

ANALYSIS OF THE INCLUSION OF RER POWER PLANTS IN THE REDISTRIBUTION OF THE FIRM CAPACITY STOCK IN THE PERUVIAN ELECTRICITY MARKET

Verónica Meza, Bachiller¹, Camilo Solari, Bachiller¹, Anthony Mamani, Bachiller¹, Álvaro Angulo, Bachiller¹,
Jessica Meza, Maestro² and Juan Grados, Doctor²

¹Universidad Nacional de San Agustín de Arequipa, Perú, vmezaz@unsa.edu.pe, csolari@unsa.edu.pe,
amamanicondo@unsa.edu.pe, aangulo@unsa.edu.pe

²Universidad Nacional del Callao, Perú, jmezaz@unac.edu.pe, jhgradosg@unac.edu.pe

Abstract– The objective of this research is to analyze the redistribution of the firm power that generation plants will have with non-conventional renewable energy resources in accordance with the new regulatory framework and their participation in the maximum demand of the system in the Peruvian electricity market.

For these new firm powers, the calculation method is described, which is determined by the market administrator and considered in the settlements of the valuations of power transfers, based on their participation in the maximum demand within the peak hour of the system.

The peak hours of the electricity system should serve to introduce incentive mechanisms for the expansion and/or diversification of the system's generating park with RER technology that allow for virtual energy independence, reduction of carbon dioxide emissions, in addition to diversifying the matrix energetic.

In December 2021, a maximum firm power of 95.36 MW was obtained for wind power plants and 1.67 MW for solar power plants. These powers were considered in the settlement of transfer valuations to determine the income per power; which marked less income for the rest of the conventional plants.

With the application of the new regulations, the RER plants have a share in the revenue pool for firm power, resulting in a range of 29% to 43% of this amount.

Of the total of the stock of income by firm power ascending to S/133,990,513, it corresponded to wind and solar power plants S/3,714,050, which represents 2.77%

The participation in the valuation of transfers by power in the market was that wind power plants were in the range of 29% to 43%, while solar power plants did so in the order of 1% to 4%.

Keywords-- Wind power plants, solar power plants, firm power, energy income, rush hour

Digital Object Identifier (DOI):

<http://dx.doi.org/10.18687/LACCEI2022.1.1.101>

ISBN: 978-628-95207-0-5 **ISSN:** 2414-6390

ANÁLISIS DE LA INCLUSIÓN DE LAS CENTRALES RER EN LA REDISTRIBUCIÓN DE LA BOLSA DE POTENCIA FIRME EN EL MERCADO ELÉCTRICO PERUANO

Verónica Meza, Bachiller¹, Camilo Solari, Bachiller¹, Anthony Mamani, Bachiller¹, Álvaro Angulo, Bachiller¹, Jessica Meza, Maestro² and Juan Grados, Doctor²

¹Universidad Nacional de San Agustín de Arequipa, Perú, vmezaz@unsa.edu.pe, csolari@unsa.edu.pe, amamanicondo@unsa.edu.pe, aangulo@unsa.edu.pe

¹Universidad Nacional del Callo, Perú, jrmazaz@unac.edu.pe, jhgradosg@unac.edu.pe

Resumen– El objetivo de esta investigación es analizar la redistribución de la potencia firme que tendrán las centrales de generación con recursos energéticos renovables no convencionales de acuerdo con el nuevo marco normativo y su participación en la máxima demanda del sistema en el mercado eléctrico peruano.

Para estas nuevas potencias firmes se describe el método de cálculo, la cual es determinada por el administrador del mercado y consideradas en las liquidaciones de las valorizaciones de transferencias de potencia, partiendo de su participación en la máxima demanda dentro de la hora punta del sistema.

Las horas punta del sistema eléctrico debe servir para introducir mecanismos de incentivos para la ampliación y/o diversificación del parque generador del sistema con la tecnología RER que permitan obtener una virtual independencia energética, reducir las emisiones de dióxido de carbono, además de diversificar la matriz energética.

En diciembre de 2021 se obtuvo una potencia firme máxima de 95,36 MW para las centrales eólicas y 1,67 MW para las centrales solares, estas potencias fueron consideradas en las liquidaciones de las valorizaciones de transferencias para determinar los ingresos por potencia; lo que marco menos ingresos para el resto de las centrales convencionales.

Con la aplicación de la nueva normativa las centrales RER tienen participación en la bolsa de ingresos por potencia firme, resultando que de este monto le corresponde en el rango 29% al 43%

Del total de la bolsa de ingresos por potencia firme, S/ 133 990 513 le correspondió a las centrales eólicas y a las solares S/ 3 714 050 que representa el 2.77%

La participación en la valorización de las transferencias por potencia en el mercado se tuvo que las centrales eólicas estuvieron en el rango del 29% al 43%, mientras que las centrales solares lo hicieron en el orden del 1% al 4%

Palabras clave-- Centrales de energía eólica, centrales de energía solar, potencia firme, ingresos de energía, hora punta

I. INTRODUCCIÓN

Desde la promulgación del Decreto Legislativo N°1002, el sector eléctrico peruano cuenta con nuevas tecnologías para

la generación de electricidad, los Recursos Energéticos Renovables (RER). Definiendo como RER a los recursos energéticos tales como biomasa, eólico, solar, geotérmico y mareomotriz. Para la energía hidráulica, cuando la capacidad instalada no sobrepase de los 20 MW.

