



**COLEGIO DE INGENIEROS DEL PERÚ**  
**CONSEJO DEPARTAMENTAL DE LIMA**  
**Capítulo de Ingeniería Mecánica y Mecánica Eléctrica**

Webinar

**DISTORSIONES E INEQUIDAD EN PRECIO DE LA  
ELECTRICIDAD EN PERÚ : causas y posibles  
soluciones**

**Dr. Jaime E. Luyo**

08 de setiembre del 2022

# CONTENIDO

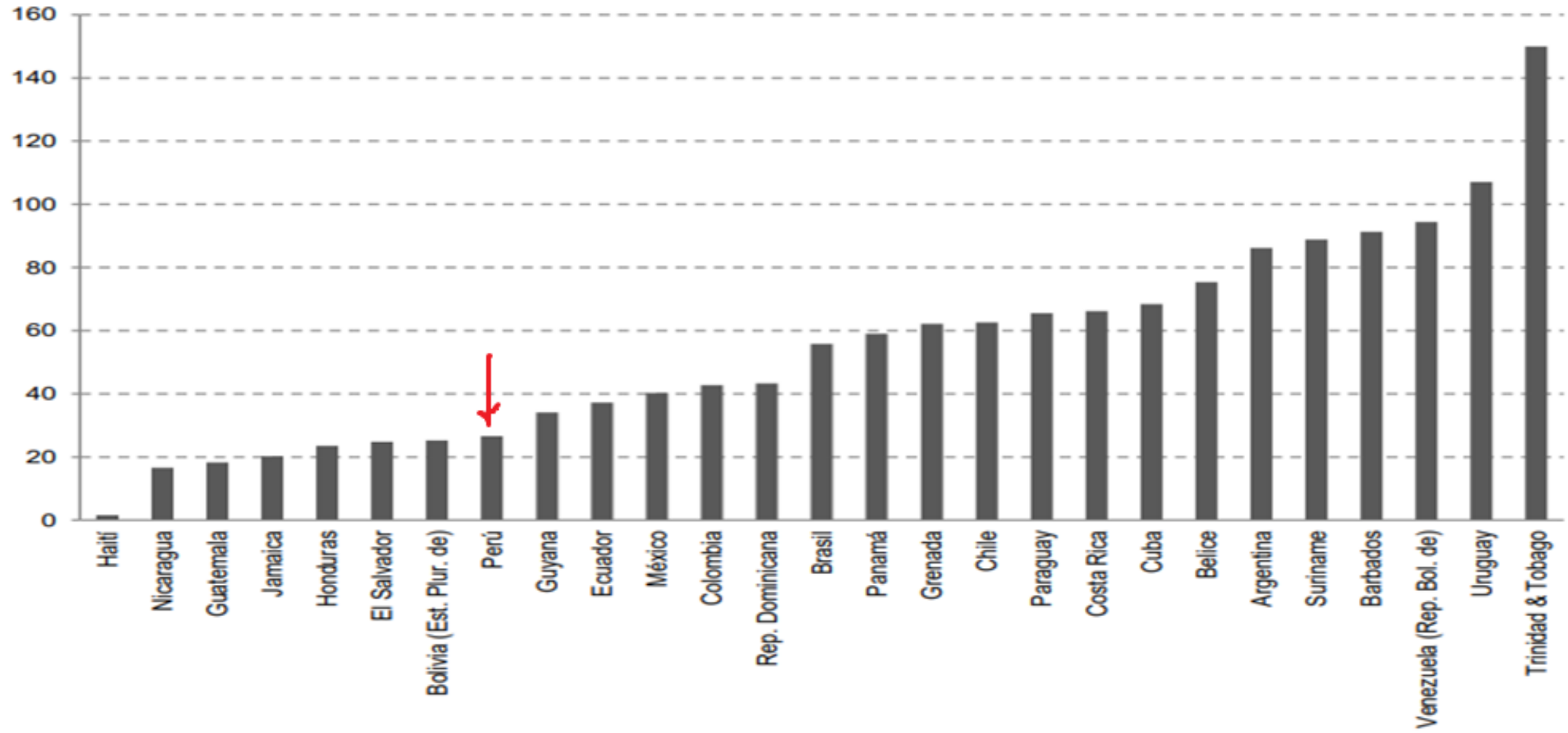
- **Panorama del servicio eléctrico en LAC: algunos datos**
- **Problemática del precio de la electricidad en Perú**
- **Distorsiones y aumentos en el precio de la electricidad : principales causas**
- **Posibles soluciones**

**Mensaje final**

**PANORAMA DEL SERVICIO ELÉCTRICO EN LAC:  
algunos datos**

# Situación del servicio público de electricidad y desarrollo socio-económico en LAC

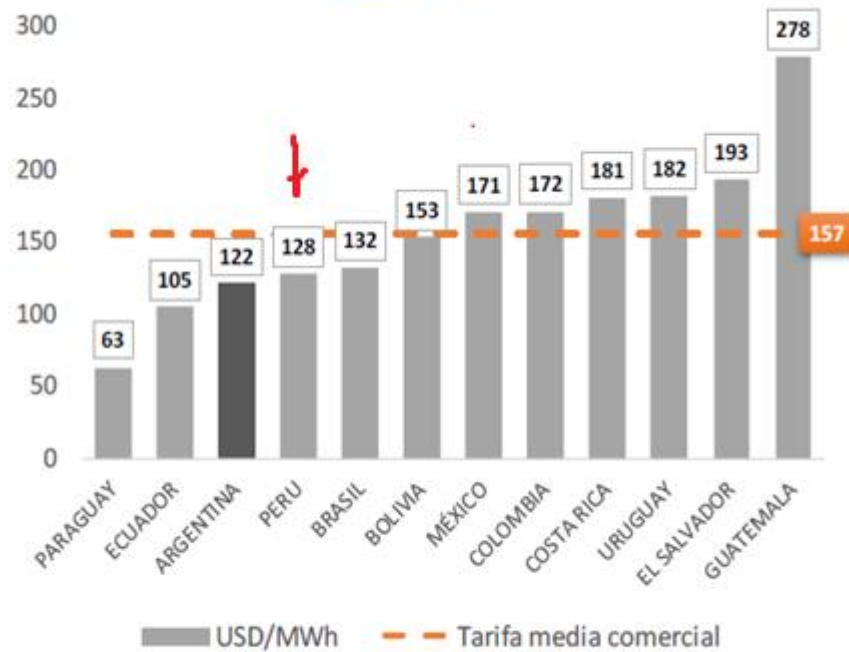
Consumo residencial per cápita, 2018  
(En kWh/mes)



Fuente: CEPAL en base a datos de OLADE.

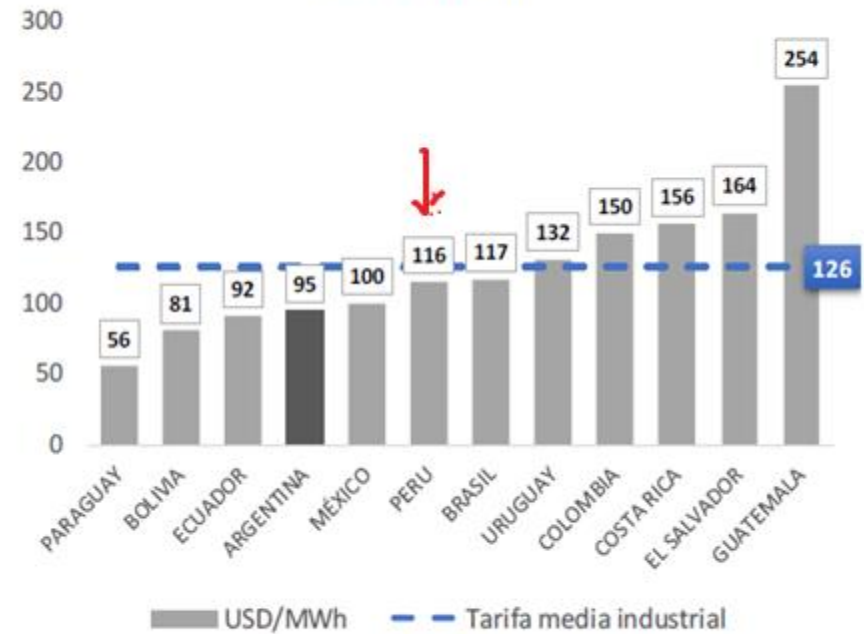
# Tarifas eléctricas comercial e industrial a las empresas peruanas están bajo la media de la Región

Tarifas medias del segmento comercial en cada país, enero 2019  
USD/MWh <sup>(1)</sup>



