perspectivas futuras del mercado eléctrico peruano”, *Boletín del observatorio colombiano de energía*, Número 24, diciembre 2006, p. 3-4.

³⁷ PARRA PAZ, Ángel. *Crisis energética. Aplicación de medidas preventivas mediante gestión de la demanda, en lugar de medidas correctivas mediante racionamiento*, Tesis para optar el grado de Magister en Regulación de Servicios Públicos, Lima, Pontificia Universidad Católica del Perú, 2012, p. 18.

³⁸ IBIDEM, p. 22.

³⁹ Cfr. CELIS CASTRO, Alexander; GUTIÉRREZ MURGA, Abraham; SILVA MATOS, Julio y TORRES SIUEÑAS, Lesly. *Plan estratégico del sistema de generación térmica de electricidad en el Perú*, Tesis para optar el grado de Magister en Administración Estratégica de Empresas, Lima, Pontificia Universidad Católica del Perú, 2012, pp. 38-39.

⁴⁰ Cfr. VÁSQUEZ CORDANO, Arturo; GARCÍA CARPIO, Raúl; ORTIZ RUIZ, Humberto y CASTRO CISNEROS, Lady. *El aporte de OSINERGMIN a la investigación sobre la problemática del sector energético y minero*, Lima, OSINERGMIN, 2012, p. 11.

peruano puesto que incluyó la participación coordinada de distribuidoras y clientes libres como miembros de la Comisión de Operación Económica del Sistema, además de las empresas de generación eléctrica. De lo que resulta el actual marco legal y regulatorio del sector eléctrico peruano⁴¹, el cual se abordará a continuación.

1.2. Actividades del sector eléctrico peruano

Como se explicó, antes de las reformas energéticas de la década del noventa, las actividades comprendidas fueron desarrolladas por una empresa verticalmente integrada. Tras la liberalización, las empresas se encuentran separadas tanto vertical como horizontalmente. Esto último se adoptó con la finalidad de fomentar la competencia en aquellas actividades en las cuales sea posible.⁴²

Las actividades del sector eléctrico son aquellas desarrolladas por los agentes directamente vinculados al sector. Éstas se diferencian entre las que poseen un carácter físico de aquellas con un carácter comercial. Por un lado, entre las primeras se encuentran la generación, transmisión, la operación del sistema y la distribución. Por otra parte, las actividades de carácter comerciales son la venta en el mercado mayorista y las ventas a los consumidores finales.⁴³

1.2.1. Actividad de generación eléctrica

La actividad de generación eléctrica representa entre el 35% al 50% del costo total de la electricidad. Comprende la construcción, operación y mantenimiento de las centrales eléctricas y la comercialización energética en bloque. En esta actividad, las economías de escala se agotan a niveles menores a la demanda de los sistemas eléctricos.⁴⁴ Por esta razón, es posible introducir competencia.

⁴¹ IBIDEM, p. 15.

⁴² Cfr. GARCÍA CARPIO, Raúl; NARIO LAZO, Tatiana y PÉREZ-REYES ESPEJO, Raúl. *Externalidades en generación eléctrica y su impacto en la composición del parque generador óptimo*, 2^{da} edición Lima, OSINERGMIN, 2012, p. 27.

⁴³ Cfr. IBERDROLA. *Los asuntos pendientes en la regulación del sector eléctrico*, Madrid, Fundaciones Alternativas, 2008, pp. 32-33.

⁴⁴ Cfr. DAMMERT LIRA, Alfredo; MOLINELLI ARISTONDO, Fiorella y CARBAJAL NAVARRO, Max. *Fundamentos técnicos y económicos del sector eléctrico peruano*, Lima, OSINERGMIN, 2011, p. 27.

De forma general, cuando un arreglo de cables gira dentro de un campo magnético, se produce energía eléctrica. Para que estos giren, se requiere de una fuerza que actúe por medio de una turbina. Ello puede lograrse por la ignición de algún combustible –motores diésel o centrales a gas natural–; por el vapor generado en una caldera por combustión; por una caída de agua –centrales hidráulicas–; o también por un medio no convencional, como los molinos de viento, los biocombustibles, la energía solar, entre otro tipo de energía renovable no convencional (en adelante, ERNC).⁴⁵ Para realizar esta actividad, es necesario obtener del MINEM una concesión cuando la potencia supere los 500 KW o un permiso para potencias inferiores.⁴⁶

Sea cual fuere el modo como se genere, el sistema eléctrico debe abastecer a la máxima demanda del sistema. Esto se traduce como la capacidad de generación para satisfacer el pico de demanda del año, a pesar que en otros periodos del año no se llegue a utilizar toda la capacidad. Por ello, es imprescindible que, en las decisiones de planificación de inversiones en generación y operación del sistema, se observe el patrón de demanda horario a lo largo de un período.⁴⁷ Sobre este patrón de demanda se construye la curva de duración, ordenando las demandas de mayor –máxima demanda– a menor –mínima demanda–.⁴⁸

A su vez, debe señalarse que los distintos tipos de generadores poseen diversos costos. Por tanto, es conveniente que un sistema se componga de más de un tipo de generador. Lo anterior considerando que algunos generadores poseen mayores costos fijos – inversión– pero menores costos de operación –funcionamiento y combustible– mientras

⁴⁵ Cfr. MENDIOLA, Alfredo; AGUIRRE, Carlos; AGUILAR, Oscar; CASTILLO, Suzete; GIGLIO, Gerard y MALDONADO, Walter. *Proyectos de generación eléctrica en el Perú. ¿Centrales hidroeléctricas o centrales térmicas?*, Lima, ESAN ediciones, 2012, p. 24.

⁴⁶ Según el artículo 3 de la LCE y el 29 del RLCE. Para mayor detalle sobre topes de generación máximos legales y la permisología correspondiente, revítese VÁSQUEZ, Arturo; VILCHEZ, Carlo; CHÁVEZ, Edison y MARINO, Diego. *Evaluación ex post del impacto de la regulación de las pérdidas de energía en el Perú*, 2017 [ubicado el 15.VIII 2017]. Obtenido en http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/DEP/Osinergmin-GPAE-Documento-Evaluacion-Politiclas-002-2017.pdf.

⁴⁷ Los periodos utilizados son un año –8.760 horas– o un mes –720 horas–. Cfr. FARJE PALMA, Isaías. *Impacto de las decisiones políticas en la autonomía y gestión de los organismos reguladores de servicios públicos, caso OSINERGMIN*, Tesis para optar el grado de Magister en Regulación de Servicios Públicos, Lima, Pontificia Universidad Católica del Perú, 2013, p. 41.

⁴⁸ Cfr. GARCÍA CARPIO, Raúl. *Propuesta de un mercado de capacidad vía contratos de cobertura como mecanismo para mejorar el manejo de riesgos y confiabilidad en el suministro de electricidad*, Tesis para optar el grado de Magister en Regulación de Servicios Públicos, Lima, Pontificia Universidad Católica del Perú, 2008, pp. 63.

que otros, menores costos fijos pero mayores costos de operación; ejemplo de lo anterior son las hidroeléctricas y generadoras de ciclo simple respectivamente.⁴⁹

Lo hasta aquí expuesto encuentra fundamento en que, por un lado, en pocas horas al día se requieren cantidades mayores de electricidad que el consumo promedio. Por tanto, desde una perspectiva económica, es mejor producir dicha cantidad energética con generadores de bajo costo de inversión, aunque sus costos de operación sean mayores. Ya que los mayores costos de operación son menos onerosos que el costo de inversión que debe distribuirse sobre un reducido número de horas al día. Por otro parte, los volúmenes de electricidad que se requieren durante la mayor parte del día, se proveen en formas más eficiente con generadores de alto costo de inversión, pero de bajo costo de operación. Porque el costo de inversión se diluye al distribuirse entre un mayor número de horas de funcionamiento.⁵⁰

1.2.2. Actividad de transmisión eléctrica

La transición eléctrica representa entre el 5% al 15% del costo total de la electricidad. Esta es una actividad donde se presentan importantes economías de escala. Dado que esto último es previsible desde el momento del diseño de las instalaciones, por lo cual esta actividad tiene características de monopolio natural.⁵¹

El sistema de transmisión se compone del conjunto de líneas, subestaciones con transformadores de tensión e instalaciones de soporte. Todos ellos destinados al transporte de electricidad, desde los lugares de producción hasta los centros de consumo o distribución⁵².

⁴⁹ Cfr. MENDIOLA; AGUIRRE; AGUILAR; CASTILLO; GIGLIO y MALDONADO, Op. Cit., p. 26.

⁵⁰ Cfr. DAMMERT LIRA, Alfredo; GARCÍA CARPIO, Raúl y MOLINELLI ARISTONDO, Fiorella. *Regulación y supervisión del sector eléctrico*, 1^{ra} reimpresión, Lima, Fondo Editorial de la Pontificia Universidad Católica del Perú, 2010, p. 32.

⁵¹ Cfr. DAMMERT; MOLINELLI y CARBAJAL, Op. Cit., p. 35.

⁵² Quienes aprovechan económicamente el servicio público de electricidad son los usuarios. Estos pueden clasificarse en libres o regulados, dependiendo de su demanda de potencia. Será usuario libre aquel cuya demanda máxima anual es mayor a 2500 kW, mientras que cliente regulado, es aquel quien demande una potencia inferior a 200 kW anuales. Los usuarios cuya demanda anual de energía se encuentre entre 200 kW y 2500 kW, pueden elegir la condición que les convenga ser tratados. Cfr. ORMEÑO SALCEDO, Victor y VÁSQUEZ CORDANO, Arturo. *Mercados de capacidad y confiabilidad en el sector eléctrico. Aspectos conceptuales y experiencias internacionales*, Lima, OSINERGMIN, 2014, p. 32.

Los cables utilizados en la transmisión son de aluminio, aleaciones de aluminio y acero, y en menor medida cobre –con el inconveniente de ser más pesado–. Estas líneas de transmisión no se apagan y encienden. En ellas la electricidad fluye libremente como corriente directa o alterna⁵³.

Por eficiencia técnica, lo cual se traduce en ahorrar costos y reducir pérdidas, la transmisión eléctrica se realiza en voltajes elevados–alta y mediana tensión–. Estos voltajes varían entre 100 y 500 kilovoltios (en adelante, KV). Lo que al mismo tiempo genera una mayor eficiencia en el transporte, al requerir proporcionalmente menor volumen de cables.⁵⁴

Para fines de coordinar la contraprestación económica denominada peaje, las instalaciones de transmisión se clasifican en dos tipos: Sistema Principal de Transmisión y Sistema Secundario de Transmisión.⁵⁵

Como es importante que se mantenga un determinado nivel de tensión y frecuencia –resultante del balance de generación/consumo–, se requiere un ente que opere el sistema e integre en cada momento las actividades de generación con las de transmisión.⁵⁶

1.2.3. Operación del sistema eléctrico

El operador del sistema eléctrico es el ente encargado de coordinar la producción de las generadoras con la demanda y carga requerida –suma del consumo total de clientes–. Lo anterior se realiza con la finalidad de mantener estable el sistema de transmisión.⁵⁷

⁵³ Cfr. VÁSQUEZ, Arturo; VILCHES, Carlo y AURAZO, José. *Implementación de un mercado de capacidad en el mercado eléctrico peruano*, 2014 [ubicado el 01.I 2016]. Obtenido en http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/RAES/RAES-Electricidad-Diciembre-2014-OEE-OS.pdf

⁵⁴ Cfr. DIAZ AVILA, Johnnathan. *Evaluación del margen de reserva en el sector eléctrico peruano*, Tesis para optar el grado de Magíster en Regulación de Servicios Públicos, Lima, Pontificia Universidad Católica del Perú, 2011, pp. 43-45.

⁵⁵ IBIDEM, p. 48.

⁵⁶ Cfr. UNIVERSIDAD ESAN. *Análisis de barreras de entrada para la inversión en centrales hidroeléctricas*, Lima, OSINERGMIN, 2008, p. 47.

⁵⁷ Cfr. VERA, Rafael; PAREDES, Carlos y DEFILIPPI, Enzo. *Mercado eléctrico en el Perú. Balance de corto plazo y agenda pendiente*, Lima, Universidad de San Martín de Porres, 2013, p. 21.

Las funciones⁵⁸ del operador del sistema son: (i) observar la evolución de la carga requerida mediante indicadores, ordenando o no la producción; (ii) planificar el despacho de los generadores; (iii) corregir el volumen suministrado por los generadores en el momento de la ejecución del despacho.⁵⁹

Para el cumplimiento de estas funciones, el operador del sistema debe mantener plantas generadoras inoperativas, pero con disponibilidad de despachar dentro de los límites temporales requeridos por el sistema. Estos servicios se denominan servicios complementarios, son los que garantizan la confiabilidad del suministro eléctrico.⁶⁰ Entre los principales servicios complementarios se incluyen: (i) balance y regulación de la frecuencia –diferencia entre producción y consumo–; (ii) estabilidad de tensión; y (iii) arranque en cero –continuidad del suministro tras colapso–.

Estos servicios tienen carácter de bien público⁶¹, con lo cual su provisión privada mediante competencia en el mercado puede no ser eficiente económicamente. La demanda de estos servicios se centraliza en el operador del sistema. Por lo cual éste requiere con anticipación a los generadores dispuestos a brindarlos dentro de un denominado mercado de servicios complementarios. Los costos de estos servicios se prorratan entre los generadores del sistema.⁶²

⁵⁸ La siguiente identificación no es igual en algunos países –Bélgica, Francia y Honduras–, donde se ha dividido la operación económica y técnica del sistema en dos entidades: (a) el operador del mercado y (b) el operador independiente del sistema. Para mayor abundamiento en la caracterización comparada de los operadores de los sistemas eléctricos véase DE LA CRUZ SANDOVAL, Ricardo. *Remuneración a la potencia y composición del parque de generación eléctrica*, Tesis para optar el grado de Magíster en Economía Aplicada, Santiago de Chile, Universidad de Chile, 2010.

⁵⁹ CUADROS CORDERO, Antonio y LÓPEZ GONZALES, Gerardo. Análisis de condiciones de competencia en el mercado de generación eléctrica en el Perú, periodo 2010-2014, 2015 [ubicado el 25.IV 2016]. Obtenido en www.coes.org.pe/Portal/browser/download?url=Publicaciones/.pdf.

⁶⁰ Cfr. VERA, Rafael; PAREDES, Carlos y DEFILIPPI, Enzo. *Mercado eléctrico en el Perú. Balance de corto plazo y agenda pendiente*, Lima, Universidad de San Martín de Porres, 2013, p. 37.

⁶¹ Bien público es aquel cuya rivalidad en el consumo es baja y las posibilidades de excluir por medios físicos o legales de los beneficios a terceros es relativamente difícil. Cfr. BENITES ARRIETA, Gabriel. *Las asociaciones público privadas como mecanismos para el desarrollo de proyectos de infraestructura en el ámbito de los gobiernos locales*, Tesis para optar el grado de Magíster en Derecho de la Empresa con mención en Regulación de Negocios, Lima, Pontificia Universidad Católica del Perú, 2014, p. 22.

⁶² Cfr. VÁSQUEZ CORDANO, Arturo; GARCÍA CARPIO, Raúl; ORTIZ RUIZ, Humberto y CASTRO CISNEROS, Lady. *El aporte de OSINERGMIN a la investigación sobre la problemática del sector energético y minero*, Lima, OSINERGMIN, 2012, pp. 16-18.

1.2.4. Actividad de distribución eléctrica

La actividad de distribución eléctrica representa entre el 30% y el 50% del costo de la energía. Si bien el transporte de electricidad se realiza a través de los sistemas de transmisión y distribución, éste último se relaciona con los consumidores domésticos y la mayor parte de empresas denominados usuario final.⁶³

Esta actividad se realiza en un ámbito territorial exclusivo, el cual es concesionado.⁶⁴ Los consumidores acceden a la electricidad a través de las líneas de distribución por medio de instalaciones aéreas sujetas a soportes eléctricos o acometidas subterráneas. Por ello, las líneas de distribución operan con voltajes menores que las líneas de transmisión.⁶⁵

La distribución eléctrica “*se suele caracterizar como un monopolio natural porque existen economías de escala y densidad, ya que existe menor costo medio al incrementarse el número de usuarios por kilómetro cuadrado*”⁶⁶. Asimismo, las empresas distribuidoras realizan actividades de comercialización como atención al cliente, medición del consumo eléctrico, facturación y cobranza.⁶⁷

Las actividades del sector eléctrico se diferencian entre sí por el nivel de competencia que puede introducirse en cada una. Por ello, los esquemas regulatorios son diferentes para cada actividad. De un lado, existen ciertos segmentos energéticos que por sus características son monopolios naturales como la transmisión y distribución eléctricas. La intervención regulatoria estatal se configura desde un enfoque normativo cuyo objetivo es el interés público.⁶⁸

Por otra parte, en las actividades eléctricas de generación y comercialización, se pueden implementar mecanismos de competencia antes que regulación tarifaria. Este mecanismo busca mayor eficiencia al corto y largo plazo –cambio tecnológico y

⁶³ Cfr. DAMMERT; MOLINELLI y CARBAJAL. Op. Cit., p. 43.

⁶⁴ Cfr. VÁSQUEZ CORDANO, Arturo; TAMAYO PACHECO, Jesús; VILCHEZ CEBALLOS, Carlo y CHÁVEZ HUAMAN, Edison. *La regulación del sector energía*, Lima, OSINERGMIN, 2016, p. 18.

⁶⁵ Cfr. DAMMERT; GARCÍA y MOLINELLI, Op. Cit., p. 36.

⁶⁶ SARANGO. Op. Cit., p. 21.

⁶⁷ Cfr. OYANGUREN RAMIREZ, Fernando. *El comercializador como agente de competencia en el mercado eléctrico peruano*, Tesis para optar el grado de Magíster en Economía, Lima, Pontificia Universidad Católica del Perú, 2007, p. 29.

⁶⁸ Cfr. TAMAYO PACHECO, Jesús; SALVADOR JÁCOME, Julio; VÁSQUEZ CORDANO, Arturo y VILCHEZ CEVALLOS, Carlo (coordinadores). *La industria de la electricidad en el Perú. 25 años de aportes al crecimiento económico del país*, Lima, OSINERGMIN, 2016, pp. 31-32.

diversificación en la matriz—. Bajo el esquema de competencia, las empresas con nueva tecnología tienden a brindar mejor servicio y aminorar los precios. No obstante, los modernos esquemas regulatorios convienen en mecanismos que exigen a las empresas monopólicas incentivos de eficiencia similares a los que enfrentaría en condiciones de competencia.⁶⁹

1.3. Principales indicadores del mercado eléctrico peruano

1.3.1. Índices de la oferta eléctrica

De acuerdo con los datos del Censo del año 1993, los **coeficientes de electrificación** fueron: nacional 56.8%, urbano 77% y rural 7.7%. A su vez, con resultados del Censo del año 2007, se determinaron los siguientes valores: nacional 74.1%, urbano 89.1% y rural 29.5%.⁷⁰ Asimismo, la cobertura eléctrica del año 2012 consiguió los siguientes valores: nacional 87.1%, urbano 95.9% y rural 63.6%.⁷¹ Actualmente, según datos a julio-2017, la cobertura eléctrica alcanza el 91%.⁷²

En el periodo comprendido entre los años 2004 al 2013, el crecimiento promedio anual de la **potencia instalada** del mercado eléctrico fue de 6.9%. Esto debido al dinamismo otorgado por la creciente demanda y suministro del gas natural de Camisea en la costa central del país.⁷³ En este sentido, *“la potencia instalada térmica ha crecido a una tasa promedio anual de 11.7% mientras que la hidráulica a 1.8%. No obstante, en el mismo periodo, la potencia efectiva nacional fue 9 940 MW. Equivalente al 92% de la potencia instalada”*.⁷⁴

⁶⁹ TAMAYO; SALVADOR; VÁSQUEZ y VILCHEZ. Op. Cit., pp. 37-38.

⁷⁰ Cfr. QUINTANILLA ACOSTA, Edwin; VÁSQUEZ CORDANO, Arturo; GARCÍA CARPIO, Raúl; SALVADOR JÁCOME, Julio y OROSCO ZUMARÁN, David. *Acceso a la energía en el Perú. Algunas opciones de política*, Lima, OSINERGMIN, 2012, pp. 16-18.

⁷¹ Cfr. CHÁVEZ VALENCIA, Alex; DELGADO NARRO, Augusto; GUEVARA BALLÓN, Pedro; OLIVERA VALENTÍN, Herbert; SÁNCHEZ PISCOYA, Miguel; PÉREZ COAGUILA, Julio y otros. *El Perú en los indicadores mundiales*, 2^{da} edición, Lima, CEPLAN, 2014, pp. 41-42.

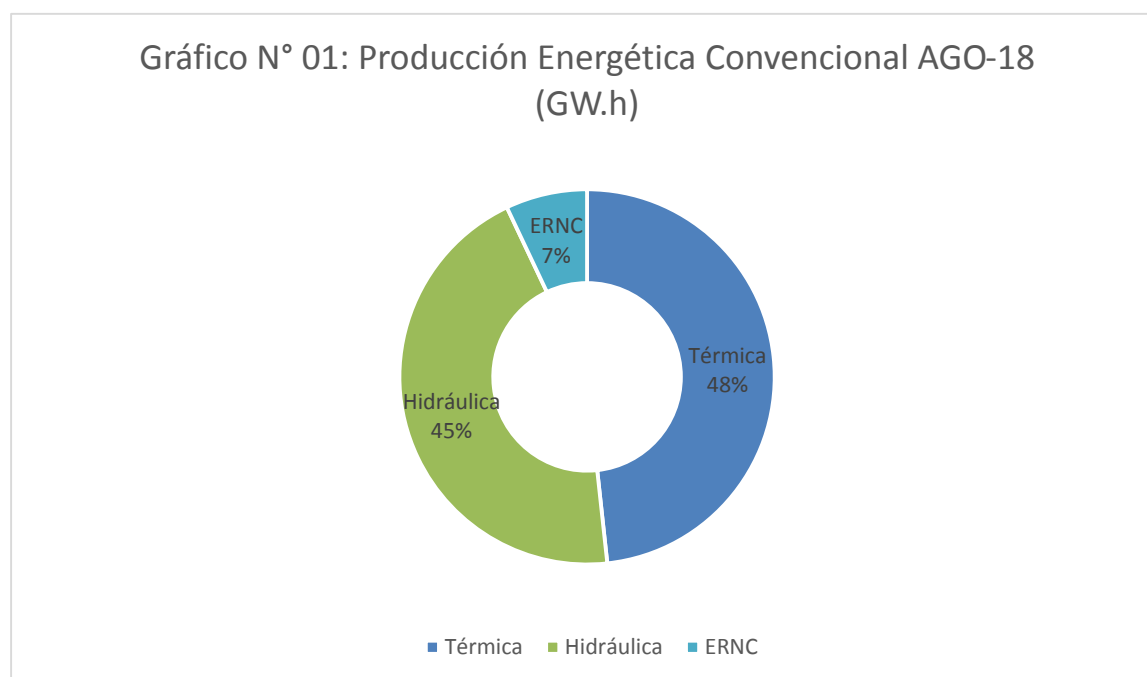
⁷² Cfr. VÁSQUEZ, Arturo; AGUIRRE, Carlos; GUEVARA, Ernesto y PHAN, Hai-Vu. *La escalera energética. Marco teórico y evidencias para el Perú*, 2017 [ubicado el 30.VII 2017]. Obtenido en http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/REAE/Osinergmin-GPAE-Analisis-Economico-001-2017.pdf.

⁷³ Cfr. TAMAYO, Jesús; VÁSQUEZ, Arturo; SALVADOR, Julio y GARCÍA, Raúl (coordinadores). *La industria del gas natural en el Perú. A diez años del proyecto Camisea*, Lima, OSINERGMIN, 2014, p. 29.

⁷⁴ Cfr. GAMBOA BALBÍN, Aída. *Diagnóstico 2013. Transparencia en el sector energético peruano*, Lima, DAR, 2013, p. 35.

En el año 2013, la **producción energética** ascendió a la cifra de 40 688 GW/h. Este crecimiento ocurrió debido a la dinámica ascendente de la economía peruana, la cual obtuvo una tasa de crecimiento anual –periodo 2004 al 2013– de 4.7%.⁷⁵ Como era predecible, este crecimiento de la producción energética fue liderado por la generación térmica, con una tasa promedio anual de 14.6%; mientras que la hidráulica solo registró un 2.7% de crecimiento.⁷⁶

Asimismo, para el mes de agosto de 2018, la producción energética convencional del SEIN ascendió a 3 925.01 GW.h, siendo liderada por energía térmica (2 038.2 GW.h) seguida por la energía hidráulica (1 886.79 GW.h)⁷⁷, conforme se evidencia en el Gráfico N° 01.



⁷⁵ Cfr. VÁSQUEZ, Arturo; ORTIZ, Humberto; CUEVA, Steven; PALACIOS, Héctor; CERVANTES, Guillermo y SAN ROMÁN, Alberto. *Mercado de capacidad y carga por confiabilidad. El caso de New England y la experiencia colombiana*, 2013 [ubicado el 25. V 2015]. Obtenido en http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Documentos_de_Trabajo/Documento-Trabajo-32.pdf.

⁷⁶ IBIDEM.

⁷⁷ COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL. *Boletín Mensual Agosto 2018*, 2018 [ubicado el 02.09.2018]. Obtenido en <http://www.coes.org.pe/Portal/Publicaciones/Boletines/>

Por su parte, la producción de las unidades de **autogeneración** fue de 2 690 GW/h en el año 2013. De ello, la generación térmica representó el 77% de la autogeneración⁷⁸. Esta tendencia seguirá en aumento, ya que las unidades de autoabastecimiento están relacionadas con algunos proyectos mineros y de explotación de hidrocarburos. Por lo cual, es lejana la posibilidad de integración de estos usuarios al SEIN⁷⁹.

1.3.2. Índices de la demanda eléctrica

Con respecto a la máxima **demanda** del SEIN, en el año 2013⁸⁰ aquella ascendió a 5 575 MW. Esto representó un crecimiento de 5.4% respecto de la máxima demanda del año anterior. Esto fue reflejo del incremento del equipamiento de los hogares e industria nacionales. La tasa de crecimiento anual en este rubro acumuló 6.5%.⁸¹ Por ello, en aquella última década, la máxima demanda acumuló un crecimiento total de 78%. Correlativamente, la cobertura de la máxima demanda por recurso energético, mostró una mayor participación del agua sobre el gas natural –50.5% y 45.5% respectivamente–⁸².

Asimismo, la máxima demanda mensual del SEIN al mes de agosto-2018 ascendió a 6 519.27 MW, lo cual representó una variación de 3.42% respecto del mes de agosto del 2017 (6 303.86 MW)⁸³.

Para el balance entre la oferta y demanda energética, el SEIN consiguió un 32% de margen de reserva. Lo cual representa una diferencia a favor del 3.0% al del 2012. Esto se explica por la expansión experimentada de la potencia efectiva (12.4%).⁸⁴ Examinando

⁷⁸ Cfr. GAMBOA BALBÍN, Aída. *Diagnóstico 2014. Transparencia en el sector energético peruano*, Lima, DAR, 2014, p. 30-31.

⁷⁹ IBIDEM, p. 35.

⁸⁰ Registrado el 11 de diciembre a las 20:15. Cfr. CHÁVEZ; DELGADO; GUEVARA; OLIVERA; SÁNCHEZ; PÉREZ y otros. Op. Cit., p. 55.

⁸¹ Cfr. TAMAYO, Jesús; VÁSQUEZ, Arturo; SALVADOR, Julio y GARCÍA, Raúl (coordinadores). *La industria del gas natural en el Perú. A diez años del proyecto Camisea*, Lima, OSINERGMIN, 2014, p. 25-26.

⁸² IBIDEM, p. 30.

⁸³ COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL. *Boletín Mensual Agosto 2018*, 2018 [ubicado el 02.09.2018]. Obtenido en <http://www.coes.org.pe/Portal/Publicaciones/Boletines/>

⁸⁴ Cfr. VERGARA, Walter; ALATORRE, Claudio y ALVES, Leandro. *Repensemos nuestro futuro energético*, 2014 [ubicado el 12.XI 2016]. Obtenido en https://publications.iadb.org/bitstream/handle/11319/5744/Repensemos_nuestro_futuro_energ_tico%20%283%29.pdf?sequence=4.

las cifras de la década anterior y tras dividirla en dos periodos, entre los años 2001 al 2008, la máxima demanda y la potencia efectiva crecieron a una tasa promedio anual de 6% y 2.5% respectivamente. Pero en el periodo 2009-2013, se produjo una reversión de la tendencia, determinándose un crecimiento de 6.5% y 9.1% respectivamente.⁸⁵ Previendo el alza de la demanda energética, el sector privado liberó las inversiones en capacidad de generación, aprovechando el suministro de gas natural en la zona centro del país, mostrando un mayor dinamismo.⁸⁶

Esta demanda energética contiene una tendencia creciente desde los últimos veinte años. Este crecimiento se basa principalmente por el desarrollo de proyectos mineros e industriales, la facilitación de inversiones, así como el desarrollo de las principales ciudades en las urbes.⁸⁷

En el 2014, la demanda eléctrica requirió 5 800 MW. Pero en proyecciones al 2025, con base del escenario de crecimiento del PBI de 4.5% y 6.5%, el rango de máxima demanda podría llegar a 9 500 MW y 12 300 MW. En un inicio, el crecimiento será mayor con tasas de 6.6%, para luego disminuir en espera de nuevos proyectos energéticos.⁸⁸

Lo anterior es consonante con el índice de electrificación, el cual alcanzará valores de cobertura cercanos al 100%⁸⁹. Esto se logrará mediante redes convencionales, instaladas en lugares de fácil acceso en el caso del área urbana. Además, para el sector rural y poblaciones alejadas, aumento de los índices de electrificación se realizará mediante sistemas fotovoltaicos off-grid⁹⁰.

Es evidente que el incremento de la demanda asociada a la energía solar, no será significativa con relación al crecimiento del mercado actualmente atendido. Sin embargo,

⁸⁵ CHÁVEZ; DELGADO; GUEVARA; OLIVERA; SÁNCHEZ; PÉREZ y otros. Op. Cit., pp. 37-38.

⁸⁶ IBIDEM, p. 38.

⁸⁷ Cfr. ALEJOS, Ricardo. *Proyecciones de la matriz energética al largo plazo*, Lima, CEPLAN, 2011, p. 62.

