

PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL PERÚ
ESCUELA DE POSGRADO



**TRATAMIENTO REGULATORIO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CON USO DE
FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES NO CONVENCIONALES EN PERÚ:
PROPUESTA DE MEJORA**

**TESIS PARA OPTAR EL GRADO ACADÉMICO DE MAGÍSTER EN REGULACIÓN DE
LOS SERVICIOS PÚBLICOS**

ALUMNO

JAIME RAÚL FLOR VICENTE

ASESOR

RAÚL LIZARDO GARCÍA CARPIO

Julio, 2020

A mi esposa María Del Pilar y a mis tres hijos

Walter Raúl, Marely Del Pilar y María Del Pilar



RESUMEN EJECUTIVO

El ingreso de inversiones en generación con recursos energéticos renovables no convencionales ha dado como resultado una participación cercana al 5% en la producción nacional, sin embargo, los costos de inversión de estas tecnologías se han ido reduciendo significativamente a lo largo de los años, hoy en día a nivel mundial los precios están muy bajos. Esa realidad, también se ha presentado en el Perú, pero no ha habido una penetración como ocurre en los demás países, distintos factores que se han cambiado en los últimos meses del año 2019, como el reconocimiento de la potencia firme, puede ser el punto de partida para que estas nuevas tecnologías puedan lograr tener una mayor participación en el abastecimiento de la demanda en el país.

La metodología se basa en determinar los costos de abastecimientos para las empresas distribuidoras, que considera la participación de las generadoras que usan recursos renovables no convencionales, y se consideran bloques horarios de energía para que estas tecnologías se incorporen vía estas subastas.

Inicialmente se hace una descripción de la regulación en Perú y cuáles han sido los resultados de la aplicación de la misma para la incorporación de las centrales que usan recursos energéticos renovables no convencionales.

Así mismo, en este trabajo se revisa los distintos incentivos que existen en países de la región para tratar de proponer una alternativa regulatoria que permita acelerar la penetración de estas nuevas tecnologías.

Finalmente se hace una propuesta que tiene una aplicación similar en un país vecino y se establecen algunas premisas que deben considerarse para implementar la misma en las actividades comerciales que hoy día se desarrollan en nuestro país. Se concluye que, la asignación por bloques en los procesos de licitación para el suministro de las empresas distribuidoras, reducen su costo de abastecimiento.

ÍNDICE

RESUMEN EJECUTIVO	i
ÍNDICE	ii
ÍNDICE DE TABLAS	iv
ÍNDICE DE GRÁFICOS.....	vi
ÍNDICE DE ECUACIONES	vii
INTRODUCCIÓN.....	1
I. Antecedentes y alcance	1
II. Justificación del Problema	7
III. Pregunta de Investigación.....	8
IV. Objetivo	9
V. Hipótesis	9
VI. Metodología	9
VII. Estructura de la tesis.....	10
VIII. Motivación	11
CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO	12
1.1 Marco normativo general en el que se desarrollan las actividades de generación en el sector eléctrico peruano.	12
1.2 Mercados a los que tienen acceso las empresas generadoras de electricidad.....	17
1.3 Riesgos de comercialización en el mercado eléctrico.	22
1.4 Costos de generación de las diferentes tecnologías.....	25
1.5 Diseño de los contratos de suministro de electricidad.	28
1.6 Ventajas y desventajas de las Centrales RERNC.	29
a) Ventajas.....	29
b) Desventajas	30
1.7 Estado de la Cuestión.....	30
CAPÍTULO 2. ANÁLISIS DEL MARCO REGULATORIO DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA CON RECURSO RENOVABLE NO CONVENCIONAL EN EL PERÚ	39
2.1 Marco Institucional.....	40
2.2 Marco regulatorio.	42
2.2.1 Decreto Legislativo 1002 – Decreto Legislativo de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables.....	42

2.2.2	Decreto Supremo 050-2008-EM. Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables.....	46
2.2.3	Decreto Supremo 012-2011-EM. Reglamento del DL 1002 que derogó al D.S. 050-2008-EM, vigente durante la segunda subasta RER.	47
2.3	Resultados de la aplicación del marco normativo.	48
2.4	Aspectos a mejorar.	49
CAPÍTULO 3. ANÁLISIS DEL MARCO REGULATORIO DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA CON RECURSO RENOVABLE NO CONVENCIONAL A NIVEL INTERNACIONAL. BRASIL, CHILE Y URUGUAY.....		51
3.1	Brasil.....	55
3.1.1.	Incentivos para instalar centrales eólicas y solares	55
3.1.2	Comercialización de Energía.....	58
3.2	Uruguay.....	61
3.3	Chile.....	63
CAPÍTULO 4. PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DE LA REGULACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES.....		67
4.1	Premisas.....	67
4.2	Propuesta	69
CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		82
BIBLIOGRAFÍA.....		84
ANEXOS		86
Anexo N° 1. Decreto Legislativo de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables.....		87
Anexo N° 2. Curvas de Producción de Centrales Solares.....		90
Anexo N° 3. Curvas de Producción de Centrales Eólicas		94
Anexo N° 4. Resumen de resultados de simulación		98
Anexo N° 5. Riesgos de Comercialización de Centrales Solares.....		100
Anexo N° 6. Riesgos de Comercialización de Centrales Eólicas		103