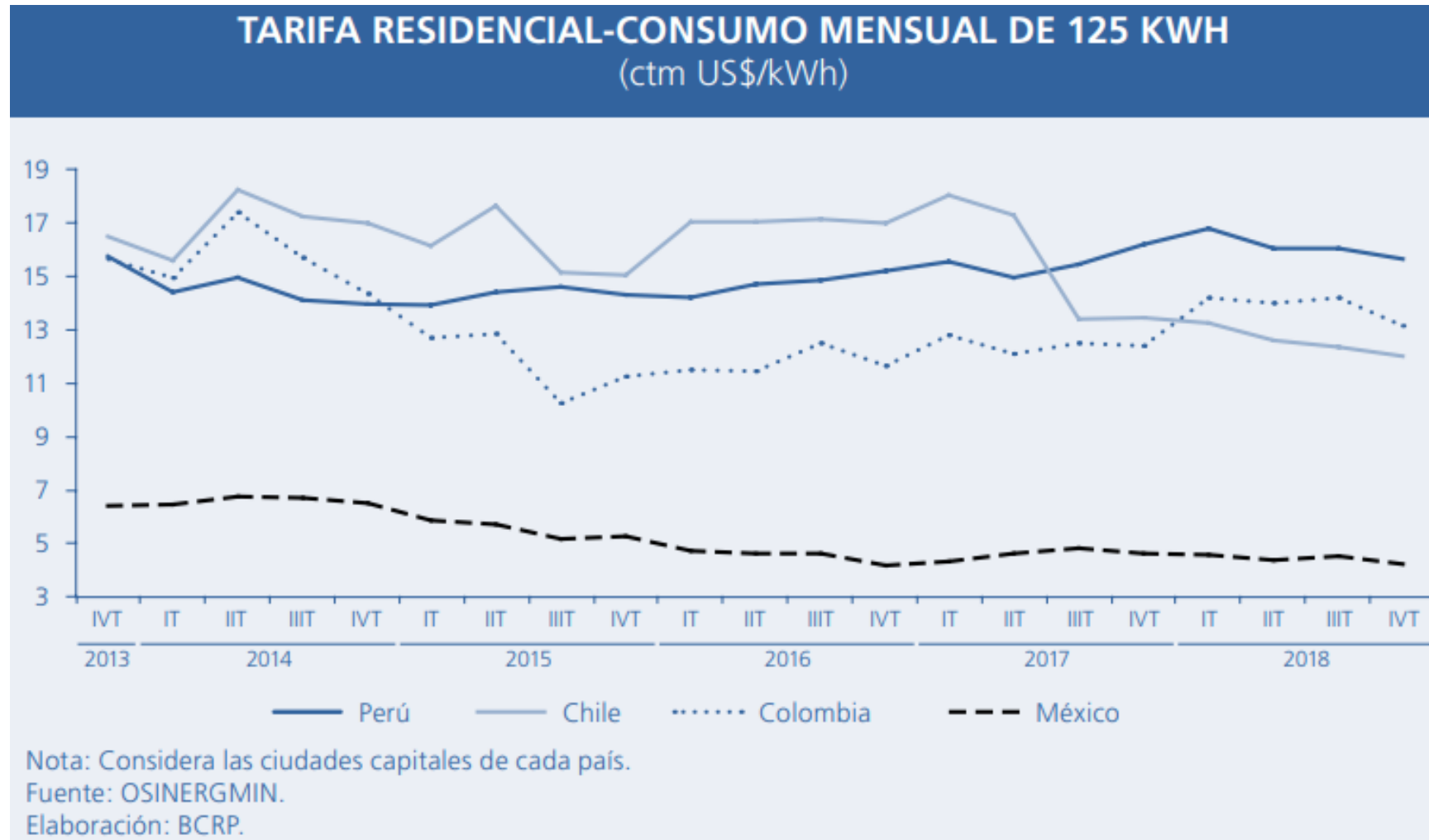
Nota (1): Tarifas finales con impuestos excluido IVA, promedio país ponderado por cantidad de energía comprada. Fuente: elaboración propia en base a CIER.

Tarifas medias del segmento industrial en cada país, enero 2019  
(en USD/MWh)<sup>(1)</sup>



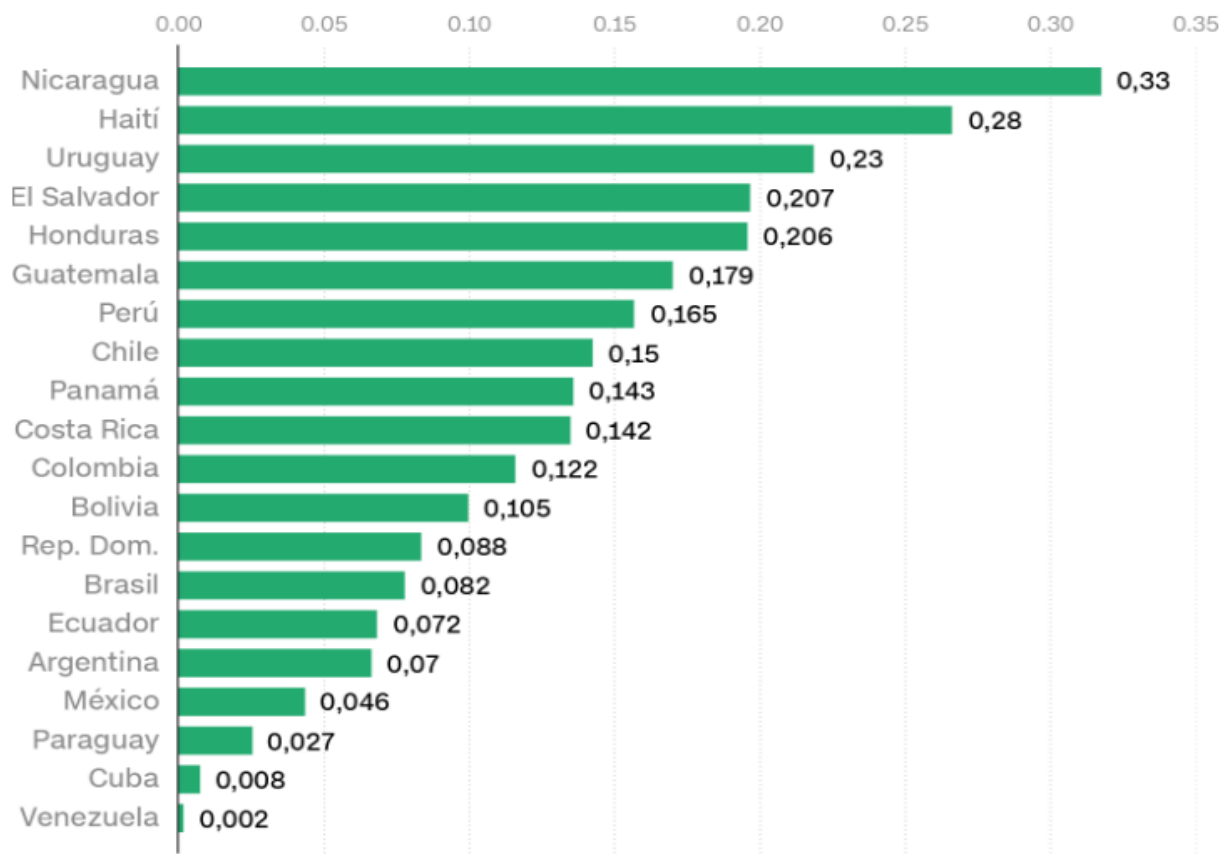
Nota (1): Tarifas finales con impuestos excluido IVA, promedio país ponderado por cantidad de energía ía comprada. Fuente: elaboración propia en base a CIER.

**A partir del 2017 la tarifa residencial de electricidad típica : en Perú la más alta de la *Alianza del Pacífico***



# El ciudadano peruano soporta la segunda tarifa eléctrica más alta de Sudamérica

## El costo de la electricidad en América Latina



Fuente: The World Bank (2019), Eurostat (2020), Cepal (2018), Statista (2020) y GlobalPetrolPrices (2020).  
Gráfico: Jhasua Razo, CNN

NOTA: precios en US\$/Kwh , Fuente: CNN, setiembre 2021

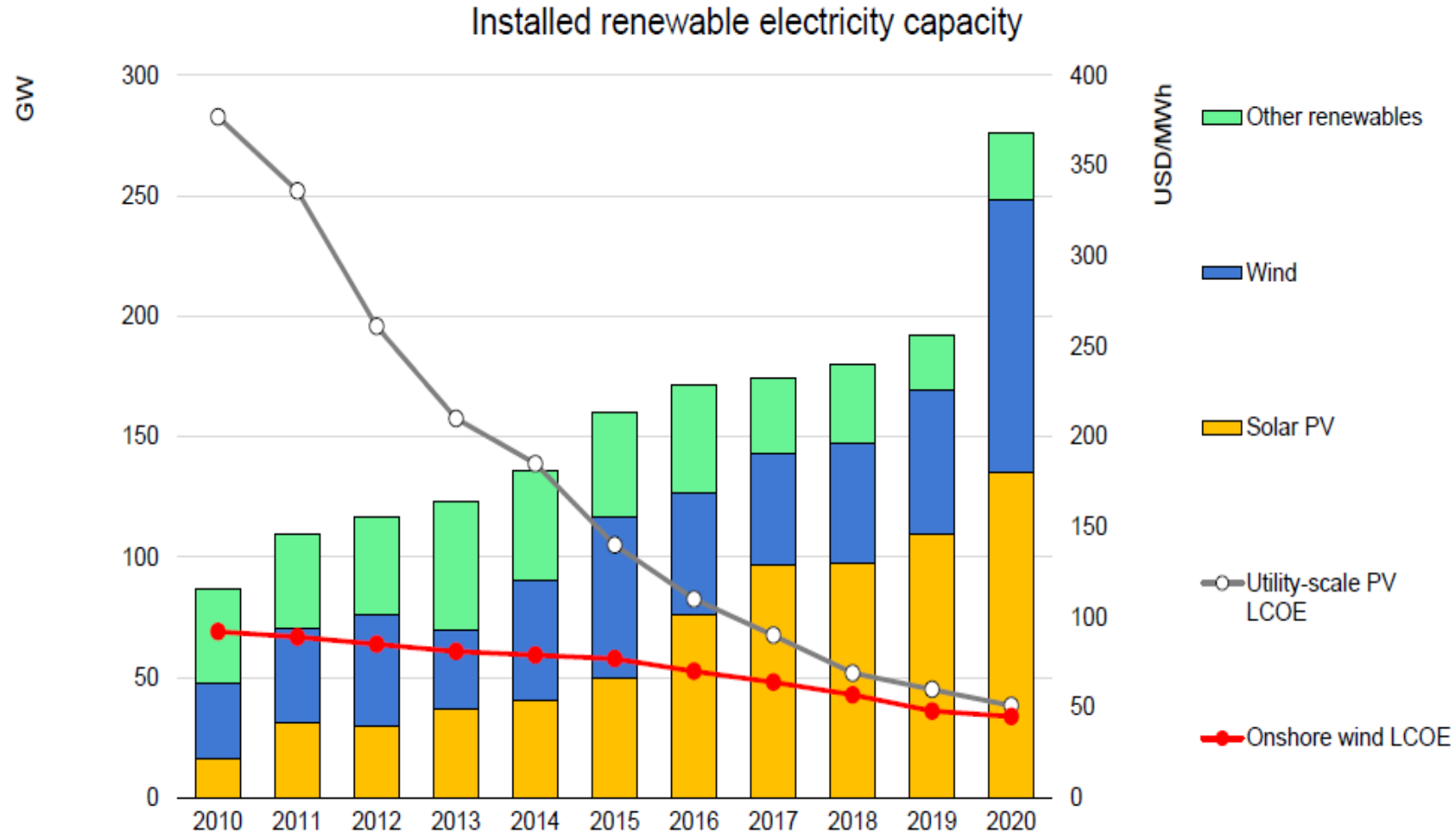
## Tarifas Eléctricas Residenciales en Países Seleccionados de Latinoamérica 2021