⁸⁸ Cfr. ALFARO MORI, Paola; APONTE FRETTEL, Reynaldo; ÁVILA ÁGREDA, Luis; CABRERA SOTO, Carlos; GÓMEZ ARIAS, Alejandro; MANSILLA ASTETE, Hernán y otros. *Plan bicentenario. El Perú hacia el 2021*, Lima, CEPLAN, 2011, p 40

⁸⁹ Nivel alcanzado luego de 130 años de operación del sistema eléctrico en el Perú. Cfr. VÁSQUEZ, Arturo; VILCHEZ, Carlo; CHÁVEZ, Edison y CHÁVEZ, Thais. *El mercado mundial de la electricidad*, 2015 [ubicado el 04.X 2016]. Obtenido en http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Documentos_de_Trabajo/Documento-Trabajo-40.pdf.

⁹⁰ Cfr. MASA BOTE, Daniel. *Contribución a la integración de sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica. Recurso solar y predicción de generación*, 2014 [ubicado el 22.III 2016]. Obtenido en http://oa.upm.es/29110/1/DANIEL_MASA_BOTE.pdf.

ello debe ser entendido como consecución de una política de acceso a la energía. La cual provee sostenibilidad a las reformas energéticas.⁹¹

⁹¹ Cfr. HUSSON, Gustavo; SANTAGOSTINO, Giulio; GOMEZ, Roberto y MONFREDINI, Gabriele. *Estudio de la máxima capacidad de generación no convencional (eólica y solar fotovoltaica) a ser instalada en el SEIN*, 2015 [ubicado el 18.III 2016]. Obtenido en http://www.coes.org.pe/Portal/browser/download?url=Planificaci%C3%B3n/Estudio%20para%20Nuevos%20Proyectos/Estudio%20de%20m%C3%A1xima%20capacidad%20de%20Generaci%C3%B3n%20No%20Convencional/ESC_150810-133_Inf-Resumen%20de%20Resultados_Capacidad_Max-RER.PDF.

CAPÍTULO 2:

GENERACIÓN ELÉCTRICA CON ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES (ERNC)

2.1 Instrumentos normativos internacionales sobre las ERNC

2.1.1 Acuerdos internacionales de carácter instrumental

Desde finales del siglo XIX, se plasmaron los primeros acuerdos internacionales de carácter ambiental. Estos consistieron en tratados sobre la protección de ciertos recursos naturales como los pesqueros, la fauna y flora y los cursos de aguas internacionales. Como es evidente, aquellos pretendían una perspectiva utilitarista de la problemática, es decir, su único objetivo fue el mantenimiento de especies apreciables con un valor económico.⁹²

Sirven como ejemplos de lo dicho anteriormente, el Convenio firmado entre Francia y Gran Bretaña, en 1867, relativo a la Pesca; la Convención Africana de 1900 destinada a asegurar la conservación de diversas especies animales en estado salvaje en África, el cual aseguró la protección y la conservación de la vida silvestre en las colonias africanas; la Convención de 1902 para la protección de aves útiles en la agricultura y el Tratado de aguas fronterizas entre Estados Unidos y Canadá de 1902.⁹³

Posteriormente, en la primera mitad del siglo XX, se produjo un conflicto ambiental el cual fue dirimido ante un Tribunal Arbitral. La decisión de este último sentó las bases para el desarrollo de dos de los principios fundamentales del derecho internacional del medio ambiente⁹⁴. El Tribunal Arbitral sostuvo que de acuerdo al derecho internacional “Ningún

⁹² CALDERÓN, Álvaro (coordinador). *La Unión Europea y América Latina y el Caribe ante la nueva coyuntura económica y social*, Santiago de Chile, CEPAL, 2015, p. 17-18.

⁹³ LUDEÑA, Carlos; SÁNCHEZ, Leonardo; SAMANIEGO, Joseluis; DE MIGUEL, Carlos; PEREIRA, Mauricio; MARTÍNEZ, Karina y otros. *La economía del cambio climático en el Perú*, Lima, BID, 2014. p. 25.

⁹⁴ Se trata de una controversia entre los Estado Unidos y Canadá por la emisión de azufre originada en la fundición de Trail, situada en la provincia de la Columbia Británica (Canadá). Aquella causaba daños en el Estado de Washington (EE. UU). A consecuencia de este incidente, se postularon los principios

estado tiene el derecho de utilizar su territorio o permitir que sea utilizado de tal forma que cause daños por humos en el territorio de otro estado o a la propiedad o a las personas, cuando cause serias consecuencias y el daño pueda establecerse con evidencias claras y convincentes”.

Por otra parte, tras la II Guerra Mundial, se adoptó la Carta Fundacional de las Naciones Unidas. Aunque aquella no adoptó disposiciones sobre la protección del medio ambiente o de los recursos naturales; sin embargo, entre los objetivos de la Organización de las Naciones Unidas (en adelante, la ONU) se incluyó la cooperación internacional para solucionar problemas de carácter económico, social, cultural o humanitario⁹⁵. El planteamiento de estos objetivos sirvió de apoyo para las actividades ambientales posteriormente desarrolladas por ONU.

En ese sentido, desde la fundación de la ONU hasta la celebración de la Conferencia de Estocolmo, se crearon una serie de organismos internacionales con ciertas funciones de carácter ambiental y conservacionista⁹⁶. Entre estos organismos se encuentra la Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (FAO) y la Organización de las Naciones Unidas para la Educación, la Ciencia y la Cultura (UNESCO). Asimismo, la ONU convino sobre instrumentos jurídicos a nivel global y regional, los cuales se dirigieron tanto al control de fuentes de contaminación concreta, así como a la conservación en general.⁹⁷

2.1.2 Desde la Conferencia de Estocolmo hasta la Conferencia de Río

Con la fundación de la ONU surgió un ordenamiento jurídico para la protección del medio ambiente –a nivel regional e internacional– y una serie de organizaciones internacionales la cuales abordaban problemáticas ambientales. Sin embargo, aquellos Acuerdo e Instituciones se desarrollaron de forma desintegrada y no coordinada, lo cual impidió el

de Prevención Ambiental y Precautorio ante Daños. Cfr. ZONINSEIN, Leonora; CESANO, Daniel y RUSSELL, Jarrod. *Economía Verde*, Lima, Soluciones Prácticas, 2014, p. 31-32.

⁹⁵ Cfr. AUTERE, Kati; PIGA, Davide; PESHAVARIA, Roshni; MWONE, Monica; TURNER, Mia; NDETI, Stephen y otros. *Semillas de conocimiento. Aportando soluciones para el cambio climático*, Nairobi, PNUMA, 2012, pp. 15-16.

⁹⁶ AUTERE; PIGA; PESHAVARIA; MWONE; TURNER; NDETI y otros. Op. Cit, pp. 20-21.

⁹⁷ Cfr. DERECHO, AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES. *Perú. Informe alternativo 2012. Sobre el cumplimiento del Convenio 169 de la OIT*, Lima, DAR, 2012, pp. 14-16.

desarrollar una estrategia coherente para proteger de manera efectiva el medio ambiente.⁹⁸

Además de lo anterior, la catástrofe ecológica ocurrida con el naufragio del buque petrolero Torrey Canyon. Lo cual condujo a la marea negra de 1967, en las costas de Francia, Inglaterra y Bélgica. En razón de ello, con las evidencias palmarias de la degradación del medio ambiente, los gobiernos mostraron su predisposición a cooperar para afrontar el reto ambiental mundial.

Por ello, la Asamblea General de las Naciones Unidas convocó a la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Medio Humano (CNUMH) en diciembre de 1968⁹⁹. Aquella se celebró en Estocolmo, del 5 al 16 de junio de 1972. A ella asistieron 114 Estados, además de instituciones internacionales y observadores no gubernamentales. El Informe Final de la Conferencia de Estocolmo fue analizado por la Asamblea General de la ONU, en su vigésima séptima Sesión¹⁰⁰. En esta Sesión se adoptaron una serie de resoluciones, entre aquellas de importancia para el presente estudio se encuentran las resoluciones 2997 a 3004. Estas últimas trataron materias referidas a los mecanismos institucionales y financieros para la cooperación internacional en materia de medio ambiente, incluyendo la creación del Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente¹⁰¹.

En definitiva, la Conferencia de Estocolmo estableció el escenario para la ejecución de acciones posteriores e influyó en el desarrollo de mecanismos jurídicos e institucionales. A su vez, en el período entre la Conferencia de Estocolmo y la Conferencia de Río, se crearon nuevas organizaciones internacionales dedicadas a la protección del medio ambiente y se incrementaron los esfuerzos por parte de las instituciones existentes para tratar temas relacionados con la protección del medio ambiente.¹⁰²

No solo se produjeron avances a nivel institucional, sino también se establecieron nuevas normas de protección ambiental. Lo anterior se logró a través de la firma de Tratados, el desarrollo de nuevas técnicas y tecnologías para la aplicación de los estándares

⁹⁸ Cfr. FERRO, Gustavo y LENTINI, Emilio. *Políticas tarifarias para el logro de los Objetivos de Desarrollo del Milenio. Situación actual y tendencias regionales recientes*, Santiago de Chile, CEPAL, 2013, p. 17.

⁹⁹ Cfr. SAMANIEGO, Joseluis y SCHNEIDER, Heloísa. *Financiamiento para el cambio climático en América Latina en 2013*, Santiago de Chile, CEPAL, 2015, pp. 24-25.

¹⁰⁰ IBIDEM, p. 29-30.

¹⁰¹ AUTERE; PIGA; PESHAVARIA; MWONE; TURNER; NDETI y otros. Op. Cit, pp. 20-21, pp. 35-36.

¹⁰² LUDEÑA; SÁNCHEZ; SAMANIEGO; DE MIGUEL; PEREIRA; MARTÍNEZ y otros. Op. Cit., pp. 29-31.

ambientales –incluyendo la evaluación del impacto ambiental– y propugnando el acceso a la información¹⁰³. Por lo cual se produjo la integración formal de la relación medio ambiente-desarrollo, en particular la relación entre el comercio internacional y la ayuda al desarrollo.¹⁰⁴

En el periodo post Conferencia de Estocolmo, se adoptaron una serie de Tratados de potencial aplicación global fuera del ámbito del Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente. Aunque se enmarcaron dentro del sistema de las Naciones Unidas, aquellos Tratados abarcaron diferentes problemáticas¹⁰⁵, como el vertido de residuos al mar (Convenio de Londres de 1972), la contaminación producida desde los buques (MARPOL 73/78), el comercio de especies amenazadas (CITES 1973) y la protección del patrimonio cultural de la humanidad (Convención sobre el Patrimonio Mundial de la Humanidad de 1972). Pero, el documento de mayor interés adoptado en dicho periodo fue el Convenio de Naciones Unidas de Derecho del Mar (CONVEMAR).¹⁰⁶

En igual sentido, en el periodo de análisis se sucedieron una serie significativa de acciones regionales. Entre las más importante se señala la creación de normas de protección ambiental en el seno de la Comunidad Europea y la creación de un Comité de Medio Ambiente en el seno de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE).¹⁰⁷

Por otro lado, en aquella época se comenzó a establecer reglas sobre la cooperación ambiental y la conducta a seguir en el marco de la ayuda al desarrollo entre países desarrollados y países en desarrollo como por ejemplo ocurrió en el Convenio de Lomé, de 1979¹⁰⁸.

De forma semejante, en 1971, el Acuerdo General sobre Aranceles Aduaneros y Comercio (GATT) definió un grupo de representantes para diseñar Medidas Ambientales

¹⁰³ Cfr. CORONADO, Harold; JAIME, Haider y GAMBÁ, Paloma. *Crecimiento bajo en carbono. Políticas en Bolivia (Estado Plurinacional de), Colombia, Nicaragua y el Perú*, Santiago de Chile, CAPAL, 2014, p. 19-21.

¹⁰⁴ IBIDEM, p. 23.

¹⁰⁵ SAMANIEGO y SCHNEIDER. Op. Cit., p. 33.

¹⁰⁶ STUMPO, Giovanni (coordinador). *La inversión extranjera directa en América Latina y el Caribe*, Santiago de Chile, CEPAL, 2015, pp. 17-18.

¹⁰⁷ IBIDEM, p. 25.

¹⁰⁸ BÁRCENA, Alicia (coordinadora). *Financiamiento para el desarrollo en América Latina y el Caribe. Un análisis estratégico desde la perspectiva de los países de renta media*, 2015 [ubicado el 13.VIII 2016]. Obtenido en <https://www.cepal.org/es/publicaciones/37767-financiamiento-desarrollo-america-latina-caribe-un-analisis-estrategico-la.es.pdf>.

y Comercio Internacional. Dicho grupo no se reunió sino hasta 1991, cuando surgieron controversias en torno a temas ambientales tales como la cuestión de si era justificable la adopción de restricciones unilaterales al comercio en aras de la protección ambiental¹⁰⁹.

A su vez, el Banco Mundial y los bancos de desarrollo regional comenzaron a integrar las consideraciones ambientales en los procesos de concesión de créditos. En 1991, el Banco Mundial, el PNUMA y el Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) establecieron el Fondo Mundial para el Medio Ambiente (GEF)¹¹⁰. Esto ocurrió con el objeto de dotar de recursos financieros a aquellos proyectos que representan un beneficio para los bienes que son patrimonio común de la humanidad¹¹¹.

2.1.3 Desde la Conferencia de Rio hasta la Conferencia de Johannesburgo

No cabe duda que la Comisión Mundial sobre Medio Ambiente y Desarrollo fue una de las iniciativas de mayor impacto ambiental del siglo XX. Aquella fue establecida en 1983, por la Asamblea General de las Naciones Unidas. El trabajo final de esta Comisión consistió en el Informe Brundtland, en cual fue publicado en 1987, con el título “Nuestro Futuro Común”¹¹². Este Informe definió el desarrollo sostenible como “*aquél que satisface las necesidades de las generaciones actuales sin comprometer la posibilidad de las generaciones futuras a satisfacer las suyas*”¹¹³, con una adecuada relación de los aspectos sociales, ambientales y económicos.¹¹⁴

En diciembre de 1987, la Asamblea General de la ONU, considerando el Informe Brundtland, realizó un llamamiento para celebrar una Conferencia de Naciones Unidas sobre Medio Ambiente y Desarrollo (en adelante, CNUMAD). Por ello, en diciembre de

¹⁰⁹ ZONINSEIN; CESANO y RUSSELL. Op. Cit., pp. 36-37.

¹¹⁰ Cfr. GÓMEZ, Juan; JIMÉNEZ, Juan y MORÁN, Dalmiro. *El impacto fiscal de la explotación de los recursos naturales no renovables en los países de América Latina y el Caribe*, Santiago de Chile, CEPAL, 2015, pp. 48-49.

¹¹¹ IBIDEM, p. 52.

¹¹² Este sirvió de impulsor para los cinco instrumentos adoptados en la Conferencia de Río, los que posteriormente se especificarán. Cfr. KOZULJ, Roberto (coordinador). *Energía. Una visión sobre los retos y oportunidades en América Latina y el Caribe. Marco institucional y análisis de la regulación*, Santiago de Chile, CAF, 2013, pp. 19-20.

¹¹³ LUDENA; SÁNCHEZ; SAMANIEGO; DE MIGUEL; PEREIRA; MARTÍNEZ y otros. Op. Cit., pp. 31-32.

¹¹⁴ IBIDEM, p. 33.

1988, a través de la Resolución 44/228 de la Asamblea General, se convocó a dicha Conferencia, la cual se celebró, en junio de 1992, en Río de Janeiro¹¹⁵.

El propósito de la CNUMAD fue elaborar estrategias y medidas para detener e invertir los efectos de la degradación ambiental. Esto dentro del contexto de los esfuerzos dirigidos a promover un desarrollo sostenible y ambientalmente equilibrado, realizados tanto en el plano internacional como nacional. A esta Conferencia asistieron representantes de 176 Estados, 50 organizaciones intergubernamentales, miles de Organismos No Gubernamentales (en adelante, ONG) y además del sector privado empresarial¹¹⁶.

Posteriormente, la Asamblea General de las Naciones Unidas adoptó cinco Resoluciones para el seguimiento de la CNUMAD. Una de estas Resoluciones estableció un Comité negociador para elaborar una Convención relativa a la desertificación y la sequía. Otra de estas Resoluciones convocó a una Conferencia sobre el desarrollo sostenible de los pequeños estados insulares. Una tercera Resolución aprobó las notas del Informe de la CNUMAD, la Declaración de Río y los Principios sobre Bosques. Para esto último realizó un llamamiento para realizar el seguimiento de la aplicación de todos los compromisos acuerdos y recomendaciones efectivas. La cuarta Resolución estableció un nuevo mecanismo institucional para el seguimiento de la CNUMAD, incluyendo la Comisión de Desarrollo Sostenible y, finalmente, la última Resolución, convocó a una Conferencia sobre especies transzonales y altamente migratorias.¹¹⁷

Además de los acontecimientos antes descritos, durante el mismo año y de conformidad con el mandato de Agenda 2114, la Asamblea General y el Consejo Económico y Social de las Naciones Unidas, establecieron la Comisión de Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas (en adelante, CDS). Posteriormente, en 1994, se firmó el Convenio de las Naciones Unidas de Lucha contra la Desertificación. En ese periodo, Barbados fue el escenario de la conferencia sobre el desarrollo sostenible de los pequeños estados

¹¹⁵ Cfr. VÁSQUEZ, Arturo; VILCHES, Carlo; MIRANDA, Carlos; SALAZAR, Carlos; AURAZO, José y ESQUIVEL, Daphne. *El uso de los recursos energéticos renovables no convencionales y la mitigación del cambio climático en el Perú*, 2014 [ubicado el 15.V 2015]. Obtenido en http://www.osinergmin.gob.pe/newweb/pages/Publico/cop20/ebook/RAES-electricidad/pages/RAES-Electricidad-Noviembre_2014-OEE-OS-25_nov.pdf.

¹¹⁶ IBIDEM.

¹¹⁷ KOZULJ. *Energía. Una visión (...)* Op. Cit., pp. 23-25.

insulares. Por último, en el año de 1995, se aprobó el Convenio sobre especies transzonales y altamente migratorias.¹¹⁸

Otra de las recomendaciones de la Conferencia de Río es aquella dirigida a impulsar la creación de Comisiones Nacionales de Desarrollo Sostenible y la elaboración de Estrategias de Desarrollo Sostenible a nivel nacional. Las Comisiones Nacionales fueron mecanismos destinados a operativizar los acuerdos arribados en la Conferencia de Río, facilitando así la consecución de un desarrollo sostenible a nivel nacional y local. El éxito de esta medida se debió a la participación de grupos de la sociedad civil y de la comunidad, pues se entendió que la consecución del desarrollo sostenible compete a todos y requiere del compromiso responsable de todos los sectores involucrados.¹¹⁹

En 1997 se celebró la Conferencia Río +5, también denominada II Cumbre de la Tierra. Su convocatoria se realizó durante la sesión especial de la Asamblea General de Naciones Unidas celebrada en Nueva York, con la finalidad de ejecutar el seguimiento de los acuerdos adoptados en la Conferencia de Río.¹²⁰

En esta II Cumbre de la Tierra se adoptó un Programa para la Aplicación de Agenda 21, en la cual se incluyó el programa de trabajo de la CDS hasta el año 2002, año en el cual se preveía una evaluación de los 10 años transcurridos desde la Conferencia de Río de 1992¹²¹. El referido Programa tuvo como temas principales, para este segundo período de sesiones de la CDS, la pobreza y los modelos de producción y consumo. Por ello, el Programa enfatizó la interdependencia entre el desarrollo económico y social y la protección del medio ambiente y su papel como elementos del desarrollo sostenible.¹²²

En septiembre de 2000, en la Cumbre del Milenio de las Naciones Unidas, los líderes del mundo acordaron establecer objetivos y metas mensurables, con plazos definidos, para combatir la pobreza, el hambre, las enfermedades, el analfabetismo, la degradación del

¹¹⁸ KOZULJ. *Energía. Una visión (...)* Op. Cit., p. 26.

¹¹⁹ VÁSQUEZ, Arturo; VILCHES, Carlo; CHÁVEZ, Edison y CHÁVEZ, Thais. *Las energías renovables en el mundo*, 2016 [ubicado el 26.III 2015]. Obtenido en http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/RAES/RAES-Electricidad-Octubre-2016-GPAE-OS.pdf.

¹²⁰ IBIDEM.

¹²¹ VÁSQUEZ, Arturo; ORTIZ, Humberto; CUEVA, Steven; SALAZAR, Carlos y SAN ROMÁN, Alberto. *Energías renovables. Panorama Actual*, 2012 [ubicado el 25.VI 2014]. Obtenido en http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/RAES/RAES_Electricidad_Diciembre_2012_OEE.pdf.

¹²² IBIDEM.

ambiente y la discriminación contra la mujer; estos fueron denominados los Objetivos del Milenio.¹²³

Finalmente, en diciembre de 2000, la Asamblea General de Naciones Unidas adoptó la Resolución 55/19916 por la que se decidió organizar en el 2002, a nivel de reunión de Cumbre, el examen decenal de los progresos logrados en la aplicación de los resultados de la CNUMAD, con la finalidad que la comunidad mundial consolidara su compromiso con el desarrollo sostenible¹²⁴. Esta reunión, denominada Cumbre Mundial de Desarrollo Sostenible, se celebró en Johannesburgo del 26 de agosto al 4 de septiembre de 2002. Los objetivos principales de esta Cumbre Mundial de Desarrollo Sostenible fueron por un lado realizar un balance de los objetivos conseguidos desde 1992 haciendo un examen de los progresos logrados en la aplicación de los resultados de la Conferencia de Río, e identificando nuevas medidas para aplicarlos de forma efectiva; por otra parte, identificar áreas donde se requerían más esfuerzos; para con ello ejecutar decisiones orientadas a la acción y alcanzar compromisos que permitieran la consecución de un desarrollo sostenible en todo el planeta.¹²⁵

Los resultados de la Conferencia de Johannesburgo no afectaron la validez de Agenda 21. En mayor medida, reafirmaron los textos adoptados en la Conferencia de Río, haciendo un llamamiento para la atención prioritaria en la aplicación y cumplimiento de los acuerdos internacionales de medio ambiente por las partes contratantes y a la coordinación entre las secretarías de los acuerdos multilaterales de medio ambiente.¹²⁶

2.1.4 COP 20 y el Acuerdo de París

Con fecha del 01 al 12 de diciembre de 2014, se celebró la COP 20, en el ámbito de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC). Dicha conferencia se realizó en la ciudad de Lima-Perú. Esta plataforma de debates, sirvió de instrumento para los acuerdos a ser adoptados en la COP 21 de París. Entre los

¹²³ FERRO y LENTINI. Op. Cit., p. 24.

¹²⁴ VÁSQUEZ, Arturo; VILCHES, Carlo; CHÁVEZ, Edison y CHÁVEZ, Thais. *Las energías renovables en el mundo*, 2016 [ubicado el 26.III 2015]. Obtenido en http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/RAES/RAES-Electricidad-Octubre-2016-GPAE-OS.pdf.

¹²⁵ GÓMEZ, JIMÉNEZ y MORÁN. Op. Cit., pp. 50.

¹²⁶ IBIDEM, p. 51.

resultados más relevantes, a efectos de este estudio, se encuentran: (i) el financiamiento otorgado por el Banco Interamericano de Desarrollo por USD 750 millones, para la construcción del proyecto de Línea 2 del Metro de Lima; (ii) el establecimiento el “Plan Nacional de Energía al 2025” el cual determina alcanzar el 60% en energías renovables; (iii) el financiamiento de inversiones privadas a través de los “bonos de carbono” para proyectos de reforestación, como la del Parque Nacional Cordillera Azul, (iv) la “Declaración de la Alianza del Pacífico sobre el Cambio Climático” suscrita entre los presidentes de Chile, Colombia, México y Perú, cuyo eje central es el cambio climático, favoreciendo el desarrollo sostenible con crecimiento económico, inclusión social y reducción de la pobreza.¹²⁷

Por otra parte, en diciembre de 2015 se realizó la 21° Conferencia de las Partes sobre Cambio Climático en París (Francia), en donde 195 países establecieron acuerdos respecto de la mitigación del cambio climático y la necesidad de mantener el incremento de la temperatura global muy por debajo de los 2° C.¹²⁸

Entre los principales puntos de esta cumbre destaca que los 195 países se comprometieron a gestionar la transición hacia una economía baja en carbono. Asimismo, de los 189 países que presentaron sus propuestas de contribuciones previstas y determinadas a nivel nacional, 147 mencionaron las energías renovables como instrumento para reducir sus emisiones. También se concretizó el apoyo financiero por parte de los países desarrollados por US\$ 100 000 millones anuales como mínimo a partir de 2020; dicha suma serviría como apoyo financiero en la lucha contra el cambio climático de los países en desarrollo. Finalmente, se estableció que todos los países deberían comunicar cada cinco años sus contribuciones a la reducción de emisiones.¹²⁹

Como es evidente, el Derecho Internacional del Medio Ambiente continúa desarrollándose y sus ámbitos son cada vez más amplios. Así, por ejemplo, cada vez se descubren más relaciones entre las cuestiones relativas a la protección del medio

¹²⁷ MINISTERIO DEL AMBIENTE. *COP20 Ambición para la acción. El espíritu de Lima inspiró el éxito*, 2014. [ubicado el 12.IV.2015]. Obtenido en http://www.minam.gob.pe/somoscop20/wp-content/uploads/sites/81/2015/04/dossier_bajas_final-1.pdf

¹²⁸ Cfr. VÁSQUEZ CORDANO, Arturo; TAMAYO PACHECO, Jesús y SALVADOR JÁCOME, Julio (coordinadores). *La industria de la energía renovable en el Perú. 10 años de contribuciones a la mitigación del cambio climático*, Lima, OSINERGMIN, 2017, p. 76.

¹²⁹ IBIDEM, p. 77.

ambiente y aquéllas relativas al desarrollo y a la economía, planteando mayores retos a la comunidad económica internacional.

2.2 Marco legal nacional de las ERNC

En Perú, el primer hito normativo respecto de ERNC es la Ley N° 28546, Ley de promoción y utilización de recursos energéticos renovables no convencionales en zonas rurales, aisladas y de frontera del país¹³⁰. La referida norma no representó mayor impacto en el ordenamiento jurídico pues, además de su falta de implementación reglamentaria, no contribuyó realmente al cambio de la matriz energética del Perú. En ese sentido, no cumplió su propio objetivo, el cual fue “(...) *promover el uso de las energías renovables no convencionales para fines de electrificación, con el fin de contribuir al desarrollo integral de las zonas rurales, aisladas y de frontera del país, así como mejorar la calidad de vida de la población rural y proteger el medio ambiente.*”¹³¹

Por el contrario, tras el fallido intento de la norma anterior, el 02 de mayo de 2008 se publicó en el Diario Oficial “El Peruano” el Decreto Legislativo N° 1002, Decreto Legislativo de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables (en adelante, D. Leg. 1002), el cual estableció los parámetros básicos para que las tecnologías productoras de “energías limpias” formen parte del parque generador eléctrico.

Como se evidencia de la redacción de artículo 1 del D. Leg. 1002, el objeto de esta norma es “(...) *promover el aprovechamiento de los Recursos Energéticos Renovables (RER) para mejorar la calidad de vida de la población y proteger el medio ambiente, mediante la promoción de la inversión en la producción de electricidad*”¹³².

De conformidad con la Primera Disposición Complementaria del D. Leg. 1002, dicha norma se encuentra vigente desde el día siguiente de su publicación. En ese sentido, concordándose con el segundo párrafo del artículo 1, el D. Leg. 1002 se ha aplicado a la

¹³⁰ La Ley N° 28546 fue publicada el 16 de junio de 2005 en el Diario Oficial “El Peruano”. El Reglamento de esta Ley no fue emitido a pesar de que la Primera Disposición Complementaria y Final dispuso que el Poder Ejecutivo lo elaboraría en un plazo de noventa días.

¹³¹ Artículo 1 de la Ley N° 28546.

¹³² Artículo 1 del D. Leg. 1002.

actividad de generación de electricidad con recursos energéticos renovables los cuales hayan entrado en operación comercial a partir del 03 de mayo de 2008.¹³³

En la misma línea, en atención a la Tercera Disposición Complementaria del D. Leg. 1002, se emitió un primer reglamento de la norma¹³⁴; sin embargo, aquel fue derogado por el Decreto Supremo N° 012-2011-EM, el cual aprobó el nuevo Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables¹³⁵ (en adelante, el Reglamento DL 1002), vigente hasta la actualidad. Posteriormente, se han expedido normas de rangos inferiores los cuales permiten aplicar el esquema introducido por el D. Leg. 1002¹³⁶.

Cabe precisar que se ha diseñado un esquema de promoción de las ERNC a efectos de hacer atractivos estos negocios a través del sistema de subastas. Por ello, se ha generado un mercado atractivo para este tipo de inversiones que, de otro lado, no despegarían en un mercado poco desarrollado como el peruano. Como se evidenciará en los siguientes acápite, la participación de las unidades RER en el despacho y en las transferencias del COES es prácticamente obligatoria para que los negocios sean viables.

En lo sucesivo, se detallarán las características de mayor relevancia de la normativa vigente que regula la generación eléctrica con recursos energéticos renovables.

2.2.1 Definición establecida en el D. Leg 1002 y su Reglamento¹³⁷

Un primer aspecto de la normativa en cuestión es la denominación empleada. Como se evidencia del artículo 3¹³⁸ del D. Leg. 1002 y del inciso 1.26¹³⁹ del artículo 1 del

¹³³ Cfr. ALEJOS, Op. Cit., p. 38.

¹³⁴ El referido Reglamento se aprobó por medio del Decreto Supremo N° 050-2008-EM, publicado en el Diario Oficial “El Peruano” el 02 de octubre de 2008.

¹³⁵ El Decreto Supremo N° 012-2011-EM fue publicado en el Diario Oficial “El Peruano” el 23 de marzo de 2011.

¹³⁶ Cfr. MENDIOLA; ACUÑA; CAMPOS; MORENO; SALINAS y AGUIRRE, Op. Cit., p. 26.

¹³⁷ Cfr. ORMEÑO SALCEDO, Víctor y MENDOZA GACON, Jaime; MITMA RAMIREZ, Riquel y URBINA RODRÍGUEZ, Robert. *Generación eléctrica con recursos energéticos renovables no convencionales en el Perú*, Lima, OSINERGMIN, 2014., pp. 23-25.

¹³⁸ “Artículo 3.- Recursos Energéticos Renovables (RER)
Para efectos del presente Decreto Legislativo, se entiende como RER a los recursos energéticos tales como biomasa, eólico, solar, geotérmico y mareomotriz. Tratándose de la energía hidráulica, cuando la capacidad instalada no sobrepasa de los 20 MW.”

¹³⁹ “Artículo 1.- Definiciones
(...)”

Reglamento DL 1002, la definición de recursos energéticos renovables se identifica con los supuestos a los que son aplicables. Sin embargo, no se considera acertada la denominación acogida en la normativa, puesto que si bien acota aquellas energías comprendidas en el supuesto de hecho (biomasa, eólico, solar, geotérmico y mareomotriz), la propia definición comprendería la energía proveniente de la hidráulica al ser una de tipo renovable.