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Precio de Energía Promedio Adjudicado en Dólares por Megavatio-hora (USD/MWh)	5
Tabla 2 Resumen De Las Subcategorías De Costos Que Se Consideran Relevantes Para Comparar Los Costos Sociales De Las Tecnologías De Generación De Electricidad	26
Tabla 3 Resumen De Los Costos Sociales Específicos Estimados De La Generación De Electricidad En Los EE.UU. De Varios Tipos De Centrales Eléctricas Que Se Supone Que Comenzarán A Funcionar En el 2040	27
Tabla 4 Producción Anual (GWh) y Participación de las Renovables No Convencionales. 2009-2018	39
Tabla 5 Potencial de Capacidad de Generación con RERNC en el Perú	40
Tabla 6 Participación de la producción con ERNC en el Perú. Año 2017 y 2018	43
Tabla 7 Potencias Ofertadas Por Nivel De Tensión. Cuarta Subasta De Renovables.....	45
Tabla 8 Cronograma De Las Subastas de Energías Renovables En Perú.....	48
Tabla 9 Potencias Ofertadas y Adjudicadas En Las Licitaciones RER.....	49
Tabla 10 Precios Medios Por Cada Proceso Y Tecnología	49
Tabla 11 Capacidad De Generación Renovables en MW, Crecimiento Y Participación A Nivel Mundial	51
Tabla 12 Capacidad De Generación Renovables Eólica en MW, Crecimiento Y Participación A Nivel Mundial.....	52
Tabla 13 Capacidad De Generación Renovables Solar en MW, Crecimiento Y Participación A Nivel Mundial.....	52
Tabla 14 Capacidad De Generación Renovables Eólica en MW, Crecimiento Y Participación En Sudamérica.....	53
Tabla 15 Capacidad De Generación Renovables Solar Fotovoltaico en MW, Crecimiento Y Participación En Sudamérica	54
Tabla 16 Capacidad Instalada de Generación Eléctrica en Brasil en MW	55
Tabla 17 Características de los Mercados de Comercialización en Brasil.....	58
Tabla 18 Tipos de Subastas en la Comercialización de Electricidad en Brasil	59
Tabla 19 Potencia Instalada por Fuente de Generación (MW).....	62
Tabla 20 Capacidad de Generación Eléctrica Instalada a Setiembre 2019	63
Tabla 21 Potencia en Garantía por bloques (MW).....	72
Tabla 22 Potencia por Contratar de Luz del Sur. Valores Anuales en MW	76
Tabla 23 Precios adjudicados en la Licitación de 2015	76
Tabla 24 Precios adjudicados en la Licitación de 2015, expresados en dólares actualizados al 1 de enero 2020	78
Tabla 25 Precios adjudicados en la Cuarta Subasta de Suministro de Electricidad con recursos energéticos renovables.....	79
Tabla 26 Precios y potencias a usar en el proceso de simulación.....	79
Tabla 27 Resultados Caso 1.....	98
Tabla 28 Resultados Caso 2.....	98
Tabla 29 Resultados Caso 3.....	98
Tabla 30 Resultados Caso 4.....	99
Tabla 31 Margen de Comercialización Central Solar Rubí. Ventas: 24 horas	100

Tabla 32 Margen de Comercialización Central Solar Rubí. Ventas: 6:30 a 17:00 horas	101
Tabla 33 Margen de Comercialización Central Eólica Wayra. Ventas: 24 horas.....	103
Tabla 34 Margen de Comercialización Central Eólica Wayra. Ventas: 06:30 a 17:00 horas.....	104



ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1 Costo Marginal versus Precio de Energía en Barra	2
Gráfico 2 Curvas de Generación de centrales solar y eólica versus consumo de demanda de distribuidora	14
Gráfico 3 Variación del Costo Marginal de Corto Plazo a lo largo del día	20
Gráfico 4 Distribución de la oferta para atender la demanda con una disponibilidad de 20% de recurso hídrico	21
Gráfico 5 Margen de una empresa generadora que usa RERNC sin contratos con Usuarios	23
Gráfico 6 Variación del margen ante una variación del nivel de contrato	25
Gráfico 7 Tarifa de adjudicación vs Prima RER.....	44
Gráfico 8 Evolución Capacidad Instalada Acumulada ERNC en Operación Sept-19	66
Gráfico 9 Adjudicación incluyendo tecnologías RERNC	74
Gráfico 10 Curva unitaria de producción solar día miércoles 1 de enero de 2020	90
Gráfico 11 Curva unitaria de producción solar día jueves 2 de enero de 2020	90
Gráfico 12 Curva unitaria de producción solar día viernes 3 de enero de 2020	91
Gráfico 13 Curva unitaria de producción solar día sábado 4 de enero de 2020	91
Gráfico 14 Curva unitaria de producción solar día domingo 5 de enero de 2020	92
Gráfico 15 Curva unitaria de producción solar día Lunes 6 de enero de 2020	92
Gráfico 16 Curva unitaria de producción solar día Martes 7 de enero de 2020	93
Gráfico 17 Curva unitaria de producción eólica día Miércoles 1 de enero de 2020	94
Gráfico 18 Curva unitaria de producción eólica día Jueves 2 de enero de 2020	94
Gráfico 19 Curva unitaria de producción eólica día Viernes 3 de enero de 2020	95
Gráfico 20 Curva unitaria de producción eólica día Sábado 4 de enero de 2020	95
Gráfico 21 Curva unitaria de producción eólica día Domingo 5 de enero de 2020	96
Gráfico 22 Curva unitaria de producción eólica día Lunes 6 de enero de 2020	96
Gráfico 23 Curva unitaria de producción eólica día Martes 7 de enero de 2020	97
Gráfico 24 Margen de Comercialización de la Central Solar Rubí, venta: 24 horas.....	100
Gráfico 25 Margen de Comercialización de la Central Solar Rubí, venta: 06:30 a 17:00 horas.....	101
Gráfico 26 Margen de Comercialización de la Central Solar Rubí, venta: 09:30 a 16:00 horas.....	102
Gráfico 27 Margen de Comercialización de la Central Eólica Wayra, venta: 24 horas	103
Gráfico 28 Margen de Comercialización de la Central Eólica Wayra, venta: 06:30 a 17:00 horas .	104
Gráfico 29 Margen de Comercialización de la Central Eólica Wayra, venta: 05:30 a 18:30 horas .	105

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1 Costos de abastecimientos de energía eléctrica de una empresa distribuidora	10
Ecuación 2 Margen de una empresa generadora sin contratos de suministro de electricidad.....	22
Ecuación 3 Margen comercial de energía y potencia de una empresa generadora con contratos de suministro de electricidad.....	24
Ecuación 4 Margen comercial de energía de una empresa generadora con contratos de suministro de electricidad	24
Ecuación 5 Potencia de Garantía para centrales RERNC.....	70



INTRODUCCIÓN

I. Antecedentes y alcance

Desde los inicios de la década de los noventa, en el Perú se han venido dando procesos de privatización en distintos sectores de la economía, uno de ellos es el sector de electricidad, para ello se hicieron cambios en las normativas de dicho sector. Uno de los más importantes fue la que separó el funcionamiento del sector en tres actividades: generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica¹; teniendo las actividades de transmisión y distribución un carácter regulado por tratarse de actividades de tipo monopolio, y la actividad de generación, diseñado para manejarse en un entorno de competencia.