Lo que permitió la participación de otro tipo de agente, dentro de la generación, en las transacciones económicas del mercado eléctrico peruano. Sin embargo, a este tipo de agente generador que tienen centrales RER no se le reconocía ingresos por capacidad, debido a la variabilidad del tipo de recurso; lo que originaba una barrera de entrada para que puedan contratar con otros agentes del mercado, como con otros generadores, distribuidores y/o usuarios libres.

El 31 de agosto de 2019, el ente regulador y supervisor Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), mediante resolución dispuso que el Comité de Operación Económica del Sistema (COES) determine la potencia firme de las centrales RER que utilizan la tecnología eólica, solar o mareomotriz, dejando sin efecto la disposición inicial que establecía que dichas centrales tenían una potencia firme igual a cero.

Razón por la cual es necesario analizar la inclusión de las centrales RER en el mercado eléctrico peruano, específicamente en la redistribución de ingresos por potencia firme, la cual forma parte de los ingresos de toda central de generación eléctrica que le permiten recuperar la inversión, y su presencia en horas fuera de punta del sistema para atender la mayor demanda de este.

II. INTRODUCCIÓN DE LAS CENTRALES RER EN EL MERCADO ELÉCTRICO PERUANO

A. Atlas Eólico del Perú

El Ministerio de Energía y Minas (MINEM) como ente normativo promueve el uso de las fuentes energía renovable con la finalidad de disponer de una matriz energética diversificada; razón por la cual en el año 2016 el MINEM actualiza el Atlas Eólico, con la finalidad de actualizar la

estimación el potencial eólico del Perú, que permita promover la generación de electricidad con recurso energético eólico.

Identificándose las zonas preferentes para la futura prospección detallada in situ y que serían de interés para la instalación de aerogeneradores o parques eólicos. Para este análisis, se han tenido en cuenta los siguientes criterios [1]:

- Densidad de potencia desde moderado a excelente ($P/A > 300 \text{ W/m}^2$) a 100 m
- Distribución de frecuencia del viento favorable
- Pendiente del terreno menor o igual al 20%
- Cercanía a las vías de acceso transitables
- Cercanía a los centros poblados, a las Líneas y Subestaciones de Media y Alta Tensión existentes
- Parques eólicos existentes
- Altitud del emplazamiento inferior a 3500 metros de altura

B. Atlas de Energía Solar del Perú

En el 2003, el Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología (SENAMHI) elaboró el Atlas de Energía Solar del Perú, con la finalidad de consolidar los datos históricos y recientes sobre la irradiación solar del Perú, incluyendo mapas nacionales y departamentales de la energía solar diaria; a fin promover la generación de electricidad con recurso energético solar.

La zona de mayor potencial de energía solar del territorio peruano se encuentra principalmente en la costa sur (16° a 18° S), donde se dispone de 6,0 a 6,5 kWh/m². Otras zonas en las que se registra alta disponibilidad de energía solar diaria, entre 5,5 a 6,0 kWh/m² son la costa norte (3 a 8° S) y gran parte de la sierra sobre los 2 500 m.s.n.m, siendo en orden de importancia en cuanto a su extensión superficial: La sierra sur, la sierra central y la sierra norte [2].

El principio de funcionamiento de una central solar se basa en captar la energía solar con paneles solares fotovoltaicos, realizar la regulación de carga con un convertidor DC/AC y almacenar la energía en un banco de baterías; por lo que, disponer de información sobre la irradiación solar y su variación permite realizar análisis comparativos de la radiación solar y la potencia generada por el módulo solar fotovoltaico [3].

C. Mercado Eléctrico Peruano

La primera reforma del mercado eléctrico peruano se produce con la promulgación de la Ley N°25844 Ley de Concesiones Eléctricas y su reglamento, logrando que el modelo verticalmente integrado en el cual un único propietario concentraba las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, pasándose a ser horizontal, con lo cual se segmenta el mercado eléctrico en actividades de generación, transmisión y distribución; fomentado la inversión privada y regulación económica a cargo de agencias reguladoras estatales.

El movimiento de las actividades del mercado se da principalmente en la generación, transmisión y distribución. Respecto a la generación, es la primera de las actividades de la cadena productiva de energía eléctrica, la cual consiste en transformar alguna de las energías disponibles (solar, eólica, térmica, entre otras) en energía eléctrica. La segunda actividad es la transmisión, conformada por las líneas de transmisión que sirven para conectar las centrales de generación eléctrica con los centros de consumo, ello en la medida que habitualmente se encuentran alejadas unas de las otras. Y la distribución es la tercera actividad, desde esta red se suministra el servicio a los clientes finales (regulados, libres y grandes usuarios libres).

Como evolución de esta reforma se forma el mercado de electricidad tipo pool; el cual consiste básicamente en que los generadores venden su producción de energía, las cuales se valorizan al precio de mercado del sistema, mientras que la remuneración por capacidad o pago por potencia se basa en una teoría marginalista de precios a carga máxima [4].

Debido a las características técnicas de la electricidad, las transacciones entre los agentes que operan en el mercado eléctrico peruano son clasificadas, por motivos metodológicos, en transacciones físicas y financieras. Las transacciones físicas consisten en el flujo de energía y potencia eléctrica en base a la demanda y la oferta, mientras que las transacciones financieras consisten en el flujo de dinero entre empresas, basado en los contratos y responsabilidades de pago [5].