En consecuencia, el D. Leg. 1002 supera la contradicción identificada con el establecimiento de una capacidad instala la cual no sobrepase los 20 MW. En ese sentido, si la estación de generación eléctrica es igual o menor a 20 MW de capacidad instala entonces es considerada una minihidráulica siendo regulada por el D. Leg. 1002 y su Reglamento, pero si planta de generación supera dicho tope capacitivo entonces se regulará conforme a la LCE y el RLCE.

Por esta razón, se considera que la denominación “energías renovables no convencionales” (ERNC) -empleada en el Ley N° 28546- define con mayor precisión este tipo de energías, a diferencia del término “recursos energéticos renovables”. A efectos de este estudio, se utilizarán ambos términos como equivalentes, con la atinencia antes descrita.

Asimismo, la normativa reseñada identifica los supuestos de ERNC¹⁴⁰:

- a) **Biomasa:** aquellos recursos provenientes de residuos forestales, ganaderos, agrícolas o de cultivos energéticos, ya sea a través de la combustión directa o de procesos intermedios de transformación como el bioalcohol, el biogás y otros.
- b) **Eólico:** tipo de energía el cual surge de la transformación de la energía cinética del viento en energía eléctrica a través de aerogeneradores.
- c) **Solar:** son aquellos recursos los cuales aprovechas la radiación solar mediante su transformación directa o indirecta en energía eléctrica, estos pueden ser solar fotovoltaica o solar térmico.

1.26 RER: Recursos Energéticos Renovables, conforme a lo establecido en el artículo 3 de la Ley. Toda generación con RER tiene prioridad en el despacho diario de carga que efectúa el COES, para lo cual se le considerará con costo variable de producción igual a cero (0), independientemente si el Generador RER es Adjudicatario o no.”

¹⁴⁰ Cfr. ALTOMONTE, Hugo (coordinador). *Las energías renovables no convencionales en la matriz de generación eléctrica. Tres estudios de caso*, Santiago de Chile, CEPAL, 2017, pp. 12-13.

- d) **Geotérmico**: recurso consistente en el aprovechamiento del calor de yacimientos de agua subterránea a baja, media o alta temperatura o bien de roca caliente seca para la obtención de agua caliente o vapor.
- e) **Mareomotriz**: recurso derivado de la transformación de la fuerza de las mareas oceánicas (energía cinética) en energía eléctrica.
- f) **Hidráulica** (igual o menor a 20 MW): es aquel recurso que aprovecha la fuerza de las caídas de agua para transformar su energía cinética en energía eléctrica.

A pesar de la identificación *numerus clausus* propuesto por la normativa, existen una variedad de ERNC, como por ejemplo la energía eólica *offshore*, láser de combustión carbónica, bacterias de excreción petrolífera, entre otras¹⁴¹.

2.2.2 Adjudicación a través del mecanismo de subastas

Con periodicidad bianual, en el mes de agosto, el MINEM evalúa la necesidad de convocar a una subasta a efectos de que las unidades generadoras de energía con RER, participen en el consumo nacional de electricidad en un porcentaje determinado.

De manera simplificada, conforme lo dispone el artículo 7 del D. Leg. 1002 y el Título 2 del Reglamento DL 1002, la energía requerida en cada subasta es calculada por el MINEM de la siguiente manera:

- (i) Se calcula el consumo nacional de electricidad para el año correspondiente a la fecha de puesta en operación comercial de la unidad requerida.
- (ii) Se calcula la participación de la generación RER, multiplicando el consumo nacional de electricidad calculado por el porcentaje objetivo de participación vigente calculado por el MINEM;
- (iii) La energía requerida en cada subasta corresponderá a la participación de la generación RER calculada, menos el total de la energía adjudicada en otras subastas correspondientes a la tecnología RER diferente a la hidroeléctrica.

¹⁴¹ Para mayor alcance respecto de otras ERNC no comprendidas en la normativa peruana, Cfr. DAMMERT; MOLINELLI y CARBAJAL, Op. Cit., pp. 201 – 205.

Asimismo, para cada subasta, el MINEM define el porcentaje de participación de cada tipo de tecnología RER en la energía requerida, considerando tanto el Plan Nacional de Energías Renovables¹⁴² como los lineamientos de política energética del país.

No obstante, el D. Leg. 1002 establece que la energía hidroeléctrica será considerada como RER cuando la potencia instalada de la central que la produce es igual o menor a 20 MW. Por ello, la capacidad instalada de los proyectos hidroeléctricos comprendidos en una oferta para efectos de estas subastas, deberá ser igual o menor de 20 MW y la producción de estos proyectos no se contabilizan para efectos del requerimiento de energía anual materia de la subasta.

2.2.3 Prioridad en el despacho diario de electricidad efectuado por el COES

En principio, la producción eléctrica en el Perú se basa en el principio de “despacho económico”; el cual dispone el aprovechamiento eficiente de los recursos de generación a efectos de producir la energía al menor costo posible preservando la seguridad del SEIN¹⁴³.

En el entendido que la energía no puede almacenarse a un costo eficiente -dadas las condiciones de la tecnología existente- el COES, en su calidad de coordinador del SEIN, debe adoptar las medidas necesarias a efectos de mantener el equilibrio entre la oferta y la demanda de energía en dicho sistema¹⁴⁴.

Por ello, al realizar este despacho económico, el COES debe ordenar todas las unidades de generación disponibles en función de sus “costos variables de operación”, con la finalidad de conseguir que sean las unidades con menores costos, las que abastezcan la mayor cantidad de demanda de energía posible¹⁴⁵.

Es necesario considerar que la demanda de energía eléctrica aumenta a lo largo del día, y de no ser que la demanda sea abastecida por las unidades con menores costos, deberá ser abastecida por unidades cuya producción es más costosa en términos de costos

¹⁴² A estos efectos, la Dirección General de Eficiencia Energética del MEM publicó el PLAN ENERGÉTICO NACIONAL 2014-2025, La versión digital del referido documento puede ser ubicada en: <http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/2ResEje-2014-2025%20Vf.pdf>

¹⁴³ DAMMERT; MOLINELLI y CARBAJAL, Op. Cit., p. 66.

¹⁴⁴ Cfr. GAMIO AITA, Pedro. *Matriz energética en el Perú y energías renovables. Energía en el Perú ¿Hacia dónde vamos?*, Lima, Fundación Friedrich Ebert, 2010, p. 28.

¹⁴⁵ IBIDEM, p. 29.

variables de operación¹⁴⁶. Por esta razón, el COES incluirá a estas unidades en la lista de las unidades generadoras que despachan, lo cual ocurre prácticamente a cada instante del día.

Cabe precisar que todas las unidades de generación participante en la operación del SEIN cobran por la energía inyectada. De esta manera -además de los contratos privados de generación- es como las generadoras rentan. Por tal motivo, al establecer, a las unidades que generan con RER, un costo variable de operación igual a cero (0), significa que -en la medida que se encuentren disponibles- aquellas siempre estarán presentes en el despacho y, en consecuencia, siempre rentarán¹⁴⁷. Además, con esto se garantiza que la obligación de inyección de energía comprometida por la unidad a base de RER en la respectiva subasta, sea servida con la energía generada por ella misma¹⁴⁸.

2.2.4 Venta al Mercado de Corto Plazo y prima fijada por el OSINERGMIN

Conforme se explicó en el acápite anterior, luego que el COES elabora la prelación del despacho, la última unidad de generación aceptada para cubrir la demanda -dada en el último periodo de quince minutos-, marca el precio de la energía en ese momento -precio spot-¹⁴⁹.

Por otra parte, en la teoría económica se define al Costo Marginal (CMg) como el costo de producir una unidad más; en este caso, el CMg es el costo de inyectar una unidad más de energía al SEIN¹⁵⁰. En este sentido, en caso que el CMg resulte menor a la tarifa determinada por el OSINERGMIN en la subasta de energía, la unidad RER no se verá afectada en sus ingresos por transferencias, puesto que el SEIN le reconocerá una prima adicional al CMg, dado en cada momento de operación¹⁵¹. Es importante señalar que a

¹⁴⁶ GAMIO, Pedro y GARCÍA, Henry. *Energías renovables en el planeamiento estratégico del mediano y largo plazo*, Lima, CEPLAN, 2011, p. 32.

¹⁴⁷ Cfr. GARCÍA BUSTAMANTE, Henry. *Matriz energética en el Perú y energías renovables. Barreras para el desarrollo de la bioenergía*, Lima, Fundación Friedrich Ebert, 2013, p. 43-44.

¹⁴⁸ Cfr. CARLOS MACHICAO, José y OLAZABAL REYES, Juan. *Matriz energética en el Perú y energías renovables. Balance y perspectivas del aporte de la energía al desarrollo sostenible en el Perú*, Lima, Fundación Friedrich Ebert, 2013, pp. 28-29.

¹⁴⁹ Cfr. MENDIOLA, Alfredo; AGUIRRE, Carlos; AGUILAR, Oscar; CASTILLO, Suzete; GIGLIO, Gerard y MALDONADO, Walter. *Proyectos de generación eléctrica en el Perú. ¿Centrales hidroeléctricas o centrales térmicas?*, Lima, ESAN ediciones, 2012, p. 52.

¹⁵⁰ Cfr. DAMMERT; MOLINELLI y CARBAJAL, Op. Cit., p. 72.

¹⁵¹ IBIDEM, p. 75.

cada proyecto de generación con RER que sea subastado, se le asignará una prima específica.

Respecto de lo anterior, se debe especificar que, durante las subastas realizadas por el OSINERGMIN, se establecen las denominadas “tarifas de adjudicación”. Aquellas garantizan a cada adjudicatario, durante todo el plazo del contrato de suministro de energía, por la venta de su producción de energía, la misma que es expresada en USD-KW/h o USD-MW/h. De esta forma, la tarifa y la prima serán determinadas por el OSINERGMIN, las cuales garanticen una rentabilidad no menor a la establecida en el artículo 79 de la LCE¹⁵²; esto es, doce por ciento (12%) real anual¹⁵³.

Conforme al “BOLETÍN MENSUAL AGOSTO 2018”¹⁵⁴, elaborada por el COES, los CMg medios mensuales del SEIN comprendidos entre el periodo Agosto-2017 y Agosto-2018, variaron entre un mínimo de 42.78 USD/MW.h ocurrido en el mes de septiembre-2017 y un máximo de 45,28 USD/MW.h ocurrido en el mes de marzo-2018, resultando un CMg promedio de 43,40 USD/MW.h.

2.2.5 Prioridad de conexión a los sistemas de transmisión y/o distribución del SEIN

El artículo 33 de la LCE¹⁵⁵ dispone que los concesionarios de transmisión se encuentran obligados a permitir la utilización de sus sistemas por parte de terceros, quienes deberán asumir los costos de ampliación a realizarse en caso sea necesario y las compensaciones por el uso, conforme a la legislación vigente.

¹⁵² “Artículo 79.- La Tasa de Actualización a utilizar en la presente Ley será de 12% real anual. Esta tasa sólo podrá ser modificada por el Ministerio de Energía y Minas, previo estudio que encargue la Comisión de Tarifas Eléctricas a consultores especializados, en el que se determine que la tasa fijada es diferente a la Tasa Libre de Riesgo más el premio por riesgo en el país. En cualquier caso, la nueva Tasa de Actualización fijada por el Ministerio de Energía y Minas, no podrá diferir en más de dos puntos porcentuales de la tasa vigente.”

¹⁵³ Cfr. RUSSELL, Jarrod. “Incentivos para la generación de electricidad en una Economía Verde. Marcos efectivos de América Latina”, *Soluciones Prácticas*, Número 4, junio 2015, p. 5-6.

¹⁵⁴ El documento ha sido ubicado en: <http://www.coes.org.pe/Portal/Publicaciones/Boletines/>

¹⁵⁵ “Artículo 33.- Los concesionarios de transmisión están obligados a permitir la utilización de sus sistemas por parte de terceros, quienes deberán asumir los costos de ampliación a realizarse en caso necesario, y las compensaciones por el uso, de acuerdo a lo dispuesto en el Reglamento de la Ley.”

La disposición normativa se refiere al como principio de *Open Access*, el cual establece que el concesionario de las redes de transmisión debe permitir el uso para un mejor aprovechamiento de la misma, a cambio de una contraprestación¹⁵⁶.

Respecto de la distribución, el artículo 22 del Reglamento DL 1002 establece que las generadoras RER “(...) pagarán por el uso de las redes de distribución únicamente el costo incremental incurrido por el Distribuidor. Dicho costo incremental se determina en función a las inversiones en mejoras, reforzamientos y/o ampliaciones de la red de distribución para permitir técnicamente la inyección de energía producida por los Generadores RER”

Además de las disposiciones anteriores, el artículo 8 del D. Leg. 1002¹⁵⁷ prescribe que en cuanto exista capacidad en los sistemas de transmisión y distribución del SEIN, las unidades RER tienen prioridad para conectarse. Esta disposición coloca a las ERNC en una posición privilegiada, considerando los problemas de congestión suscitados en la infraestructura de transmisión y distribución con la que cuenta el Perú en estos tiempos.

2.2.6 Los recargos por Peaje por Conexión son derivados vía transferencias efectuadas por el COES

Mediante el artículo 7 del D. Leg 1002 y el Artículo 21 del Reglamento D. Leg 1002, se imponiendo el criterio del “beneficiario del servicio”, por cual el legislador ha determinado que sean los usuarios finales del servicio quienes asuman la carga económica del riesgo de mercado de los generadores RER. Para esto, los generadores RER deberán necesariamente ser parte del COES.¹⁵⁸

Por lo hasta aquí expuesto, se puede deducir válidamente que la legislación peruana ha asumido una posición promotora -hasta interventora- para la utilización de ERNC en la generación eléctrica. No obstante, es importante considerar los beneficios y los

¹⁵⁶ DAMMERT; GARCÍA y MOLINELLI, Op. Cit., pp. 194-195.

¹⁵⁷ “Artículo 8.- Despacho y acceso a las redes eléctricas de transmisión y distribución
En caso de existir capacidad en los sistemas de transmisión y/o distribución del SEIN, los generadores cuya producción se basa sobre RER tendrán prioridad para conectarse, hasta el límite máximo del porcentaje anual objetivo que el Ministerio de Energía y Minas determine conforme al artículo 2 de este Decreto Legislativo.”

¹⁵⁸ Cfr. ORGANISMO SUPERVIVOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA. *Supervisión de contratos de proyectos de generación y transmisión de energía eléctrica en operación*, Lima, OSINERGMIN, 2016, p. 25.

problemas relacionadas con el desarrollo de un parque generador activo en RER, a efectos de analizar la conveniencia del mismo.

2.2.7 Consecuencias de la normativa en ERNC

A causa de introducir un esquema normativo promotor para la utilización de RER en la generación eléctrica antes reseñado, se obtuvieran las siguientes consecuencias:

En cuanto a los **Beneficios**¹⁵⁹ se consideran: a) reduce la dependencia energética; b) mitiga los efectos del cambio climático causado principalmente por el CO₂ de los combustibles fósiles; c) reduce la contaminación convencional local; d) reduce la utilización de recursos finitos (combustibles fósiles) posibilitado el desarrollo sostenible; e) son más abundantes que los combustibles fósiles, por lo que están mejor distribuidos; f) crean empleos nuevos debido al desarrollo de la tecnología y al desarrollo de las nuevas instalaciones; g) reduce la sensibilidad por disponibilidad de gas y agua; h) al reducir la dependencia de combustibles fósiles, se exceptúa los efectos de la volatilidad de sus precios; i) evita el desvío de recursos económicos hacía los países productores de combustibles fósiles; j) es relativamente menos invasiva en términos de impactos al entorno, en consecuencia reduce conflictos sociales.

Además de lo anterior, las generadoras con ERNC aportan cierta descongestión en el sistema de transmisión eléctrica y de transporte de hidrocarburos, ya que los centros de producción con RER se encuentran más dispersos. La planificación constructiva de las plantas de generación RER se ejecutarán de manera estratégica en donde se encuentre el recuso, mas no en consideración de la infraestructura de transporte¹⁶⁰.

En el mismo orden de ideas, las autoridades quienes evalúan los títulos habilitantes para la utilización energética del recurso hídrico, deben analizar cuál es el uso más eficiente del mismo. Esto es así a partir de la emisión del Decreto Supremo N° 031-2012-EM¹⁶¹, el cual modificó los artículos 5 y 10 del Reglamento D. Leg. 1002.

¹⁵⁹ Cfr. DAMMERT; MOLINELLI y CARBAJAL, Op. Cit., p. 72.

¹⁶⁰ KOZULJ, Roberto. *La participación de las fuentes renovables en la generación de energía eléctrica. Inversiones y estrategias empresariales en América Latina y El Caribe*, Santiago de Chile, CEPAL, 2010, p. 56-57.

¹⁶¹ "Artículo 1.- Modifíquese el segundo párrafo del artículo 5 y el literal e) del artículo 10 del Decreto Supremo N° 012-2011-EM, los que quedarán redactados en los términos siguientes:

"Artículo 5.- Composición de la Energía Requerida
(...)

Conforme a la Exposición de Motivos¹⁶² del Decreto Legislativo N° 031-2012-EM, la incorrecta gestión administrativa de las concesiones hidráulicas de capacidad menor a 20MW, podría acarrear un uso ineficiente de dicho recurso en una misma cuenca. Por ello, la aplicación de este dispositivo normativo generará un mayor beneficio a la sociedad, puesto que se aprovechará el recurso escaso de manera más eficiente y se producirá más energía con el mismo recurso.

De otra parte, entre los **Problemas**¹⁶³ identificados se encuentran: a) aportan una menor confiabilidad a la oferta de energía puesto que pueden ser intermitentes -eólicas, por ejemplo-; b) altos costos de inversión iniciales, entendidos como costos hundidos¹⁶⁴; c) altos costos de operación en la generación de energía eléctrica.

Por tal motivo, teniendo en cuenta este panorama, debió emitirse la regulación recogida en el D. Leg. N° 1002 y su Reglamento, el cual compone un sistema de normas complementarias y modificatorias a efectos de que el marco normativo promotor se entienda completo.

2.3 Aspectos económicos y técnicos de las ERNC

Debido a la diversidad y sus ecosistemas únicos, el Estado Peruano no sólo destaca por su flora y fauna, sino también en una diversidad de climas y recursos renovables. Estos brindan la capacidad de fuentes alternativas al gas natural y a las grandes hidroeléctricas, para la generación de energía. Por ello -siendo explicado en los acápites anteriores-, en

*La capacidad instalada de los proyectos hidroeléctricos comprendidos en una Oferta deberá ser igual o menor de 20 MW. La producción de estos proyectos no se contabiliza en la cobertura de la Energía Requerida. **No serán considerados en esta categoría aquellos proyectos que han sido desarrollados con una capacidad igual o inferior a 20 MW únicamente para acojerse al Régimen RER y que impidan el desarrollo de un proyecto hidroeléctrico de mayor capacidad en la cuenca hidrográfica.***

“Artículo 10.- Requisitos para ser Postor”

(...)

e) *Para el caso de proyectos hidroeléctricos, declaración jurada de que la máxima capacidad de generación eléctrica que es posible aprovechar del recurso energético en la planta en conjunto, incluyendo las instalaciones existentes o futuras, no es mayor a 20 MW **y que el desarrollo de su concesión no obstaculiza el aprovechamiento eficiente y racional de la cuenca hidrográfica.***

¹⁶² La versión digital del documento puede ubicarse en: <http://spij.minjus.gob.pe/Graficos/Peru/2012/agosto/23/EXP-DS-031-2012-EM.pdf>

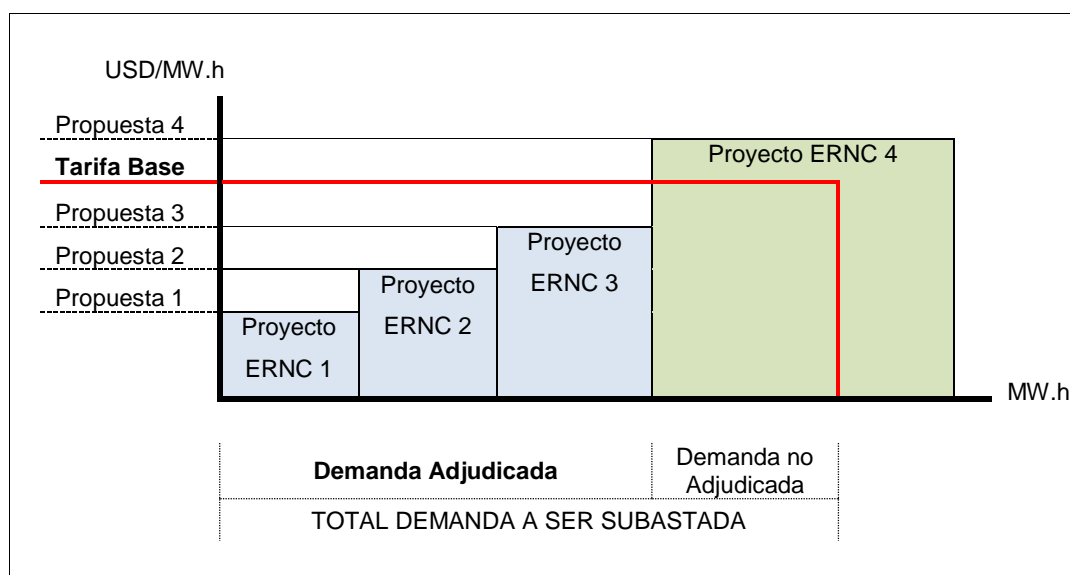
¹⁶³ Cfr. DAMMERT; MOLINELLI y CARBAJAL, Op. Cit., p. 73.

¹⁶⁴ Sobre el particular, un estudio respecto del costo de oportunidad de capital en el sector eléctrico se encuentra en BRAVO ORELLANA, Sergio. *El costo de capital en sectores regulados y mercados emergentes. Metodología y casos aplicativos*, Lima, ESAN ediciones, 2004, pp. 59-84

el 2008 se emitió el marco normativo especial de las ERNC, con la finalidad de viabilizar su explotación y participación dentro de la matriz energética del país.

En ese sentido, el aspecto técnico y económico importante en el desarrollo de las ERNC es el método de subasta y adjudicación, regulados en la referida legislación. En un principio, luego que el MINEM establece la cantidad de la energía requerida por cada tecnología a subastar y admitida las propuestas técnicas de los participantes en la subasta RER, el procedimiento de adjudicación se efectúa independientemente por cada tipo de tecnología. Las ofertas se ordenan de menor a mayor y se descartan aquellas que exceden el valor del precio máximo –tarifa base– fijado por el regulador, conforme se verifica en el Gráfico N° 02.

Gráfico N° 02: Modelo de Adjudicación ERNC



Fuente : Artículo 7 del D. Leg 1002 y Título II del Reglamento D. Leg. 1002
Elaboración : Propia

Seguidamente se adjudican aquellas ofertas de menor precio hasta cubrir la energía requerida. En otras palabras, la subasta adjudica a aquellos proyectos cuyas ofertas de precios y cantidad de energía ofertada cumplan con los límites de precio y cuotas de energía previamente establecidos.

Una vez que los proyectos RER adjudicados estén operando, sus ingresos provendrán de la venta de la energía producida a los CMg del SEIN. En caso estos ingresos resulten

menores que sus ingresos garantizados, los concesionarios de proyectos RER recibirán una compensación o prima mediante un proceso de liquidación de ingresos efectuado por el OSINERGMIN.

Este mecanismo de liquidación de ingresos brinda estabilidad económica a los proyectos RER al garantizarle los ingresos que le correspondan según los términos establecidos en instrumento resultante de la subasta RER.

El diseño del mecanismo de subasta se fundamenta en que los consumidores de electricidad y las empresas de generación de electricidad presentan intereses contrapuestos entre sí. Esto se evidencia en el hecho de que, para una cantidad de electricidad, el consumidor busca siempre el menor precio obtenible, mientras que la empresa deseará obtener el precio más alto posible¹⁶⁵.

En este sentido, atendiendo a los intereses contrapuestos entre consumidores y productores, la adjudicación de generación de electricidad con RER en el Perú utiliza el mecanismo de subasta de sobre cerrado a primer precio y emplea como factor de competencia al precio máximo, además de la cantidad de energía a subastar¹⁶⁶.

Un aspecto trascendente para la eficiencia del mecanismo de subasta es la generación de altos niveles de competencia. Para ello, es necesario establecer reglas las cuales impidan comportamientos estratégicos por parte de los participantes¹⁶⁷. De otra forma, las conductas colusorias originarían distorsiones en el logro de los objetivos de la subasta y potencialmente a su fracaso.

2.3.1 Derecho de participación en subastas RER

En primer lugar, para que los interesados participen de la subasta RER, se requiere que aquellos paguen un derecho de participación, además de registrar el proyecto con el cual participarán. El monto del pago por derecho de participación es variable, pero existe una

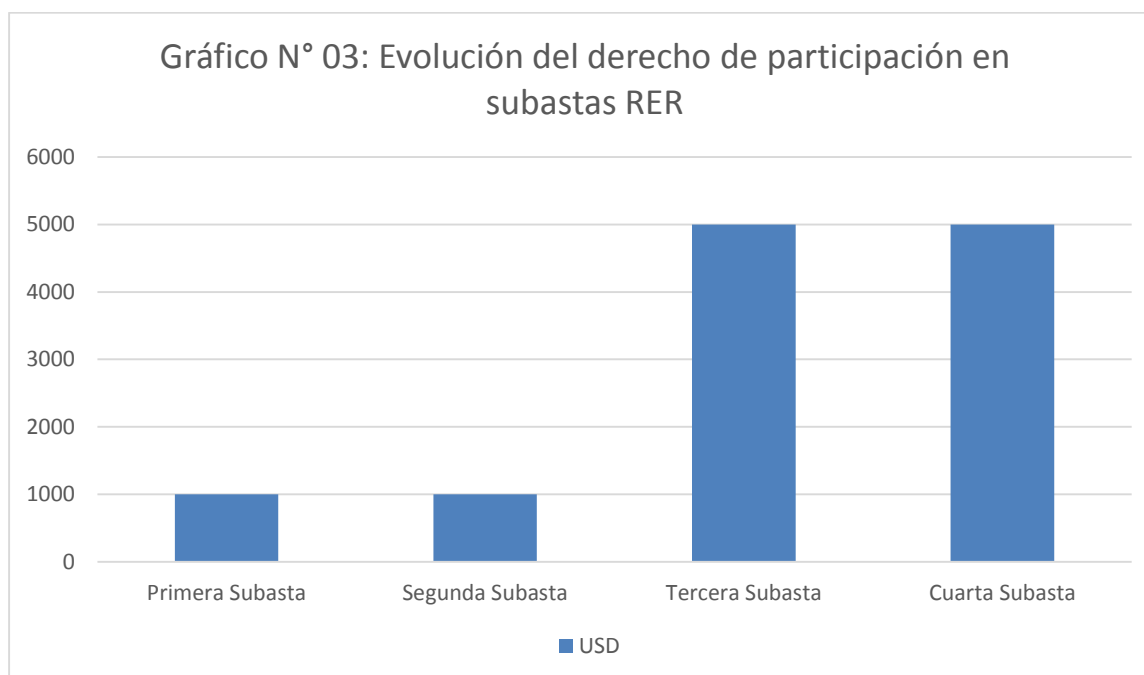
¹⁶⁵ Cfr. PALMA BEHNKE, Rodrigo; JIMÉNEZ ESTÉVEZ, Guillermo y ALARCÓN ARIAS, Ignacio. *Las energías renovables no convencionales en el mercado eléctrico chileno*, Santiago de Chile, GTZ, 2009, p. 87.

¹⁶⁶ QUINTANILLA, Edwin. *Perú. Soluciones para un mercado eléctrico de alto crecimiento. Promoción de energías renovables y competitivas*, 2016 [ubicado el 28.VIII 2016]. Obtenido en <https://www.osinergmin.gob.pe/Paginas/ARIAE-XX/uploads/Energias-renovables-competitivas-ARIAE.pdf>.

¹⁶⁷ VÁSQUEZ CORDANO, Arturo; TAMAYO PACHECO, Jesús y SALVADOR JÁCOME, Julio (coordinadores). *La industria de la energía renovable en el Perú. 10 años de contribuciones a la mitigación del cambio climático*, Lima, OSINERGMIN, 2017, p. 48.

tendencia creciente en la evolución del costo de este derecho a lo largo de las cuatro subastas RER desarrolladas, conforme se evidencia en el Gráfico N° 03.

El monto por derecho de participación en una primera instancia tiene por objetivo filtrar aquellos interesados que podrían estar especulando con el proceso de subasta. Un participante pasa a ser postor únicamente si la propuesta técnica presentada en su oferta, cumple con los requisitos técnicos solicitados en las Bases y es admitida en la lista de postores¹⁶⁸. Asimismo, un postor se convertirá en adjudicatario si su oferta consistente en un precio y una cantidad anual de energía, es adjudicada en la subasta.



Fuente : Avisos de Convocatoria del 12.03.2010, 28.04.11, 12.08.13, 03.09.15
 Elaboración : Propia

2.3.2 Garantías otorgadas en subastas RER

Por otro lado, en el proceso de subasta se solicita la presentación de garantías en las diferentes etapas del proceso. De esta manera, las ofertas económicas de los postores deben acompañarse de una garantía de seriedad de oferta. Dicha garantía, en el caso de proyectos adjudicados, deberá ser reemplazadas por una garantía de fiel cumplimiento, a la firma del contrato correspondiente¹⁶⁹.

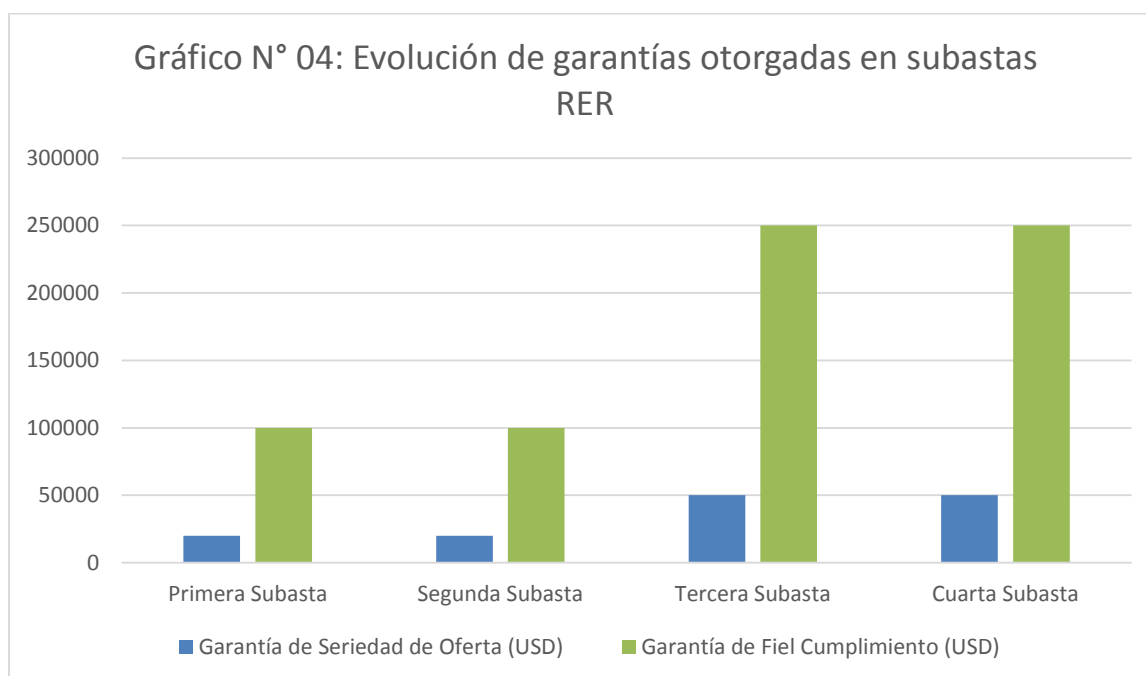
¹⁶⁸ IBIDEM, p. 42.