Debido al aumento natural del consumo de energía eléctrica, se requiere de nuevas inversiones en las distintas actividades del sector eléctrico para poder afrontar dicho incremento de consumo. En cuanto a la actividad de generación, la matriz energética con que se cuenta en el Perú para generar la energía eléctrica ha ido cambiando con el tiempo, pasando de una matriz compuesta preponderantemente de centrales hidráulicas a inicios de los años noventa con una participación menor de centrales que funcionan en base a combustibles derivados del petróleo, a tener en el año 2019, una matriz de participación casi igualitaria entre (i) centrales eléctricas que utilizan recursos hidráulicos y (ii) las que producen con recursos en base al gas natural, y así también con una pequeña participación de centrales eléctricas que producen utilizando recursos renovables no convencionales, solar y eólico preponderantemente, que en el año 2018 llegaron a un 4.4% de participación en la producción de energía eléctrica en el Perú.²

El consumo de energía eléctrica en los diez años previos al 2010 había venido creciendo a una tasa de crecimiento que superaba el 5% anual, si este ritmo de crecimiento se hubiera mantenido para los siguientes años, podría haberse generado en los siguientes años un desabastecimiento de energía, dichas proyecciones originó que el Estado Peruano a través de los procesos de licitación que llevó a cabo por la agencia de inversión, Proinversión; incentivara que los agentes del sector invirtieran en mayor capacidad de producción de energía eléctrica. El último proceso de gran envergadura por el tamaño de la capacidad de producción fue llevado a cabo en marzo del año 2011, y por una capacidad de producción de 500 MW hidráulicos.

¹ Artículo 1 del Decreto Ley 25844. Ley de Concesiones Eléctricas

² Información de la página WEB del Comité de Operación Económica del Sistema - COES, <http://www.coes.org.pe/Portal/Publicaciones/Estadisticas/>

Estos proyectos adjudicados en los procesos de Proinversión se fueron construyendo y entrando en operación comercial durante los siguientes años, por otro lado, la demanda de energía eléctrica se contrajo, no creció a las tasas de crecimiento que se esperaban, debido a que la demanda de energía eléctrica en el Perú se encuentra vinculada en su mayor parte al desarrollo del sector minero; y como los precios de los minerales disminuyeron a nivel mundial desde el año 2016 originó que los proyectos mineros se detuvieran o postergaran. En consecuencia, la oferta que ya estaba instalada esperando los crecimientos de demanda que no llegaron, generó una sobreoferta en la actividad de generación. En esta situación de sobreoferta los precios de energía en el Mercado de Corto Plazo (MCP) bajaron, este mercado es donde los generadores que no tienen suscritos contratos con usuarios asociados al suministro de energía, valorizan o remuneran su energía producida. Los precios de energía en el MCP estuvieron en el 2019 en valores que no superaron los 10 US\$/MWh, como puede observarse en el gráfico 1:

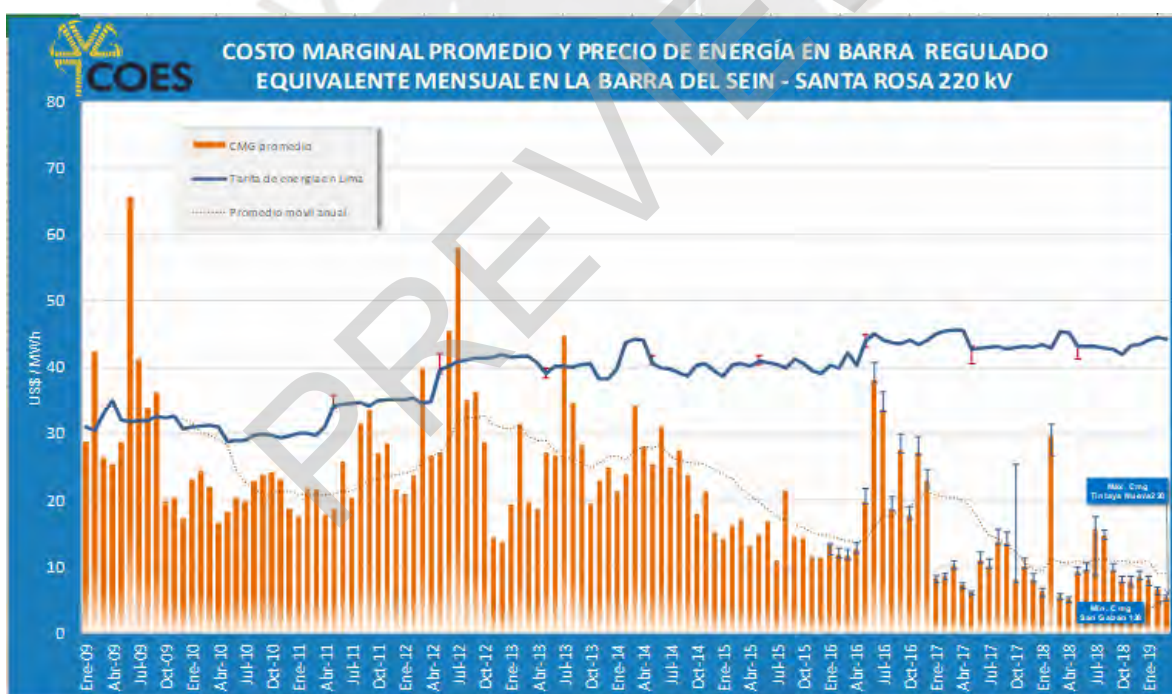


Gráfico 1 Costo Marginal versus Precio de Energía en Barra

Fuente:

<http://www.coes.org.pe/Portal/PostOperacion/ValorizacionTransferencias/ValorizacionTransferenciaEP>

Con esos precios bajos, no es posible recuperar la inversión de cualquier central de generación, Dado que toda inversión en centrales de generación requiere un nivel de precios adecuado para

que haga posible la rentabilidad de las mismas, suscribir contratos de suministro de electricidad con usuarios es la alternativa que se requiere para conseguirlo.