(en centavos US\$ x Kw/h)

Países	Consumo Promedio de Energía de ...			
	30 Kw/h	65 Kw/h	125 Kw/h	300 Kw/h
Paraguay	1,1	1,3	2,6	5,4
Venezuela	1,2	0,5	0,4	1,3
Brasil	3,9	5,4	6,7	8,9
México	4,0	4,0	4,4	9,4
Ecuador	4,8	6,4	7,2	10,5
Argentina	4,9	3,9	3,5	3,4
Colombia	6,3	7,9	13,3	15,7
Bolivia	10,7	8,7	10,6	9,9
<b>Perú</b>	<b>13,9</b>	<b>14,7</b>	<b>16,6</b>	<b>16,2</b>
Chile	14,8	13,6	13,1	13,0
Uruguay	42,8	27,1	21,3	18,8
<b>Mediana</b>	<b>4,9</b>	<b>6,4</b>	<b>7,2</b>	<b>9,9</b>

Fuente: Alert@ Económica, julio 2022

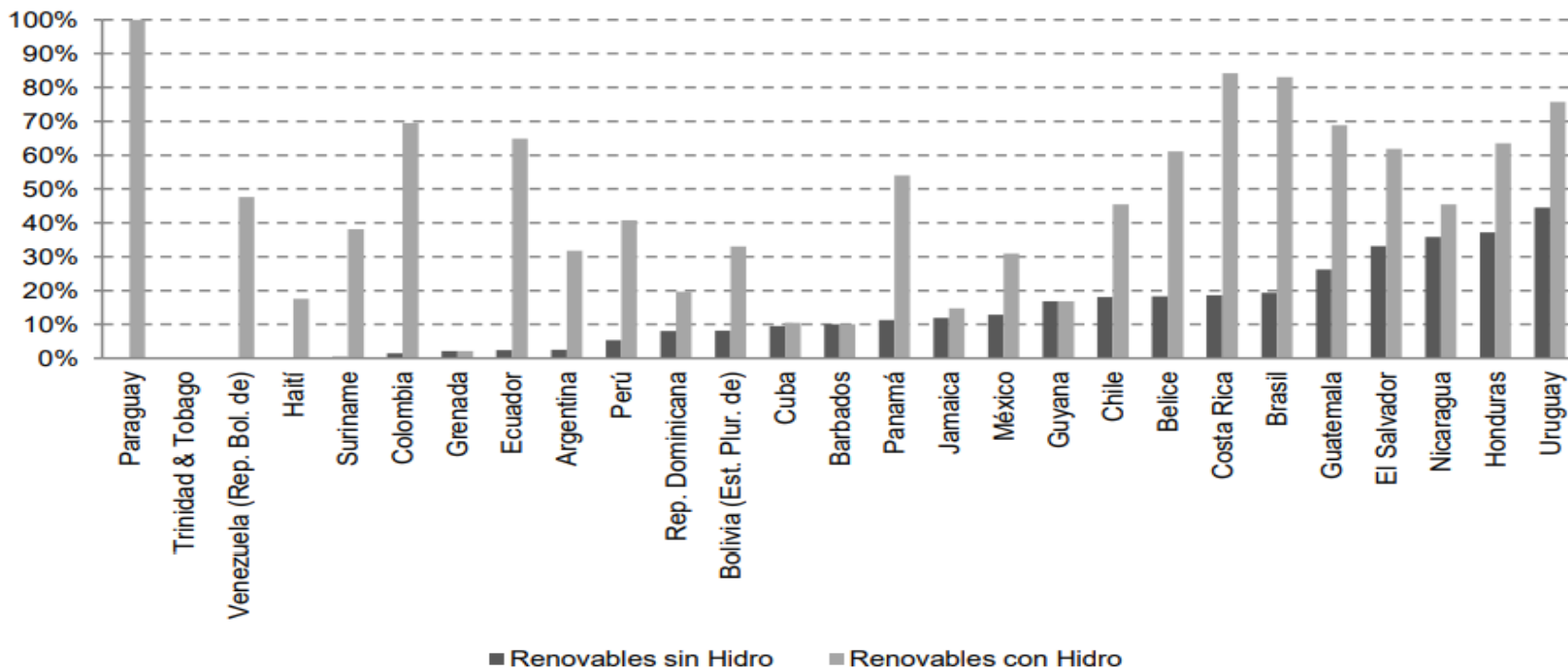
# Renovables : Progresión de capacidad y precio



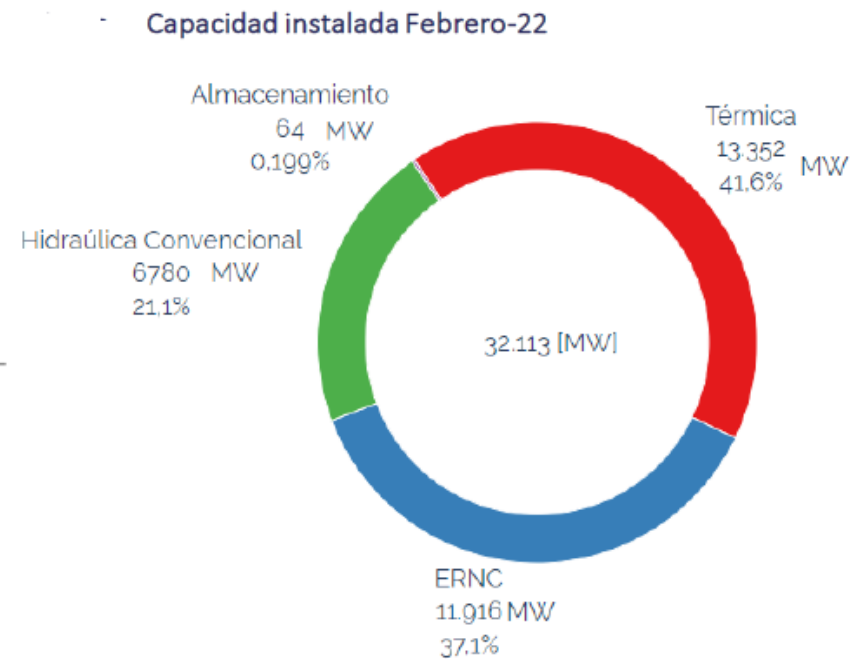


# Impacto de las Políticas hacia el Desarrollo Energético Sostenible en LAC

Participación de las energías renovables en la capacidad instalada, 2018  
(En porcentajes)