¹⁶⁹ Cfr. VÁSQUEZ, Arturo; DE LA CRUZ, Ricardo; LLERENA, Melissa e ISLA, Luis. *La política de introducción de los biocombustibles en el Perú. Una evaluación desde un enfoque de equilibrio general computable*, 2016 [ubicado el 13.VI 2016]. Obtenido en

Cabe precisar que la garantía de seriedad de oferta¹⁷⁰ es una carta fianza emitida por una entidad bancaria. Esta se caracteriza por ser de realización automática y otorgada a favor de OSINERGMIN con vigencia hasta la firma del contrato. El objetivo es garantizar la oferta presentada por el participante.

De forma similar, la garantía de fiel cumplimiento es una carta fianza emitida por una entidad bancaria, de realización automática. No obstante, en este caso, la garantía es otorgada a favor del MINEM y tiene por objeto el cumplimiento del cronograma de ejecución de obras del proyecto RER adjudicado. Se renueva cada ciento ochenta (180) días calendario hasta la puesta en operación comercial de la central de generación RER¹⁷¹.

A continuación, en el Gráfico N° 04, se presentan los montos de las garantías requeridas durante los cuatro procesos de subasta realizados:



http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/acerca_osinergmin/estudios_economicos/reportes-de-analisis-economico-sectorial.

¹⁷⁰ Cfr. SOCIEDAD NACIONAL DE MINERÍA, PETROLEO Y ENERGÍA. *Perú. Manual de inversiones eléctricas*, 2011 [ubicado el 12.IV 2016]. Obtenido en <http://www.snmpe.org.pe/informes-y-publicaciones/manuales-de-inversion/manuales-de-inversion-del-sector-minero.html>.

¹⁷¹ Cfr. SOCIEDAD NACIONAL DE MINERÍA, PETROLEO Y ENERGÍA. *Perú. Manual de inversiones eléctricas*, 2011 [ubicado el 12.IV 2016]. Obtenido en <http://www.snmpe.org.pe/informes-y-publicaciones/manuales-de-inversion/manuales-de-inversion-del-sector-minero.html>.

Fuente : Bases Consolidadas de las subastas RER (<http://www.osinergmin.gob.pe/empresas/energias-renovables/subastas/>)
 Elaboración : Propia

2.3.3 Resultados obtenidos en las subastas RER

Desde la emisión del marco regulatorio para la promoción de la electricidad con RER hasta a la fecha, se han realizado cuatro (04) subastas. Para la primera de aquellas fue necesario dos convocatorias y con requerimientos de energía diferentes. A continuación, en la Tabla N° 01, se presentan los resultados obtenidos en las subastas efectuadas:

Tabla N° 01: Potencias adjudicadas en subastas RER

Subasta		Biomasa		Eólica		Solar		Hidroeléctrica	
		GWh/año	N°	GWh/año	N°	GWh/año	N°	GWh/año	N°
Primera	Primera convocatoria	143.30	2	571.00	3	172.94	4	161.71	17
	Segunda convocatoria	11.70	1	-	-	0.00	0	19.00	2
Segunda		14.02	1	415.76	1	43.00	1	679.93	7
Tercera		-	-	-	-	-	-	1278.06	19
Cuarta		29.00	2	738.70	3	523.40	2	448.17	6

Fuente : Actas de Adjudicación y Buena Pro (<http://www.osinergmin.gob.pe/empresas/energias-renovables/subastas/>)
 Elaboración : Propia

Asimismo, los precios máximos fijados por el OSINERGMIN para cada tipo de tecnología, han mostrado variaciones importantes en las subastas, conforme se expresa en la Tabla N° 02.

Como se evidencia de las Actas de Adjudicación y Buena Pro, a partir de la segunda subasta RER, los precios base en la mayoría de las tecnologías no fueron revelados. Lo anterior se debió al cambio de criterio establecido en las Bases con la finalidad de prevenir las consecuencias derivadas de las expectativas y especulación generadas por los participantes.

Conforme ocurrió luego de la primera convocatoria de la primera subasta, los participantes ajustaron sus ofertas para la segunda convocatoria a los precios máximos revelados en la primera convocatoria. De esta forma se comprobó la pérdida de eficiencia en el diseño de la subasta, por lo cual -para evitar este tipo de conductas-, se optó a partir

de la segunda subasta por revelar los precios base únicamente en caso la subasta resulte desierta y al menos una oferta haya sido descartada por superar el precio máximo¹⁷².

Tabla N° 02: Precios máximos en USD por MW.h

Subasta		Biomasa	Eólica	Solar	Hidroeléctrica
Primera	Primera convocatoria	120	110	269	74
	Segunda convocatoria	55	-	211	64
Segunda		65	No revelado	No revelado	No revelado
Tercera		-	-	-	No revelado
Cuarta		No revelado	No revelado	No revelado	No revelado

Fuente : Actas de Adjudicación y Buena Pro (<http://www.osinergmin.gob.pe/empresas/energias-renovables/subastas/>)

Elaboración : Propia

2.3.4 Comparación de los precios ofertados en las subastas RER

A efectos de constatar la competitividad de los precios de las ERNC, a continuación, se presentan los precios ofertados por los adjudicatarios ganadores de la Buena Pro, correspondientes a las cuatros (04) subastas RER realizadas:

Tabla N° 03: Precios ofertados en la Primera Subasta RER (Primera Convocatoria)

Tecnología	Postor	Proyecto	Precio Ofertado (Ctv. USD/kWh)
Biomasa	Agro Industrial Paramonga S.A.A.	Central de Cogeneración Paramonga I	5.200
	Petramas S.A.C.	Huaycoloro	11.000
Precio Ofertado Promedio (Biomasa)			8.100
Eólica	Consorcio "Cobra Perú S.A. / Perú Energía Renovable S.A.	Marcona	6.552
	Energía Eólica S.A.	Central Eólica Cupisnique	8.500
	Energía Eólica S.A.	Central Eólica Talara	8.700
Precio Ofertado Promedio (Eólica)			7.917
Solar	Consorcio Panamericana Solar 20TS	Panamericana Solar 20TS	21.500
	Grupo T – Solar Global S.A.	Majes Solar 20T	22.250
	Grupo T – Solar Global S.A.	Repartición Solar 20T	22.300
	Consorcio Tacna Solar 20TS	Tacna Solar 20TS	22.500
Precio Ofertado Promedio (Solar)			22.138

¹⁷² Cfr. VÁSQUEZ; TAMAYO y SALVADOR, Op. Cit., pp. 38-39.

Tabla N° 03: Precios ofertados en la Primera Subasta RER (Primera Convocatoria)

Tecnología	Postor	Proyecto	Precio Ofertado (Ctv. USD/kWh)
Hidroeléctrica	Hidroeléctrica Santa Cruz S.A.C.	Central Hidroeléctrica Santa Cruz II	5.500
	Hidroeléctrica Santa Cruz S.A.C.	Central Hidroeléctrica Santa Cruz I	5.500
	Hydrocañete S.A.	Central Hidroeléctrica Nuevo Imperial	5.599
	Eléctrica Yanapampa S.A.C.	Central Hidroeléctrica Yanapampa	5.600
	Hidroeléctrica Santa Cruz S.A.C.	Central Hidroeléctrica Huasahuasi II	5.700
	Hidroeléctrica Santa Cruz S.A.C.	Central Hidroeléctrica Huasahuasi I	5.800
	Sindicato Energético S.A.	Central Hidroeléctrica Chancay	5.850
	Sindicato Energético S.A.	Central Hidroeléctrica Poechos 2	5.950
	Maja Energía S.A.C.	Central Hidroeléctrica Roncador	5.985
	Generadora de Energía del Perú S.A.	Central Hidroeléctrica la Joya	5.995
	Generadora de Energía del Perú S.A.	Central Hidroeléctrica Angel I	5.997
	Generadora de Energía del Perú S.A.	Central Hidroeléctrica Angel II	5.998
	Generadora de Energía del Perú S.A.	Central Hidroeléctrica Angel III	5.999
	Eléctrica Santa Rosa S.A.C.	Central Hidroeléctrica Purmacana	6.000
	Consorcio “Energoret Ingenieros Consultores E.I.R.L. / Manufacturas Industriales Mendoza S.A.”	Central Hidroeléctrica Shima	6.400
	Duke Energy Egenor S. en C. por A.	Central Carhuaquero IV	7.000
Duke Energy Egenor S. en C. por A.	Central Caña Brava	7.000	
Precio Ofertado Promedio (Hidroeléctrica)			5.993

Fuente : Acta de Adjudicación y Buena Pro (12.02.2010)
 Elaboración : Propia

Tabla N° 04: Precios ofertados en la Primera Subasta RER (Segunda Convocatoria)

Tecnología	Postor	Proyecto	Precio Ofertado (Ctv. USD/kWh)
Biomasa	Empresa de Generación Hidroeléctrica del Chancay S.A.C.	Central Térmica Lambayeque 1.5MW	1.200
Precio Ofertado Promedio (Biomasa)			1.200
Hidroeléctrica	Empresa de Generación Hidroeléctrica del Chancay S.A.C.	Minicentral Hidroeléctrica Pátapo 1 MW	0.070
	Empresa Eléctrica Rio Doble S.A.	Las Pizarras	6.400
Precio Ofertado Promedio (Hidroeléctrica)			3.235

Fuente : Acta de Adjudicación y Buena Pro (23.07.2010)
 Elaboración : Propia

Tabla N° 05: Precios ofertados en la Segunda Subasta RER

Tecnología	Postor	Proyecto	Precio Ofertado (Ctv. USD/kWh)
Biomasa	Consorcio Energía Limpia	La Gringa V	9.999
Precio Ofertado Promedio (Biomasa)			9.999
Eólica	Consorcio Ter Hermanas	Parque Eólico Tres Hermanas	6.900
Precio Ofertado Promedio (Eólica)			6.900
Solar	Solarparck Corporación Tecnológica S.L.	Moquegua FV	11.990
Precio Ofertado Promedio (Solar)			11.990
Hidroeléctrica	Aldana Contratistas Generales S.A.C.	CH Canchayllo	4.740
	ARSAC Contratistas Generales	CH Huatziroki I	4.760
	Peruana de Inversiones en Energía Renovables S.A.	Central Hidroeléctrica Manta	5.200
	Renovables de los Andes S.A.C.	RenovAndes H1	5.389
	Andes Generating Corporatio S.A.C.	8 de Agosto	5.390
	Andes Generating Corporatio S.A.C.	El Carmen	5.590
	Empresa de Generación Eléctrica Junín S.A.C.	Central Hidroeléctrica Runatullu III	5.645
Precio Ofertado Promedio (Hidroeléctrica)			5.245

Fuente : Acta de Adjudicación y Buena Pro (23.08.2011)
 Elaboración : Propia

Tabla N° 06: Precios ofertados en la Tercera Subasta RER

Tecnología	Postor	Proyecto	Precio Ofertado (Ctv. USD/kWh)
Hidroeléctrica	Huaura Power Group S.A.	CH. Yarucaya	5.050
	Empresa Eléctrica Agua S.A.	CH. Potrero	5.177
	International Business AM	CH. Hydrika 5	5.390
	International Business AM	CH. Hydrika 3	5.390
	International Business AM	CH. Hydrika 2	5.450
	Andean Power S.A.	CH. Carhuac	5.480
	Nueva Esperanza Energy S.A.C.	CH. Nueva Esperanza	5.487
	International Business AM	CH. Hydrika 1	5.490
	International Business AM	CH. Hydrika 4	5.550
	Empresa de Generación EI	CH. Runatullo II	5.559
	Hidroeléctrica Karpa S.A.	CH. Karpa	5.570
	Nueva Esperanza Energy S.A.	CH. Muchcapata	5.587
	Empresa de Generación EI	CH. Colca	5.689
	Electro Zaña S.A.C.	CH. Zaña 1	5.750
	Empresa de Generación EI	CH. Chilcay	5.753
	Empresa de Generación EI	CH. Huasicanchi	5.889
	Hidroeléctrica Laguna Azul	CH Laguna Azul	6.200
Nueva Esperanza Energy S.A.	CH. Chaupiyacu	6.388	
Empresa de Generación EI	CH. Santa Lorena	6.480	
Precio Ofertado Promedio (Hidroeléctrica)			5.649

Fuente : Acta de Adjudicación y Buena Pro (12.12.2013)

Elaboración : Propia

Tabla N° 07: Precios ofertados en la Cuarta Subasta RER

Tecnología	Postor	Proyecto	Precio Ofertado (Ctv. USD/kWh)
Biomasa	Empresa Concesionaria Energía Limpia S.A.C.	CT. Biomasa Callao	7.700
	Empresa Concesionaria Energía Limpia S.A.C.	CT. Biomasa Huaycoloro II	7.700
Precio Ofertado Promedio (Biomasa)			7.700
Eólica	Enel Green Power Perú S.A.	Central Eólica Parque Nazca	3.783
	GR Paino S.A.C.	Parque Eólico Huambos	3.684
	GR Taruca S.A.C.	Parque Eólico Duna	3.779
Precio Ofertado Promedio (Eólica)			3.749
Solar	Enel Green Power Perú S.A.	Central Solar Rubí	4.798
	ENERSUR S.A.	Intipampa	4.850
Precio Ofertado Promedio (Solar)			4.824
Hidroeléctrica	Empresa de Generación Eléctrica Rio Baños S.A.C.	CH. Rucuy	4.000
	Enel Green Power Perú S.A.	CH. Ayanunga	4.398

Tabla N° 07: Precios ofertados en la Cuarta Subasta RER

Tecnología	Postor	Proyecto	Precio Ofertado (Ctv. USD/kWh)
	Consorcio Hidroeléctrico Sur-Medio	CH. Kusa	4.540
	Consorcio Hidroeléctrico Sur-Medio	CH. Alli	4.540
	Consorcio Hydrika 6	CH. Hydrika 6	4.590
	EDEGEL S.A.A.	CH. Her 1	5.820
Precio Ofertado Promedio (Hidroeléctrica)			4.648

Fuente : Acta de Adjudicación y Buena Pro (16.02.2016)

Elaboración : Propia

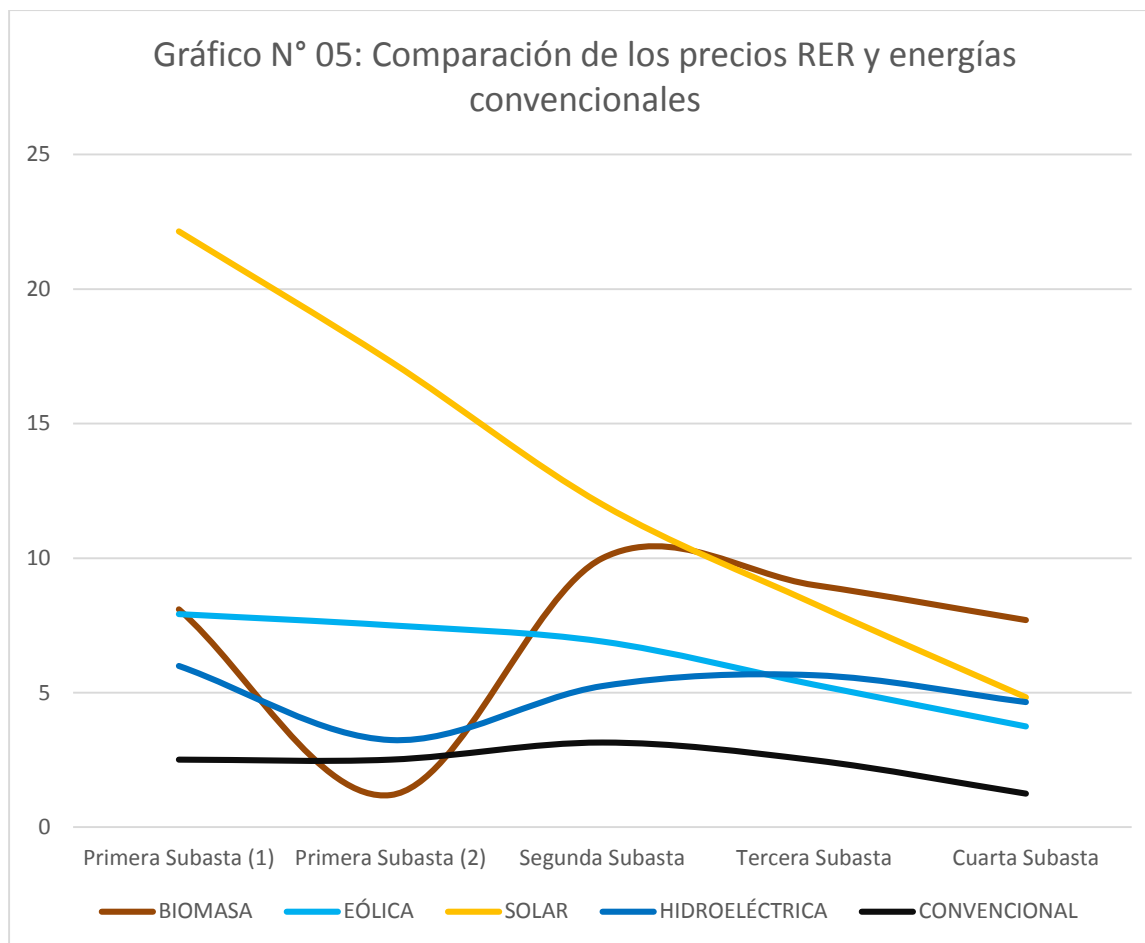
De conformidad con los datos expuestos, a efectos de este estudio, resulta necesaria la comparación entre los precios promedio resultantes de las cuatro (04) subastas RER realizadas y los precios de la generación eléctrica convencional del SEIN¹⁷³. La referida comparación se presente en el Gráfico N° 05.

En primer término, se evidencia que existe una clara tendencia a la baja de los precios de las ERNC. Además, se observa que las pequeñas hidroeléctricas y los proyectos con energía eólica presentan los precios más competitivos respecto de los precios de la energía convencional. No obstante, la energía solar fue la que obtuvo una tendencia a la baja sostenida pero aún elevado en comparación a las fuentes convencionales.

A pesar que los proyectos con biomasa auguraban un desarrollo exitoso, debido a los preciosos ofertados durante la segunda convocatoria de la primera subasta RER, actualmente presentan

De los datos evaluados, es posible inferir que conforme se desarrolle la industria de las ERNC, los precios de todas las tecnologías RER llegarán a ser más competitivos.

¹⁷³ La comparación se efectuó respecto del Costo Marginal Promedio de las energías convencionales (hidroeléctrica y térmica) publicas por el COES en los Boletines Mensuales de Enero-2011, Agosto-2011, Diciembre 2013 y Febrero-2016. Dichas publicaciones fueron obtenidas en: <http://www.coes.org.pe/Portal/Publicaciones/Boletines/>



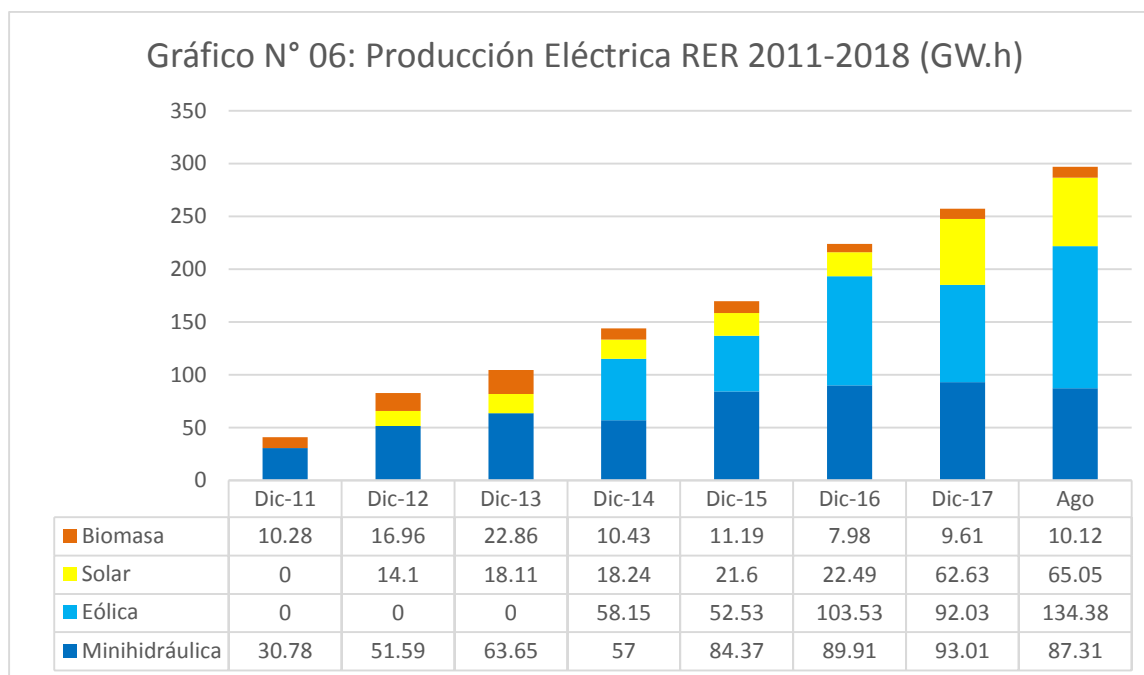
Fuente : Actas de Adjudicación y Buena Pro (<http://www.osinergmin.gob.pe/empresas/energias-renovables/subastas/>)
 Elaboración : Propia

2.3.5 Índices de generación eléctrica con ERNC en la matriz energética peruana

Producto de las cuatro (04) subastas RER organizadas por el OSINERGMIN, las ERNC comenzaron a generar electricidad para el SINAC. De esta manera, aquellas tecnologías aportaron a la diversificación de la matriz energética, de la cual anteriormente solo participaba la hidráulica y la térmica. En el Gráfico N° 06, se expresa en GW.h la producción energética en ERNC al mes de diciembre entre el periodo 2011 al 2017, además de la producción energética de agosto de 2018.

Como se evidencia del Gráfico N° 06, la energía eólica es aquella de aparición tardía (2014), esto debido a la dificultad de sus respectivas fases constructivas y la puesta en operación correspondiente. No obstante, la energía eólica es la de mayor producción energética, superando incluso a la minihidráulica a partir en algunos periodos.

De otra parte, la energía solar es la única de las ERNC que ha mantenido en crecimiento su participación en la matriz eléctrica, sin registrar ni un solo periodo de rezago, a diferencia de la demás tecnología RER. No obstante, su precio continúa siendo superior al CMg promedio del COES¹⁷⁴.

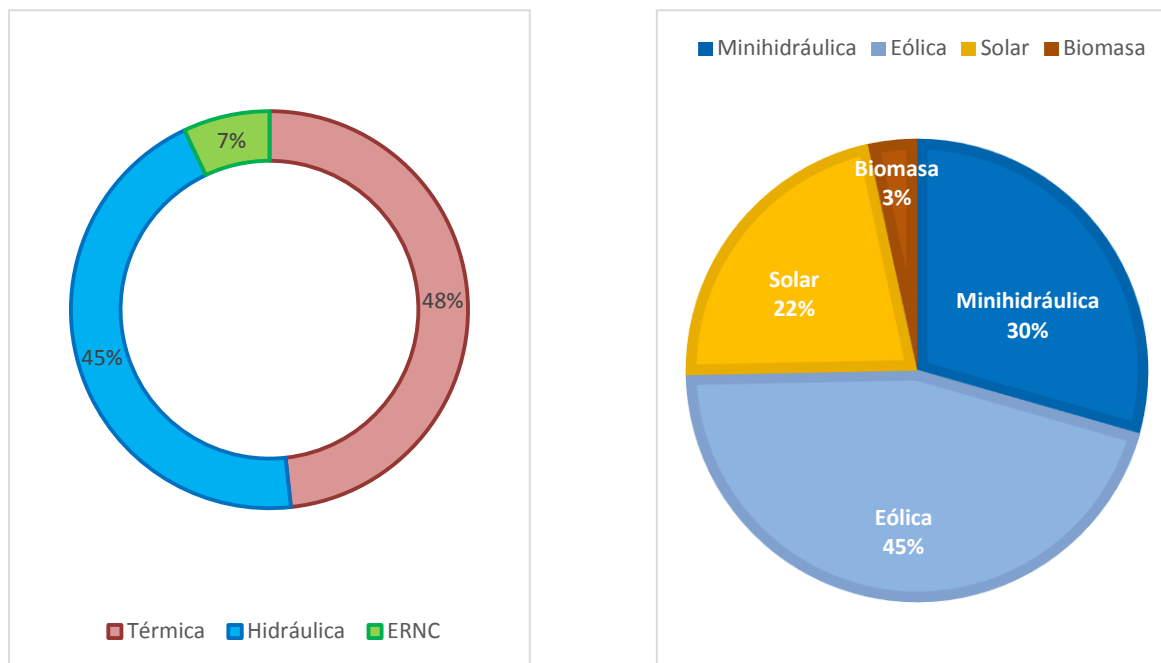


Fuente : Actas de Adjudicación y Buena Pro (<http://www.osinergmin.gob.pe/empresas/energias-renovables/subastas/>)
 Elaboración : Propia

Por último, se presenta en el Gráfico N° 07 la composición final a agosto de 2018 de la Matriz Eléctrica Peruana.

¹⁷⁴ Cfr. MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS. *Atlas eólico del Perú*, Lima, MINEM, 2016, 41-42.

Gráfico N° 07: Matriz Eléctrica con ERNC (Ago-18)



Se evidencia que las ERNC participan con un 7% de la matriz eléctrica peruana. Lo cual, sumado a los 45% de la energía hidráulica, resultaría 52% en energías limpias. Este resultado aún es menor al compromiso del 60% en recursos renovables, asumido durante la COP 20 a través del “Plan Nacional de Energía al 2025”. No obstante, las tendencias al alza en generación renovable y la constante disminución de los precios en las subastas RER, generan fuertes expectativas en alcanzar el umbral comprometido.

CAPÍTULO 3: **INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL**

3.1. Antecedentes de la integración energética regional

3.1.1. El contexto de la integración energética sudamericana

El desarrollo energético posee singularidades en los diferentes países de Sudamérica. No obstante, al examinar tendencias regionales, el sector energético se relaciona directamente con el comportamiento de la economía, identificándose criterios comunes. La crisis del petróleo de la década de 1970, se relacionó con el desarrollo económico y con los modelos de consumo implementados en las mayores economías, las cuales crearon enormes desigualdades en estándares de vida alrededor del mundo¹⁷⁵. Esta crisis coincide con el informe “Límites al Crecimiento”¹⁷⁶, el cual denuncia el modelo de desarrollo basado en la extracción de los recursos naturales, el cual responde al rápido crecimiento poblacional. Este sostuvo erróneamente que los límites al crecimiento eran físicos, por lo cual la solución podría realizarse a través de la reducción del crecimiento de la población y la restricción a la evolución de la economía mundial.¹⁷⁷

Sin perjuicio de lo anterior, el referido informe postuló una perspectiva del uso racional de los recursos naturales en el planeta Tierra; sin embargo, no consideró que los países denominados *en vías de desarrollo* requerían urgentemente también desarrollar y brindar bienestar a sus poblaciones. Ante esto, se determinó impulsar el crecimiento de dichas economías a través del aprovechamiento de fuentes de energía de muy bajo costo¹⁷⁸, de la misma manera en que crecieron las mayores economías del mundo. Por ello, los países desarrollados crecieron aceleradamente en un período de la historia,

¹⁷⁵ Un estudio sobre la implementación de tendencias de consumo en América Latina, se encuentra en BÁRCENA, Alicia y PRADO, Antonio (coordinadores). *Neoestructuralismo y corrientes heterodoxas en América Latina y el Caribe a inicios del siglo XXI*, Santiago de Chile, CEPAL, 2015.

¹⁷⁶ Nombre original “*The Limits to Growth*” publicado por el Club de Roma en 1972, encargado al *Massachusetts Institute of Technology*. Cfr. CARBAJO JOSA, Alberto. *Integración de las energías renovables en el sistema eléctrico*, Madrid, Fundación Alternativa, 2012, p. 17-18.

¹⁷⁷ CARBAJO, Op. Cit., p. 20.

¹⁷⁸ IBIDEM, p. 23.

prácticamente sin restricciones ambientales y con bajos precios de las fuentes de energía.

En respuesta al informe “Límites al Crecimiento”, la Fundación Bariloche se pronunció a través de la publicación denominada “Modelo Mundial Latinoamericano”. Este modelo alternativo demostró que, al establecer la erradicación de la pobreza como objetivo central -además de superar la tendencia consumista de los países desarrollados-, los recursos naturales alcanzarían para sostener una población tres veces superior a la existente a comienzos de la década de 1970¹⁷⁹.

En ese sentido, la referida crisis energética constituyó un componente de concienciación de una realidad histórica: los recursos naturales son la base del desarrollo económico y social, en el cual la energía es el catalizador primordial¹⁸⁰.

De otro lado, en la década de 1980, Sudamérica presentó graves dificultades en cuanto al acceso al financiamiento internacional, las cuales fueron acompañadas por un período de reformas legales e instituciones orientadas a reducir la participación del Estado en el sector de la energía; reformas neoliberales que continuaron hasta la década de 1990.¹⁸¹

Dichas reformas produjeron consecuencias críticas en el abastecimiento de eléctrica en varios países de la región. No obstante, años posteriores, con un cambio de rumbo en las políticas económicas, se vislumbró un crecimiento económico importante y una respuesta más adecuada del sector energético a los intereses nacionales y regionales, sobre todo al recuperar el Estado mayor peso institucional.¹⁸²

Al evaluar la matriz energética, Suramérica ha registrado un cambio notable, con un crecimiento constante en el uso de la electricidad. El uso final ha crecido, en promedio, 4% al año, debido a la modernización de la producción, la expansión de la cobertura y al incremento del confort en las residencias¹⁸³.