El alcance de esta tesis está relacionado con las centrales de generación eléctrica que usan recursos de energía renovable no convencional (RERNC) y que operan en el sistema interconectado nacional y no es considerado como generación distribuida.

Según la legislación en el Perú, para que una empresa generadora de electricidad pueda acceder a tener contratos con usuarios, se requiere que las centrales de generación de dichas empresas generadoras se les asigne un atributo denominado “potencia firme”, que permite a una central de generación suscribir contratos con usuarios, hasta el 31 de agosto de 2019, las centrales de generación con RERNC no tenían ese atributo, es decir, su potencia firme era cero, por lo que sólo podían participar a través de licitaciones promovidos por el estado, como veremos en el capítulo 2.

Los precios de energía establecidos en los contratos de suministro en el sector generación han ido variando a lo largo de los últimos años, hacia finales del 2015, según el “reporte semestral de monitoreo del mercado eléctrico del segundo semestre del 2015”, publicado en la página web de Osinergmin³, los precios (incluye energía y la potencia) con los que se firmaban los contratos de venta de energía eléctrica para los usuarios regulados y usuarios libres fueron 20.32 y 20.33 ctm. S./kWh respectivamente, y al cierre del año 2016 los precios alcanzaron los valores de 23.63 y 18.64 ctm. S/kWh para el mercado regulado y libre respectivamente⁴, donde se puede apreciar un beneficio en la reducción del precio de 8.3% sólo para los usuarios libres, que son aquellos que poseen la capacidad de acordar con su contraparte en un proceso de negociación los precios de energía. La reducción de los precios se originó por el efecto de la sobreoferta mencionada.

Asimismo, los precios (en este caso sólo energía) para los usuarios regulados, producto de contratos adjudicados en licitaciones de largo plazo, convocadas por las empresas distribuidoras y que son supervisadas por el organismo regulador, Osinergmin, también han ido disminuyendo a lo largo del tiempo, desde un valor promedio de 11.52 ctm S./kWh en la primera licitación⁵

³

http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Reportes_de_Mercado/RSMME-II-2015.pdf

⁴

http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Reportes_de_Mercado/RSMME-II-2016.pdf

⁵ Acta de adjudicación de la licitación ED-01-2009-LP, Suministro de Energía Eléctrica para las Empresas Concesionarias de Distribución: EDELNOR S.A.A., LUZ DEL SUR S.A.A., EDECAÑETE S.A., ELECTRO SUR ESTE S.A.A., SOCIEDAD ELÉCTRICA DEL SUR OESTE S.A., ELECTROPEUNO S.A.A. Y

llevada a cabo en el año 2010, hasta un valor de 10.76 ctm S/./kWh en la última licitación llevada a cabo en el año 2015, determinada como un promedio ponderado con la potencia fija adjudicada y que consta en el acta de dicho proceso⁶, esta reducción de precios todavía no se ve reflejado en los precios que paga el usuario final porque el suministro de electricidad en este último proceso fue adjudicado para un periodo de tiempo que todavía no inicia y que está comprendido entre los años 2022 y 2031.

La característica de estos contratos con usuarios libres y regulados, es que el generador que los suministra, asume o reserva una potencia para el usuario, para lo cual debe poseer potencia firme, y suministrar la energía asociada a dicha potencia, es decir, la energía que consume en cualquier momento. Las generadoras que usan RERNC que no tenían potencia firme, no podían contratar con usuarios, por otro lado, existe una diferencia marcada entre las horas de producción de las centrales RERNC con el horario de consumo de los usuarios, por lo que el diseño de los contratos que están vigentes tienen un riesgo de un nivel elevado para las centrales RERNC debido a que en las horas que no generan electricidad, tienen que comprar la misma en el MCP a un precio de energía que es incierto.

En los procesos de licitación de largo plazo para el suministro de electricidad a las distribuidoras, pueden participar proyectos de centrales de generación hidroeléctricas, los mismos que para efectos de evaluación de sus propuestas de precios presentadas pueden gozar de un descuento⁷. Los proyectos de generación hidráulica son los únicos tipos de proyectos que podían participar y tener derecho al descuento indicado, más no los proyectos de generación con RERNC, a pesar de que el Ministerio de Energía y Minas como promotor de inversiones tiene que implementar la evaluación del potencial nacional de proyectos de generación eléctrica con recursos renovables, y a la vez poner a disposición de los inversionistas los perfiles desarrollados hasta el nivel de pre-factibilidad. (Osinergmin, 2010).

ELECTROSUR

S.A.

http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/gart/licitaciones_y_subastas/licitaciones-de-energia/licitacion-edelnor-ed-01-2009/Acta_Edelnor01.pdf

⁶ Anexo 2.1, Acta de adjudicación de la licitación ED-01-2015-LP, Suministro de Energía Eléctrica para la Empresa Concesionaria de Distribución Edelnor S.A.A.

http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/gart/licitaciones_y_subastas/licitaciones-de-energia/LctcionED012015LP20222031/Acta-Adjudicacion.pdf

⁷ Ley 28832. Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica. Aprobado el 23 de julio de 2006. Artículo 4, Numeral 4.6.

Siguiendo el mismo curso, en mayo del año 2008 se publicó el Decreto Legislativo 1002 (DL1002), en el cual la generación de electricidad en base a recursos renovables se indicó de interés nacional y además de necesidad pública. (Congreso de la República, 2010)

Fue así que desde el año 2009 hasta el año 2016, Proinversión realizó cuatro procesos de subasta amparado en el DL1002, (Subasta RER) en la que los precios adjudicados han ido reduciéndose considerablemente a lo largo de las mismas. Para la generación con recurso solar, se ha pasado de un precio promedio de 22.1 ctv. US\$/kWh de la primera subasta, calculado como un promedio simple con la información del acta de adjudicación⁸, a un precio de 4.80 ctv. US\$/ en la última subasta llevada a cabo en febrero de 2016 en la primera ronda y de 4.85 ctv. US\$/kWh para la segunda ronda⁹, este detalle se puede observar en la Tabla 1. Sin embargo, la participación de la generación de energía eléctrica anual con recurso renovable no convencional no ha superado el 5% como se indicó anteriormente.