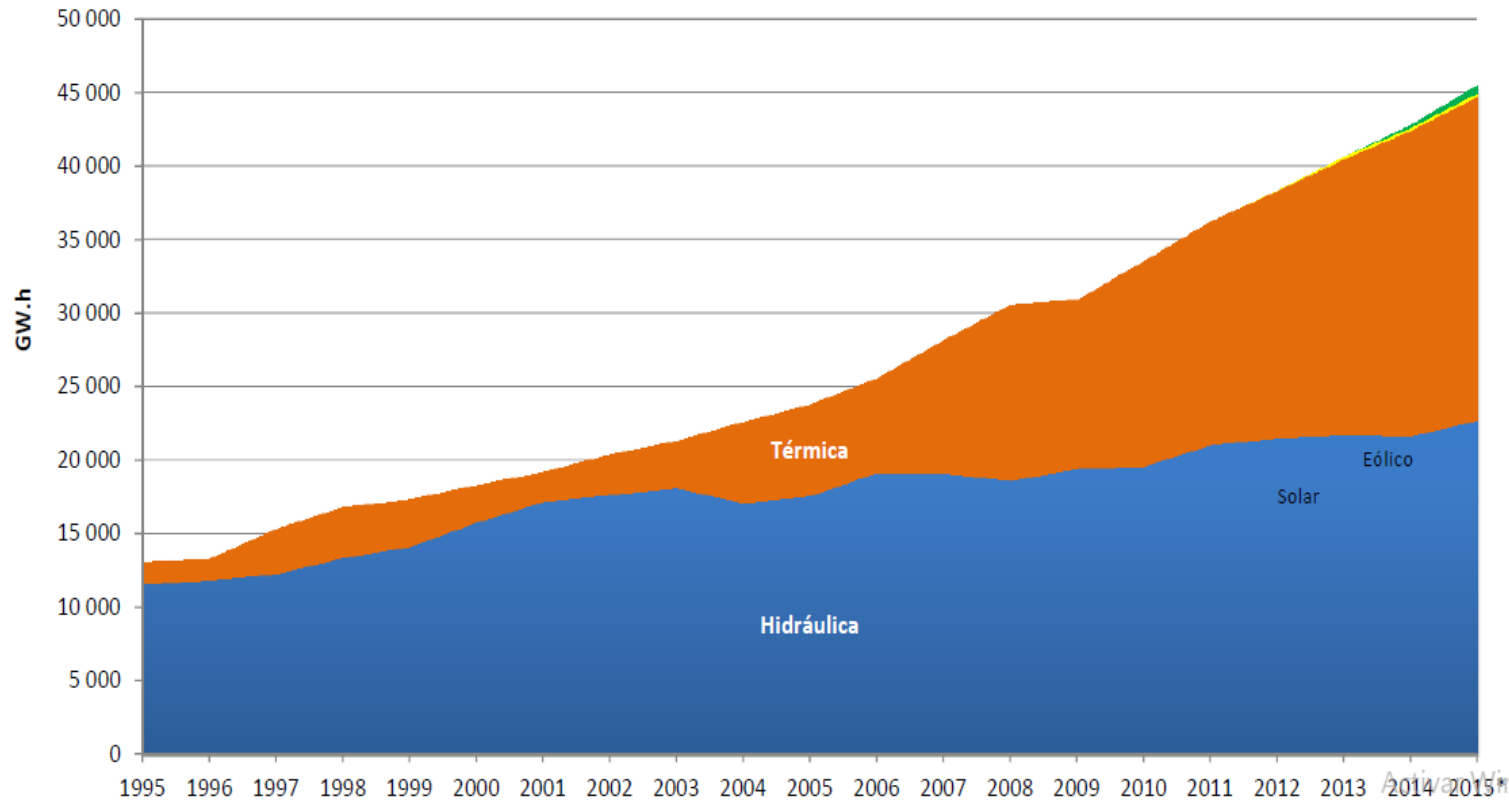
Matriz eléctrica de Chile- 2022



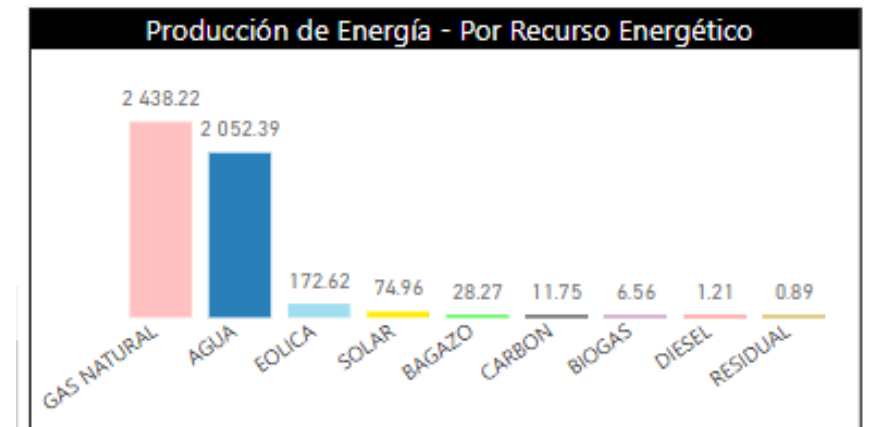
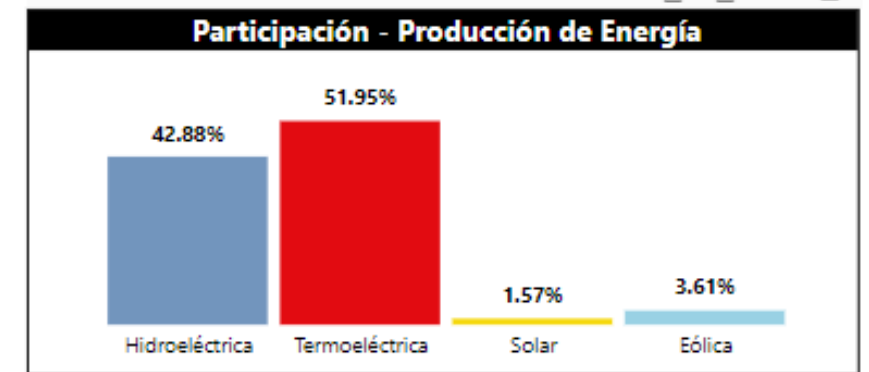
Fuente: CEPAL en base a datos de OLADE.

**COMENTARIOS:** En 2018, Chile puso en marcha la **Ruta Energética 2018-2022** para modernizar la normativa y política del sector eléctrico para la promoción de las ER-NC y tecnologías innovadoras. La capacidad instalada de: solar y eólica, que pasó de 0,6% al 21,4% en los últimos diez años; generación solar se multiplicó por cuatro entre 2018 y 2020; y generación de energía renovable total, que alcanzó un 44% en el 2019. Actualmente, el componente total de renovables es de **58.4 %**, de ER-NC de **37.3%** con un crecimiento extraordinario de 5,427 MW (*Reporte Generadoras de Chile*) en 2019 a **11,980 MW** actualmente (*ACERA*, feb. 2022)

# Producción de energía eléctrica para el mercado eléctrico peruano según fuentes



Ref.: MINEM, «Evoluciones en el Sector Eléctrico 1995 - 2015,» MEM, Lima, 2015.

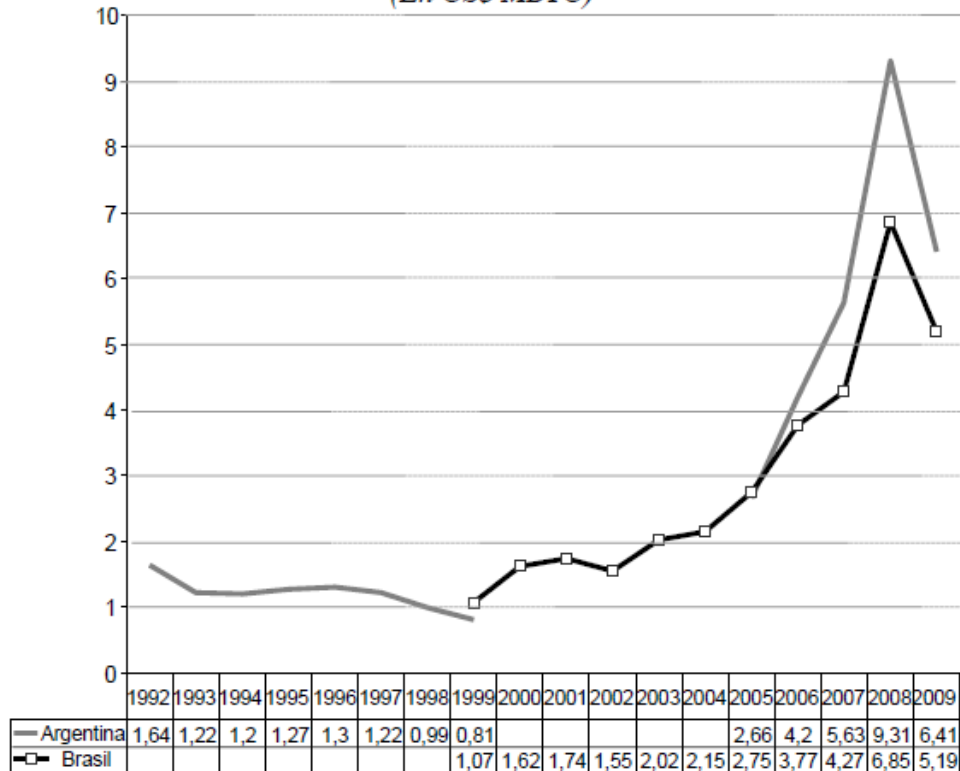


Producción(en GWh) en el mes de julio 2022,. COES

**COMENTARIOS :** se ha aplicado una política de prioridad de producción eléctrica en base al GN.

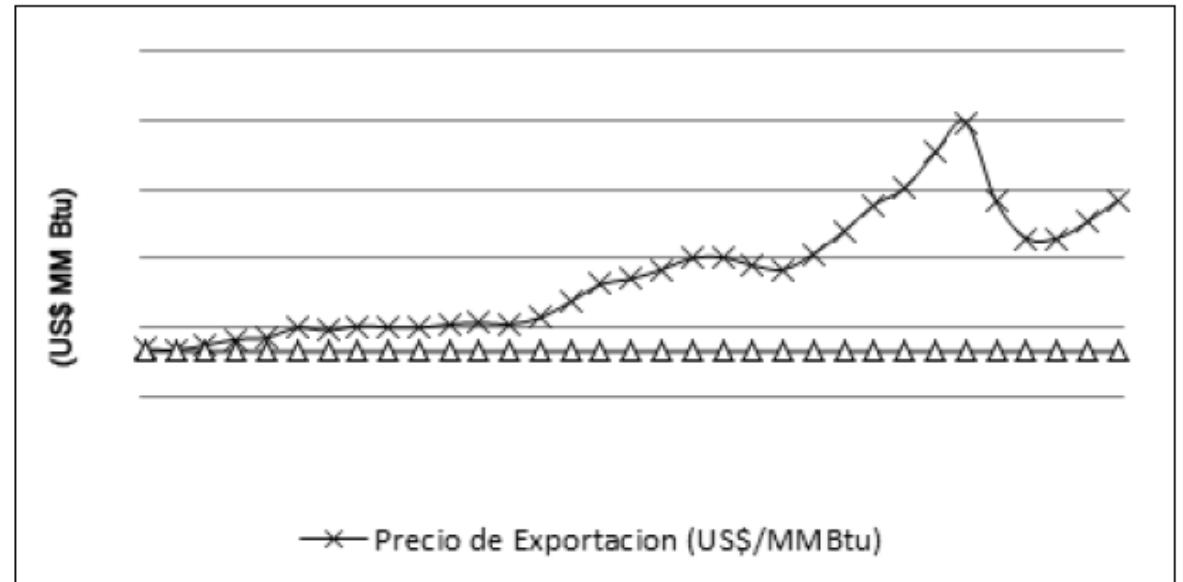
# Precios del GN para la exportación y el sector eléctrico : caso referencial de Bolivia

PRECIOS DEL GAS EXPORTADO POR EL ESTADO PLURINACIONAL DE BOLIVIA- SERIE 1992-2009  
(En US\$ MBTU)



Fuente: Yacimientos petrolíferos fiscales bolivianos - Instituto Nacional de Estadística, 2010.