¹⁷⁹ Cfr. CARBAJO, Op. Cit., p. 23.

¹⁸⁰ Cfr. VÁSQUEZ, Arturo; DE LA CRUZ, Ricardo y COELLO, Francisco. *La reciente caída del precio del petróleo, causas y posibles consecuencias*, 2015 [ubicado el 06.VIII 2015]. Obtenido en http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Documentos_de_Trabajo/Documento-Trabajo-36.pdf.

¹⁸¹ Cfr. TAMAYO PACHECO, Jesús; SALVADOR JÁCOME, Julio; VÁSQUEZ CORDANO, Arturo y DE LA CRUZ SANDOVAL, Ricardo. *La industria de los hidrocarburos líquidos en el Perú. 20 años de aporte al desarrollo del país*, Lima, OSINERGMIN, 2015, p. 54-55.

¹⁸² IBIDEM, p. 56.

¹⁸³ El principal factor del crecimiento del uso de electricidad fue las explotaciones de las reservas de gas natural (efectivas y probadas). Un estudio del impacto del gas natural en las proyecciones de la matriz eléctrica en Suramérica se encuentra en: ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN

En tanto América del Sur es una región excepcionalmente pues las economías locales se basan principalmente basadas el aprovechamiento de recursos naturales, lo cual ha generado el desarrollo un nacionalismo económico y una idea proteccionista de soberanía sobre los recursos de cada nación¹⁸⁴. Esta circunstancia enfatizó el rol de los Estados referente al control de sus sectores estratégicos y al desarrollo del sector energético regional en los últimos años.¹⁸⁵

Conforme a lo expuesto, el crecimiento socioeconómico de la región depende de la provisión constante y segura por parte de las fuentes de energía, las cuales sean suficientes para impulsar el sector productivo y para sostener las condiciones de vida modernas de todos los segmentos de la sociedad¹⁸⁶.

Para dicho fin, Sudamérica posee ingentes recursos y potenciales energéticos. Sólo considerando el petróleo, posee alrededor de un quinto de las reservas mundiales de petróleo. Con ello, su posición en el contexto petrolero mundial la convierten en una región geográfica estratégica, en la cual deben ser considerados los conceptos de soberanía y seguridad energética como ejes de un desarrollo regional¹⁸⁷. Asimismo, no debe perderse de perspectiva que el petróleo continuará siendo -cuando menos en las próximas décadas- la principal fuente de energía del mundo.

Por otra parte, se ha diversificado la producción y consumo de combustibles, mediante la expansión de los biocombustibles¹⁸⁸, fuentes de las cuales algunos países de la región - Brasil, Argentina, entre otros- son líderes mundiales desde el punto de vista de producción, tecnologías aplicadas a la oferta, logística y a los usos finales.¹⁸⁹

ENERGÍA Y MINERÍA. *Regulación del gas natural en el Perú. Estado del arte al 2008*, Lima, OSINERGMIN, 2008, pp. 25 - 34.

¹⁸⁴ TAMAYO PACHECO, Jesús y QUINTANILLA ACOSTA, Edwin. *Análisis sobre seguridad energética. El caso peruano*, Lima, OSINERGMIN, 2017, p. 28.

¹⁸⁵ Cfr. VÁSQUEZ CORDANO, Arturo; GARCÍA CARPIO, Raúl y RUIZ MONCADA, Erix. *Análisis de la evolución e integración de los mercados internacionales de gas natural*, Lima, OSINERGMIN, 2013, p. 44.

¹⁸⁶ Cfr. CADENA CANCINO, Adriana. "La integración en energía eléctrica entre los países de la Comunidad Andina. Análisis, obstáculos y desafíos", *Revista Tempo do mundo*, volumen 1, número 2, julio 2015, p. 7-8.

¹⁸⁷ IBIDEM, p. 12-13.

¹⁸⁸ Principalmente etanol y biodiesel. Un estudio respecto de la industria de producción de biocombustibles en el Perú, se encuentra en: VÁSQUEZ CORDANO, Arturo; DE LA CRUZ SANDOVAL, Ricardo y COELLO JARAMILLO, Francisco. *Los biocombustibles. Desarrollos recientes y tendencias internacionales*, 2^{da} edición, Lima, OSINERGMIN, 2016.

¹⁸⁹ Cfr. SAULINO, Florencia. *Implicaciones del desarrollo de los biocombustibles para la gestión y el aprovechamiento del agua*, Santiago de Chile, CEPAL, 2011, p. 53.

En el mismo orden de ideas, además de los recursos no renovables para impulsar el desarrollo socioeconómico, la Región posee también inmensos recursos energéticos renovables. En efecto, existe un gran potencial hidroeléctrico aún no utilizado y posibilidades excelentes para la utilización de energía eólica, energía geotérmica, biomasa y energía solar¹⁹⁰.

Con los antecedentes expuestos, es posible inferir que con las circunstancias actuales y considerando las perspectivas regionales en conjunto, los países de Suramérica identifican que desarrollo energético sostenible, endógeno y soberano debe resolverse a través de procesos de integración multidimensionales e integrales¹⁹¹. Lo anterior resulta evidente pues los recursos energéticos suramericanos se encuentran distribuidos geográficamente de manera diferenciada, además de existir grandes posibilidades de optimizar su utilización mediante el aprovechamiento de complementariedades –entre cuencas hídricas y gas natural, por ejemplo- en el marco del proceso de integración energética. Para lo cual se requiere aún profundizar mecanismos que permitan una integración con base en la solidaridad y reducción de asimetrías¹⁹².

Por ello, la consolidación del proceso de integración energético sudamericana depende de la implementación de un plan estratégico regional de largo plazo. Este plan debería responder a la cooperación para el desarrollo y complementariedad económica despolitizada¹⁹³.

3.1.2. La formalización de la integración regional en la UNASUR

En cuanto a los mecanismos de ejecución de las iniciativas conjuntas, esos se desarrollan a través de marcos regulatorios como por ejemplo el proyecto de Tratado Energético Sudamericano, el cual con fundamentos técnicos basados en experiencias regionales como la Comunidad Andina de Naciones (CAN) y el Mercado Común del Sur

¹⁹⁰ Cfr. MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS. *Balance nacional de energía útil*, Lima, MINEM, 2016, pp. 17-18.

¹⁹¹ Cfr. RUCHANSKY, Beno (coordinador). *Integración eléctrica en América Latina. Antecedentes, realidades y caminos por recorrer*, Santiago de Chile, CEPAL, 2013, p. 37.

¹⁹² IBIDEM, pp. 40-41.

¹⁹³ Cfr. RUIZ-CARO, Ariela. *Puntos de conflicto de la cooperación e integración energética en América Latina y el Caribe*, Santiago de Chile, CEPAL, 2010, pp. 21.

(MERCOSUR), brinda sostenibilidad y permanencia al horizonte de acción y a la visión compartida de consolidación de la Unión de Naciones Sudamericanas (UNASUR)¹⁹⁴.

Tabla N° 08: Países miembros de integraciones sudamericanas

Denominación	Número de Miembros	Países
UNASUR	12	Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, Guyana, Paraguay, Perú , Surinam, Uruguay, Venezuela.
MERCOSUR	12	Estados Parte (6): Argentina, Brasil, Paraguay, Uruguay, Venezuela, Bolivia. Estados Asociados (6): Chile, Colombia, Ecuador, Guyana, Perú Surinam.
CAN	4	Bolivia, Colombia, Ecuador, Perú .
Alianza del Pacífico	4	Chile, Colombia, México, Perú .

Elaboración: Propia

La UNASUR parte de los procesos de integración antes mencionados: CAN y MERCOSUR. Las referidas iniciativas integracionistas gozan de experiencias exitosas y de lecciones aprendidas extrapolables a este espacio de integración el cual pretende ser integral, para no caer en el enfoque monotemático del mercantilismo y en un modelo insostenible de desarrollo.

A efectos del presente estudio, existe un marco institucional en proceso, el cual permitiría el desarrollo consensuado de acuerdos entre los países miembros en cuanto a los lineamientos básicos respecto al modelo de desarrollo energético regional¹⁹⁵. Estas ideas primigenias son discutidas en los espacios de negociación del Grupo de Expertos de Energía de la UNASUR, conformado por profesionales especializados de los 12 países, quienes asesoran política y técnicamente al Consejo Energético Sudamericano,

¹⁹⁴ LARA, Ignacio. *Repensando la integración energética. Los límites y las potencialidades de la UNASUR*, 2014 [ubicado el 25.VI 2016]. Obtenido en <http://web.isanet.org/Web/Conferences/FLACSO-ISA%20BuenosAires%202014/Archive/a16df88a-ebb4-4a64-8ba0-b30e22e19ec3.pdf>.

¹⁹⁵ Cfr. DE CASTRO, Nivalde; BRANDAO, Roberto; ROSENAL, Rubens y DORADO, Paola. "Integración eléctrica internacional de Brasil. Antecedentes, situación actual y perspectivas", *GESEL*, Número 64, agosto 2015, p. 4.

conformado por los ministros de energía, quienes finalmente acogen o no las recomendaciones¹⁹⁶.

La institucionalidad energética sudamericana es considerada como fundamental para alcanzar los objetivos de la integración de la UNASUR. Por ello, en el año 2008, se creó el Consejo Energético Sudamericano, el cual se ha encargado de definir los principios de la integración, consolidados en los documentos aprobados por los Jefes de Estado en la Cumbre Extraordinaria de Los Cardales, en mayo del 2010, estos son: a) Lineamientos de la Estrategia Energética Suramericana, b) Lineamientos de Plan de Acción para la Integración Energética Regional, y c) Estructura del Tratado Energético Sudamericano¹⁹⁷. No obstante, la coordinación de los diferentes intereses de los participantes de la integración, conlleva la prórroga para la formalización de acuerdos comunitarios. Por ello, además de los espacios de integración regional, existen mecanismos de cooperación bilateral, cuya factibilidad está orientado a convenir intereses, aunque no contrapuestos, ya de complicada consolidación, pero menor a las de soluciones multilaterales.

3.1.3. Efectos de la integración energética

En este contexto, el intercambio comercial es un dinamizador de la integración, puesto que es una necesidad la cual responde a propiedades de complementación económica. En el caso de la energía, existe una tasa de crecimiento de la demanda, que supera a la tasa de crecimiento económico compartido¹⁹⁸. Por ello, independientemente de la coyuntura política, existe la necesidad de implementar una estrategia conjunta de desarrollo energético sostenible e integrado, el cual permita satisfacer las necesidades regionales en el largo plazo, y que contribuya con la seguridad energética de las naciones y de la región.

Asimismo, la efectividad y sostenibilidad de la integración energética dependerá de la flexibilidad de los Estados en construir ciertos procesos clave para el aprovechamiento

¹⁹⁶ DE CASTRO; BRANDAO; ROSENAL y DORADO, Op. Cit., pp. 7-8.

¹⁹⁷ Cfr. VEIGA, Mario; DE LUJAN, Maria; THOME, Fernanda; BINATO, Silvio; SANZ, Ramón; LLARENS, Daniel y otros. *Nuevas oportunidades de interconexión eléctrica en América Latina*, 2^{da} edición, Bogotá, CAF, 2012, p. 31-32.

¹⁹⁸ Cfr. TOVAR HERNÁNDEZ, José y HUGO VENTURA, Víctor. *Análisis de opciones para incrementar las transacciones de energía eléctrica por la interconexión México-Guatemala-Centroamérica*, Ciudad de México, CEPAL, 2016, pp. 61-62.

de las fuentes renovables de energía. Con ello, de manera paulatina, se anticipará el periodo post-petrolero y reducir la dependencia de los hidrocarburos¹⁹⁹.

En ese sentido, la integración energética posibilita el desarrollo de megaproyectos de alcance regional, los cuales no se podrían ejecutar de forma individual. La consolidación de los mercados energéticos, la infraestructura de interconexión, los proyectos de generación binacionales²⁰⁰, el aprovechamiento de los recursos renovables en grandes proporciones²⁰¹, la reducción de los costos de producción, las economías de escala, el desarrollo tecnológico local, y el poder de negociación a nivel internacional²⁰², son algunas de las considerables ventajas de la integración que repercuten positivamente en los ámbitos económico, social y ambiental.

3.2. Situación actual de la integración eléctrica en el Perú

3.2.1 Marco normativo regional en interconexión eléctrica

En principio, el SINAC no presenta intercambios eléctricos con ningún país de forma permanente. Esto se deriva de la escasa infraestructura eléctrica, pues únicamente existe un enlace de transmisión de 220 kV para la interconexión al sistema eléctrico ecuatoriano. Este se encuentra activo para las oportunidades en las cuales se necesite exportar o importar electricidad a este país. Sin embargo, estos intercambios son puntuales, y en la práctica, se han visto condicionadas situaciones de emergencia de los sistemas eléctricos de ambos países, conforme se expresa en la Tabla N° 09.

¹⁹⁹ TOVAR y HUGO, Op. Cit., p. 65.

²⁰⁰ NAVARRO GÓMEZ, Judith. *Propuesta metodológica para la elaboración de planes nacionales de eficiencia energética para los países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA)*, Ciudad de México, CEPAL, 2017, p. 17.

²⁰¹ TÁUTIVA MANCERA, Camilo (coordinador). *Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia*, Bogotá, MINMINAS, 2015, p. 11.

²⁰² Cfr. URIARTE, Ana; CLARO, Edmundo; GAMIO, Pedro y DE BIEVRE, Bert. *Generación de diálogo Chile-Perú Perú-Chile. Energía, recursos hídricos y medio ambiente*, Lima, Konrad Adenauer Stiftung, 2013, pp. 25 - 26.

Tabla N° 09: Intercambio eléctricos Perú – Ecuador (2009 – 2018)

Periodo de intercambio	Tipo de intercambio	Observación
17-Nov-2009 a 15-Abr-2010	Exportación	Transferencia quedó limitada a los excedentes de potencia y energía que no sean requeridos para atender la demanda del SEIN. Los sobrecostos en el Mercado fueron asumidos por Estado.
24-Jun-2011 a 27-Jun-2011	Importación	Debido al mantenimiento programado de la Central Térmica de Malacas (Piura). La máxima transferencia fue de 55MW en los periodos media y máxima demanda.
08-Ago-2011 a 17-Ago-2011	Importación	Debido al racionamiento parcial de suministro para el área norte del SEIN. La máxima transferencia fue de 55 MW en periodos de media y máxima demanda.
03-Feb-2012 a 11-Feb-2012	Importación	Debido al mantenimiento programado de la línea de transmisión L-2249 (Talara – Zorritos). La máxima demanda fue de 30MW.
20-Dic-2014 a 04-Ene-2015	Exportación	Debido a la indisponibilidad de la Central Paute – Molino de Ecuador por las obras de interconexión con la Central Hidroeléctrica Sopladora. La máxima transferencia fue de 68MW en máxima demanda.
30-Ene-2016 a 05-Mar-2016	Exportación	La máxima transferencia fue de 54.7MW en máxima demanda. El intercambio se interrumpió por la limitación del gas natural para el parque generador del SEIN por problemas en el ducto de LGN, se reanudó el intercambio el 02-Feb-2016.

Fuente : <http://www.coes.org.pe/Portal/Interconexiones/Reportes/MenuInterconexiones>

Elaboración : Propia

Los intercambios eléctricos expuestos se realizaron bajo el amparo de la Decisión 757, publicada el 22 de agosto de 2011, que forma parte de la normativa supranacional implementada por la CAN en el marco del Sistema de Interconexión Eléctrica Andina. La Decisión 757, entre otros aspectos, establece en su Anexo II el régimen transitorio para los Intercambios de Electricidad entre Ecuador-Perú²⁰³.

Con el marco jurídico anterior, para el cumplimiento de la Decisión 757, en el Perú se aprobó un Reglamento Interno para la aplicación de esta Decisión, el Decreto Supremo

²⁰³ Cfr. ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA. *Nuevo procedimiento técnico del COES N° 43 "Intercambios internacionales de electricidad en el marco de la Decisión 757 de la CAN" y modificación del "Glosario de abreviaturas y definiciones utilizadas en los procedimientos técnicos del COES-SINAC"*, Lima, OSINERGMIN, 2016.

N° 011-2012-EM y el Procedimiento Técnico COES N° 43 “Intercambios Internacionales de Electricidad en el marco de la Decisión 757 de la CAN”²⁰⁴.

Sin perjuicio de las disposiciones del marco normativo anterior, la mayoría de estos intercambios eléctricos son extraordinarios, coyunturales, y condicionados -en su mayoría- a mantenimientos e indisponibilidades de unidades de generación y líneas de transmisión de ambos países, conforme se evidencia de la Tabla N° 09. En otras palabras, los intercambios de electricidad realizados por el Perú no son propiciados por decisiones económicas de un mejor aprovechamiento de los recursos energéticos disponibles²⁰⁵; sino que se han tratado de medidas destinadas a evitar la interrupción del suministro eléctrico en ambos países.

Por otra parte, con los demás países limítrofes al Perú, se realizan esfuerzos por formalizar acuerdos binacionales los cuales permitan viabilizar interconexiones eléctricas. Sin embargo, a la fecha, no se ha materializado intercambios eléctricos con países distintos del Ecuador.

Por ejemplo, con Brasil se suscribió el “Convenio de Integración para la Exportación de Energía e Integración” en mayo de 2008 y un “Acuerdo Binacional de Suministro y Exportación de Electricidad”²⁰⁶, suscrito en junio del 2010. el Congreso de la República en su Dictamen del 23 de mayo de 2014²⁰⁷, decidió no aprobar este Convenio, por lo que este tratado no es vinculante para el Estado Peruano.

Caso distinto es el de Chile, pues no se cuenta con infraestructura de interconexión ni acuerdo bilateral vigente al respecto. No obstante, producto de los estudios desarrollados

²⁰⁴ ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA. *Procedimiento técnico COES PR-43 “Intercambios internacionales de electricidad en el marco de la Decisión 757 de la CAN”*, Lima, OSINERGMIN, 2013

²⁰⁵ PETRECOLLA, Diego; ROMERO, Carlos; AGÜERO, Aileen y PIRCHIO, Alexis. *Análisis de monitoreo de las condiciones de competencia en el sector eléctrico de Perú*, Lima, OSINERGMIN, 2010, 24-25.

²⁰⁶ En mérito a la Resolución Suprema N° 057-2011-RE se remitió al Congreso de la República la documentación relativa al Acuerdo. El Congreso emitió su dictamen desaprobatorio. Este Dictamen señala como motivos principales para la negativa a la aprobación los siguiente: a) se trataba de un acuerdo para asegurar al Brasil la provisión de energía por al menos 30 años que comprometería de manera exclusiva la nueva capacidad de generación eléctrica del Perú con la exportación al Brasil; b) se compromete la libre decisión de los agentes de suscribir contratos en función a los incentivos de mercado existente, puesto que estarían obligados a exportar su energía a Brasil; c) costos importantes y potenciales de carácter ambiental. Cfr. CUETO LA ROSA, Vanessa. *Acuerdo para el suministro de electricidad al Perú y exportación de excedentes al Brasil. Buscando la gobernanza energética en el Perú*, Lima, DAR, 2011, pp. 27-28.

²⁰⁷ CUETO LA ROSA, Op. Cit., pp. 32-33

por el Sistema de Interconexión Eléctrica Andina, se han planteado hasta dos alternativas de integración eléctrica²⁰⁸. La primera, a través de una línea de 220 KV desde Tacna a Arica, la cual se estimó entraría en operación el año 2017; la segunda, a través de una interconexión continua desde Moquegua al centro de Chile, que entraría en operación el 2020²⁰⁹.

Por último, con respecto a Bolivia, tampoco existe un acuerdo binacional de interconexión eléctrica y la infraestructura para la interconexión muestra menor desarrollo. Aunque, en junio de 2015, Bolivia y Perú firmaron un Acta para la conformación de un Comité Binacionales de Hidrocarburos y de Energía Eléctrica, pero no ha generado mayores avances en su objeto²¹⁰.

3.2.2. Proyecto de Ley de interconexión eléctrica en Perú

Sin perjuicio de las iniciativas normativas regionales, reconocidas por la legislación peruana, existe una propuesta legislativa para acondicionar la normativa interna a vínculos integrativos a suscribirse. En este sentido, el Proyecto de Ley N° 0521 “Ley que aprueba el marco general para la interconexión internacional de los sistemas eléctricos y el intercambio de electricidad”²¹¹ tiene por objeto, 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.

En resumen, el mencionado proyecto de ley plantea los siguientes lineamientos generales:

- a) Tanto la interconexión como los intercambios de electricidad se realizarán en el marco de los acuerdos internacionales suscritos.
- b) El Perú solo podrá exportar sus excedentes de energía, luego de cubrir la demanda interna.

²⁰⁸ URIARTE; CLARO; GAMIO y DE BIEVRE, Op. Cit., pp. 62-63.

²⁰⁹ IBIDEM, pp. 65-66.

²¹⁰ CORONADO; JAIME y GAMBA, Op. Cit., p. 42.

²¹¹ Proyecto enviado con Oficio N° 046-2016-PR por la Presidencia de la República y recepcionado por el Congreso de la República el 01 de abril de 2016. La misma fue puesta a debate en la Comisión Dictaminadora correspondiente el 06 de abril de 2016.

- c) Las exportaciones no deben generar sobrecostos para los usuarios eléctricos peruanos.
- d) Los intercambios estarán determinados por decisiones operativas de despacho económico, coordinado entre el COES y los operadores de los otros sistemas.
- e) El Perú en ningún caso, será usado como una servidumbre de paso para la interconexión de dos estados de extremos colindantes. En otras palabras, no otorgará concesiones de transmisión que no se conecten al sistema eléctrico peruano.
- f) Los acuerdos internacionales deberán incorporar un mecanismo de compensación por el intercambio de energía generado con recursos naturales del Estado Peruano.

Debido a las disposiciones antes indicadas, la aprobación y promulgación del Proyecto de Ley N° 0521 -o de algún otro- es de suma importancia a efectos de establecer las directrices que se deben considerar, en adelante, para suscribir acuerdos internacionales de interconexión e intercambio de energía eléctrica.

Asimismo, el objetivo es también que se logre agilizar los procesos de exportación e importación de electricidad entre los países del acuerdo. Además, la finalidad es que los intercambios eléctricos no se originen únicamente por situaciones de emergencia, tal como ocurre entre Perú y Ecuador.

3.3. Beneficios de la interconexión eléctrica para las ERNC

En primer lugar, la posibilidad de realizar intercambios de electricidad -importación y exportación- contribuye con la seguridad energética. Puesto que permite considerar el suministro eléctrico disponible en otro sistema eléctrico, evitando así interrupciones o racionamiento de suministro²¹².

Asimismo, desde el punto de vista comercial, la exportación e importación de electricidad crea valor agregado en los recursos de índole primaria, como el agua, las fuentes de

²¹² Cfr. VÁSQUEZ CORDANO, Arturo. *Aspectos económicos de la implementación de redes inteligentes (smart grids) en el sector eléctrico peruano*, 2^{da} edición, Lima, OSINERGMIN, 2017, p. 17.

energía renovables, el gas natural. De manera que, en lugar, de exportar –por ejemplo- gas natural se genera una cadena de valor, exportando electricidad²¹³.

Además de lo anterior, el principal beneficio que aporta el intercambio de electricidad proveniente de ERNC es la competitividad de precios, pues es evidente que las ERNC presentan un mayor precio en comparación a las fuentes convencionales. En efecto, esta diferencia en costos es más evidente en una matriz eléctrica como la peruana, conforme se expuso en el Gráfico N° 05.

A pesar de los recursos existentes, los cuatro (04) últimos años se registran aumentos constantes en los precios finales de la energía eléctrica. Desde el año 2014 hasta el primer trimestre del año 2018, las tarifas eléctricas se incrementaron hasta en 10%. Así para febrero de 2016, OSINERGMIN informó que las tarifas eléctricas para el sector industrial registrarían un incremento de 5.6%. Esto es así porque el COES está obligado a utilizar fuentes de energía caras como la proveniente de las ERNC, lo que derivará en un incremento de costos²¹⁴.

Por sí mismo el aumento no afecta la ventaja comparativa del Perú en cuanto precios de la energía. Lo anterior se debe a que el costo de la electricidad es uno de las más bajos de la región. Por ejemplo, las industrias chilenas y colombianas pagan, respectivamente, 54.8% y 104.7% más que sus pares peruanos²¹⁵. Es entonces cuando se proyecta la competencia comparativa hacia la electricidad proveniente de ERNC para exportarlas con mejor precio.

El estudio comparativo a nivel latinoamericano de EINSTOSS y SICRA²¹⁶ confirma la ventaja comparativa de precios de electricidad peruano, al diferenciar el costo de la electricidad por sectores residencial e industrial. Especial mención merece el análisis cuando no son aplicables los subsidios energéticos.

²¹³ Cfr. VEIGA, Mario; DE LUJAN, Maria; THOME, Fernanda; BINATO, Silvio; SANZ, Ramón; LLARENS, Daniel y otros. *Nuevas oportunidades de interconexión eléctrica en América Latina*, 2^{da} edición, Bogotá, CAF, 2012, p. 52.

²¹⁴ Cfr. VÁSQUEZ, Arturo; AGUIRRE, Carlos y TERRONES, Marco. *Aumento de tarifas eléctricas en la Argentina*, 2017 [ubicado el 26.III 2017]. Obtenido en http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/REAE/Osinergmin-GPAE-Analisis-Economico-003-2017.pdf

²¹⁵ DE CASTRO, Nivalde; ROSENTAL, Rubens y FERREIRA, Víctor. “La integración del sector eléctrico en América del Sur. Características y beneficios”, *GESEL*, Número 10, marzo 2011, p. 15.

²¹⁶ EINSTOSS, Alejandro y SICRA, Alejandro. “Análisis comparativo de las tarifas eléctricas en Argentina y en América del Sur. Febrero 2016”, *CERES*, Año 2, Número 2, marzo 2016, 2-18

A continuación, en la Tabla N° 10, se presentan los costos de la energía eléctrica en diferentes países de la región. Los valores están expresados en centavos de dólar por kW.h. En estos no se incorporan los impuestos ni cualquier otro cargo, pero incluyen los subsidios que los distintos operadores aplican a cada categoría de usuario, los cuales se resumen en la Tabla N° 11.

Tabla N° 10: Tarifa media en América del Sur con subsidios por kW.h en centavos de USD

País	Residencial				Comercial	Industrial
	Consumo mensual (kW.h)					
	30	150	300	1000		
Argentina	5.77	4.37	3.90	4.72	5.39	2.98
Bolivia	7.46	5.82	7.07	7.97	10.76	11.49
Brasil	12.06	13.23	13.89	15.48	15.52	11.56
Chile	15.80	13.55	13.27	13.07	10.61	8.89
Colombia	10.59	10.84	11.65	12.22	10.31	9.57
Ecuador	6.33	9.05	10.24	12.87	9.68	8.56
Paraguay	1.31	2.84	4.44	6.09	6.56	2.94
Perú	12.37	14.27	14.03	13.86	10.96	7.76
Uruguay	29.58	13.01	19.65	20.29	15.57	10.98
Venezuela	0.84	0.29	0.94	1.30	0.85	0.52

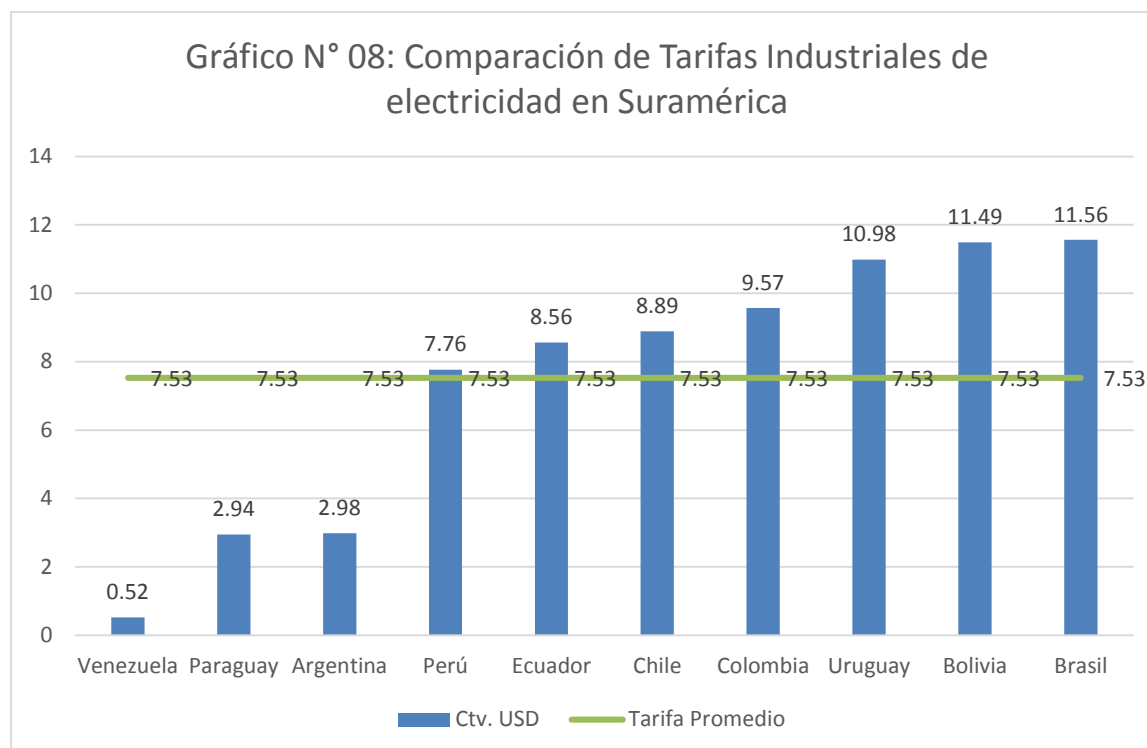
Fuente : EINSTOSS, Alejandro y SICRA, Alejandro. "Análisis comparativo de las tarifas eléctricas en Argentina y en América del Sur. Febrero 2016", CERES, Año 2, Número 2, marzo 2016.

De los datos expuestos en la Tabla N° 10, los precios de electricidad aplicables al sector residencial en el Perú, para consumos mensuales de hasta 30 kW.h, se encuentran por encima del promedio, superando únicamente a Chile y Uruguay.

Asimismo, los precios para consumos mensuales de 150 kW.h, son los más altos de la región. Esto se explica porque a este nivel de consumo, el Perú no otorga subsidio alguno a diferencia de sus pares regionales. Del mismo modo, para los precios de electricidad aplicables al sector residencial, en consumos mensuales de 300 kW.h, solo son superados por Uruguay. De forma similar, para el consumo residencial de 1000 kW.h, además del anterior, es superado por Brasil. Es notorio como a medida que el consumo aumenta, el precio de la electricidad peruana adquiere mayor competitividad, debido a la gradual desaparición de los subsidios para usuarios de bajo consumo eléctrico.