Tabla 1. Precio de Energía Promedio Adjudicado en Dólares por Megavatio-hora (USD/MWh)

Recurso	<u>Primera subasta</u>	<u>Segunda subasta</u>	<u>Tercera subasta</u>	<u>Cuarta subasta</u>
Eólico	79	69	-	38
Solar	221	120	-	48
Biomasa	81	-	-	-

Fuente: Actas de adjudicación de las subastas. Elaboración propia.

A pesar de haberse realizado 4 subastas, existe una capacidad de producción con energía renovable con baja participación en el Perú, las mismas ingresaron al sistema vía procesos de licitación administrados por Proinversión, en la cual este tipo de centrales cobran el precio que han adjudicado aplicado sobre la producción realizada, para ello no tienen limitaciones de orden

⁸ Acta notarial de adjudicación. Subasta de Suministros de electricidad con recursos energéticos renovables, del 12 de febrero del 2010, Anexo 2: Adjudicatarios Biomasa, Eólica y Solar. http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/energias-renovables/Subastas/PrimeraSubasta01/primaersubasta1_Acta005.pdf

⁹ Acta notarial de adjudicación. Cuarta Subasta de Suministro de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) de 10 de febrero de 2016, Anexo 2.2: Relación de Postores Adjudicados – Segunda Ronda (Tecnologías Biomasa, Eólica y Solar). http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/energias-renovables/Subastas/160216%20-%20Acta%20de%20adjudicacion%20y%20Buena%20Pro.pdf

jerárquico en la producción ya que la operación se hace en base al mínimo costo. Según el DL 1002, en su artículo quinto se indica textualmente que:

“La generación de electricidad a partir de RER tiene prioridad para el despacho diario de carga efectuado por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES), para lo cual se le considerará con costo variable de producción igual a cero (0).” (Congreso de la República, 2010)

De lo anterior, la única preocupación que tienen las centrales RER es producir al máximo sin ninguna restricción o riesgo salvo las técnicas y de la misma naturaleza (viento, radiación solar, etc.).

En resumen, se tienen como principales causas de que las renovables no penetren en el mercado con mayor intensidad y poder trasladar los menores precios asociados a esta tecnología al usuario final: (i) la sobreoferta, (ii) el marco regulatorio asociado a la definición de potencia firme y (iii) el diseño de los contratos de electricidad, en este caso, potencia y energía asociada.

Por otro lado, en Chile, la ley que gobierna el mercado de electricidad es similar a la ley peruana, así mismo, la ley peruana toma muchos de los aspectos regulatorios de la ley chilena, cabe destacar que en el año 2017, en la que se efectuó la última licitación para el abastecimiento de energía a los clientes regulados en Chile, alcanzó un precio medio de 3.25 ctv.US\$/kWh, o 32.5 US\$/MWh, en donde el 100% del requerimiento de energía fue adjudicado a nuevos proyectos de energía renovables no convencionales¹⁰ y un precio menor al obtenido en la cuarta subasta en el Perú como se resume en la Tabla 1.

Aquí nos podemos hacer las siguientes preguntas:

- a. ¿En el Perú, el usuario final se ha visto afectado o beneficiado de la reducción de los costos en las inversiones en centrales de generación que usan recursos renovables?
- b. ¿Para las centrales de producción con energía renovable no convencionales es suficiente tener el atributo de potencia firme para que comercialicen su producción de energía?
- c. ¿Podrían las centrales eléctricas que usan recursos renovables no convencionales ser incorporados en los procesos de licitación de suministro de energía eléctrica de largo plazo para las distribuidoras?

¹⁰ Análisis ACERA – Resultados del proceso de licitación 2017/01. Numeral 4, tabla 4. <http://www.acera.cl/wp-content/uploads/2018/02/ACERA-Minuta-licitaci%C3%B3n-2017-01.pdf>

II. Justificación del Problema

Los precios en el MCP, como hemos visto en el gráfico 1, han ido disminuyendo en el transcurso del tiempo, por la aparición de insumos para producir más baratos que los que se venían utilizando. Si bien el recurso hidráulico ha estado, está y al parecer estará siempre presente en la matriz de producción de electricidad, en el transcurrir de los años se vinieron usando en menor cantidad los insumos o recursos de producción más caros, como el petróleo y sus respectivos derivados. El cambio se inició con el uso de gas natural de Camisea en el año 2004; hoy están apareciendo los recursos renovables no convencionales, pero con estos últimos no se observa una penetración como la que ocurrió con la penetración del gas, a pesar que hoy los precios de las tecnologías renovables están disminuyendo considerablemente, la generación en base a agua y gas se reparten en la misma proporción la generación de electricidad en el país.

En el año 2009 con la primera licitación de energías renovables los precios que se fueron adjudicando resultaron muy altos en comparación con el parque de generación existente en esa fecha. Los precios adjudicados a la tecnología solar estuvieron entre 215 y 225 US\$/megavatio-hora (21.5 y 22.5 ctv. US\$/kWh) y los de la tecnología eólica estuvieron entre 65.52 y 85 US\$/megavatio-hora (6.552 y 8.50 ctv. US\$/kWh)¹¹, precios relativamente altos con los que existían en el mercado.

En el mes de febrero del 2016, se realizó la última licitación, la cuarta subasta de energías renovables, donde los precios adjudicados alcanzaron precios muchos más bajos que en la primera licitación, los precios asociados a la tecnología solar bajaron de 215 a 47.98 US\$/MWh mientras que los precios asociados a la tecnología eólica bajaron desde un mínimo de 65.52 en la primera subasta hasta un mínimo de 36.84 US\$/MWh en la cuarta subasta¹² y estos precios son monómicos, es decir contienen las componentes de energía y potencia.