Precio del gas natural boliviano para la exportación y para el sector eléctrico del país, 2002-2010



Fuente: "Plan óptimo de expansión del Sistema Interconectado Nacional 2011-2021" CNDC.

NOTA: el precio del GN para la generación eléctrica se mantuvo en 1.30 US\$/MMBTU

**COMENTARIOS:** a inicios del 2000 se definió el precio igual al de exportación a Brasil para los generadores termoeléctricos en el punto de ingreso de éstos. Con el cambio de gobierno en el 2006, se fijó el precio para las generación eléctrico en **1.30 US\$/MMBTU** y, se renegoció el precio de exportación con los gobiernos (izquierdistas) de Brasil y Argentina que resultó en un aumento de **hasta 5 veces** en ciertos periodos.

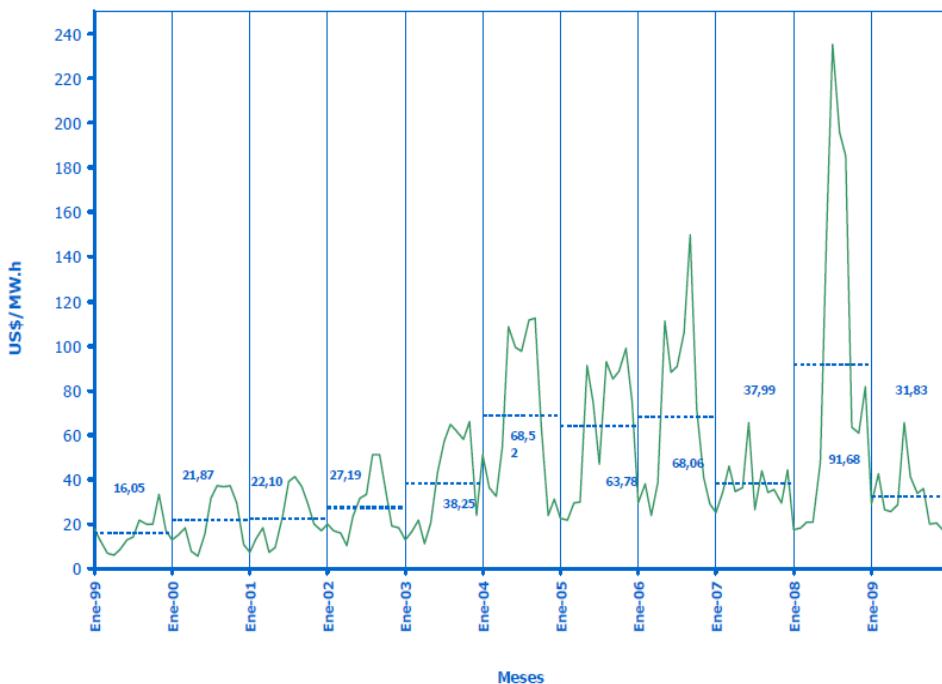
# **PROBLEMÁTICA DEL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD EN PERÚ**

# Interrogantes principales

- ¿ Por qué el precio de la electricidad en el Perú es el segundo más alto de Sudamérica teniendo Camisea?.
- ¿ Cuales son las principales causas de los altos precios de la electricidad y las distorsiones en los mercados libre, regulado y *spot* en las dos últimas décadas ?
- ¿ Quienes son los beneficiarios del gas natural barato del lote 88 de Camisea en la industria eléctrica?.
- ¿ Posibles soluciones para el corto y mediano plazo?.

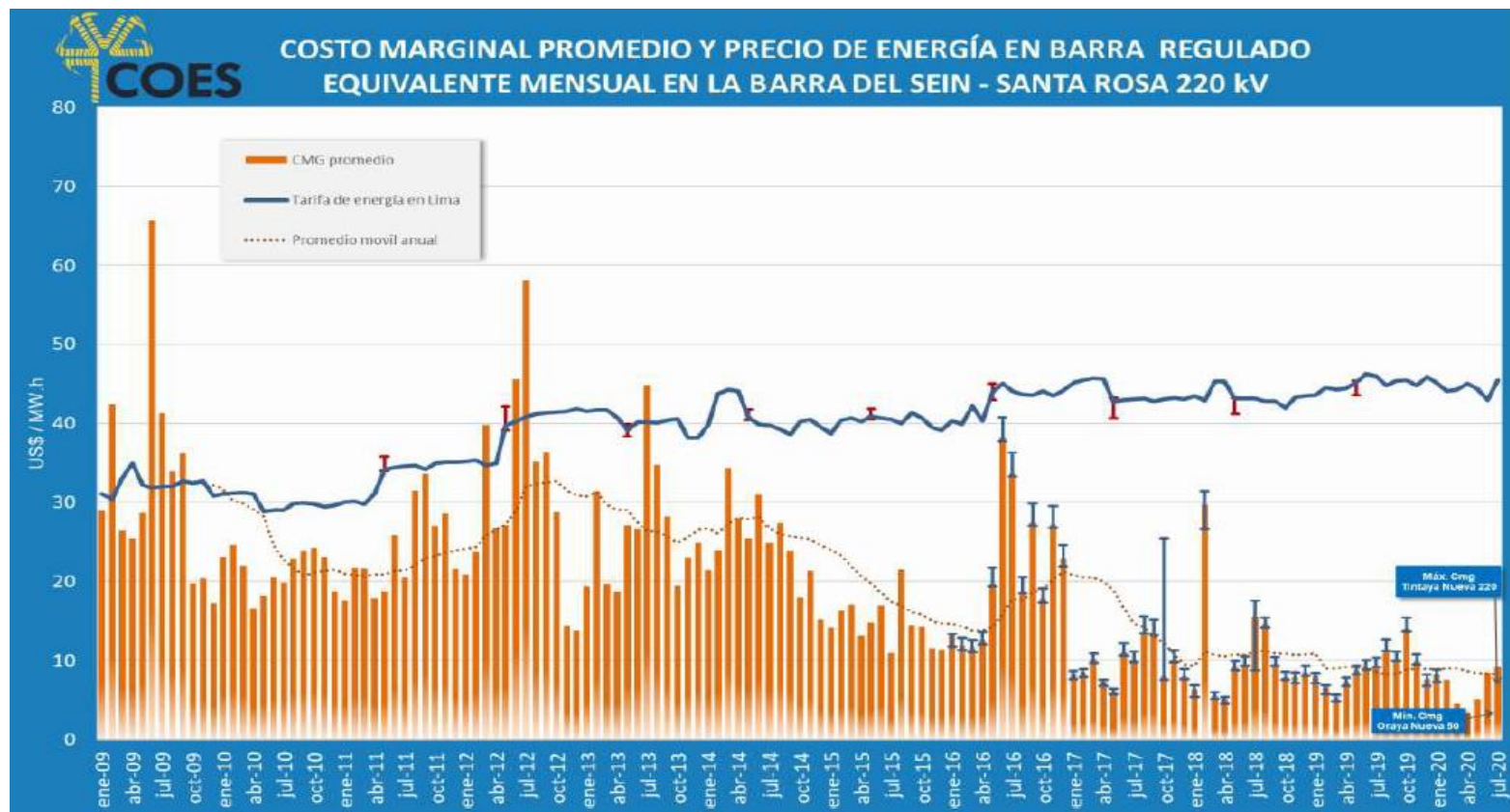
# Las Crisis del 2004 y el 2008

COSTO MARGINAL PROMEDIO ANUAL DEL SEIN  
(EN BARRA DE REFERENCIA SANTA ROSA)