En aplicación del Artículo 11 de la Ley N°28832 Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, se forma el Mercado de Corto Plazo (MCP) como parte integrante del mercado eléctrico peruano, estableciendo que pueden participar los Generadores, los Distribuidores para atender a sus Usuarios Libres, así como los Grandes Usuarios Libres, con las condiciones y requisitos que se dispongan por vía reglamentaria. Así como, los lineamientos para el funcionamiento y organización del MCP, las reglas para la liquidación de las operaciones de transferencia, las condiciones y requisitos que norman la participación de generadores, distribuidores y grandes usuarios, así como los términos y condiciones para la constitución de garantías y las penalidades por algún incumplimiento [6].

Dentro de las funciones del MCP se encuentran las liquidaciones de valorizaciones:

- Transferencias de potencia
- Transferencias de energía activa
- Servicios complementarios e inflexibilidades operativas

D. Transacciones Económicas en el Mercado Eléctrico de Perú

El entorno reestructurado de la industria eléctrica en los Estados Unidos, indica que los mercados eléctricos mayoristas son administrados por operadores de sistema independientes (ISO) u organizaciones de transmisión regionales (RTO), cuya responsabilidad es el funcionamiento confiable del sistema, la administración del mercado y la planificación del sistema [7].

En el mercado eléctrico peruano, es el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES) quien administra el mercado y es el que elabora el plan de transmisión.

El COES determina la liquidación de la valorización por transferencia de potencia y energía activa entre los participantes del mercado. Para el caso de las transferencias por potencia tiene en cuenta los siguientes criterios [8]:

- La valorización de la transferencia de potencia de cada participante es igual a su ingreso por potencia (en caso corresponda) menos su pago por capacidad
- Los generadores realizan la recaudación monetaria real total mensual de sus clientes, por concepto de peajes por conexión y peajes por transmisión, considerando el peaje unitario total vigente establecido por el OSINERGMIN.

Para el caso de las centrales eólicas y solares fotovoltaicas se considera que la potencia efectiva es igual al valor de su potencia firme.

La figura 1 muestra como los ingresos por potencia se dividen en dos conceptos: Ingreso adicional por potencia generada en el sistema y el ingreso garantizado por potencia firme requerida. Para el primer concepto, es un pago mensual que tienen en consideración la proyección anual de la producción de energía de todas las centrales, factores de distribución que dan mayor valor a la producción de energía en horas de punta, entre otros; cuyo valor actualmente es de 0%.

El segundo concepto, corresponde al pago mensual que representa el 100% de los ingresos por potencia; su propósito es pagar por la potencia firme de las centrales de generación mediante el mecanismo de competencia, es decir, remunerar por potencia firme sólo a las centrales de generación que cubra la Máxima Demanda del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) más un Margen de Reserva.

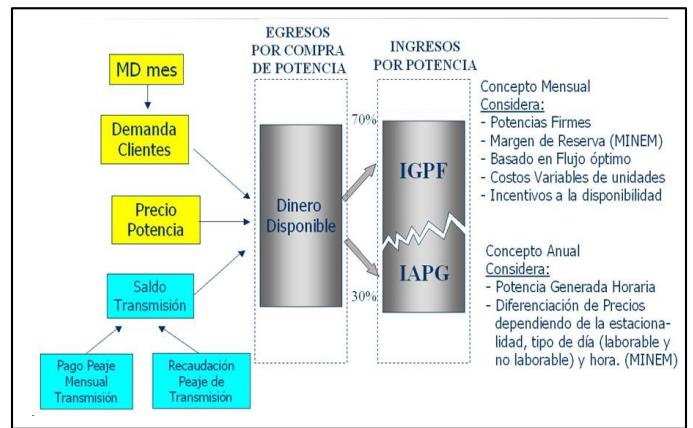


Fig. 1 Valorización por las transferencias de potencia

La figura 2 presenta las valorizaciones de las transferencias de energía activa que se efectúan con los Costos Marginales de Corto Plazo CMgCP del sistema, teniendo en cuenta los siguientes criterios [9]:

- Para cada generador se determina su ingreso neto como la diferencia de las entregas y retiros en cada barra de transferencia valorizados a CMgCP.
- Si el ingreso neto es negativo, el generador es deficitario y pagará esta diferencia a los generadores excedentarios; es decir, a los que obtengan un ingreso neto positivo.
- El pago a los generadores excedentarios se realizará en proporción a su participación en el saldo positivo total

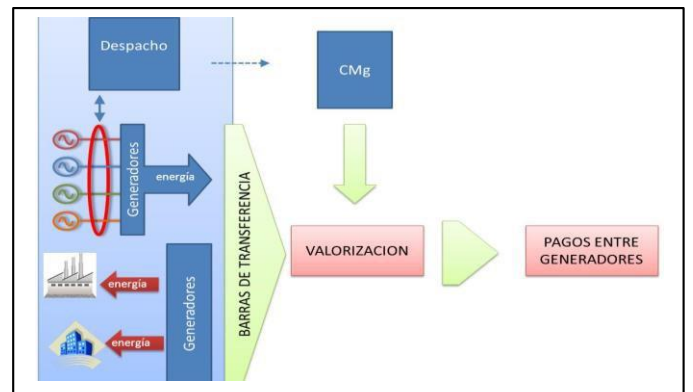


Fig. 2 Valorización por las transferencias de energía activa

III. TRANSACCIONES ECONÓMICAS EN LOS MERCADOS ELÉCTRICOS INTERNACIONALES

A. Transacciones Económicas en el Mercado Eléctrico de Ecuador

La Corporación Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) es el organismo encargado por Ley de la coordinación de la operación integrada del Sistema Nacional Interconectado y la administración del Mercado Eléctrico Mayorista; entre sus principales funciones son [10]:

- Efectuar el despacho de recursos del sistema eléctrico con el criterio de mínimo costo de producción
- Coordinar la operación del sistema en tiempo real
- Preparar el planeamiento operativo de largo, medio y corto plazo
- Liquidar las transacciones en el mercado ocasional y de Contratos
- Informar del funcionamiento del mercado a los participantes y al Consejo Nacional de Electrificación

El mercado de potencia se define de forma explícita por los conceptos de potencia que son remunerados por parte del Mercado Eléctrico Mayorista y detalla la metodología de cálculo de la magnitud de potencia a ser remunerada a cada generador; los conceptos que considera la normatividad son [10]:

- **Potencia Remunerable Puesta a Disposición**, define a la potencia puesta a disposición como la magnitud de potencia activa a ser remunerada a cada generador; al precio unitario de potencia, corresponde al costo unitario mensual de capital más costos fijos de operación y mantenimiento de la unidad generadora más económica que puede suministrar generación en la demanda máxima en condiciones hidrológicas secas
- **Reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia**, se define la reserva de regulación secundaria de frecuencia como el margen de variación de potencia de un grupo de generadores del sistema eléctrico para seguir las variaciones en el abastecimiento de la demanda
- **Reserva Adicional de Potencia**, el CENACE analiza los eventuales requerimientos de Reserva Adicional de Potencia, sobre la Potencia Remunerable Puesta a Disposición. Cuando del análisis semanal se determina la necesidad de la Reserva Adicional de Potencia para cumplir las condiciones de calidad de suministro y de confirmarse su disponibilidad, ésta será licitada de conformidad con la ley.

Entonces, la remuneración a los generadores por Potencia Remunerable Puesta a Disposición, Reserva Adicional de Potencia y Reserva para Regulación de Frecuencia, cuya parte fundamental se cita textualmente a continuación [10]:

“El CENACE establecerá mensualmente el valor que recibirá cada uno de los generadores por la cantidad de Potencia Remunerable Puesta a Disposición, por Reserva Adicional de Potencia y por Reserva para Regulación de Frecuencia, de conformidad a lo establecido en los artículos 16 y 17 de este Reglamento y a los precios de potencia establecidos en el artículo 18. En los meses en los que la unidad o planta esté indisponible total o parcialmente se aplicará el menor valor entre la Potencia Remunerable Puesta a Disposición y la potencia media puesta a disposición en esos meses”.

B. Transacciones Económicas en el Mercado Eléctrico de Colombia

El cargo por confiabilidad es un mecanismo de mercado, que tiene como fin garantizar el suministro de energía cuando los recursos hídricos del país escasean, como consecuencia del fenómeno de El Niño. Este mecanismo se compone esencialmente de obligaciones de energía firme, que corresponden a un compromiso adquirido por los generadores, respaldado por plantas de generación, capaces de producir energía durante condiciones críticas de abastecimiento de agua, de modo que el suministro de energía sea garantizado en el largo plazo a precios eficientes [11].

La diferencia entre el cargo por capacidad y el cargo por confiabilidad radica en que, mientras el primero fue un mecanismo de remuneración de la capacidad de generación — que garantizaba un ingreso fijo anual por megavatio instalado al generador a un precio definido por el regulador y no existía una obligación concreta de los generadores, asociada a esta remuneración—, el segundo permite a los generadores contar con un ingreso fijo de dinero, independientemente de su participación diaria en el mercado de energía mayorista [11].

Los generadores tienen un ingreso por la energía entregada al sistema en cada hora del tiempo, y otro adicional a través del cargo por confiabilidad [11].

C. Transacciones Económicas en el Mercado Eléctrico de Chile

El modelo de organización de los mercados eléctricos aplicado en Chile es, ante todo, un modelo Pool. La operación de este sistema es realizada por el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), delegación bajo ley la cual delega al CDEC la operación económica a mínimo costo y la coordinación de la operación física segura y suficiente del sistema. La composición del CDEC es por integrantes del sistema como generadores y transmisores que satisfagan ciertas exigencias mínimas de volumen y ubicación estratégica dentro del sistema interconectado [10].

Debido a la utilización de un procedimiento de despacho centralizado que imposibilita a las empresas de generación modificar su probabilidad de ser despachadas y de influir en el precio spot del sistema, es posible afirmar que en Chile la operación comercial del sistema está completamente separada, a lo menos en teoría, de la operación económica. En consecuencia, las transacciones comerciales son operaciones financieras de carácter privado entre las partes, ya que ningún contrato asegura suministro directo proveedor – consumidor debido a la operación coordinada de las unidades de operación realizada por el CDEC [10].

Al realizarse el despacho a través de una operación en un mercado spot en un sistema Pool, las generadoras deben decidir qué cantidad de su potencia instalada comprometen mediante la firma de contratos y cuánta capacidad ofrecer en el mercado spot. Por esto, las generadoras del sistema tienen

una noción de cuanto van a generar y a qué precio van a vender [10].

En Chile, la remuneración por potencia se denomina “Pago por Potencia Firme”, como en la mayoría de los sistemas eléctricos esta busca como objetivo primordial, incentivar la inversión en el parque de generación. La utilización de opciones en el mercado eléctrico chileno, obliga primero que nada a crear un mercado de potencia, donde puedan operar estos instrumentos financieros. En este mercado de potencia el regulador, periódicamente, llamará a subasta a los generadores para que estos vendan opciones estandarizadas a este, opciones que son compromisos de potencia firme. Lo que reciban las generadoras por estas opciones corresponde a remuneraciones tanto por energía como por potencia. Estas opciones se remuneran a precio marginal, para mantener la operación económica del sistema, y por lo tanto recibirán un monto mayor al precio ofertado. Esta diferencia corresponde al pago por potencia al generador, premiándose así a los bloques de potencia más seguros [10].