Mientras que en el 2016 según el organismo regulador del sector eléctrico, Osinergmin, los precios regulados de energía estuvieron en 14.52 ctms de S/./kWh y los precios del mercado

¹¹ Acta notarial de adjudicación. Subasta de suministros de electricidad con recursos energéticos renovables. http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/energias-renovables/Subastas/PrimeraSubasta01/primersubasta1_Acta005.pdf

¹² Acta notarial de adjudicación. Cuarta Subasta de suministro de electricidad con recursos energéticos renovables al sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN). http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/energias-renovables/Subastas/160216%20-%20Acta%20de%20adjudicacion%20y%20Buena%20Pro.pdf

libre estuvieron en 18.64 ctms de S./kWh¹³, que equivalen a 43 y 55 US\$/MWh respectivamente (calculados con un tipo de cambio de 3.36 S./US\$ de diciembre 2016) a los cuales hay que agregarles las componentes del precio de potencia, que aproximadamente su equivalente en energía es 12 US\$/MWh, resultando precios monómicos de 55 y 67 frente a los 47.98 y 36.84 de las tecnologías renovables.

Pero estos menores precios de las tecnologías renovables no pueden ser trasladados directamente a los usuarios finales porque dichas tecnologías no pueden comercializar su producción, sólo la dejan en el mercado mayorista administrado por el operador de mercado, el COES, y son valorizados al precio de dicho mercado mayorista que hoy en día debido a la situación de sobre oferta, es mucho menor al precio que han adjudicado, y para poder completar el precio adjudicado se creó un cargo adicional regulado, que son pagados por todos los usuarios, para que todos ellos garanticen los precios adjudicados por estas tecnologías. Es decir, el usuario no goza de los menores precios sino paga un adicional para que dichas tecnologías sean viables. Así también el costo de abastecimiento de electricidad para las empresas distribuidoras que abastecen a los usuarios no se ven reducidos.

Es por ello, que el presente trabajo debe ser desarrollado para ver la viabilidad de que los menores precios de las nuevas tecnologías asociadas a los recursos renovables no convencionales que han estado ingresando al mercado, como las eólicas, solares, biomasas, etc. de alguna manera puedan trasladarse directamente al usuario final y obtener un ahorro en el pago que hacen por electricidad.

Si bien, ya existe el atributo que permite que al generador que utiliza recursos renovables contratar con usuarios, denominado potencia firme, desde el 1 de setiembre de 2019, ¿es suficiente? o ¿podría crearse un mecanismo alternativo para que comercialicen su producción directamente con los clientes?

III. Pregunta de Investigación

¿El establecimiento de bloques de energía en los procesos de licitación para el suministro a las empresas distribuidoras permitirá que las empresas distribuidoras de electricidad reduzcan sus costos de abastecimiento de energía eléctrica?

¹³ Reporte semestral del monitoreo del mercado eléctrico. Segundo semestre de 2016. Año 6 – N° 9 – Junio 2017.

http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Reportes_de_Mercado/RSMME-II-2016.pdf

IV. Objetivo

OBJETIVO GENERAL

Este trabajo tiene como objetivo general definir y analizar una o más propuestas, alternas a las ya definidas en el DL1002, de la venta de la potencia y la energía que producen las centrales de generación eléctrica que usan recursos renovables no convencionales con la que los titulares puedan comercializar asumiendo riesgos adicionales y cuyos precios puedan ser asignados directamente a los usuarios finales.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- a. Especificar los riesgos que asumen en el Perú las distintas centrales que generan energía eléctrica en base al uso de recursos renovables no convencionales, como el sol y el viento dadas su forma de producción asociada a dichos recursos.
- b. Analizar cuál ha sido la forma, en Perú y otros países, en que han ingresado los activos asociados a centrales de generación eléctrica que usan recursos renovables no convencionales y si dicha forma representa un elemento que da competitividad en el mercado en el que actúan.

V. Hipótesis

Cambio regulatorio en los procesos de licitación para el suministro de electricidad a las empresas distribuidoras para abastecer a sus usuarios finales, libres o regulados, introduciendo bloques de energía y un atributo de potencia a las centrales de generación eléctrica que usan recursos renovables no convencionales reducen los costos de abastecimiento de energía eléctrica de las empresas distribuidoras.

VI. Metodología

- Se hará una descripción de las normas o del marco legal en el que están involucradas las centrales de generación eléctrica que usan energías renovables no convencionales en el Perú.
- Se hará una descripción de los marcos regulatorios de las energías renovables no convencionales a nivel internacional, en especial la de Chile que establece ya una asignación basada en bloques.

- Se hará una simulación de como la propuesta regulatoria impactaría en los costos de abastecimiento de energía eléctrica para una empresa distribuidora en Perú.

Los costos de abastecimiento de energía eléctrica serán determinados como la aplicación de los precios de energía y potencia aplicados sobre la curva de demanda para los diferentes bloques horarios que se hubieran definido, y quedaría representada según la ecuación 1, bajo la siguiente expresión:

Ecuación 1 Costos de abastecimientos de energía eléctrica de una empresa distribuidora

$$\sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^n Eb(i,j) \times Tare(i,j) + \sum_{i=1}^n Poti \times Tarpi$$

$Eb(i,j)$ = Energía por bloque del Generador i en el bloque j

$Tare(i,j)$ = Precio de energía del generador i en el bloque j

$Poti$ = Potencia a facturar en el bloque de demanda coincidente del sistema

$Tarpi$ = Precio de potencia en el bloque de demanda coincidente del sistema del generador i

VII. Estructura de la tesis

La tesis está compuesta de 6 partes, los mismos que están organizados como se explica a continuación:

En la primera parte se realiza una introducción al contenido, en el cual se menciona la motivación de la tesis, se hace una descripción de los antecedentes, se especifica cual es la justificación del problema, se plantea una pregunta de la investigación, se especifican los objetivos, la hipótesis y la metodología que se utilizará para el desarrollo de la tesis.