Fuente: COES

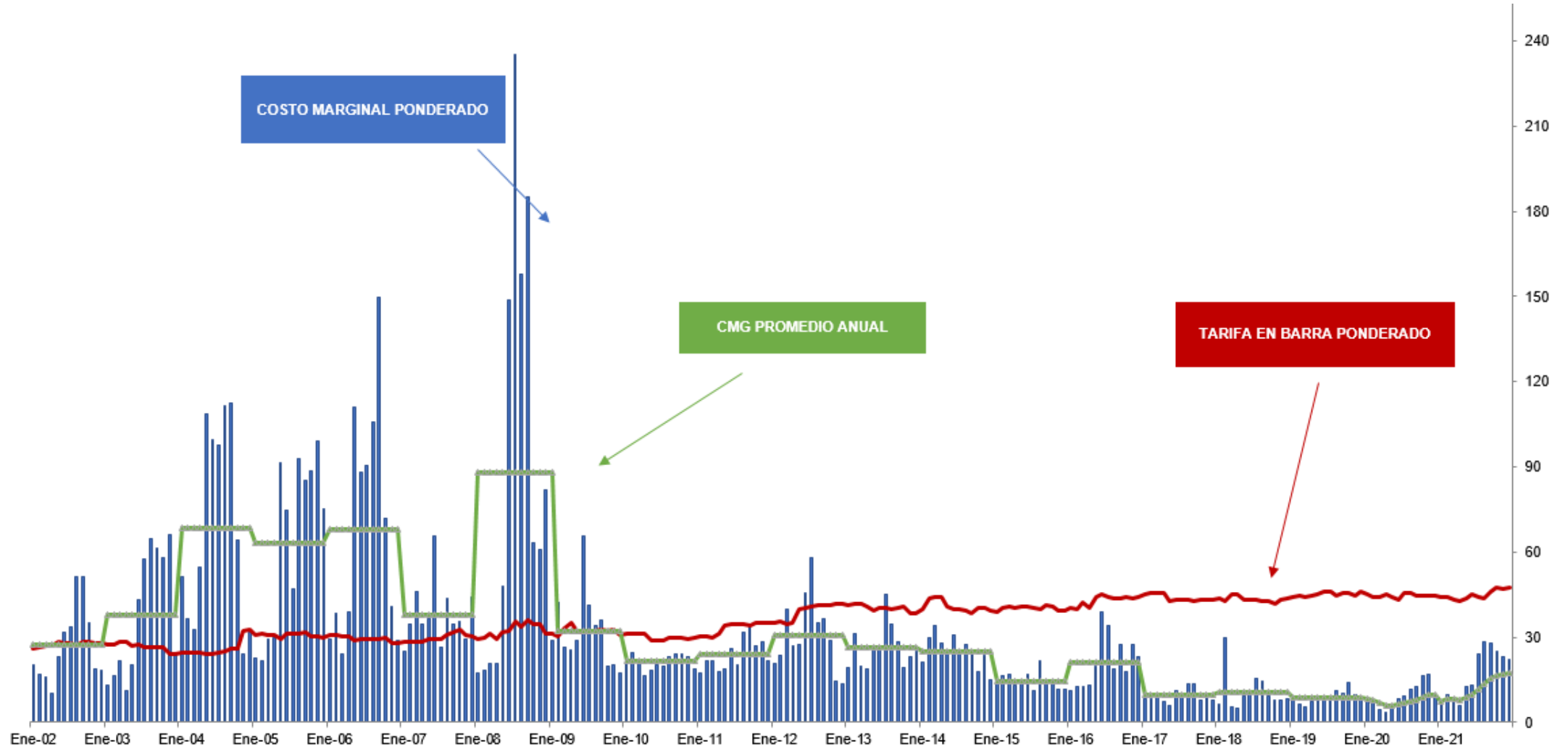
# Cmg y Precio de energía en Barra- en 2009- jul 2020



Fuente: COES, setiembre 2020

**COMENTARIOS:** según hemos publicado previamente: **a) la crisis del 2004** se debió a: el factor climático coyuntural (la sequía), el déficit de capacidad y de energía y, el **poder de mercado (PM)**. Para superar el déficit de capacidad de generación se emitió en el 2006 la **“Ley de generación eficiente (LGE), 28832”**; sin embargo en el 2008 se produjo una crisis mayor, los precios fueron más de dos veces mayor que en el 2004, en nuestra opinión la causa principal fue **el PM** que coincidiera con el **shock del precio del petróleo**. **b)** El precio en barra y el cmg a partir del 2009 se van diferenciando, esto debido al **mal diseño de la LGE** que **nó hizo** (según lo señalamos en : IECOS Numero 5, UNI, Febrero 2008) un **análisis de PM** que **viene (y seguirá) encareciendo** la electricidad en el Perú.

# Cmg y Precio de energía en Barra-Enero 2002- diciembre 2021



Fuente:COES

**COMENTARIOS:** sustentamos en ( Conf. del ECI 2019i, 01 agosto 2019) que el acentuamiento **de la caída de los cmag desde el 2017** se debía al **PM** de la termoeléctricas a GN que manipulaban el precio de la electricidad declarando el precio del GN casi cero. Esto se ha **corroborado** a partir del cumplimiento de la sentencia de la Corte Suprema que ordenó que se declare el precio real del GN; estos han regresaron a los niveles que tenían cinco años atrás. Esto se corrobora con un estudio que mostramos a continuación.

# Impacto en los precios en el mercado eléctrico peruano : Poder de mercado

OA : Oferta con costos variables auditados

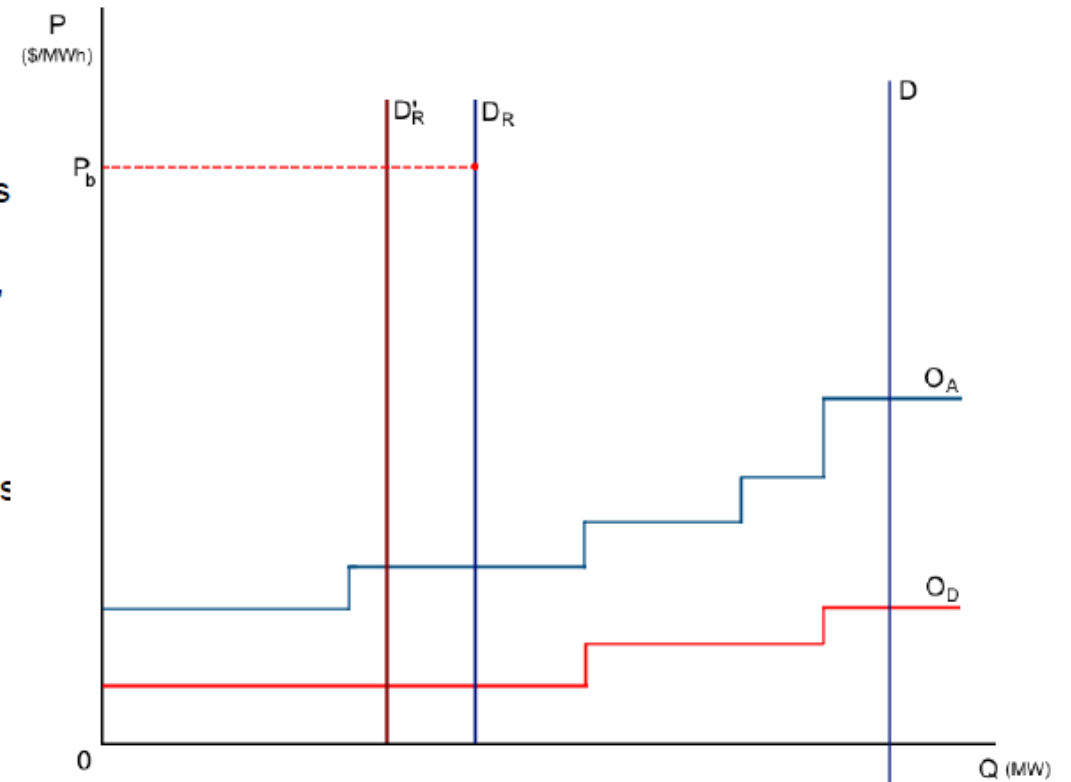
OD : Oferta, cuando incluye aquellos generadores a GN con declaración de precios (o costos variables cero), p. ej. Kallpa y Engie.

D : demanda total.

DR : demanda de usuarios regulados

D'R : algunos usuarios regulados pasan a ser usuarios libres

P<sub>b</sub> : precio de energía en barra (fijado principalmente por las licitaciones. Ley N° 28832)



Fuente: elaboración propia

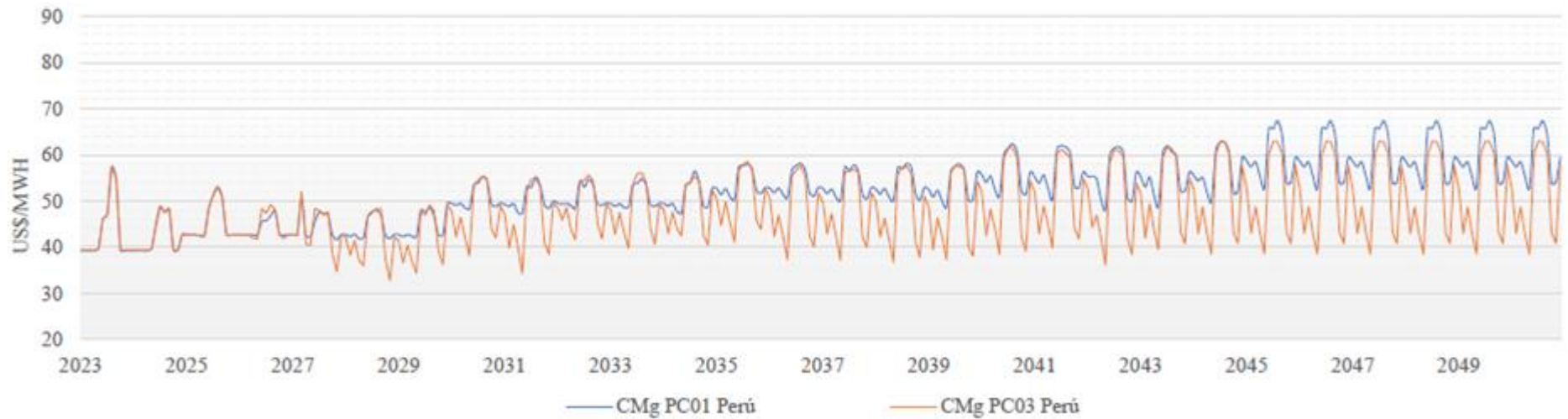
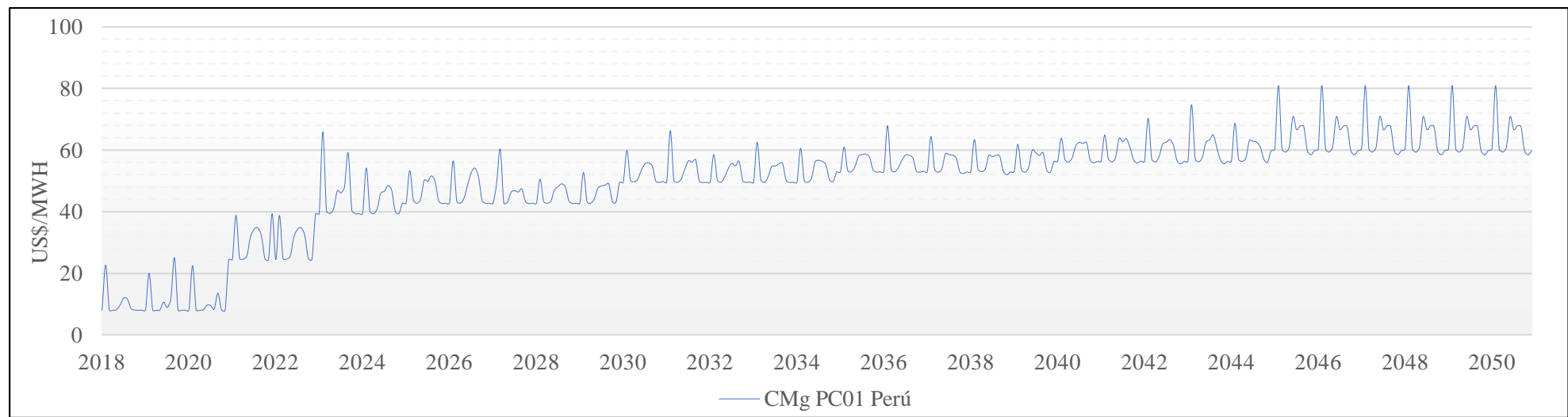
Fuente: J.E. Luyo, "El Sector Energía Peruano: Situación actual y perspectivas", ECI 2019, 01 ago. 2019