IV. EFECTO DE POTENCIA FIRME DE LAS CENTRALES RER EN EL MERCADO ELÉCTRICO PERUANO

A. Subasta de Energía Renovable

El OSINERGMIN quien tiene la facultad de llevar a cabo subastas, con el objetivo de seleccionar los proyectos con RER con biomasa, energía eólica, energía solar y energía hidráulica con centrales que no superen la capacidad instalada de 20 MW, para el suministro de energía eléctrica SEIN.

Hasta la fecha se han efectuado 4 subastas internacionales, de los cuales en la tabla I se muestran las centrales eólicas y solares adjudicadas y que posee una potencia firme asignada.

TABLA I. PROYECTOS RER ADJUDICADOS

Central	Energía Adjudicada (GWh/año)	Tarifa Adjudicada (Ctv.US\$/kWh)	Subasta
C.S. Majes Solar 20T	37.63	25.13	Primera
C.S. Panamericana Solar	50.68	24.31	Primera
C.S. Repartición	37.44	25.19	Primera
C.S. Tacna Solar	47.20	25.42	Primera
C.E. Marcona	148.38	7.32	Primera
C.E. Cupisnique	302.95	9.44	Primera
C.E. Talara	119.67	9.66	Primera
C.S. Moquegua FV	43.00	12.77	Segunda
C.E. Tres Hermanas	415.76	7.37	Segunda
C.S. Intipampa	108.40	4.85	Cuarta
C.S. Rubi	415.00	4.80	Cuarta
C.E. Wayra I	573.00	3.78	Cuarta

B. Potencia Firme de las Centrales Rer

La potencia firme de las centrales hidráulicas está en función de la potencia garantizada y el factor de presencia de esta [12]. Dicha potencia garantizada no podrá superar la potencia efectiva de la central, la cual es evaluado y aprobado por el COES.

Para el caso de las centrales térmicas, la potencia firme está definida por la potencia efectiva en bornes de la unidad afectada por el factor de indisponibilidad fortuita mensual de la unidad, ocurridas durante los periodos correspondientes a las Horas de Punta del Sistema.

El 31 de agosto de 2019 mediante Resolución OSINERGMIN N°114-20109-OC/CD, se modifica el cálculo de la potencia firme de centrales RER, específicamente las que utilizan energía eólica y solar. Señalando que el cálculo es el resultado de la producción de energía activa de la central RER durante las Horas de Punta del Sistema para el período de evaluación de los últimos 36 meses, entre el número total de Horas de Punta del Sistema correspondiente al periodo de evaluación de producción [12].

$$PF_i = \frac{\sum_1^h EG}{h} \quad (1)$$

Dónde:

PF_i: Potencia Firme de la Central RER i

EG: Producción de energía activa de la Central RER i durante la Horas de Punta del Sistema de los últimos 36 meses

h: Número total de Horas de Punta del Sistema correspondiente al período de evaluación EG

La tabla II muestra para las centrales eólicas y solares adjudicadas, la potencia instalada y la potencia firme calculada para cada una, de acuerdo con la forma de cálculo establecido.

Apreciándose que la mayor potencia firme la recibe la central eólica Wayra I, seguida de Tres Hermanas y Cupisnique, en promedio 46 MW; mientras que las centrales solares en promedio solo tienen 0.27 MW de potencia firme asignada.

TABLA II. POTENCIA INSTALADA Y FIRME DE LAS CENTRALES EÓLICAS Y SOLARES

Central	Potencia instalada (MW)	Potencia Firme (MW)	Puesta Operación
C.S. Majes Solar 20T	20.00	0.11	31/12/2012
C.S. Panamericana Solar	20.00	0.13	31/12/2012
C.S. Repartición	20.00	0.10	31/12/2012
C.S. Tacna Solar	20.00	0.25	31/12/2012
C.E. Marcona	32.00	19.82	25/04/2014
C.E. Cupisnique	83.15	45.45	30/08/2014
C.E. Talara	30.86	13.68	30/08/2014
C.S. Moquegua FV	16.00	0.41	31/12/2014
C.E. Tres Hermanas	97.15	61.38	11/03/2016
C.S. Intipampa	44.54	0.30	31/03/2018
C.S. Rubi	144.48	1.67	30/01/2018
C.E. Wayra I	132.30	95.36	19/05/2018

C. Participación de las Centrales Rer en la Máxima Demanda Mensual

Para la liquidación de la valorización por transferencia de potencia es necesario establecer la Máxima Demanda Mensual del sistema eléctrico en el intervalo de quince (15) minutos de mayor demanda en el mes, la misma que se evalúa dentro de las horas de punta del sistema, es decir, en el período comprendido entre las 17:00 y las 23:00 horas.

La tabla III presenta el día y hora de la máxima demanda mensual para 2021.