De otro lado, en el Gráfico N 08 se establece la comparación de tarifas industriales, en la cual son casi nulos los subsidios. Conforme la comparación realizada, el precio industrial

peruano se coloca ligeramente por encima del promedio regional, pero siendo la de mayor competitividad luego de Venezuela, Paraguay y Argentina. Sin embargo, esta cuarta posición en competitividad de precios es ficticio, pues los lugares anteriores no reflejan precios reales debido a la intervención estatal en esta materia.



Fuente : EINSTOSS, Alejandro y SICRA, Alejandro. "Análisis comparativo de las tarifas eléctricas en Argentina y en América del Sur. Febrero 2016", *CERES*, Año 2, Número 2, marzo 2016.

Las tarifas comparadas en el Gráfico N° 08, a excepción Venezuela, Paraguay y Argentina, no incorporan los subsidios que sí se presentan en las tarifas de consumo residencial. En la Tabla N° 11, se resumen los subsidios y sus principales características por país:

Tabla N° 11: Tipo de subsidios por matriz eléctrica

PAÍS	SUBSIDIO	CARACTERISTICAS
Argentina	Subsidio directo	Tarifas en proceso de descongelamiento por devaluación del peso argentino

Tabla N° 11: Tipo de subsidios por matriz eléctrica

PAÍS	SUBSIDIO	CARACTERISTICAS
Bolivia	Subsidio para usuarios con consumo mensual menor a 170 kW.h	Se establecido la "Tarifa Dignidad", con un descuento del 25% sobre el monto de la factura para los usuarios residenciales con consumos mensuales hasta 170 kW.h. Este se financia con aportes de empresas eléctricas.
Brasil	Tarifas diferenciadas según nivel de consumo: 0-30, 31-100, 101-140 y >140 KW/h por mes	Considera nivel de ingreso de usuarios.
Chile	Subsidio estacional por mayor demanda	Incremento significativo de los cargos tarifarios vigentes desde 01 de diciembre de 2007
Colombia	Subsidio según estratos socioeconómicos: bajo-bajo, bajo, bajo-medio, medio- alto-medio y alto	Las tarifas de distribución se encuentran en proceso de transición para alcanzar costos reales.
Ecuador	Tarifas diferenciadas según nivel de consumo: 0-50, 51-100, 101-150, 151-200, 201-250, 251-350, 351-400 y >400 kW.h por mes. Subsidios cruzados para usuarios con consumos de energía menor a 130 kW.h mes el que se financia con el aporte de los usuarios con consumos desde 161 kW.h en adelante.	Parque de generación en manos del Estado, una economía dolarizada, las tarifas de distribución se encuentran en proceso de transición para alcanzar costos reales.
Paraguay	Tarifa social subsidiada: 2.2 kW.h hasta 150kW.h por mes.	Subsidio de 75% sobre el valor de la factura, incluido el IVA, para los usuarios residenciales con consumos de energía de hasta 75kW.h por mes. Subsidio de 50% sobre el valor de la factura, incluido el IVA, para usuarios residenciales con consumos de energía entre 76 y 150 kW.h por mes.
Perú	Subsidio cruzado mediante el mecanismo del FOSE de 0-30kW.h por mes. Recargo a usuarios con consumo mayor a 100 kW.h por mes.	Esquema tarifario basado en características de consumo.

Tabla N° 11: Tipo de subsidios por matriz eléctrica

PAÍS	SUBSIDIO	CARACTERISTICAS
Venezuela	Tarifas diferenciadas según nivel de consumo: 0-200, 201-500 y >500 kW.h por mes	Las tarifas son fijadas por el Estado y no reflejan los costos del servicio. Fuerte subsidio para la economía en general.

Fuente : EINSTOSS, Alejandro y SICRA, Alejandro. "Análisis comparativo de las tarifas eléctricas en Argentina y en América del Sur. Febrero 2016", *CERES*, Año 2, Número 2, marzo 2016.

Por un lado, es necesario cumplir con los compromisos ambientales asumidos. En consecuencia, se debe diversificar la matriz eléctrica peruana. Por ello, la matriz eléctrica peruana se compone principalmente de energías renovables, utilizando el gas natural y los combustibles fósiles como energías complementarias. Sin embargo, es imprescindible que la electricidad proveniente de las ERNC no sea utilizada de forma tal que perjudique a los consumidores finales, como ocurre en la actualidad.

Las ERNC -abundantes en el territorio peruano- son económicamente inviables en una matriz eléctrica como la peruana, debido a los precios con los que fueron adjudicados en las subastas RER. En este contexto, la exportación de electricidad a sistemas eléctricos con mayores precios, se presta como la mejor opción para dotar de competitividad a los costos de su generación. Por tanto, se necesita establecer acuerdos de integración eléctrica con estabilidad jurídica y señalando las directrices para efectivizar la interconexión eléctrica.

3.4. Proyecto de Convenio Binacional para la Interconexión Eléctrica con ERNC

Conforme se expuso en los acápites 2.3.4 y 2.3.5 del presente estudio, es imprescindible considerar que, en la matriz eléctrica peruana, los precios de las ERNC son superiores al CMg promedio de la energía convencional, de acuerdo con los datos del Gráfico N° 06. Por ello, en atención a lo expuesto en el acápite 3.3, deben implementarse mecanismos para que las ERNC accedan a mercados cuyos precios sean más competitivos en comparación al ámbito local. En este contexto, la interconexión eléctrica se presenta como una solución viable a la necesidad de consolidación de las ERNC en la matriz eléctrica peruana. Puesto que los precios de la energía eléctrica en otros países de la

región son mayores, como se evidencia de la Tabla N° 10, las ERNC podrían competir con las tarifas establecidas.

No obstante, esta solución requiere de un documento técnico-jurídico el cual viabilice los protocolos de exportación e importación de energía eléctrica proveniente de las ERNC. En el presente acápite se desarrollarán las cláusulas modelo las cuales deberán incorporarse al “Convenio Binacional para la Interconexión Eléctrica con ERNC” a suscribirte entre Perú y el correspondiente Estado parte.

3.4.1. Nodos Energéticos de interconexión eléctrica

En primer término, la propuesta de Convenio para la interconexión física eléctrica debe obedecer a las características técnicas del consumo final. En ese sentido, es conocido que los sistemas eléctricos de Brasil, Colombia, Ecuador, Venezuela y Perú operan con una frecuencia de voltaje de 60 Hz; mientras que Argentina, Bolivia, Chile y Paraguay lo hacen con 50 Hz²¹⁷. Por ello, es necesario establecer en tres (03) ámbitos las locaciones colindantes con el SEIN, conforme se expresa en el Mapa N° 01.

De conformidad con la propuesta de los tres (03) Nodos de Interconexión, la integración eléctrica aprovecharán las ERNC presentes en la zona. Para el caso de Perú, por un lado, el NIN está ubicado en zonas de alto impacto eólico por la presencia del parque eólico Talara, el proyecto eólico Cupisnique y la central eólica Tres Hermanas, actualmente en operación.

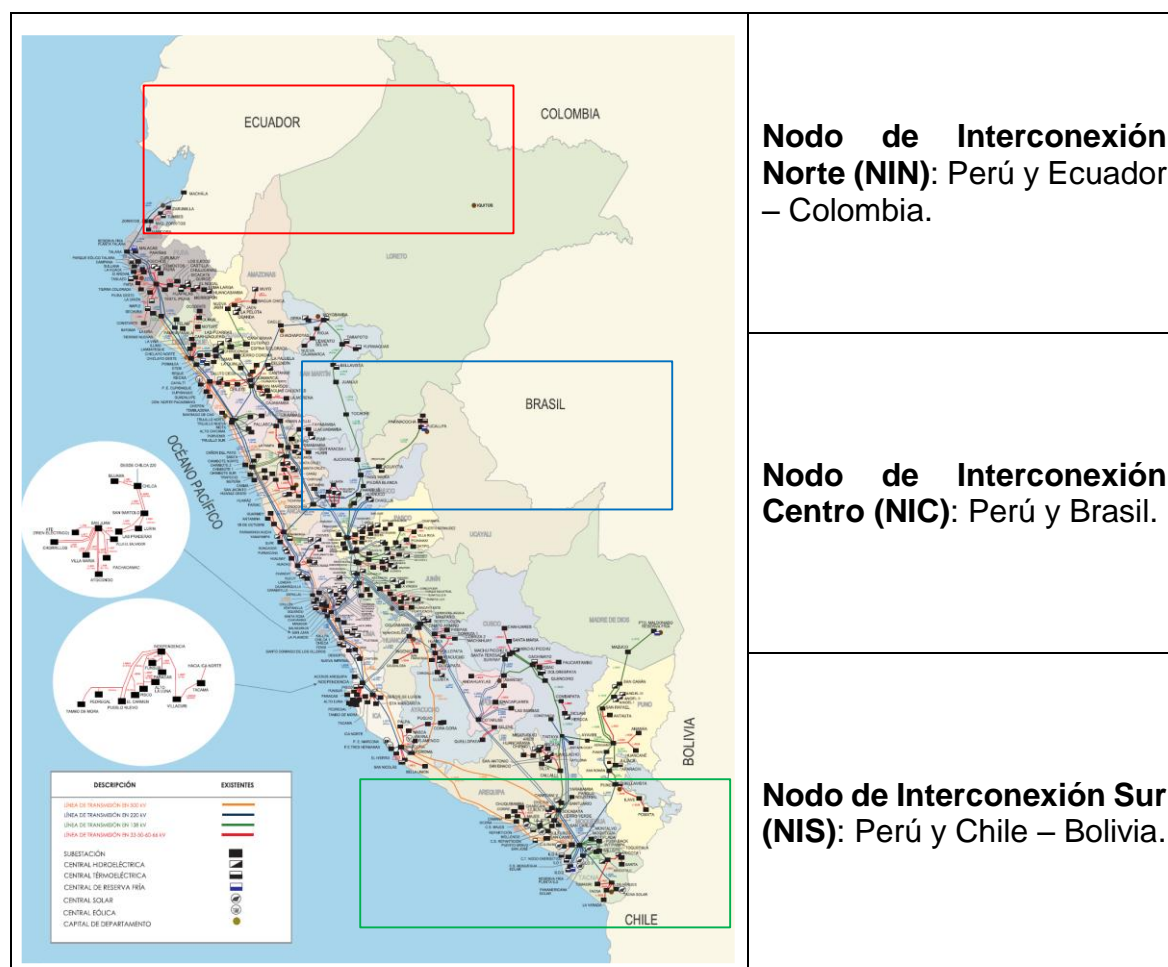
Asimismo, el NIC cuenta con un gran potencial para el desarrollo de pequeñas centrales hidroeléctricas, además de los proyectos en generación eléctrica con biomasa derivado en proyectos de biocombustibles²¹⁸.

²¹⁷ Cfr. TORRES CABRERA, Augusto. *Metodología para el análisis de la interconexión de sistemas eléctricos. Caso Bolivia-Chile*, Tesis para optar el grado de Magister en Ciencias de la Ingeniería con mención en Ingeniería Eléctrica, Santiago de Chile, Universidad de Chile, 2014., p. 21.

²¹⁸ El Ministerio de Energía y Minas ha evaluado el potencial energético derivado de las ERNC, entre las cuales se encuentra la energía eólica y a partir de proyectos de biocombustibles. Estos estudios son: (i) ESPINOZA ZEGARRA, Claudia y BERNABEL BADILLO, Félix. *Balance nacional de energía 2015*, Lima, MINEM, 2015; (ii) MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS. *Balance nacional de energía útil*, Lima, MINEM, 2016.

De otra parte, el NIS posee un probado potencial energético solar²¹⁹, compuesto por el proyecto Tacna Solar, la central Panamericana Solar y Moquegua Fotovoltaica los cuales se encuentran en operación y participan del SEIN.

Mapa N° 01: Propuesta de Nodos Energéticos para el SEIN



Fuente : Mapa del SEIN (<http://www.coes.org.pe/Portal/Operacion/CaractSEIN/MapaSEIN>)

Con ello, Sistema Eléctrico Interconexión Nacional peruano descargaría la electricidad proveniente de fuentes energéticas más costosas -eólica, solar fotovoltaica, solar térmica,

²¹⁹ Además de los proyectos RER adjudicados por OSINERGMIN en energía solar, existe un capital energético tanto fotovoltaico y solar-térmico, cuya capacidad nominal se expone en el estudio SERVICIO NACIONAL DE METEOROLOGÍA E HIDROLOGÍA. *Atlas de energía solar*, Lima, MINEM, 2003.

pequeña hidroeléctrica- en localidades oferentes de precios más competitivos en comparación a los precios nacionales.

3.4.2. Fomento energético de las ERNC

El principal objetivo del proyecto de Convenio es la consolidación de las ERNC, lo cual requerirá asegurar la provisión eléctrica con ERNC. En ese escenario, se propone incluir la siguiente cláusula:

“Cláusula de Fomento Energético Renovable:

Los Estados parte se comprometen a transferir sus excedentes eléctricos, siempre autorizados por operador técnico-económico de destino y al precio que determine el mercado spot.

Preferentemente, los Estados participarán con transferencias de electricidad proveniente de energías renovables no convencionales, asignándole un costo marginal igual a cero.

Entiéndase por energías renovables no convencionales a la: eólica, fotovoltaica, geotérmica, termosolar, mareomotriz, undimotriz, minihidráulica”

Conforme lo precisa la propuesta de esta cláusula, la participación de las ERNC está garantizada. Primero, porque aquellas no son aprovechadas en su totalidad debido a su discontinuidad en producción afectando la seguridad energética peruana. La gestión de las renovables -especialmente eólica y solar- es compleja dado que la generación con estas tecnologías no se produce necesariamente cuando la demanda del sistema lo requiere. Para compensar la variabilidad de estas energías, no poner en peligro la seguridad de suministro y mantener el equilibrio en un sistema eléctrico, se cuenta con las interconexiones internacionales. A medida que aumenta la capacidad de interconexión, se maximiza el volumen total de producción que el sistema es capaz de integrar en condiciones de seguridad, dado que la energía procedente de aquellas fuentes y que no tienen cabida en el propio SEIN, se pueden enviar a otros sistemas colindantes, en lugar de ser desaprovechada.

Al mismo tiempo, ante falta de producción renovable o problemas en la red, un alto grado de capacidad de intercambio permite recibir energía de otros países. Sin embargo, es conveniente su empleo para atender demandas no programadas de países vecinos.

En segundo lugar, sus elevados precios en generación restan competitividad en un mercado como el nacional, donde existen tarifas eléctricas bajas. Pero sí son competitivas en mercados con tarifas mayores.

Tercero, tal como sucede en el sistema eléctrico nacional, al asignarles un costo marginal igual a cero tienen opción preferente de ingreso al peaje del Sistema Eléctrico del país de destino.

3.4.3 Protección de inversiones en infraestructura de interconexión eléctrica

En otro orden de ideas, posee especial relevancia la infraestructura de generación-interconexión y las inversiones asociadas a esta. En tal sentido, el Convenio debe acoger una adecuada directriz tanto para el fomento de infraestructura energética en generación y transmisión internacional, como la protección de las inversiones específicas para lograr dicho objetivo.

“Cláusula Paraguas de protección

Es de interés común de los Estados partes el desarrollo de la infraestructura energética necesaria para (i) el suministro prioritario local y (ii) la exportación de excedentes, para viabilizar la interconexión de los sistemas eléctricos.

Cada parte otorgará trato justo y equitativo, plena protección y seguridad de conformidad con el derecho internacional consuetudinario a las inversiones en su territorio de inversionistas del otro Estado parte”

En ese sentido, se pretende lograr que los Estados compartan un halo de obligatoriedad común, respecto a los deberes de adquisición de infraestructura necesaria para viabilizar los objetivos de integración. Siendo así, será necesario la declaración de alguna de las

categorías jurídicas del bien común²²⁰ sobre las actividades de generación, transmisión y distribución eléctricas, esto por parte de los Estados contratantes.

Para el caso peruano, sólo será necesario aquella declaración respecto de la actividad de generación, puesto que las otras ya cuentan con aquella. Lo anterior permitirá una adecuada gestión social-predial de los títulos habilitantes necesarios para la puesta en marcha de los proyectos de infraestructura.

Además, es de imperiosa necesidad la inclusión de un modelo de protección de inversiones. Se considera adecuado la técnica jurídica vía estándares: “Trato justo y equitativo” y “plena protección y seguridad”. Esto son estándares absolutos y contingentes, su eficacia se basa en los antecedentes históricos, la dificultad de llegar a un acuerdo regla sobre el trato de inversiones extranjeras, y la mejor adaptación de su dinámica realidad circundante.

El primero de ellos, comprende la transparencia, estabilidad y protección de las expectativas legítimas del inversionista. Estas se encuentran respaldadas por el sistema jurídico aplicable al momento de realizada la inversión, los compromisos y declaraciones realizadas por el Estado receptor. El estándar “plena protección y seguridad” es correlato del anterior, puntualiza el mayor nivel de protección incluso ante medidas predicadas por la actividad de policía del Estado. Especial relevancia cobran las medidas tanto regulatorias como ambientales, incurriendo en responsabilidad el Estado huésped al aplicar normativa de este tipo que afecte las legítimas expectativas del inversionista.

De otro lado, las decisiones expropiatorias de los Estados conllevan un análisis técnico jurídico individualizado. Por ello es debe incluirse la siguiente cláusula:

“Cláusula sobre Expropiación e indemnización”

Ninguna de las partes puede expropiar, nacionalizar ni someter a medidas de efecto equivalente a la inversión requerida por este

²²⁰ Entre ellas: (i) Utilidad pública, (ii) Necesidad pública, (iii) Seguridad Nacional, (iv) Interés nacional, (v) interés público. Cfr. PACHECO ROJAS, Luis. *¿Cómo interpretar la “necesidad pública” y la “seguridad nacional” en las medidas expropiatorias?: la amplitud necesaria de la autógrafa del proyecto de ley n° 1832-2012, 2013* [Ubicado el 25.IX.2016]. Obtenido en <http://www.ius360.com/privado/civil/como-interpretar-la-necesidad-publica-y-la-seguridad-nacional-en-las-medidas-expropiatorias-la-amplitud-necesaria-de-la-autografa-del-proyecto-de-ley-n/>

acuerdo, sea directa o indirectamente, salvo que sea: (a) por motivos de propósito público; (b) de una manera no discriminatoria; (c) mediante el pago pronto, adecuado y efectivo de la indemnización justa y equitativa; y (d) con apego al principio del debido proceso

En un primer plano, la expropiación -tradicionalmente entendida- como mecanismo excepcional por el cual el Estado obliga a un particular a transferir un bien del cual es propietario, de acuerdo a un procedimiento establecido y al amparo de determinadas causales, es una potestad estatal. Como tal, se encuentra regulada, porque compromete la titularidad de la propiedad del bien. Es necesario someterla a límites concretos, solo así podrá considerarse que el ejercicio de dicha potestad es jurídico y legítimo.

Tras verificar el cumplimiento de las exigencias de “seguridad nacional o necesidad pública” y “reserva de ley”, la indemnización justipreciada es correlato importante para el inicio del proceso expropiatorio. Esta es en efectivo y debe compensar el precio del bien materia de expropiación y el eventual perjuicio. No obstante, la realidad demuestra otros comportamientos los cuales escapan de la previsión legal.

Como segundo tema de análisis, la expropiación indirecta como expresión de las actividades de la Administración Pública: de policía y regulatoria; plantea un dilema jurídico superado por el Derecho Internacional de las Inversiones²²¹. Ya sea que la inversión realizada en el Estado receptor sufra una devaluación tal que se entienda nula en sí misma, debido a un solo acto estatal -expropiación indirecta inmediata- o a un conjunto de actos soberanos -expropiación indirecta constructiva-, genera la indemnización correspondiente al inversor.

²²¹ Sobre este, son importantes los aportes del Centro de Arreglo de Diferencias relativas a Inversiones (CIADI). Su jurisprudencia, vinculante para todos los contratantes del Convenio sobre Diferencias en Inversiones entre Estado y Nacionales (1966) además de suscrito el respectivo acuerdo bilateral de inversiones, desarrolla la figura jurídica de la Expropiación Indirecta, sopesando los intereses soberanos de los Estados receptores y los intereses de nacionales inversores. Cfr. BANCO MUNDIAL. *Información general sobre el CIADI y su competencia*, 2015 [Ubicado 30.X.2016] obtenido en <https://icsid.worldbank.org/apps/ICSIDWEB/about/Documents/ICSID%20Fact%20Sheet%20-%20SPANISH.pdf>

3.4.4. Solución de controversias entre los Estado parte

De esta forma, la cláusula “paraguas” y la cláusula contra actos expropiatorios expuestas en el acápite anterior, protegen las inversiones contra contingencia de carácter general y específico respectivamente. Esto es imprescindible tanto para los Estados parte como para los inversores potenciales. Un adecuado manejo de los dispositivos de seguridad jurídica dota de estabilidad el retorno de la inversión y el aprovechamiento esperado de los recursos energéticos. Pero la sola inclusión de los estándares de protección no impide el acaecimiento de situaciones límites. Por ella debe proponerse un sistema de solución de controversias.

“Solución de Controversias

Las diferencias surgidas de la interpretación y ejecución del presente Convenio o los acuerdos específicos que resulten de aquel, serán resueltas por la vía diplomática, en forma amistosa, consensual y de acuerdo al espíritu del mismo. De manera subsidiaria, se aplican otros sistemas de solución de controversias.”

Se propone el sistema de solución pacífica de controversias por ser acorde a la naturaleza consensual del presente Convenio. La utilización de medios diplomáticos eminentemente autocompositivos, permite una solución negociada frente a discrepancias internacionales. La preferencia por aquellos está basada en que las partes negocian directamente, resguardando de mejor manera su autonomía e intereses a través de medios muy flexibles.

Si bien existe una variedad de medios diplomáticos²²², la negociación es el medio compatible con el carácter “amistoso y consensual” que se desea del Acuerdo. La Negociación bilateral es la técnica más común de solución pacífica de controversias internacionales. No se ciñe a reglas estrictas, pues las partes deciden los detalles de las

²²² Estos se clasifican en dos. Primero, aquellos métodos que no cuentan con la participación de una tercera parte, como la negociación. En segundo lugar, los métodos en que interviene un tercero sin capacidad resolutoria, como mediación, buenos oficios, investigación y conciliación. Cfr. HERNANDEZ CAMPOS, Augusto. “Los medios diplomáticos de solución pacífica de controversias internacionales y su aplicación a conflictos internos”. Obtenido en *Revista Jurídica Docentia et Investigatio*, volumen 15, número 2, 2014. pp. 122.

negociaciones. No obstante, la falta de reglas, deben respetarse principios fundamentales del Derecho Internacional Público, como el de Buena Fe.

Con lo anterior, la cláusula propuesta señala el primer orden de los medios diplomáticos -con especial relevancia de la negociación bilateral- y la obligatoriedad de los mismos, sin embargo, no impide recurrir a otros medios luego de satisfechos los primeros. Si bien se espera que los medios políticos generen una solución consensuada, es posible que no ocurra. Para ello, los Estados parte deben establecer mecanismos heterocompositivos jurídicos vinculantes para la solución de controversias. De manera extendida, los Acuerdos de Promoción y Protección Recíproca de Inversiones²²³ (APPRI) son los más utilizados para acceder al arbitraje internacional del CIADI.

3.4.5. La Suspensión del suministro eléctrico como situación de emergencia

La principal controversia suscitada en vigencia de acuerdos de interconexión eléctrica es referente a la suspensión del suministro energético. Por ello requiere especial regulación.

“Situaciones de Emergencia

En condiciones de emergencia coyuntural que ponga en peligro la seguridad del suministro eléctrico del mercado local, los Estados parte podrán, de común acuerdo y temporalmente, cambiar los valores de las exportaciones de electricidad comprometidos (declarados).

En esta situación, los Estados parte acordarán aquellas condiciones temporales, así como las compensaciones correspondientes, las cuales no podrán ser indemnizatorias.”

La principal causal de interrupción del suministro eléctrico es el desabastecimiento local. Como se describió anteriormente, la operación del sistema eléctrico peruano requiere como margen de reserva el 30% sobre la demanda efectiva; debajo del límite señalado, el abastecimiento peligra. Actualmente, Perú aumentó a 54% el margen de

²²³ Además de los APPRI, otros acuerdos con apartado sobre inversiones: Tratados de Libre Comercio (TLC) y Convenios de Integración Económica.

abastecimiento²²⁴. Por lo cual, es lejana la posibilidad de racionamiento, incluso desconocer los compromisos de transferencia eléctrica. Pero existen contingencias imprevisibles -sismos e inundaciones- que dejen fuera de servicio unidades de generación.

Además de lo anterior, es necesario determinar la imposibilidad de pretensiones indemnizatorias de los otros Estados contratantes. Si bien es posible aplicar las categorías de excepción de responsabilidad de caso fortuito o fuerza mayor ante eventos imprevisibles e irresistibles, es preciso determinarlo por escrito. La vinculación entre Estados a través de acuerdos internacionales se desarrolla según lo expresado en los mismos.

3.4.6 Compromisos de transferencia eléctrica entre los Estados parte

Es imprescindible anotar la forma de cumplimiento de las obligaciones de transferencia eléctrica de los Estados parte. Ante ello la siguiente cláusula:

Compromiso de transferencia

La potencia y energía eléctrica asociada a las centrales de generación destinadas a cubrir el mercado local y la exportación, se comprometen respetando estricto orden de prelación: (i) Mercado regulado local, (ii) Mercado libre local, (iii) Mercado importador.

Para determinar aquella cantidad de potencia y energía eléctrica comprometida, se procederá conforme a lo siguiente:

- a) Los titulares de los proyectos de centrales de generación, suministrarán al operador económico-técnico local en la forma y oportunidad que éste establezca, información sobre: capacidad de generación, potencia efectiva contratada, proyección de inversiones.*
- b) El operador económico-técnico local definirá las potencias y energía eléctrica destinada a su mercado local, además de los*

²²⁴ PEREZ REYES, Raúl. *Reserva de energía eléctrica local aumentaría a 54% este año* [Ubicado 05.XII.2016], Obtenido en <http://elcomercio.pe/economia/peru/reserva-energia-electrica-local-aumentaria-54-este-ano-noticia-1887242>

excedentes de potencia y energía eléctrica asociada, los cuales deberán ser fijos durante dos (02) años.

- c) La información del literal “b”, deberá ser comunicada al otro Estado contratante por vía diplomática semestralmente, discriminando la fuente energética de la cual provengan.*
- d) El operador económico-técnico importador, asignará mediante subasta y al precio determinado libremente por el mercado, la energía excedente asociada del literal “b”. Tienen preferencia las energías renovables no convencionales.*
- e) El operador económico-técnico local, dispondrá el despacho de las centrales de generación asociada, en forma tal de cumplir con la asignación de potencia y energía eléctrica comprometida.*

Las centrales de generación supeditadas al presente convenio son aquellas incluidas en el SEIN, se excluyen las centrales *off-grid* por considerarse de despacho menor de tipo inmediato. Con especial relevancia, las centrales de ERNC poseen privilegios por ser las comprendidas en el presente estudio. Aquellas generadoras eléctricas deben despachar según el orden prelatorio más conveniente al Estado parte exportador; así primero se asegura el despacho local regulado y local libre con respeto a la soberanía en el aprovechamiento de los recursos energéticos propios. Luego se declara los excedentes energéticos pasibles de exportación.

Para posibilitar el despacho exportador, en primer lugar, se establecen obligaciones compartidas entre los generadores y el Estado de acometida para establecer los márgenes excedentarios con proyecciones estables -mínimo de dos años- sin considerar la intermitencia de las generadoras con ERNC. Esto último puede compensarse con reserva fría.

Seguidamente, el canal diplomático de comunicación semestral aporta seguridad en la información tanto para los usuarios finales internacionales como a las industrias contratantes. En este nivel, es de imperiosa necesidad la diferenciación de las fuentes generadoras de la electricidad puesta a despacho. Esto con miras a establecer un mayor desenvolvimiento de las ERNC al respaldar objetivos propios de Responsabilidad Social

Empresarial de las industrias contratantes, además de los compromisos ambientales asumidos por el otro Estado parte.

Finalmente, con base en el mecanismo de subasta energética, se determina la cantidad de energía contratada a precio determinado por libre oferta y demanda. A través de este mecanismo de asignación energética pueden lograrse dos objetivos esenciales: (i) se oferta la mayor cantidad de electricidad de fuentes ERNC que de otra forma sólo sería comprendida como reserva fría en el Estado de acometida; (ii) se determina el mejor precio por la competencia entre los consumidores, siendo más rentable que la demanda local.

El COES, bajo estricto cumplimiento de los acuerdos y armonización de la cooperación con los demás operadores económicos-técnicos importadores, es el responsable del adecuado despacho de la energía transferida. Con especial énfasis de la electricidad proveniente de centrales de energía renovable no tradicional, la misma que debe comprometerse para lograr un óptimo retorno de inversión y cabal cumplimiento de los compromisos ambientales internacionales.

3.4.7. Compromisos complementarios para la integración energética

A medida que los sistemas y operadores de exportación-importación de las transferencias eléctricas encaminen los esfuerzos para consolidar la matriz eléctrica renovable peruana, las tendencias integracionistas requerirán mayores niveles de armonización entre los sistemas eléctricos²²⁵. Para preparar aquel escenario se propone:

Compromisos complementarios entre las partes

Además, los Estados parte se comprometen a:

- *Adecuar de marcos legales y normas técnicas nacionales.*
- *Implementar la infraestructura eléctrica con desarrollo sustentable.*
- *Promover acuerdos operacionales y comerciales.*

²²⁵ Este estudio propone un sistema de integración en orden a convenios binacionales de interconexión eléctrica con transferencias estables, como base para futuros formatos. Mayores niveles de integración energética son: convenios de integración multipartidario, convenios de integración con proyectos compartidos, convenios de armonización de sistemas eléctricos y convenios de operador económico-técnico único.

- *Promover la cooperación técnica.*

En este sentido, los Estados partes deben aprobar las medidas legislativas necesarias para complementar las acciones locales en razón de la mayor efectividad de las transferencias eléctricas. Estas engloban varios temas como legales-regulatorios²²⁶, técnicos²²⁷ y de infraestructura. Asimismo, los Estados contratantes deben facilitar la armonización de actividades económicas, comerciales y económicas, en aras de establecer un sistema de mayor nivel de integración con el objetivo de un operador económico-técnico único.