**COMENTARIOS:** se muestra el mecanismo de manipulación del precio de la electricidad a través de declarar (ante el COES) un precio ficticio del GN **cerca de cero en el mercado peruano** y que, todos los especialistas y consultores extranjeros **sostenían erróneamente** que se debía a la "sobreoferta". Es también, una forma de **ejercicio de PM** reduciendo el precio en **el mercado eléctrico real** para captar más clientes (o quitar a los competidores, como a ElectroPerú y las distribuidoras), que produjo que clientes se beneficien pasando del mercado regulado al mercado libre. Esto, acentuó la distorsión de precios además del **efecto negativo de la LGE**.



# Precios de la electricidad –mercado mayorista de generación (con y sin GSP, precio de GN sin subsidio, con RER e interconexión con Chile)

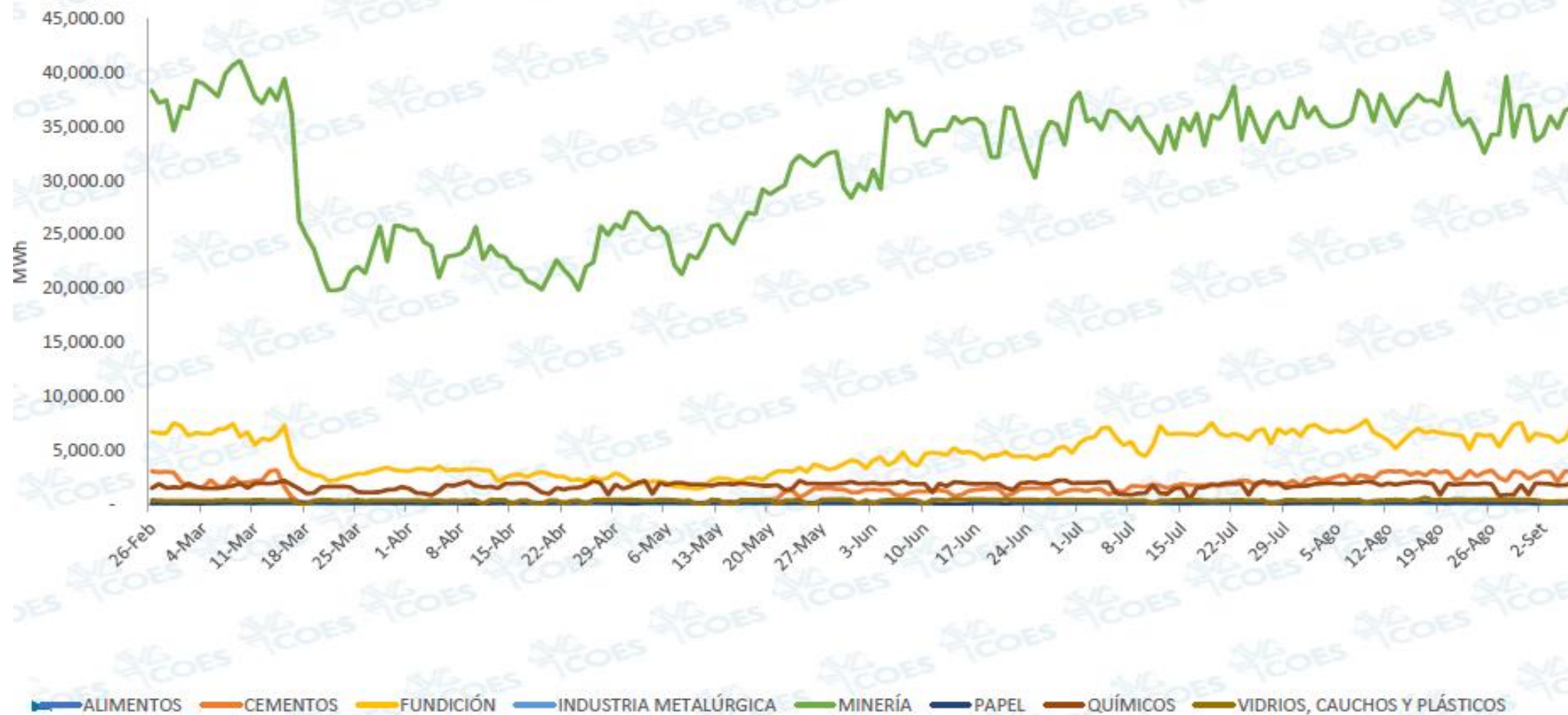
Ref.: F. Jara (PhD T., UNI), J.E. Luyo (asesor); oct. 2020



**COMENTARIOS :** - **PC01:** se corroboran los actuales precios (cmarg.) de la electricidad en Perú, manipulados a la baja por oligopolio de las termoeléctricas (a través de la declaración de precio casi cero del GN) y, se proyecta para fines del 2021 nuevo precio de la elect. (precio GN regulado) . Los precios, a **partir del 2023**, con el inicio de la interconexión elect. con Chile, el precio internacional del GN (sin subsidio) y, la puesta en operación del **GSP en el 2026**. Los precios de la electricidad en Perú suben mas notoriamente con la ampliación del interconector **en 2032** y en Chile bajan.

- **PC03 (sin GSP):** - los precios de la electricidad se reducen a mediano y LP en Perú debido a la incorporación de más generación con RER. - El GSP no es indispensable para la suficiencia de capacidad de producción eléctrica en el país y, se evita la exportación de subsidios y menores precios de la electricidad que beneficiarían al país importador.

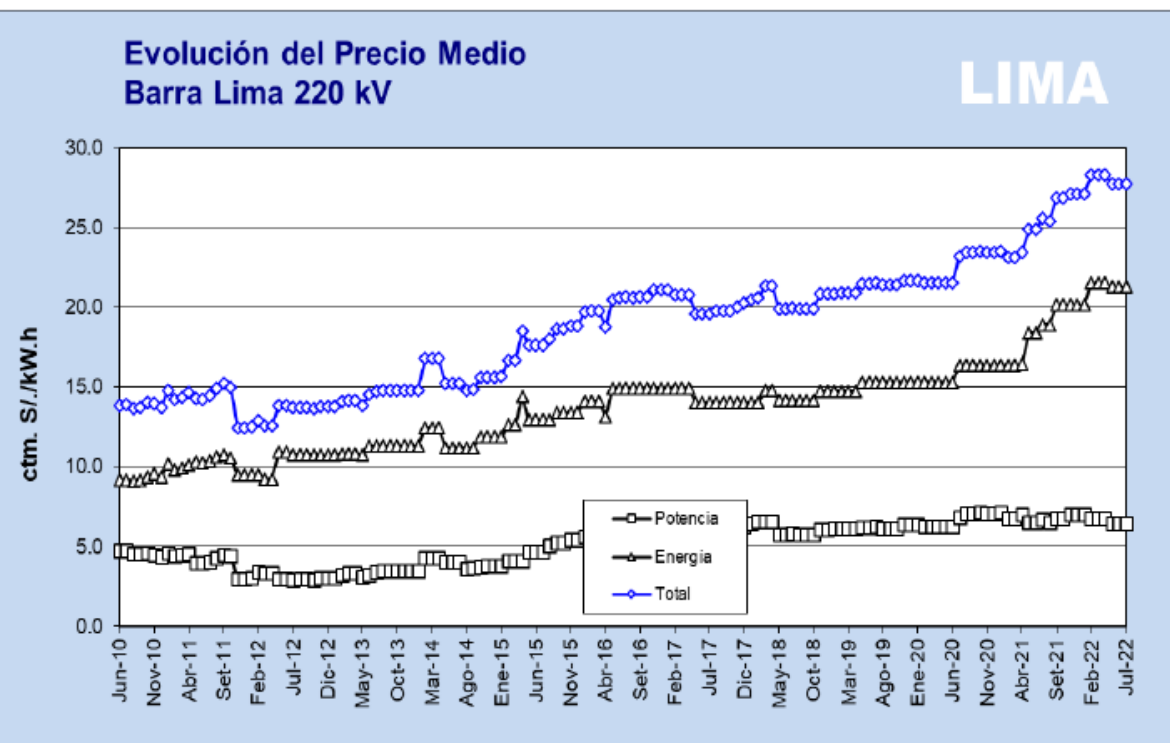
Consumo de energía (MWh) de los Grandes Usuarios Libres por actividad económica