TABLA III. MÁXIMA DEMANDA MENSUAL

Día y Hora de la Máxima Demanda Mensual	Mes	Día y Hora de la Máxima Demanda Mensual	Mes
08/01/2021 19:45	Enero	02/07/2021 19:00	Julio
24/02/2021 19:45	Febrero	27/08/2021 21:45	Agosto
04/03/2021 20:00	Marzo	22/09/2021 19:45	Setiembre
23/04/2021 18:45	Abril	22/10/2021 19:00	Octubre
26/05/2021 18:00	Mayo	30/11/2021 19:30	Noviembre
24/06/2021 21:00	Junio	13/12/2021 19:45	Diciembre

En la figura 3 se puede apreciar cómo fue la participación de las centrales RER en el despacho del día de la máxima demanda de octubre de 2021, la cual ocurrió el día 22 a las 19:00 horas. En la cual, las centrales eólicas tienen una participación de 5%, mientras que las centrales solares no participaron en el día de máxima demanda.

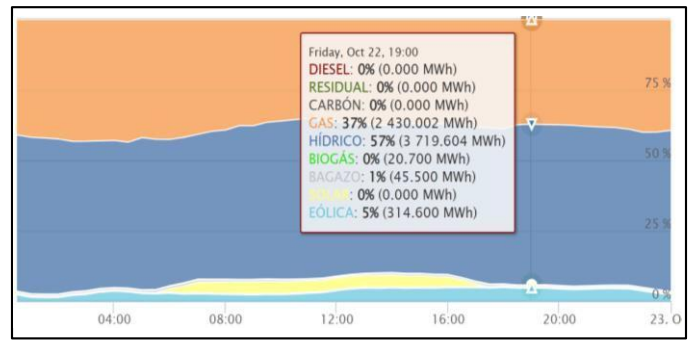


Fig. 3 Centrales RER en el día de Máxima Demanda de octubre

Las figuras 4 y 5 muestran para el día de máxima demanda de octubre de 2021 la generación de las centrales eólicas y solares respectivamente. Apreciándose que las centrales solares no se encuentran presentes en las horas punta del sistema, que es cuando el sistema tiene mayor demanda.

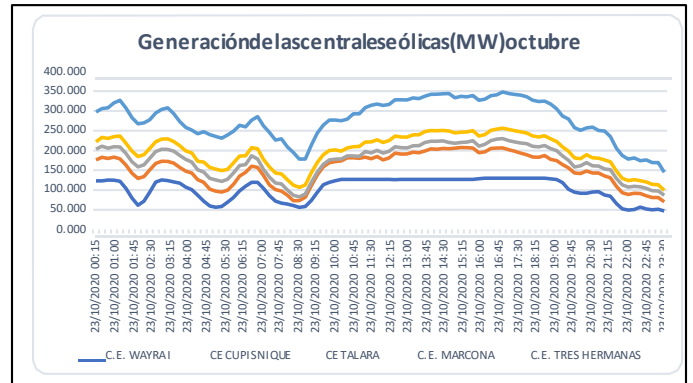


Fig. 4 Centrales eólicas en el día de máxima demanda de octubre

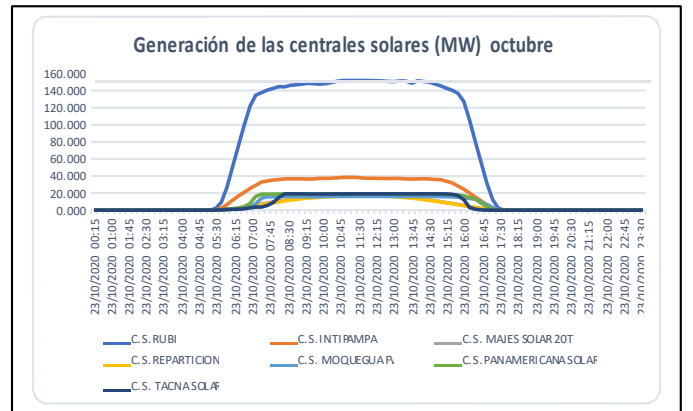


Fig. 5 Centrales solares en el día de máxima demanda de octubre

D. Diagrama de carga del sistema

Ahora veamos como fue diagrama de carga para algunos meses del año 2021 para los períodos de avenida y estiaje. Encontramos que la demanda de las horas punta y fuera de punta del sistema de los consumos mensuales no presentan diferencias sustanciales.

Las figuras 6 y 7 muestran el diagrama de carga del sistema para los meses de febrero y octubre respectivamente.