Con lo presentado (VER ANEXO 01), se propone el modelo de convenio para la interconexión eléctrica con sistemas colindantes. A través del cual se pretende dotar de mayor competitividad a la energía eléctrica proveniente de fuentes de ERNC. Si bien aquellas son económicamente inviables en la matriz eléctrica peruana, debido a los bajos costos de producción energética y la característica sustentable de la matriz eléctrica que la compone, pero sí convienen en sistemas eléctricos con deficiencias de generación, subsidios y eminentemente térmicos.

Ante ello, el presente estudio es una respuesta jurídica para solventar una solución a los problemas de competitividad de precios de las ERNC, cumplimiento de los compromisos ambientales internacionales y mayor dinamismo de la composición de la matriz eléctrica nacional.

²²⁶ Proyecto de Ley N° 0521 “Ley que aprueba el marco general para la interconexión internacional de los sistemas eléctricos y el intercambio de electricidad

²²⁷ El Decreto Supremo N° 011-2012-EM “Transacciones Internacionales de Electricidad entre Ecuador y Perú aplicables durante el período transitorio acorde con lo dispuesto en la Decisión 757 de la Comunidad Andina” y Procedimiento Técnico COES N° 43 “Intercambios Internacionales de Electricidad en el marco de la Decisión 757 de la CAN”

CONCLUSIONES

- El sector eléctrico peruano acogió dos reformas sustantivas dentro de su estructura. El actual modelo desintegrado verticalmente introduce competencia únicamente en la generación eléctrica, puesto que las actividades de transmisión y distribución se desarrollan en monopolio natural. Estas características han llevado a posicionarse como modelo de adecuación energética a nivel regional.
- La matriz de generación eléctrica peruana es eminentemente renovable, copada por la energía hidráulica. Sin embargo, el último quinquenio, la generación por combustión a base de gas natural avanza a ritmo constante. Es necesario establecer las condiciones para facilitar el aumento de producción energética a través de ERNC.
- Las ERNC como la eólica, fotovoltaica, geotérmica, termosolar, mareomotriz, undimotriz y minihidráulica son abundantes en el territorio nacional. Por ello, es posible cumplir con los compromisos ambientales internacionales pactados. No obstante, requieren de un especial marco jurídico para su desarrollo dentro de la matriz eléctrica peruana.
- Las ERNC tiene características peculiares, entre las cuales la intermitencia de producción eléctrica y sus altos costos en generación son las principales sobre las cuales deben acontecer cualquier marco jurídico aplicable. A pesar del variado acontecer legislativo, no es posible soslayar las barreras propias de las mismas.
- La interconexión eléctrica supone un aporte decisivo en el fortalecimiento de las ERNC. Si bien se acogieron las primeras propuestas legislativas a nivel nacional,

es necesario un marco jurídico que compatibilice las expectativas a nivel internacional. La primera acometida son los convenios binacionales de interconexión, por sus características de fácil desarrollo constitucional.

- Los convenios de interconexión deben favorecer la supresión de las barreras implícitas de las ERNC. Especialmente deben acoger sistemas de optimización de recursos, venta de energía renovable mediante subastas y canales de solución pacífica de controversias.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

LIBROS

1. ALEJOS, Ricardo. *Proyecciones de la matriz energética al largo plazo*, Lima, CEPLAN, 2011.
2. ALFARO MORI, Paola; APONTE FRETTEL, Reynaldo; ÁVILA ÁGREDA, Luis; CABRERA SOTO, Carlos; GÓMEZ ARIAS, Alejandro; MANSILLA ASTETE, Hernán y otros. *Plan bicentenario. El Perú hacia el 2021*, Lima, CEPLAN, 2011.
3. ALTOMONTE, Hugo (coordinador). *Las energías renovables no convencionales en la matriz de generación eléctrica. Tres estudios de caso*, Santiago de Chile, CEPAL, 2017.
4. APOYO CONSULTORÍA. *Lineamientos para promover la inversión en infraestructura en el Perú 2012 – 2016*, Lima, CAPECO, 2012.
5. AUTERE, Kati; PIGA, Davide; PESHAVARIA, Roshni; MWONE, Monica; TURNER, Mia; NDETI, Stephen y otros. *Semillas de conocimiento. Aportando soluciones para el cambio climático*, Nairobi, PNUMA, 2012.
6. BÁRCENA, Alicia y PRADO, Antonio (coordinadores). *Neoestructuralismo y corrientes heterodoxas en América Latina y el Caribe a inicios del siglo XXI*, Santiago de Chile, CEPAL, 2015.
7. BONIFAZ, José. *Distribución eléctrica en el Perú. Regulación y eficiencia*, Lima, Universidad del Pacífico-Centro de Investigación, 2001.
8. BRAVO ORELLANA, Sergio. *El costo de capital en sectores regulados y mercados emergentes. Metodología y casos aplicativos*, Lima, ESAN ediciones, 2004.
9. CALDERÓN, Álvaro (coordinador). *La Unión Europea y América Latina y el Caribe ante la nueva coyuntura económica y social*, Santiago de Chile, CEPAL, 2015.
10. CARBAJO JOSA, Alberto. *Integración de las energías renovables en el sistema eléctrico*, Madrid, Fundación Alternativa, 2012.
11. CARLOS MACHICAO, José y OLAZABAL REYES, Juan. *Matriz energética en el Perú y energías renovables. Balance y perspectivas del aporte de la energía al desarrollo sostenible en el Perú*, Lima, Fundación Friedrich Ebert, 2013.

12. CARRASCO VALENCIA, Alfonso. *La electricidad en el Perú. Política estatal y electrificación rural*, Lima, Tecnología Intermedia ITDG, 1990.
13. CASTILLO FREYRE, Mario y SABROSO MINAYA, Rita. *¿Arbitraje y regulación de servicios públicos? El caso de OSITRAN*, Lima, Palestra, 2011.
14. CASTRO, Paula; COELLO, Javier y CASTILLO, Liliana. *Opciones para la producción y uso del biodiesel en el Perú*, Lima, Soluciones Prácticas-ITDG, 2007.
15. CHÁVEZ VALENCIA, Alex; DELGADO NARRO, Augusto; GUEVARA BALLÓN, Pedro; OLIVERA VALENTÍN, Herbert; SÁNCHEZ PISCOYA, Miguel; PÉREZ COAGUILA, Julio y otros. *El Perú en los indicadores mundiales*, 2^{da} edición, Lima, CEPLAN, 2014.
16. CORONADO, Harold; JAIME, Haider y GAMBA, Paloma. *Crecimiento bajo en carbono. Políticas en Bolivia (Estado Plurinacional de), Colombia, Nicaragua y el Perú*, Santiago de Chile, CAPAL, 2014.
17. CUETO LA ROSA, Vanessa. *Acuerdo para el suministro de electricidad al Perú y exportación de excedentes al Brasil. Buscando la gobernanza energética en el Perú*, Lima, DAR, 2011.
18. DAMMERT LIRA, Alfredo; GARCÍA CARPIO, Raúl y MOLINELLI ARISTONDO, Fiorella. *Regulación y supervisión del sector eléctrico*, 1^{ra} reimpresión, Lima, Fondo Editorial de la Pontificia Universidad Católica del Perú, 2010.
19. DAMMERT LIRA, Alfredo; MOLINELLI ARISTONDO, Fiorella y CARBAJAL NAVARRO, Max. *Fundamentos técnicos y económicos del sector eléctrico peruano*, Lima, OSINERGMIN, 2011.
20. DAMMERT LIRA, Alfredo; MOLINELLI ARISTONDO, Fiorella y MARTINELLI PINILLOS, Marifé. *Estudio de multas del sector energía. Supervisión y fiscalización del sub sector electricidad*, Volumen 2, Lima, OSINERGMIN, 2008.
21. DAMMERT, Alfredo; GALLARDO, José y GARCÍA, Raúl. *Reformas estructurales en el sector eléctrico peruano*, Lima, OSINERGMIN, 2005.
22. DAMMERT, Alfredo; GARCÍA, Raúl y PÉREZ-REYES, Raúl. *Análisis de las barreras y facilidades para la inversión en centrales hidroeléctricas*, Lima, OSINERGMIN, 2006.
23. DE MARTINO, Gilberto; DE BUEN, Odón; GORENSTEIN, Joao; GONCALVES, Larissa; DOURADO, Rodolfo y NAVARRO, Judith. *Energías renovables para generación de electricidad en América Latina. Mercado, tecnologías y perspectivas*, Santiago de Chile, International Copper Association, 2010.
24. DERECHO, AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES. *Perú. Informe alternativo 2012. Sobre el cumplimiento del Convenio 169 de la OIT*, Lima, DAR, 2012.
25. ESPINOZA ZEGARRA, Claudia y BERNABEL BADILLO, Félix. *Balance nacional de energía 2015*, Lima, MINEM, 2015.
26. FERRO, Gustavo y LENTINI, Emilio. *Políticas tarifarias para el logro de los Objetivos de Desarrollo del Milenio. Situación actual y tendencias regionales recientes*, Santiago de Chile, CEPAL, 2013.

27. GALLARDO, José; GARCÍA, Raúl y PÉREZ-REYES, Raúl. *Determinantes de la inversión en el sector eléctrico peruano*, Lima, OSINERGMIN, 2005.
28. GALLARDO, José; GARCÍA, Raúl y TAMAYO, Roberto. *El apagón de Nueva York. Algunas implicancias para el caso peruano*, Lima, OSINERGMIN, 2003.
29. GAMBOA BALBÍN, Aída. *Diagnóstico 2013. Transparencia en el sector energético peruano*, Lima, DAR, 2013.
30. GAMBOA BALBÍN, Aída. *Diagnóstico 2014. Transparencia en el sector energético peruano*, Lima, DAR, 2014.
31. GAMBOA BALBÍN, César y CUETO LA ROSA, Vanessa. *Matriz energética en el Perú y energías renovables. Hidroeléctricas y conflictos sociales. Recomendaciones para una mejor gestión ambiental*, Lima, Fundación Friedrich Ebert, 2010.
32. GAMIO AITA, Pedro. *Matriz energética en el Perú y energías renovables. Energía en el Perú ¿Hacia dónde vamos?*, Lima, Fundación Friedrich Ebert, 2010.
33. GAMIO, Pedro y GARCÍA, Henry. *Energías renovables en el planeamiento estratégico del mediano y largo plazo*, Lima, CEPLAN, 2011.
34. GARCÍA BUSTAMANTE, Henry. *Matriz energética en el Perú y energías renovables. Barreras para el desarrollo de la bioenergía*, Lima, Fundación Friedrich Ebert, 2013.
35. GARCÍA CARPIO, Raúl; NARIO LAZO, Tatiana y PÉREZ-REYES ESPEJO, Raúl. *Externalidades en generación eléctrica y su impacto en la composición del parque generador óptimo*, 2^{da} edición Lima, OSINERGMIN, 2012.
36. GÓMEZ APAC, Hugo; MERINO TABOADA, María y MORALES CUTI, Delia (coordinadores). *La supervisión ambiental en el subsector electricidad*, Lima, OEFA, 2015.
37. GÓMEZ, Juan; JIMÉNEZ, Juan y MORÁN, Dalmiro. *El impacto fiscal de la explotación de los recursos naturales no renovables en los países de América Latina y el Caribe*, Santiago de Chile, CEPAL, 2015.
38. IBERDROLA. *Los asuntos pendientes en la regulación del sector eléctrico*, Madrid, Fundaciones Alternativas, 2008.
39. KOZULJ, Roberto (coordinador). *Energía. Una visión sobre los retos y oportunidades en América Latina y el Caribe. Marco institucional y análisis de la regulación*, Santiago de Chile, CAF, 2013.
40. KOZULJ, Roberto. *La participación de las fuentes renovables en la generación de energía eléctrica. Inversiones y estrategias empresariales en América Latina y El Caribe*, Santiago de Chile, CEPAL, 2010.
41. LANEGRA QUISPE, Iván (coordinador). *La electrificación rural en el Perú. Derechos y desarrollo para todos*, Lima, Defensoría del Pueblo, 2010.
42. LUDEÑA, Carlos; SÁNCHEZ, Leonardo; SAMANIEGO, Joseluis; DE MIGUEL, Carlos; PEREIRA, Mauricio; MARTÍNEZ, Karina y otros. *La economía del cambio climático en el Perú*, Lima, BID, 2014.

43. MENDIOLA, Alfredo; ACUÑA, Julio; CAMPOS, Danilo; MORENO, Hernán; SALINAS, Enrique y AGUIRRE, Carlos. *Nivel de atracción de inversiones en generación hidroeléctrica. Análisis comparativo entre el Perú y Colombia*, Lima, ESAN ediciones, 2012.
44. MENDIOLA, Alfredo; AGUIRRE, Carlos; AGUILAR, Oscar; CASTILLO, Suzete; GIGLIO, Gerard y MALDONADO, Walter. *Proyectos de generación eléctrica en el Perú. ¿Centrales hidroeléctricas o centrales térmicas?*, Lima, ESAN ediciones, 2012.
45. MENDIOLA, Alfredo; CHARA, Jesús; JARA, Nancy; PÉREZ, Mayra; SUAZO, Jenny; VALENZUELA, Hernán y otros. *Estrategia de generación de valor en una empresa de distribución eléctrica*, Lima, ESAN ediciones, 2011.
46. MINISTERIO DE COMERCIO EXTERIOR Y TURISMO. *Acuerdo de asociación transpacífico (TPP). El nuevo horizonte comercial del Perú. TPP 150 Preguntas y respuestas sobre el Acuerdo de Asociación Transpacífico*, Lima, MINCETUR, 2015.
47. MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS. *Atlas eólico del Perú*, Lima, MINEM, 2016.
48. MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS. *Balance nacional de energía útil*, Lima, MINEM, 2016.
49. NAVARRO GÓMEZ, Judith. *Propuesta metodológica para la elaboración de planes nacionales de eficiencia energética para los países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA)*, Ciudad de México, CEPAL, 2017.
50. ORGANISMO SUPERIOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA. *Supervisión de contratos de proyectos de generación y transmisión de energía eléctrica en operación*, Lima, OSINERGMIN, 2016.
51. ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA. *Apuntes para el plan energético nacional. Electricidad e hidrocarburos*, Lima, OSINERGMIN, 2008.
52. ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA. *Nuevo procedimiento técnico del COES N° 43 "Intercambios internacionales de electricidad en el marco de la Decisión 757 de la CAN" y modificación del "Glosario de abreviaturas y definiciones utilizadas en los procedimientos técnicos del COES-SINAC"*, Lima, OSINERGMIN, 2016.
53. ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA. *Procedimiento técnico COES PR-43 "Intercambios internacionales de electricidad en el marco de la Decisión 757 de la CAN"*, Lima, OSINERGMIN, 2013.
54. ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA. *Regulación del gas natural en el Perú. Estado del arte al 2008*, Lima, OSINERGMIN, 2008.
55. ORMEÑO SALCEDO, Víctor y MENDOZA GACON, Jaime; MITMA RAMIREZ, Riquel y URBINA RODRÍGUEZ, Robert. *Generación eléctrica con recursos energéticos renovables no convencionales en el Perú*, Lima, OSINERGMIN, 2014.

56. ORMEÑO SALCEDO, Victor y VÁSQUEZ CORDANO, Arturo. *Mercados de capacidad y confiabilidad en el sector eléctrico. Aspectos conceptuales y experiencias internacionales*, Lima, OSINERGMIN, 2014.
57. PALMA BEHNKE, Rodrigo; JIMÉNEZ ESTÉVEZ, Guillermo y ALARCÓN ARIAS, Ignacio. *Las energías renovables no convencionales en el mercado eléctrico chileno*, Santiago de Chile, GTZ, 2009.
58. PETRECOLLA, Diego; ROMERO, Carlos; AGÜERO, Aileen y PIRCHIO, Alexis. *Análisis de monitoreo de las condiciones de competencia en el sector eléctrico de Perú*, Lima, OSINERGMIN, 2010.
59. QUEQUEJANA MAMANI, Sonia y VERAMENDI REYNA, Yosy. *Guía de opiniones jurídicas emitidas por la Dirección General de Desarrollo y Ordenamiento Jurídico. Sobre la aplicación del Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General*, 2^{da} edición, Lima, MINJUS, 2017.
60. QUINTANILLA ACOSTA, Edwin; VÁSQUEZ CORDANO, Arturo; GARCÍA CARPIO, Raúl; SALVADOR JÁCOME, Julio y OROSCO ZUMARÁN, David. *Acceso a la energía en el Perú. Algunas opciones de política*, Lima, OSINERGMIN, 2012.
61. ROBINSON URTECHO, Patricia. *Manual del proceso legislativo*, 2^{da} edición, Lima, Congreso de la República, 2012.
62. ROJAS NAVARRETE, Manuel. *Estadísticas del subsector eléctrico de los países del sistema de la Integración Centroamericana (SICA)*, Ciudad de México, CEPAL, 2017.
63. ROMANÍ AGUIRRE, Julio y ARROYO CHALCO, Víctor. *Matriz energética en el Perú y energías renovables. Eficiencia energética. Políticas públicas y acciones pendientes en el Perú*, Lima, Fundación Friedrich Ebert, 2012.
64. RUCHANSKY, Beno (coordinador). *Integración eléctrica en América Latina. Antecedentes, realidades y caminos por recorrer*, Santiago de Chile, CEPAL, 2013.
65. RUIZ-CARO, Ariela. *Puntos de conflicto de la cooperación e integración energética en América Latina y el Caribe*, Santiago de Chile, CEPAL, 2010.
66. SAMANIEGO, Joseluis y SCHNEIDER, Heloísa. *Financiamiento para el cambio climático en América Latina en 2013*, Santiago de Chile, CEPAL, 2015.
67. SÁNCHEZ ALBAVERA, Fernando y ORREGO MOYA, Roxana. *Tablero de comando para la promoción de los biocombustibles en el Perú*, Santiago de Chile, CEPAL, 2007.
68. SAULINO, Florencia. *Implicaciones del desarrollo de los biocombustibles para la gestión y el aprovechamiento del agua*, Santiago de Chile, CEPAL, 2011.
69. SCHALLENBERG, Julieta; PIERNAVIEJA, Gonzalo; HERNÁNDEZ, Carlos; UNAMUNZAGA, Pedro; GARCÍA, Ramón; DÍAZ, Mercedes y otros. *Energías renovables y eficiencia energética*, Instituto Tecnológico de Canarias, 2008.
70. SCHÜTT, Kurt y CARUCCI, Flavio (coordinadores). *El factor energético y las perspectivas de integración en América del Sur*, Caracas, ILDIS, 2008.

71. SERVICIO NACIONAL DE METEOROLOGÍA E HIDROLOGÍA. *Atlas de energía solar*, Lima, MINEM, 2003.
72. STUMPO, Giovanni (coordinador). *La inversión extranjera directa en América Latina y el Caribe*, Santiago de Chile, CEPAL, 2015.
73. TAMAYO PACHECO, Jesús y QUINTANILLA ACOSTA, Edwin. *Análisis sobre seguridad energética. El caso peruano*, Lima, OSINERGMIN, 2017.
74. TAMAYO PACHECO, Jesús; SALVADOR JÁCOME, Julio; VÁSQUEZ CORDANO, Arturo y DE LA CRUZ SANDOVAL, Ricardo. *La industria de los hidrocarburos líquidos en el Perú. 20 años de aporte al desarrollo del país*, Lima, OSINERGMIN, 2015.
75. TAMAYO PACHECO, Jesús; SALVADOR JÁCOME, Julio; VÁSQUEZ CORDANO, Arturo y VILCHEZ CEVALLOS, Carlo (coordinadores). *La industria de la electricidad en el Perú. 25 años de aportes al crecimiento económico del país*, Lima, OSINERGMIN, 2016.
76. TAMAYO PACHECO, Jesús; SALVADOR JÁCOME, Julio; VÁSQUEZ CORDANO, Arturo y ZURITA SALDAÑA, Víctor (coordinadores). *La industria de la minería en el Perú. 20 años de contribución al crecimiento y desarrollo económico del país*, Lima, OSINERGMIN, 2017.
77. TAMAYO, Jesús; VÁSQUEZ, Arturo; SALVADOR, Julio y GARCÍA, Raúl (coordinadores). *La industria del gas natural en el Perú. A diez años del proyecto Camisea*, Lima, OSINERGMIN, 2014.
78. TÁUTIVA MANCERA, Camilo (coordinador). *Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia*, Bogotá, MINMINAS, 2015.
79. TOVAR HERNÁNDEZ, José y HUGO VENTURA, Víctor. *Análisis de opciones para incrementar las transacciones de energía eléctrica por la interconexión México-Guatemala-Centroamérica*, Ciudad de México, CEPAL, 2016.
80. UNIVERSIDAD ESAN. *Análisis de barreras de entrada para la inversión en centrales hidroeléctricas*, Lima, OSINERGMIN, 2008.
81. URIARTE, Ana; CLARO, Edmundo; GAMIO, Pedro y DE BIEVRE, Bert. *Generación de diálogo Chile-Perú Perú-Chile. Energía, recursos hídricos y medio ambiente*, Lima, Konrad Adenauer Stiftung, 2013.
82. VÁSQUEZ CORDANO, Arturo y AGUIRRE ZURITA, Carlos. *El costo promedio ponderado del capital (WACC). Una estimación para los sectores de minería, electricidad, hidrocarburos líquidos y gas natural en el Perú*, Lima, OSINERGMIN, 2017.
83. VÁSQUEZ CORDANO, Arturo. *Aspectos económicos de la implementación de redes inteligentes (smart grids) en el sector eléctrico peruano*, 2^{da} edición, Lima, OSINERGMIN, 2017.
84. VÁSQUEZ CORDANO, Arturo. *Los vínculos entre el crecimiento económico y la infraestructura eléctrica en el Perú, 1940-2000*, Lima, OSINERGMIN, 2004.

85. VÁSQUEZ CORDANO, Arturo; DE LA CRUZ SANDOVAL, Ricardo y COELLO JARAMILLO, Francisco. *Los biocombustibles. Desarrollos recientes y tendencias internacionales*, 2^{da} edición, Lima, OSINERGMIN, 2016.
86. VÁSQUEZ CORDANO, Arturo; GARCÍA CARPIO, Raúl y RUIZ MONCADA, Erix. *Análisis de la evolución e integración de los mercados internacionales de gas natural*, Lima, OSINERGMIN, 2013.
87. VÁSQUEZ CORDANO, Arturo; GARCÍA CARPIO, Raúl; ORTIZ RUIZ, Humberto y CASTRO CISNEROS, Lady. *El aporte de OSINERGMIN a la investigación sobre la problemática del sector energético y minero*, Lima, OSINERGMIN, 2012.
88. VÁSQUEZ CORDANO, Arturo; TAMAYO PACHECO, Jesús y SALVADOR JÁCOME, Julio (coordinadores). *La industria de la energía renovable en el Perú. 10 años de contribuciones a la mitigación del cambio climático*, Lima, OSINERGMIN, 2017.
89. VÁSQUEZ CORDANO, Arturo; TAMAYO PACHECO, Jesús; VILCHEZ CEBALLOS, Carlo y CHÁVEZ HUAMAN, Edison. *La regulación del sector energía*, Lima, OSINERGMIN, 2016.
90. VEIGA, Mario; DE LUJAN, Maria; THOME, Fernanda; BINATO, Silvio; SANZ, Ramón; LLARENS, Daniel y otros. *Nuevas oportunidades de interconexión eléctrica en América Latina*, 2^{da} edición, Bogotá, CAF, 2012.
91. VERA, Rafael; PAREDES, Carlos y DEFILIPPI, Enzo. *Mercado eléctrico en el Perú. Balance de corto plazo y agenda pendiente*, Lima, Universidad de San Martín de Porres, 2013.
92. ZONINSEIN, Leonora; CESANO, Daniel y RUSSELL, Jarrod. *Economía Verde*, Lima, Soluciones Prácticas, 2014.

TESIS

93. ANAYA MORALES, Willy. *Determinantes del precio spot de generación eléctrica en el Perú. 1993-2007*, Tesis para optar el grado de Magíster en Economía, Lima, Pontificia Universidad Católica del Perú, 2008.
94. BASTIDAS TRAVERSO, Raúl. *Aplicación de derechos financieros al sistema de transmisión de Perú como cobertura contra riesgos derivados de la cogestión*, Tesis para optar el grado de Magíster en Regulación de los Servicios Públicos, Lima, Pontificia Universidad Católica del Perú, 2009.
95. BENITES ARRIETA, Gabriel. *Las asociaciones público privadas como mecanismos para el desarrollo de proyectos de infraestructura en el ámbito de los gobiernos locales*, Tesis para optar el grado de Magíster en Derecho de la Empresa con mención en Regulación de Negocios, Lima, Pontificia Universidad Católica del Perú, 2014.

96. CELIS CASTRO, Alexander; GUTIÉRREZ MURGA, Abraham; SILVA MATOS, Julio y TORRES SIUEÑAS, Lesly. *Plan estratégico del sistema de generación térmica de electricidad en el Perú*, Tesis para optar el grado de Magíster en Administración Estratégica de Empresas, Lima, Pontificia Universidad Católica del Perú, 2012.
97. CELIS RIOSECO, Daniel. *Conexión de energías renovables no convencionales al sistema eléctrico*, Tesis para optar el Título de Ingeniero Civil de Industrias con Diploma en Ingeniería Eléctrica, Santiago de Chile, Pontificia Universidad Católica de Chile, 2011.
98. DE LA CRUZ SANDOVAL, Ricardo. *Remuneración a la potencia y composición del parque de generación eléctrica*, Tesis para optar el grado de Magíster en Economía Aplicada, Santiago de Chile, Universidad de Chile, 2010.
99. DIAZ AVILA, Johnnathan. *Evaluación del margen de reserva en el sector eléctrico peruano*, Tesis para optar el grado de Magíster en Regulación de Servicios Públicos, Lima, Pontificia Universidad Católica del Perú, 2011.
100. DOMÍNGUEZ BRAVO, Francisco. *La integración económica y territorial de las energías renovables y los sistemas de información geográfica*, Tesis para optar el grado de Doctor, Madrid, Universidad Complutense de Madrid, 2002.
101. ESTRADA, Fernando y CAÑETE, Ignacio. *Interconexión eléctrica regional*, Tesis para optar el título de Ingeniero Eléctrico, Santiago de Chile, Pontificia Universidad Católica de Chile, 2012.
102. FARJE PALMA, Isaías. *Impacto de las decisiones políticas en la autonomía y gestión de los organismos reguladores de servicios públicos, caso OSINERGMIN*, Tesis para optar el grado de Magíster en Regulación de Servicios Públicos, Lima, Pontificia Universidad Católica del Perú, 2013.
103. GARCÍA CARPIO, Raúl. *Propuesta de un mercado de capacidad vía contratos de cobertura como mecanismo para mejorar el manejo de riesgos y confiabilidad en el suministro de electricidad*, Tesis para optar el grado de Magíster en Regulación de Servicios Públicos, Lima, Pontificia Universidad Católica del Perú, 2008.
104. GUZMÁN ESTREMADOYRO, Walter. *Impactos de la introducción de la comercialización en el mercado eléctrico peruano*, Tesis para optar el grado de Maestro en Ciencias con mención en Sistemas de Potencia, Lima, Universidad Nacional de Ingeniería, 2011.
105. MORALES ANZOLA, José. *Sistema de interconexión eléctrica para la integración física de la infraestructura entre Centro y Suramérica dentro del marco IIRSA y el PPP*, Tesis para optar el título de Politólogo, Bogotá, Pontificia Universidad Javeriana, 2010.
106. OYANGUREN RAMIREZ, Fernando. *El comercializador como agente de competencia en el mercado eléctrico peruano*, Tesis para optar el grado de Magíster en Economía, Lima, Pontificia Universidad Católica del Perú, 2007.
107. PARRA PAZ, Ángel. *Crisis energética. Aplicación de medidas preventivas mediante gestión de la demanda, en lugar de medidas correctivas mediante racionamiento*,

Tesis para optar el grado de Magíster en Regulación de Servicios Públicos, Lima, Pontificia Universidad Católica del Perú, 2012.

108. RÉVOLO ACEVEDO, Miguel. *Influencia de la regulación, supervisión y propiedad en la calidad de servicios de las empresas de distribución eléctrica latinoamericanas en el periodo 2002-2007*, Tesis para optar el grado de Doctor en Administración Estratégica de Empresas, Pontificia Universidad Católica del Perú, 2009.
109. ROJAS BALTAZAR, Juan. *Acceso universal y sostenibilidad en el sector eléctrico rural del Perú*, Tesis para optar el grado de Magíster en Regulación de Servicios Públicos, Lima, Pontificia Universidad Católica del Perú, 2013.
110. SALAS CHAMOCHUMBI, Daniel. *Diagnóstico, análisis y propuesta de mejora al proceso de gestión de interrupciones imprevistas en el suministro eléctrico de baja tensión. Caso empresa distribuidora de electricidad en Lima*, Tesis para optar el título de Licenciado en Gestión Empresarial, Lima, Pontificia Universidad Católica del Perú, 2013.
111. SARANGO SEMINARIO, Luis. *Control o no control de fusiones en la industria regulada. Extendiendo el caso del sector eléctrico al mercado de gas natural*, Tesis para optar el grado de Magíster en Derecho de la Empresa con mención en Regulación de Servicios Públicos, Lima, Pontificia Universidad Católica del Perú, 2010.
112. VENTURA MONTOYA, Stephanie. *Regulación de la actividad de generación, transmisión y distribución eléctrica en el mercado nacional y regional*, Tesis para optar el título de Licenciado en Derecho, San José de Costa Rica, Universidad de Costa Rica, 2012.

REVISTAS

113. ARANGO, Juan; LONDOÑO, Juan y ARANGO, María. “La energía eléctrica en la globalización e integración de mercados eléctricos”, *Scientia et Technica*, Año XI, Número 28, octubre 2005, 121-126.
114. CADENA CANCINO, Adriana. “La integración en energía eléctrica entre los países de la Comunidad Andina. Análisis, obstáculos y desafíos”, *Revista Tempo do mundo*, volumen 1, número 2, julio 2015, 7-44.
115. DAMMERT LIRA, Alfredo. “Evolución y perspectivas futuras del mercado eléctrico peruano”, *Boletín del observatorio colombiano de energía*, Número 24, diciembre 2006, 3-12.
116. DE CASTRO, Nivalde; BRANDAO, Roberto; ROSENTAL, Rubens y DORADO, Paola. “Integración eléctrica internacional de Brasil. Antecedentes, situación actual y perspectivas”, *GESEL*, Número 64, agosto 2015, 2-41.