En la segunda parte se tiene el capítulo 1 en el cual se describe el marco teórico de la tesis, donde se especifican conceptos asociados a: (i) marco normativo o regulatorio en el que se desarrollan las actividades de generación en el sector eléctrico peruano, (ii) mercados a los que tienen acceso las empresas generadoras, (iii) riesgos de comercialización, (iv) costos asociados a la generación de energía eléctrica de las diferentes tecnologías disponibles, (v) diseño de contratos, (vi) ventajas y desventajas de las centrales RERNC y (vii) el estado de la cuestión.

En la tercera parte se tiene el capítulo 2, en el cual se efectúa un análisis del marco normativo o regulatorio en el Perú, en el que se describe el marco institucional, el marco regulatorio, los resultados de la aplicación del marco regulatorio y se listan ciertos aspectos a mejorar.

En la cuarta parte se tiene el capítulo 3, en el cual se hace un análisis del marco regulatorio a nivel internacional, específicamente, Chile, Uruguay y Brasil.

En la quinta parte se tiene el capítulo 4, en el cual se plantea una propuesta de modificación a la normativa actual y se efectúa una simulación de la misma, en la que se comparan los costos de abastecimiento de energía eléctrica de una empresa distribuidora en la situación actual y en otros casos planteados.

En la sexta parte se finaliza con el capítulo 5, en el cual se describen a que conclusiones se llegan de la tesis desarrollada.

VIII. Motivación

He estado trabajando más de veinticinco años en el sector industrial eléctrico generalmente en la comercialización y facturación de la energía en el área de generación de energía eléctrica, y he visto durante ese periodo de tiempo como han venido cambiando y apareciendo los agentes en las distintas actividades de generación, transmisión y también distribución, así también como las normas se iban adecuando para dar solución a los problemas que se presentaban y que requerían una solución ad hoc.

Si bien, la normativa actual establece como objeto: “promover el aprovechamiento de los recursos energéticos renovables (RER) para mejorar la calidad de vida de la población y proteger el medioambiente, mediante la promoción de la inversión en la producción de electricidad” (Congreso de la República, 2010), quizá podría darse un mayor incentivo, permitiendo que estas tecnologías no sólo ingresen como una obligación del estado peruano para cumplir con el objeto de la norma vía los procesos de licitación, sino también como una alternativa para los privados y entrar directamente al mercado, y en consecuencia podría reducirse los costos de abastecimiento de energía eléctrica para las empresas distribuidoras que a su vez significará menores precios para los usuarios finales.

Me motiva en participar en este proyecto porque está relacionado con un mercado relativamente nuevo en el Perú y que podría cambiar en el transcurso del tiempo como ha venido cambiando en general el sector de generación.

CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO

En esta primera parte se resumen los siguientes aspectos: (i) el marco normativo general en el que se desarrollan las actividades de generación en el sector eléctrico peruano, (ii) mercados a los que tienen acceso las empresas generadoras de electricidad, (iii) riesgos a los que están sujetos los generadores por la participación en la comercialización de electricidad, (iv) una descripción de los distintos costos de generación de electricidad privados y sociales de las distintas tecnologías, (v) el diseño de los contratos de suministro de electricidad, (vi) ventajas y desventajas de las centrales de generación que usan RERNC y (vii) el estado de la cuestión.

1.1 Marco normativo general en el que se desarrollan las actividades de generación en el sector eléctrico peruano.

Un hito muy importante que se dio en la década de los 90 fue el cambio de la regulación del sector eléctrico en el Perú en 1992, con la dación de la ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Ley 25844 (en adelante “LCE”), publicada en el Diario Oficial El Peruano el 19 de noviembre de 1992 y su reglamento vía el Decreto Supremo DS 009-93-EM (en adelante “Reglamento”), las cuales norman y regulan las actividades de dicho sector.

La transmisión y distribución de energía eléctrica, son actividades de carácter monopólicas, cuyos ingresos están basados en precios regulados que los establece el organismo regulador, llámese Osinergmin. La generación de energía eléctrica, es una actividad que está basada en un régimen de competencia; y finalmente la comercialización en que “La Ley establece un régimen de libertad de precios para los suministros que puedan realizarse en condiciones de competencia y un sistema de precios regulados en aquellos que por su naturaleza lo requieran” (Electricidad, 2009).

En el año 2006, se hizo una reforma a la LCE, vía la Ley 28832, “Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica”, promulgada el 23 de julio de 2006. Los principales cambios que se incluyeron en esta Ley fueron los siguientes:

- a. En las ventas de energía eléctrica de una empresa generadora a una empresa distribuidora¹⁴, cuyo destino es el Servicio Público de Electricidad o a Usuarios Regulados¹⁵, donde a la opción de tener contratos con precios que no podrán ser mayores a los que se refieren en

¹⁴ Literal b) del artículo 3 del capítulo segundo. Ley 28832. Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica.

¹⁵ Literal a) del artículo 2 de la Ley de Concesiones Eléctricas, modificada en la Disposición Complementaria Única. Modificaciones al Decreto Ley N° 25844.

el artículo 47 de la LCE, se le agregó la posibilidad de tener contratos vía licitaciones, donde los precios no son establecidos por Osinergmin, sino por ofertas de los generadores, como un incentivo para el suministro oportuno de electricidad.

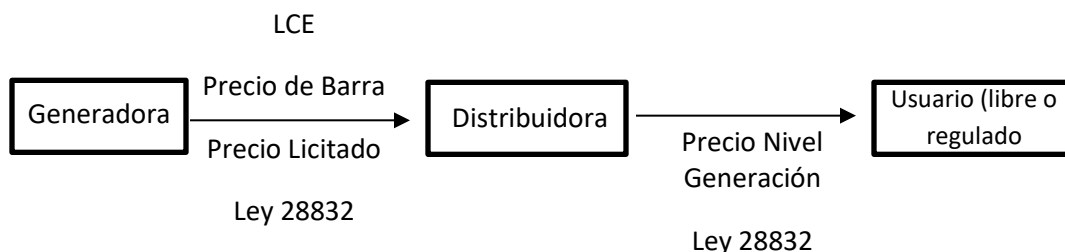


Figura 1 Precios, Generadora a Distribuidora a Usuario

Fuente: Elaboración propia

Estos procesos de licitación tienen las siguientes características principales:

- Es convocada por una empresa distribuidora, en la que varias empresas distribuidoras pueden adherirse al proceso, el suministro es tanto para el usuario libre o usuario regulado de la distribuidora.
- Los procesos de licitación que convocan las distribuidoras son para un periodo largo de tiempo y son más atractivos para las generadoras, porque se establece un compromiso de largo plazo donde las condiciones de precio y de consumo, salvo algunas situaciones ajenas al mercado, se mantienen en el transcurso del periodo de tiempo en que dura el contrato.
- Dado que las centrales que usan RERNC tienen asignada potencia firme que les permite participar en estos procesos, tendrían la posibilidad de asumir los riesgos e incorporarlos en su precio a ofertar.
- Es supervisado por Osinergmin, quien además establece el precio máximo con el cual se puede considerar válida una propuesta y ser parte del proceso de adjudicación.
- El consumo de energía de la distribuidora, según los términos de los contratos, es asignado a cada empresa generadora adjudicada en proporción a las potencias adjudicadas, para cada intervalo de tiempo en que se mida el consumo, modalidad conocida como potencia y energía asociada como se explicará en la parte de Diseños de los Contratos de Electricidad, numeral 1.5. Esta modalidad representa un riesgo alto para las empresas generadoras que usan RERNC, específicamente las solares, dado que las horas de operación no coinciden con las horas de consumo de la empresa distribuidora.

En el gráfico 2 se muestra las curvas de generación de una central solar (Rubí), de una central eólica (Wayra) y la curva de consumo de una empresa distribuidora (Enel Distribución Perú), información del día viernes 31 de enero de 2020, en las que se puede determinar que para el caso de una central que usa recurso solar solo podría asegurar cubrir el 42% de la curva de consumo de la distribuidora, mientras que la central que usa recurso eólico podría asegurar cubrir el 76% de la curva de consumo de la distribuidora. Para determinar dichos porcentajes

se han ajustado las curvas de la generación a la curva de la demanda igualando sus valores máximos, de tal manera que cada central de generación pueda abastecer el valor máximo de demanda de la distribuidora y luego se ha comparado la cantidad total de cada uno. Dichos valores podrán variar de qué potencia tengan asignada en el contrato para el suministro. En el caso de la eólica, en la gráfica se observa que su generación mínima podría llegar a ser 20 MW, en este caso si sólo se compromete contractualmente con la distribuidora por 20 MW, siempre podría cumplir con abastecer a la distribuidora los 20 MW.



Gráfico 2 Curvas de Generación de centrales solar y eólica versus consumo de demanda de distribuidora.

Fuente: <http://www.coes.org.pe/Portal/DemandaBarras/consulta/index?tipo=2>

Elaboración propia.

Los precios son ofertados libremente por las empresas generadoras pero que se comparan contra el precio tope establecido por Osinergmin en ciertas condiciones.

La actualización de los precios de energía y potencia son establecidos a través de variables predefinidas pero cuya componente o proporción de afectación en la variación del precio es dado por la empresa generadora pero que no forma parte del proceso de adjudicación.

Las empresas generadoras que tenga proyectos de generación con recurso hidroeléctrico pueden participar en el proceso de licitación y para efectos de adjudicación se les otorga un descuento en el precio del 15% solo para efectos de adjudicación.

- b. Se estableció el MCP¹⁶, que es un mercado donde se efectúan transferencias de energía y potencia, determinada por el Comité de Operación Económica del Sistema - COES (cuyo propósito se especifica en el capítulo 2), en este mercado pueden actuar los distribuidores y generadores para atender a sus Usuarios Libres¹⁷, y los Grandes Usuarios Libres¹⁸, donde la venta y compra de energía se valorizan con los Costos Marginales de Corto Plazo¹⁹ (CMgCP) nodales, aplicando las condiciones que están establecidas en su reglamento.

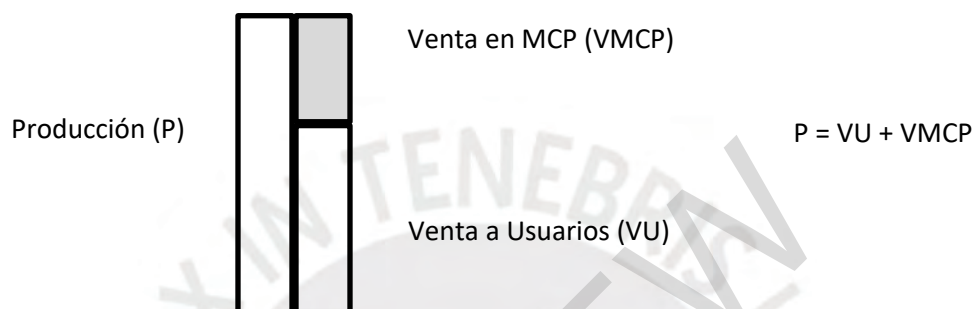


Figura 2 Venta en el Mercado de Corto Plazo

Fuente: Elaboración propia

En la figura 2, se observa la situación de un generador en el que su producción de energía es mayor que la venta de energía a sus Usuarios, por lo que el excedente de energía lo vende o lo transfiere en el MCP a otros generadores que no han logrado cubrir su cuota de venta de energía con sus clientes, como es el caso que se muestra en la Figura 3 siguiente.

¹⁶ Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica. Capítulo Primero. Disposiciones Generales. Artículo 1. Definición 16.

¹⁷ Usuarios no sujetos a regulación de precios por la energía o potencia que consumen. De acuerdo al Decreto Supremo 022-2009-EM, Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad, son aquellos usuarios cuyos consumos son mayores a 2,500 kW y aquellos cuyos consumos están comprendidos entre 200 kW y 2500 kW tienen la opción de elegir ser un cliente libre o cliente regulado.

¹⁸ Usuarios Libres con una potencia contratada igual o superior a 10MW, o agrupaciones de Usuarios Libres cuya potencia contratada total sume por lo menos 10MW.

¹⁹ “Costo de Producir una unidad adicional de electricidad en cualquier barra del sistema de generación-transporte. Este varía por barra o nodo”. Anexo de la Ley de Concesiones Eléctricas, Definición 5.