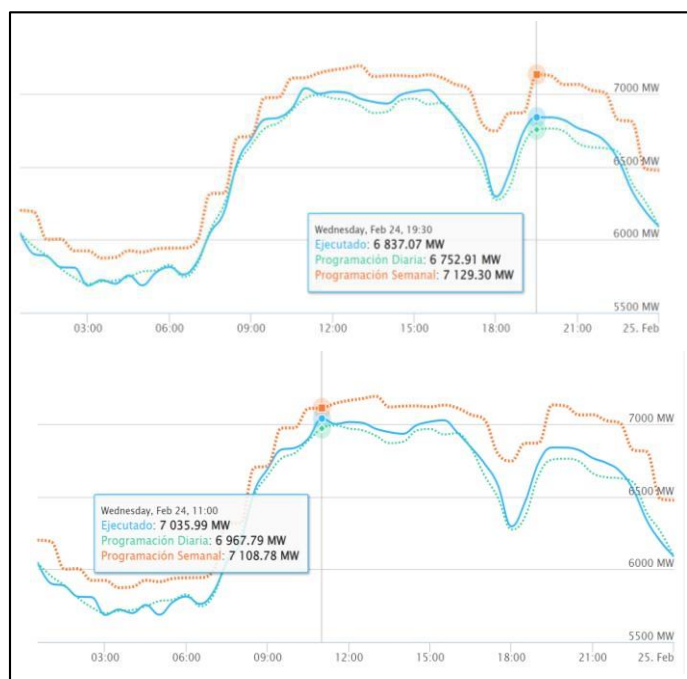


Fig. 6 Diagrama de carga de febrero

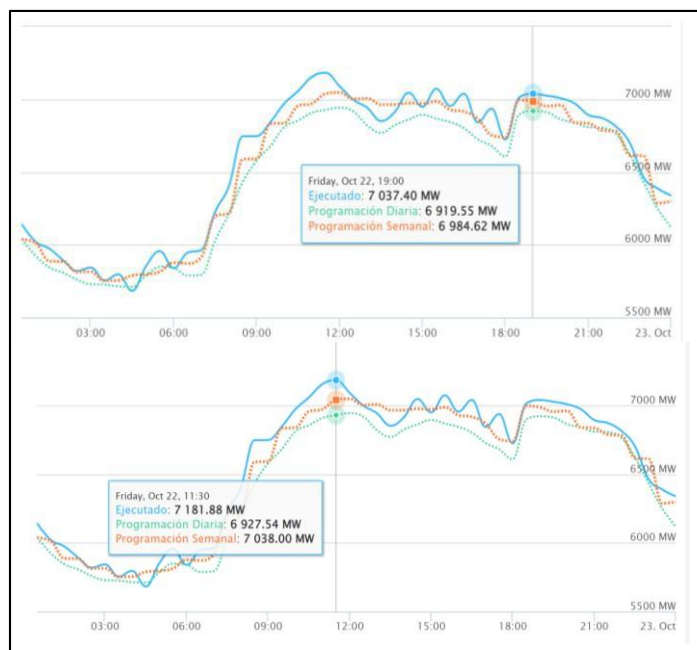


Fig. 7 Diagrama de carga de octubre

Notándose claramente que la mayor demanda del sistema sea da en dos momentos del día, la primera en el período comprendido entre las 09:00 y las 12:00 horas, y la segunda se presenta en el período comprendido entre las 17:00 y las 23:00 horas; es decir, que la mayor demanda está presente en las horas punta y fuera de punta del sistema.

Para el primer momento del día, es decir, la mayor demanda en el período comprendido entre las 09:00 y las 12:00 horas, se encuentran presentes las centrales eólicas y solares; con lo cual esta última central RER, solar, contribuye en atender el mayor requerimiento del sistema con una generación de energía eléctrica sostenible a largo plazo, reduciendo las emisiones de dióxido de carbono.

V. RESULTADOS

Con base al análisis efectuado la potencia firme asignada a la generación de electricidad con RER, específicamente a las centrales eólicas y solares si redistribuye el reparto de la bolsa de potencia firme, ya que a partir de setiembre de 2019 dichas centrales RER tienen ingresos por potencia, al tener una forma de cálculo de la potencia firme en función de la producción durante las horas punta del sistema para un período de evaluación de los últimos 36 meses entre el número total de horas punta del sistema.

Por lo que, las centrales RER al tener ahora una potencia firme asignada hace que la distribución de la bolsa de dinero de ingresos de potencia se incluya a estas centrales, ya que anteriormente dicha bolsa solo se distribuía entre las centrales hidroeléctricas, térmicas y cogeneración. En diciembre de 2021 resultó que el total de la bolsa de ingresos por potencia firme ascendente a S/133 990 513 le correspondió a las centrales eólicas y solares S/ 3 714 050 que representa el 2.77%.

La tabla IV muestra el porcentaje de participación de los ingresos por potencia en los ingresos en el mercado, la cual está conformada por los ingresos por energía activa y potencia, notándose que la mayor participación está en las centrales eólicas, en el rango del 29% al 43%; a diferencia de la participación en las centrales solares la cual está en el orden del 1% al 4%.

TABLA IV. PARTICIPACIÓN DE LAS CENTRALES EÓLICAS Y SOLARES EN LA BOLSA DE POTENCIA FIRME (S/)

Central	Total Ingresos Mercado	Total Valorización Potencia	Participación %
C.S. Majes Solar 20T	1 473 361	16 580	1%
C.S. Panamericana Solar	2 067 392	20 709	1%
C.S. Repartición	1 436 936	17 152	1%
C.S. Tacna Solar	1 846 626	44 241	2%
C.E. Marcona	8 857 674	3 274 380	37%
C.E. Cupisnique	19 646 803	7 144 688	36%
C.E. Talara	6 876 956	1 968 460	29%
C.S. Moquegua FV	1 782 370	63 830	4%
C.E. Tres Hermanas	26 350 632	9 894 927	38%

Central	Total Ingresos Mercado	Total Valorización Potencia	Participación %
C.S. Intipampa	3 896 963	50 335	1%
C.S. Rubi	15 746 249	280 974	2%
C.E. Wayra I	37 539 782	16 094 102	43%

El SEIN requiere tener un parque generador eficiente en términos económicos y una matriz energética diversificada, de manera que la demanda sea atendida por las unidades generadoras de menor costo de producción, para ello es necesario que los períodos de mayor demanda del sistema sean debidamente cubiertas y a la vez dar los incentivos, tal que las centrales actuales en operación puedan operar con la energía primaria más económica y/o que la tecnología que utilicen sea actualizada y limpia.

En el caso de las nuevas inversiones, como las centrales RER, es necesario dar las señales económicas para que puedan operar con las mejores tecnologías y que hagan uso de la energía primaria más económica.