117. DE CASTRO, Nivalde; ROSENAL, Rubens y FERREIRA, Victor. "La integración del sector eléctrico en América del Sur. Características y beneficios", *GESEL*, Número 10, marzo 2011, 2-23.
118. EINSTOSS, Alejandro y SICRA, Alejandro. "Análisis comparativo de las tarifas eléctricas en Argentina y en América del Sur. Febrero 2016", *CERES*, Año 2, Número 2, marzo 2016, 2-18.
119. HIGA, César y SACO, Víctor. "Constitucionalización del derecho internacional de las inversiones. Los casos de la expropiación indirecta y el trato justo y equitativo", *Derecho PUCP*, Número 71, 2013, 231-256.
120. HONTY, Gerardo. "Interconexión energética sin integración política", *Revista del Sur*, Número 165, junio 2006, 13-26.
121. HORN, Manfred. "Los retos energéticos del Perú. El estado actual del uso de la energía solar en el Perú", *Perú Económico*, Volumen XXIX, Número 11, noviembre 2006, 10-11.
122. LUYO, Jaime. "El sector eléctrico peruano y las posibilidades de la nucleoelectricidad en Perú", *DELOS*, Volumen 4, Número 11, 2011, 1-10.
123. MANCO ZACONETTI, Jorge. "Modelo eléctrico en cuestión. Irracional y caro para los consumidores", *Revista de la Facultad de Ciencias Económicas de la UNMSM*, Año X, Número 25, 2005, 141-184.
124. PALESTINI CÉSPEDES, Stefano, "Regímenes de integración regional. La construcción institucional de los mercados del sur global", *Revista de Sociología*, Número 27, 2012, 55-78.
125. RODRÍGUEZ MORALES, Jorge y RODRÍGUEZ LÓPEZ, Fernando. "Regulación, política agro-energética y la evolución del mercado de carburantes renovables en Brasil", *Derecho PUCP*, Número 75, 2015, 355-384.
126. RUSSELL, Jarrod. "Incentivos para la generación de electricidad en una Economía Verde. Marcos efectivos de América Latina", *Soluciones Prácticas*, Número 4, junio 2015, 1-14.
127. SÁNCHEZ ZEGARRA, Elías. "¿Mayor competencia en el sector eléctrico peruano?", *Revista de Economía y Derecho UPC*, Volumen 11, Número 41, 2014, 101-124.
128. QUINTANAR, Silvia. "Estrategias de integración energética Latinoamericana de Brasil y Venezuela. Convergencias y divergencias", *Sociedad y Discurso*, Número 18, 2010, 48-74.
129. TELLO, Mario. "Perú. Integración, especialización sectorial y sincronización de los ciclos internacionales del producto", *Revista CEPAL*, Número 106, abril 2012, 95-133.
130. URRUNAGA, Roberto y APARICIO, Carlos. "Infraestructura y crecimiento económico en el Perú", *Revista CEPAL*, Número 107, agosto 2012, 157-177.
131. VEGA BARTRA, Antonio. "Una breve introducción al derecho de los tratados", *Ius et Praxis*, N° 45, 2014, 89-199.

RECURSOS ELECTRÓNICOS

132. AGUILAR ANDÍA, Giovanna. *El sistema tarifario del servicio público de electricidad, una evaluación desde el punto de vista de los usuarios*, 2003 [ubicado el 01.I 2016]. Obtenido en <http://files.pucp.edu.pe/departamento/economia/DDD224.pdf>.
133. AGUINAGA, Jorge; CARBAJAL, Elsa; APAZA, Freddy y MEZA, José. *Estado de situación del sector energía*, 2012 [ubicado el 01.I 2016]. Obtenido en http://www.cmm.org.pe/articulos/documentos/Situacion_Energia-Sep2012.pdf.
134. ALEJOS GARCIA, Ricardo. *Proyección de la matriz energética en los escenarios identificados y perspectivas de largo plazo 2011-2040*, 2010. [ubicado el 01.I 2016]. Obtenido en <https://www.ceplan.gob.pe/wp-content/uploads/files/escenariosperspectivas.pdf>.
135. BÁRCENA, Alicia (coordinadora). *Financiamiento para el desarrollo en América Latina y el Caribe. Un análisis estratégico desde la perspectiva de los países de renta media*, 2015 [ubicado el 01.I 2016]. Obtenido en <https://www.cepal.org/es/publicaciones/37767-financiamiento-desarrollo-america-latina-caribe-un-analisis-estrategico-la.es.pdf>.
136. BURGOS, Francisco. *Cooperación e integración eléctrica regional en las Américas. Potenciales beneficios medioambientales, sociales y económicos*, 2007 [ubicado el 01.I 2016]. Obtenido en <https://www.oas.org/dsd/Documents/Cooperaci%C3%B3n%20e%20Integraci%C3%B3nEl%C3%A9ctricaRegionalenaAm%C3%A9ricas.pdf>.
137. CALFUCOY, Paulina; DÍAZ, Manuel; JIMÉNEZ, Guillermo y VARGAS, Luis. *Generación de electricidad a partir de energías renovables en América del Sur. Análisis comparativo de las condiciones institucionales y técnicas relevantes para la integración de las energías renovables en América del Sur*, 2012 [ubicado el 01.I 2016]. Obtenido en http://www.regsa-project.eu/downloads/Public%20documents/wp2_summary-study_es.pdf.
138. CÁMARA ARGENTINA DE ENERGÍAS RENOVABLES. *La hora de las energías renovables en la matriz eléctrica argentina. Aportes para un sistema eléctrico eficiente y sustentable. Desarrollo industrial y de las economías regionales*, 2015 [ubicado el 01.I 2016]. Obtenido en <https://www.energiaestrategica.com/wp-content/uploads/2015/10/Reporte-Ejecutivo.pdf>.
139. CAMPODÓNICO, Humberto. *Las reformas energéticas y el uso eficiente de la energía en el Perú*, 1998 [ubicado el 01.I 2016]. Obtenido en <https://www.cepal.org/es/publicaciones/5673-reformas-energeticas-uso-eficiente-la-energia-peru>.
140. CLARO, Edmundo; ARÍSTEGUI, Juan y TOMIC, Esteban. *Desafíos y oportunidades de las energías renovables no convencionales (ERNC) en la matriz eléctrica de*

- Chile, 2012 [ubicado el 01.I 2016]. Obtenido en <http://www.kas.de/chile/es/publications/31874/>.
141. COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL. *Boletín Mensual Agosto 2018*, 2018 [ubicado el 02.09.2018]. Obtenido en <http://www.coes.org.pe/Portal/Publicaciones/Boletines/>
 142. COVIELLO, Manlio. *Financiamiento y regulación de las fuentes de energía nuevas y renovables. El caso de la geotermia*, 1998 [ubicado el 01.I 2016]. Obtenido en <https://www.cepal.org/es/publicaciones/5695-financiamiento-regulacion-fuentes-energia-nuevas-renovables-caso-la-geotermia>.
 143. CUADROS CORDERO, Antonio y LÓPEZ GONZALES, Gerardo. *Análisis de condiciones de competencia en el mercado de generación eléctrica en el Perú, periodo 2010-2014*, 2015 [ubicado el 01.I 2016]. Obtenido en www.coes.org.pe/Portal/browser/download?url=Publicaciones/...pdf
 144. DAMMERT LIRA, Alfredo; GALLARDO KU, José y QUISO CÓRDOVA, Lennin. *La problemática de la supervisión de la calidad del servicio eléctrico*, 2004 [ubicado el 24.XI 2014]. Obtenido en [http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios Economicos/Documentos de Trabajo/Documento de Trabajo 06.pdf](http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Documentos de Trabajo/Documento de Trabajo 06.pdf).
 145. DELOITTE FAS y BLACK & VEATCH. *Interconector entre Perú-Chile. Estudio del análisis técnico*, 2015 [ubicado el 01.I 2016]. Obtenido en <https://es.scribd.com/document/359161001/Interconexion-Entre-Peru-y-Chile-Estudio-Del-Analisis-Tecnico>.
 146. DELOITTE FAS y BLACK & VEATCH. *Interconector Perú-Chile. Estudio de análisis para la planificación*, 2015 [ubicado el 01.I 2016]. Obtenido en <https://es.scribd.com/document/356547382/Interconexion-Entre-Peru-y-Chile-Estudio-de-Analisis-Para-La-Planificacion>.
 147. DELOITTE FAS. *Sector energía III. ERNC, perspectivas y dificultades*, 2016 [ubicado el 01.I 2016]. Obtenido en <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/cl/Documents/energy-resources/cl-er-estudio-energ%C3%ADa-chile-parte3.pdf>.
 148. EINSTOSS TINTO, Alejandro; CASTELAO CARUNA, María y GONZÁLEZ SZTEINMAN, Patricio. *Desafíos de la matriz eléctrica nacional y el papel de las energías renovables*, 2016 [ubicado el 01.I 2016]. Obtenido en <http://fcece.org.ar/wp-content/uploads/2016/12/sde40.pdf>.
 149. ESTA INTERNATIONAL LLC, *Marco regulatorio de la red eléctrica inteligente (REI) en México*, 2014 [ubicado el 01.I 2016]. Obtenido en <http://cre.gob.mx/documento/3978.pdf>.
 150. GAMIO AITA, Pedro. *Lineamientos para un plan estratégico en energías renovables*, 2010 [ubicado el 01.I 2016]. Obtenido en <https://www.ceplan.gob.pe/wp-content/uploads/files/dtlineamientosplanestrategico.pdf>.

151. GARCÍA BUSTAMANTE, Henry. *Informe sobre la proyección de la participación de las energías renovables en la matriz energética nacional de futuro 2011-2040 y del mediano plazo 2011-2016. Definiendo escenarios probables y posibles*, 2010 [ubicado el 01.I 2016]. Obtenido en <https://www.ceplan.gob.pe/wp-content/uploads/files/modelosprospectivasenergiasrenovables.pdf>.
152. GARCÍA CASALS, Xavier (coordinador). *Renovables 2050. Un informe sobre el potencial de las energías renovables en la España peninsular*, 2005 [ubicado el 01.I 2016]. Obtenido en <http://www.greenpeace.org/espana/Global/espana/report/other/renovables-2050.pdf>.
153. GARCÍA, Helena; CORREDOR, Alejandra; CALDERÓN, Laura y GÓMEZ, Miguel. *Análisis costo beneficio de energías renovables no convencionales en Colombia*, 2013 [ubicado el 01.I 2016]. Obtenido en <http://www.upme.gov.co:81/sgic/?q=content/an%C3%A1lisis-costo-beneficio-de-energ%C3%ADas-renovables-no-convencionales-en-colombia>.
154. GONZÁLEZ SILVA, Milko. *Nuevas perspectivas de la integración energética en América del Sur. ¿Cambios paradigmáticos en la integración energética regional?*, 2007 [ubicado el 01.I 2016]. Obtenido en <http://library.fes.de/pdf-files/bueros/caracas/05541.pdf>.
155. HORN MUTSCHLER, Manfred. *Matriz energética en el Perú y contribución de las energías renovables. Aprovechamiento descentralizado de fuentes renovables de energía*, 2009 [ubicado el 01.I 2016]. Obtenido en <http://fc.uni.edu.pe/mhorn/Aprovechamiento%20descentralizado.pdf>.
156. HUSSON, Gustavo; SANTAGOSTINO, Giulio; GOMEZ, Roberto y MONFREDINI, Gabriele. *Estudio de la máxima capacidad de generación no convencional (eólica y solar fotovoltaica) a ser instalada en el SEIN*, 2015 [ubicado el 01.I 2016]. Obtenido en http://www.coes.org.pe/Portal/browser/download?url=Planificaci%C3%B3n/Estudio%20para%20Nuevos%20Proyectos/Estudio%20de%20m%C3%A1xima%20capacidad%20de%20Generaci%C3%B3n%20No%20Convencional/ESC_150810-133_Inf-Resumen%20de%20Resultados_Capacidad_Max-RER.PDF.
157. INSTITUTO ECONOMÍA ENERGÉTICA. *Infraestructura de integración eléctrica en el cono sur. Situación actual y perspectivas*, 2005 [ubicado el 01.I 2016]. Obtenido en <http://www.ceare.org/materiales/ieargbra/archivos/ieab8.pdf>.
158. LARA, Ignacio. *Repensando la integración energética. Los límites y las potencialidades de la UNASUR*, 2014 [ubicado el 25.VI 2016]. Obtenido en <http://web.isanet.org/Web/Conferences/FLACSO-ISA%20BuenosAires%202014/Archive/a16df88a-ebb4-4a64-8ba0-b30e22e19ec3.pdf>.
159. MARTÍNEZ MARTÍN, Isabel; PANIAGUA SAN MARTÍN, Milagros; FERNANDEZ DE BEAUMONT, Isabela y GUILLÓ RODRÍGUEZ, Nuria. *El impacto de las energías renovables en los hogares*, 2014 [ubicado el 01.I 2016]. Obtenido en

<http://www.greenpeace.org/espana/Global/espana/2014/Report/cambio-climatico/Informe%20ER%20Hogares.pdf>.

160. MASA BOTE, Daniel. *Contribución a la integración de sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica. Recurso solar y predicción de generación*, 2014 [ubicado el 22.III 2016]. Obtenido en http://oa.upm.es/29110/1/DANIEL_MASA_BOTE.pdf.
161. MINISTERIO DE ECONOMÍA Y FINANZAS. *Guía de compromisos en los acuerdos internacionales de inversión y prevención de controversias internacionales de inversión en Perú*, 2013 [ubicado el 01.I 2016]. Obtenido en https://www.mef.gob.pe/contenidos/inv_privada/sicreci/r_aprendizaje/Guia_preven_cion_controversias_inversiones.pdf.
162. MINISTERIO DEL AMBIENTE y MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS. *Evaluación de la vulnerabilidad y adaptación en el sector electricidad*, 2010 [ubicado el 01.I 2016]. Obtenido en [http://www2.congreso.gob.pe/sicr/cendocbib/con4_uibd.nsf/320B8CFBE406197A05257DCF0070D139/\\$FILE/1_pdfsam_2715.pdf](http://www2.congreso.gob.pe/sicr/cendocbib/con4_uibd.nsf/320B8CFBE406197A05257DCF0070D139/$FILE/1_pdfsam_2715.pdf).
163. MINISTERIO DEL AMBIENTE. *COP20 Ambición para la acción. El espíritu de Lima inspiró el éxito*, 2014. [ubicado el 12.IV.2015]. Obtenido en http://www.minam.gob.pe/somoscop20/wp-content/uploads/sites/81/2015/04/dossier_bajas_final-1.pdf
164. NOBOA, Eduardo. *El sector energético en Suramérica. Evaluación, potencial e integración*, 2013 [ubicado el 01.I 2016]. Obtenido en <http://library.fes.de/pdf-files/bueros/quito/10374-20131204.pdf>.
165. OKUMURA SUZUKI, Pablo. *Apuntes en torno a las fallas de mercado y el monopolio natural*, 2007 [ubicado el 01.I 2016]. Obtenido en http://www.coes.org.pe/Portal/browser/download?url=Publicaciones/Articulos%20Tecnicos/680_Monopolio_Natural_articulo.pdf.
166. OLMEDO, Juan y CLERC, Jacques. *Costos de integración de ERNC intermitentes y estacionales. Convergiendo costos privados con costos sociales*, 2015 [ubicado el 01.I 2016]. Obtenido en http://www.acenor.cl/archivos/46_Costos_de_integraci_n_de_ERNC_intermitentes_y_estacionales.pdf.
167. ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA. *Estimación del costo de racionamiento para el sector eléctrico peruano*, 2012 [ubicado el 01.I 2016]. Obtenido en <http://www2.osinerg.gob.pe/Resoluciones/pdf/2012/Informe-No.0010-2012-GART.pdf>.
168. PASTOR, Cinthya; PÉREZ, Patricia y TRILLO, Diego. *El reto de la infraestructura al 2018. La brecha de inversión en infraestructura en el Perú 2008*, 2009 [ubicado el 01.I 2016]. Obtenido en <http://www.apam-peru.com/documentacion/ERI2008.pdf>.
169. PEREZ-REYES, Raúl y GARCÍA, Raúl. *El costo de capital en industrias reguladas. Una aplicación a la distribución de electricidad en el Perú*, 2005 [ubicado el 01.I

- 2016]. Obtenido en [http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios Economicos/Documentos de Trabajo/Documento de Trabajo 19.pdf](http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Documentos_de_Trabajo/Documento_de_Trabajo_19.pdf).
170. PÉREZ-REYES, Raúl. *Introducción a la regulación de tarifas de los servicios públicos*, 2006 [ubicado el 01.I 2016]. Obtenido en <http://www.administracion.usmp.edu.pe/institutoconsumo/wp-content/uploads/2013/08/Regulacion-Tarifaria-de-los-servicios-Publicos.pdf>.
171. QUINTANILLA, Edwin. *Perú. Soluciones para un mercado eléctrico de alto crecimiento. Promoción de energías renovables y competitivas*, 2016 [ubicado el 28.VIII 2016]. Obtenido en <https://www.osinergmin.gob.pe/Paginas/ARIAE-XX/uploads/Energias-renovables-competitivas-ARIAE.pdf>.
172. SARAVIA POICÓN, Fredy. *Interconexión eléctrica Perú-Chile. Oportunidades y riesgos. Modelo de seguridad energética, impacto de las energías renovables y la integración energética*, 2015 [ubicado el 01.I 2016]. Obtenido en https://www.researchgate.net/profile/Fredy_Saravia_Poicon/publication/282611946_Peru_-_Chile_Electrical_Interconnection_for_cross_border_transactions_Peru_-_Chile_Interconexion_electrica_para_TIEsTransacciones_Internacionales_de_Energia/links/5613f8f308ae4ce3cc6365f2/Peru-Chile-Electrical-Interconnection-for-cross-border-transactions-Peru-Chile-Interconexion-electrica-para-TIEsTransacciones-Internacionales-de-Energia.pdf
173. SOCIEDAD NACIONAL DE MINERÍA, PETROLEO Y ENERGÍA. *Perú. Manual de inversiones eléctricas*, 2011 [ubicado el 12.IV 2016]. Obtenido en <http://www.snmpe.org.pe/informes-y-publicaciones/manuales-de-inversion/manuales-de-inversion-del-sector-minero.html>.
174. UZQUIANO, Camilo; SULLIVAN, Mike y SANDY, Ximena. *Capacitación e instalación de sistemas fotovoltaicos en las comunidades de Carmen de Mero y Yolosani*, 2015 [ubicado el 01.I 2016]. Obtenido en <http://energiayambienteandina.net/pdf/WCS%20-%20CAPACITACI%C3%92N%20E%20INSTALACI%C3%92N%20DE%20SISTEMAS%20FOTOVOLTAICOS.pdf>.
175. VÁSQUEZ CORDANO, Arturo; CHÁVEZ HUAMÁN, Edison y CHÁVEZ PORTA, Thais. *Licitaciones de electricidad en Chile*, 2017 [ubicado el 01.I 2016]. Obtenido en [http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios Economicos/RAES/RAES-Electricidad-Diciembre-2015-GPAE-OS.pdf](http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/RAES/RAES-Electricidad-Diciembre-2015-GPAE-OS.pdf).
176. VÁSQUEZ, Arturo; AGUIRRE, Carlos y TERRONES, Marco. *Aumento de tarifas eléctricas en la Argentina*, 2017 [ubicado el 26.III 2017]. Obtenido en [http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios Economicos/REAE/Osinergmin-GPAE-Analisis-Economico-003-2017.pdf](http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/REAE/Osinergmin-GPAE-Analisis-Economico-003-2017.pdf).
177. VÁSQUEZ, Arturo; AGUIRRE, Carlos; GUEVARA, Ernesto y PHAN, Hai-Vu. *La escalera energética. Marco teórico y evidencias para el Perú*, 2017 [ubicado el 30.VII 2017]. Obtenido en

[http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios Economicos/REAE/Osinergmin-GPAE-Analisis-Economico-001-2017.pdf](http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/REAE/Osinergmin-GPAE-Analisis-Economico-001-2017.pdf).

178. VÁSQUEZ, Arturo; DE LA CRUZ, Ricardo y COELLO, Francisco. *La reciente caída del precio del petróleo, causas y posibles consecuencias*, 2015 [ubicado el 06.VIII 2015]. Obtenido en http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios Economicos/Documentos de Trabajo/Documento-Trabajo-36.pdf.
179. VÁSQUEZ, Arturo; DE LA CRUZ, Ricardo; LLERENA, Melissa e ISLA, Luis. *La política de introducción de los biocombustibles en el Perú. Una evaluación desde un enfoque de equilibrio general computable*, 2016 [ubicado el 01.I 2016]. Obtenido en http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/acerca_osinergmin/estudios_economicos/reportes-de-analisis-economico-sectorial.
180. VÁSQUEZ, Arturo; DE LA CURZ, Ricardo; COELLO, Francisco; NARIO, Tatiana y ALMEIDA, Omar. *El mercado de biocombustibles. Dando sus primeros pasos*, 2012 [ubicado el 01.I 2016]. Obtenido en http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios Economicos/RAES/RAES Hidrocarburos Diciembre 2012 OEE.pdf.
181. VÁSQUEZ, Arturo; GARCÍA, Raúl; CUEVA, Steven; NARIO, Tatiana y ALMEIDA, Omar. *Shale gas ¿cambio de la matriz energética mundial?*, 2012 [ubicado el 01.I 2016]. Obtenido en http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios Economicos/RAES/RAES Gas Natural Julio 2012 OEE.pdf.
182. VÁSQUEZ, Arturo; ORTIZ, Humberto; CUEVA, Steven; PALACIOS, Héctor; CERVANTES, Guillermo y SAN ROMÁN, Alberto. *Mercado de capacidad y cargo por confiabilidad. El caso de New England y la experiencia colombiana*, 2013 [ubicado el 25.V 2015]. Obtenido en http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios Economicos/Documentos de Trabajo/Documento-Trabajo-32.pdf.
183. VÁSQUEZ, Arturo; ORTIZ, Humberto; CUEVA, Steven; SALAZAR, Carlos y SAN ROMÁN, Alberto. *Energías renovables. Panorama Actual*, 2012 [ubicado el 01.I 2016]. Obtenido en http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios Economicos/RAES/RAES Electricidad Diciembre 2012 OEE.pdf.
184. VÁSQUEZ, Arturo; ORTIZ, Humberto; CUEVA, Steven; SALAZAR, Carlos y SAN ROMÁN, Alberto. *Margen de reserva. Estado actual y proyecciones en el mediano plazo*, 2012 [ubicado el 01.I 2016]. Obtenido en <https://www.osinergmin.gob.pe/Paginas/ARIAE-XX/uploads/Mercado-Elctrico-Peru-ARIAE.pdf>.
185. VÁSQUEZ, Arturo; VILCHES, Carlo y AURAZO, José. *Implementación de un mercado de capacidad en el mercado eléctrico peruano*, 2014 [ubicado el 01.I 2016]. Obtenido en http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios Economicos/RAES/RAES-Electricidad-Diciembre-2014-OEE-OS.pdf.

186. VÁSQUEZ, Arturo; VILCHES, Carlo; CHÁVEZ, Edison y CHÁVEZ, Thais. *Las energías renovables en el mundo*, 2016 [ubicado el 01.I 2016]. Obtenido en [http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios Economicos/RAES/RAES-Electricidad-Octubre-2016-GPAE-OS.pdf](http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/RAES/RAES-Electricidad-Octubre-2016-GPAE-OS.pdf).
187. VÁSQUEZ, Arturo; VILCHES, Carlo; MIRANDA, Carlos; SALAZAR, Carlos; AURAZO, José y ESQUIVEL, Daphne. *El uso de los recursos energéticos renovables no convencionales y la mitigación del cambio climático en el Perú*, 2014 [ubicado el 15.V 2015]. Obtenido en <http://www.osinergmin.gob.pe/newweb/pages/Publico/cop20/ebook/RAES-electricidad/pages/RAES-Electricidad-Noviembre 2014-OEE-OS-25 nov.pdf>.
188. VÁSQUEZ, Arturo; VILCHEZ, Carlo; CHÁVEZ, Edison y CHÁVEZ, Thais. *El mercado mundial de la electricidad*, 2015 [ubicado el 04.X 2016]. Obtenido en http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios Economicos/Documentos de Trabajo/Documento-Trabajo-40.pdf.
189. VÁSQUEZ, Arturo; VILCHEZ, Carlo; CHÁVEZ, Edison y MARINO, Diego. *Evaluación ex post del impacto de la regulación de las pérdidas de energía en el Perú*, 2017 [ubicado el 15.VIII 2017]. Obtenido en http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios Economicos/DEP/Osinergmin-GPAE-Documento-Evaluacion-Políticas-002-2017.pdf.
190. VELÁZQUEZ ELIZARRARÁS, Juan. *El nuevo derecho internacional de la energía a través del estudio de sus fuentes y el ordenamiento del mercado mundial del petróleo en un contexto geopolítico especulativo*, 2009 [ubicado el 01.I 2016]. Obtenido en <http://www.scielo.org.mx/pdf/amdi/v9/v9a21.pdf>.
191. VERGARA, Walter; ALATORRE, Claudio y ALVES, Leandro. *Repensemos nuestro futuro energético*, 2014 [ubicado el 12.XI 2016]. Obtenido en [https://publications.iadb.org/bitstream/handle/11319/5744/Repensemos nuestro futuro energ tico%20%283%29.pdf?sequence=4](https://publications.iadb.org/bitstream/handle/11319/5744/Repensemos_nuestro_futuro_energ_tico%20%283%29.pdf?sequence=4).

ANEXO 01

ACUERDO BINACIONAL PARA LA INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA Y LA TRANSFERENCIA DE EXCEDENTES DE ELECTRICIDAD

El Gobiernos de la República del Perú y el Gobierno (de la otra parte contratante),

Acuerdan:

CLÁUSULA I: DECLARACIÓN

Es de interés mutuo de las Partes el viabilizar la interconexión de los sistemas eléctricos, en un contexto de Desarrollo Sostenible.

CLÁUSULA II: OBJETO

El objeto del presente acuerdo es establecer el marco convencional que promueva la transferencia de excedentes de electricidad con el objetivo de viabilizar la interconexión entre los sistemas eléctricos de las Partes.

CLÁUSULA III: FOMENTO ENERGÉTICO RENOVABLE

Los Estados parte se comprometen a transferir sus excedentes eléctricos, siempre autorizados por operador técnico-económico de destino y al precio que determine el mercado *spot*.

Preferentemente, los Estados parte participarán con transferencias de electricidad proveniente de energías renovables no convencionales, asignándole un costo marginal igual a cero.

Entiéndase por energías renovables no convencionales a la: eólica, fotovoltaica, geotérmica, termosolar, mareomotriz, undimotriz, minihidráulica.

CLÁUSULA IV: PROTECCIÓN DE INVERSIONES

Es de interés común de los Estados partes el desarrollo de la infraestructura energética necesaria para (i) el suministro prioritario local y (ii) la exportación de excedentes, para viabilizar la interconexión de los sistemas eléctricos.

Cada Parte otorgará trato justo y equitativo, plena protección y seguridad de conformidad con el derecho internacional consuetudinario a las inversiones en su territorio de inversionistas del otro Estado parte.

CLÁUSULA V: SOBRE EXPROPIACIÓN E INDEMNIZACIÓN

Ninguna de las Partes puede expropiar, nacionalizar ni someter a medidas de efecto equivalente a la inversión requerida por este acuerdo, sea directa o indirectamente, salvo que sea: (a) por motivos de propósito público; (b) de una manera no discriminatoria; (c) mediante el pago pronto, adecuado y efectivo de la indemnización justa y equitativa; y (d) con apego al principio del debido proceso.

CLÁUSULA VI: SOLUCIÓN DE CONTROVERSIAS

Las diferencias surgidas de la interpretación y ejecución del presente Convenio o los acuerdos específicos que resulten de aquel, serán resueltas por la vía diplomática, en forma amistosa, consensual y de acuerdo al espíritu del mismo. De manera subsidiaria, se aplican otros sistemas de solución de controversias.

CLÁUSULA VII: SITUACIONES DE EMERGENCIA

En condiciones de emergencia coyuntural que ponga en peligro la seguridad del suministro eléctrico del mercado local, los Estados parte podrán, de común acuerdo y temporalmente, modificar los valores de las exportaciones de electricidad comprometidos (declarados).

En esta situación, los Estados parte acordarán aquellas condiciones temporales, así como las compensaciones correspondientes, las cuales no podrán ser indemnizatorias.

CLÁUSULA VIII: COMPROMISO DE TRANSFERENCIA

La potencia y energía eléctrica asociada a las centrales de generación destinadas a cubrir el mercado local y la exportación, se comprometen respetando estricto orden de prelación al: (i) Mercado regulado local, (ii) Mercado libre local, (iii) Mercado importador.

Para determinar aquella cantidad de potencia y energía eléctrica comprometida, se procederá conforme a lo siguiente:

- a) Los titulares de los proyectos de centrales de generación, suministrarán al operador económico-técnico local en la forma y oportunidad que éste establezca, información sobre: capacidad de generación, potencia efectiva contratada, proyección de inversiones.

- b) El operador económico-técnico local definirá las potencias y energía eléctrica destinada a su mercado local, además de los excedentes de potencia y energía eléctrica asociada, los cuales deberán ser fijos durante dos (02) años.
- c) La información del literal “b”, deberá ser comunicada al otro Estado contratante por vía diplomática semestralmente, discriminando la fuente energética de la cual provengan.
- d) El operador económico-técnico importador, asignará mediante subasta y al precio determinado libremente por el mercado, la energía excedente asociada del literal “b”. Tienen preferencia las energías renovables no convencionales.
- e) El operador económico-técnico local, dispondrá el despacho de las centrales de generación asociada, en forma tal de cumplir con la asignación de potencia y energía eléctrica comprometida.

**CLÁUSULA IX:
COMPROMISOS COMPLEMENTARIOS ENTRE LAS PARTES**

Además, los Estados parte se comprometen a:

- Adecuar de marcos legales y normas técnicas nacionales.
- Implementar la infraestructura eléctrica con desarrollo sustentable.
- Promover acuerdos operacionales y comerciales.
- Promover la cooperación técnica.

**CLÁUSULA X:
DURACIÓN**

El presente Convenio tendrá una vigencia de diez (10) años.

**CLÁUSULA XI:
ENMIENDAS**

Todas las enmiendas a este Convenio se efectuarán por decisión mutua, por escrito y utilizando la vía diplomática.

**CLÁUSULA XII:
DENUNCIA**

El presente Convenio podrá ser denunciado por cualquiera de las Partes, a través de los canales diplomáticos, luego de cinco (5) años de su efectiva entrada en vigor. Para este caso, la denuncia surtirá efecto a los treinta (30) días hábiles contados desde haberse recibido formalmente la correspondiente notificación.

En caso de denuncia, las Partes se comprometen a garantizar el cumplimiento de sus compromisos ya asumidos en las subastas y de las condiciones para el cumplimiento de los contratos firmados para la transferencia de energía.

**CLÁUSULA XIII:
ENTRADA EN VIGOR**

En presente acuerdo entrará en vigor en la fecha de la recepción de la última notificación mediante vía diplomática, a través de la cual las Partes se comunican sobre la culminación de los procedimientos normativos internos para su entrada en vigor.