Las metodologías utilizadas por otros mercados requirieren solamente los datos históricos operativos de las centrales que participan en estos mercados de capacidad, teniendo definidos las horas punta del sistema para el cual son considerados.

VI. CONCLUSIONES

Bajo este contexto y habiendo analizado todo lo descrito anteriormente, los autores han arribado a las siguientes conclusiones:

Se concluye que las horas punta de un sistema eléctrico sirven para introducir mecanismos de incentivos para la ampliación y/o diversificación del parque generador de un sistema, la tecnología que se puede introducir en la oferta toma como información las horas punta donde puede operar para maximizar sus utilidades.

Se concluye que la señal económica más adecuada para incrementar el parque generador con centrales RER, es a través de la remuneración de la potencia, para ello se tiene que añadir el período comprendido entre las 09:00 y las 12:00 horas como hora punta del sistema.

Se concluye que en los mercados donde se cuenta con un mecanismo de remuneración de la capacidad o potencia se observa que las metodologías utilizan como base de datos el despacho horario en las horas críticas de los períodos de avenida y estiaje, teniendo en cuenta la confiabilidad que las centrales eólicas y solares brindan particularmente en las horas punta del sistema con el fin de asignar un valor de capacidad o potencia más ajustado al aporte real del recurso.

Se concluye que las centrales eólicas y solares tienen una mayor producción en el período de estiaje, que complementa la menor producción de las centrales hidroeléctricas; permitiendo obtener una virtual independencia energética pues la energía proviene de fuentes nativas, disminuyendo la importación de combustibles fósiles, además de evitar la fluctuación de sus precios en el mercado internacional.

Se concluye que las centrales eólicas tienen mayor potencia firme asignada debido a su mayor presencia en la hora punta del sistema, período comprendido entre las 17:00 y las 23:00, siendo que a diciembre de 2021 la máxima potencia firme es de 95.36 MW de la central eólica Wayra I, a diferencia de las centrales solares que a diciembre de 2021 la máxima potencia firme asignada corresponde a la central Rubí con 1.67 MW.

Se concluye que el propósito es pagar por potencia firme de las centrales de generación mediante el mecanismo de competencia, es decir, remunerar por potencia firme sólo a las centrales de generación que estén presentes en la hora de Máxima Demanda del SEIN más un Margen de Reserva, por lo que hay una redistribución de la bolsa de ingresos de potencia al incluir a las centrales eólicas y solares.

Se concluye que el incentivar un parque generador con centrales RER, eliminando barreras de entrada al mercado, reducen las emisiones de gases de efecto invernadero, además de ser un mecanismo para el cumplimiento de las Contribuciones Nacionalmente Determinadas del Perú.

AGRADECIMIENTO

Los autores agradecen el apoyo otorgado por la Universidad Nacional del Callao y la Universidad Nacional de San Agustín de Arequipa, para el desarrollo de la presente investigación.

REFERENCIAS

- [1] Minem, "Atlas Eólico del Perú," p. 262, 2016
- [2] SENAMHI, "Atlas De Energía Solar," p. 31, 2003
- [3] N. R. B. Saravia, J. H. G. Gamarra, J. A. A. Infantes, S. L. R. Jimenez and J. R. M. Zamata, "MPPT Design and Control of a Small Power Autonomous Photovoltaic Solar System: Application to a 90W Two-Axis Autonomous Solar Photovoltaic Module," 2019 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC), Ixtapa, Mexico, 2019, pp. 1-6, doi: 10.1109/ROPEC48299.2019.9057069
- [4] C. Benavides et al., "Capacity payment allocation in hydrothermal power systems with high shares of renewable energies," E3S Web Conf., vol. 140, 2019, doi: 10.1051/e3sconf/201914011008
- [5] A. Dammert, F. Molinelli, and A. M. Carbajal, Fundamentos técnicos y económicos del sector eléctrico peruano. 2011
- [6] Presidencia del Consejo de Ministros, "Ley No 28832: Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica," Diario Oficial El Peruano. Diario Oficial El Peruano, Lima, p. 21, 2006
- [7] E. Litvinov, F. Zhao y T. Zheng, "Mercados Eléctricos en los Estados Unidos" IEEE Conversaciones para diseños de mercados eléctricos mayoristas, Vol. 17, n°17, 2019, pp.38-50

- [8] COES, “Procedimiento Técnico N° 30 del Comité de Operación Económica del SINAC,” pp. 1–16, 2017, [Online]. Available: <https://www.coes.org.pe/Portal/>.
- [9] COES, “Procedimiento Técnico N° 10 del Comité de Operación Económica del SINAC,” pp. 1–13, 2020, [Online]. Available: <https://www.coes.org.pe/Portal/>.
- [10] J. Oscullo, “Pago de Potencia a través de opciones: perspectivas de aplicación al mercado eléctrico del Ecuador”, Programa de Maestría en Dirección de Empresas, Universidad Andina Simón Bolívar sede Ecuador, 2008
- [11] Duque, JPB, García, JJ, & Velásquez, H. “Efectos del cargo por confiabilidad sobre el precio spot de la energía eléctrica en Colombia” Cuadernos de Economía (Colombia), 35 (68), 491–519. <https://doi.org/10.15446/cuad.econ.v35n68.52732>
- [12] COES-SINAC, “Procedimiento Técnico N° 26 del Comité de Operación Económica del SINAC,” pp. 1–10, 2019, [Online]. Available: <https://www.coes.org.pe/Portal/>