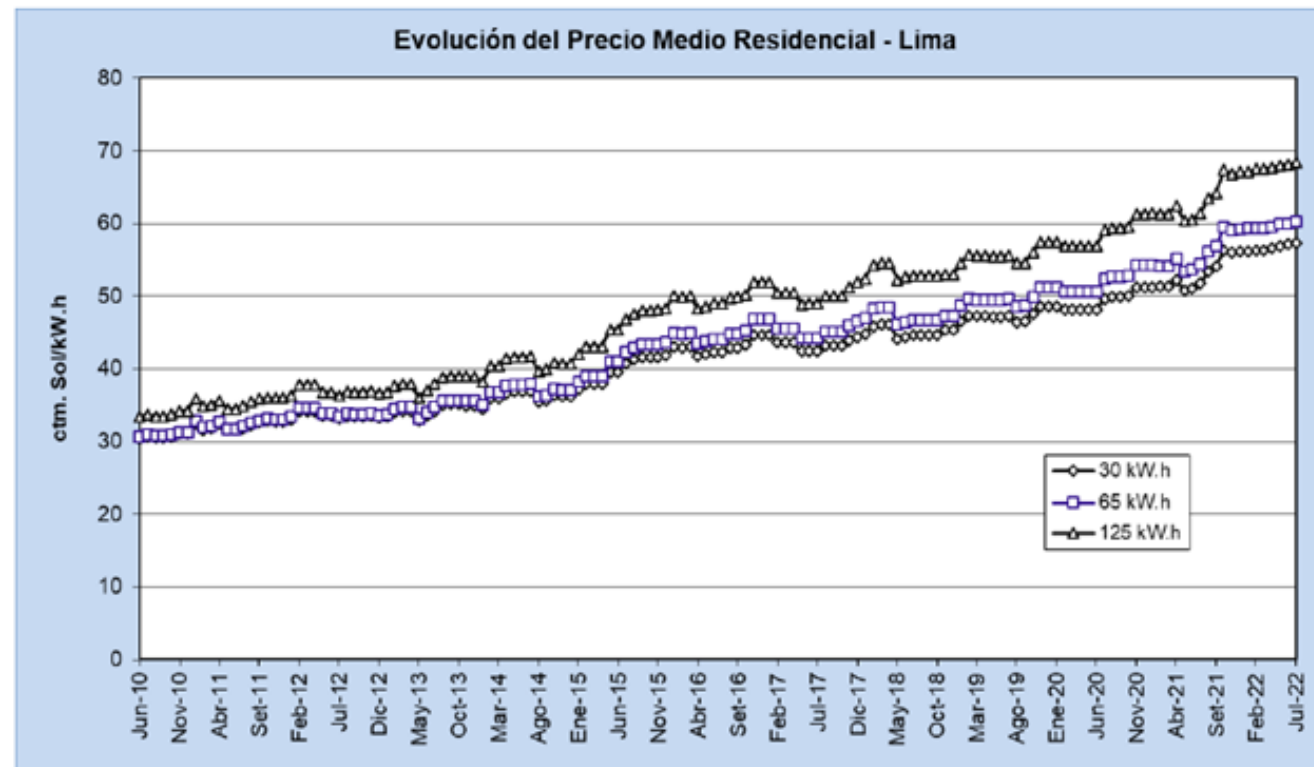
Fuente: COES, setiembre 2020

**COMENTARIOS:** la minería es, entre los grandes usuarios libres es notoriamente el mayor consumidor de energía eléctrica.

# Evolución de la Tarifa en Barra



# Tarifas a Clientes Finales



Ref.: El Informativo, Osinergmin, julio 2022

**COMENTARIOS:** los precios en barra han subido acentuadamente desde el 2020 ***en el mercado regulado*** y que se ha reflejado en los clientes finales (residenciales y los otros) .

**DISTORSIONES Y AUMENTOS EN EL PRECIO DE LA  
ELECTRICIDAD : principales causas**

# Precio del Gas natural -Contrato de explotación Lote 88-Camisea

## (D.S. N° 21-2000-EM)

B.4.4 El Precio Realizado es el precio del Gas Natural producido en el Area de Contrato. =====

B.4.4.1 El Precio Realizado del Gas Natural para el mercado interno se determinará de la forma siguiente: =====

a) A la Fecha de Inicio de la Extracción Comercial, el Precio Realizado máximo será de un Dólar y 00/100 (US \$1.00) por millón de BTU (MMBTU) para el generador eléctrico y un Dólar 80/100 (US \$ 1.80) por millón de BTU (MMBTU) para los demás usuarios. =====

b) El valor referido en el literal a) anterior se reajustará a partir del primer Día de cada año calendario, de

acuerdo con la aplicación de la siguiente fórmula: =====

$$P_t = P_a \times \text{Factor de ajuste}$$

Donde:

$$\text{Factor de ajuste} = (0.5 * FO1_t / FO1_a + 0.25 * FO2_t / FO2_a + 0.25 * FO3_t / FO3_a)$$

$P_t$  = Precio Realizado máximo en el Punto de la Fiscalización de la Producción reajustado, aplicable para el nuevo año calendario.

$P_a$  = Precio Realizado máximo en el Punto de la Fiscalización de la Producción a la Fecha de Suscripción.

FO1 = Fuel Oil N° 6 US Gulf Coast Waterbone (1% de azufre)

FO2 = Fuel Oil N° 6 Rotterdam (1% de azufre)

FO3 = Fuel Oil N° 6 New York (3% de azufre).

FO1<sub>t</sub>, FO2<sub>t</sub> y FO3<sub>t</sub> son los promedios aritméticos del precio del Fuel Oil respectivo, tomado diariamente de los precios publicados en el "Platt's Oilgram Price Report", para los cuatro (4) años calendario anteriores al nuevo año calendario.

FO1<sub>a</sub>, FO2<sub>a</sub> y FO3<sub>a</sub> son los promedios aritméticos del precio del Fuel Oil respectivo, tomado diariamente de los precios publicados en el "Platt's Oilgram Price Report", para el período de ciento veinte (120) meses calendario anteriores al mes calendario de la Fecha de Suscripción.

En los casos en que el factor de ajuste resulte menor de uno (1) se considerará que el factor de ajuste es igual a uno (1). =====

c) El Precio Realizado será el precio establecido en los respectivos contratos de compraventa, en el Punto de Fiscalización de la Producción. =====

B.4.4.2 El Precio Realizado del Gas Natural para la exportación, será el establecido en los respectivos contratos de compra - venta internacional de Gas Natural. =====

# REGLAMENTO DE LA LEY DE PROMOCIÓN DEL DESARROLLO DE LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL DECRETO SUPREMO Nº 040-99-EM , 14 set. 1999

1.16. Garantía por Red Principal.- Cargo que la CTE incorporará anualmente a la tarifa eléctrica en el rubro correspondiente al peaje del Sistema Principal de Transmisión Eléctrica a que se refiere el Artículo 59 del Decreto Ley Nº 25844 “Ley de Concesiones Eléctricas”. Dicho cargo permitirá cubrir, de ser necesario, los Ingresos Garantizados anuales. Será determinada por cada segmento de

la

Red

Principal.

**COMENTARIOS:** Para la viabilización del Proyecto Camisea, el Estado, entre otras facilidades, dispuso dos : - disponer que la empresa hidroeléctrica estatal ***ElectroPerú*** se comprometa a adquirir un volumen importante como consumidor de GN cuyas condiciones (*take or pay*, otras) se presentan a continuación. Posteriormente, cuando el Proyecto estuvo marcha, se conoce que, al no tener una planta termoeléctrica, dicho contrato fue transferido a una empresa privada de generación. - La otra, para **Garantizar** los ingresos a los inversionistas privados en el Transporte de gas, se “innovó” la llamada ***Garantía por Red Principal (GRP)***, por la cual se “aseguraba” que el gasoducto estuviera permanente “lleno” y , durante el periodo o periodos que no estuviera a plena capacidad de transporte, este “déficit” lo debe pagar los consumidores finales del GN (excepto los generadores). En términos financieros, todos los que pagamos la GRP (y que se adelantó el pago) hemos financiado el gasoducto sin tener participación en la propiedad de este activo correspondiente al monto total aportado que era aprox. **US\$ 450 millones** hacia fines del 2010; se estima que hasta la fecha en que se eliminó la GRP, representaría cerca del **40%** del monto de la inversión.

# ESTABLECEN DISPOSICIONES PARA REGULAR LA RECAUDACIÓN Y PAGO DE LA GARANTÍA POR RED PRINCIPAL ANTES DE LA PUESTA EN OPERACIÓN COMERCIAL DE LA RED PRINCIPAL DEL PROYECTO CAMISEA

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

CONSIDERANDO:

Que, la Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural - Ley Nº 27133, tiene por objeto establecer las condiciones que permitan el desarrollo de la industria del gas natural, fomentando la competencia y propiciando la diversificación de las fuentes energéticas, así como establecer mecanismos que permitan garantizar los ingresos anuales que retribuya adecuadamente el Costo del Servicio a los inversionistas en el Transporte de Gas Natural por Ductos y Distribución de Gas Natural Red de Ductos;

Que, el numeral 1.16 del artículo 1 del Reglamento de la Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, aprobado mediante Decreto Supremo Nº 040-99-EM, define a la Garantía por Red Principal como el cargo que la Comisión de Tarifas de Energía (hoy OSINERG) incorporará anualmente a la tarifa eléctrica en el rubro correspondiente al peaje del Sistema Principal de Transmisión Eléctrica;

Que, el artículo 5 del Decreto Supremo Nº 057-99-EM estableció que la fecha de inicio de la recaudación de la garantía vinculada a la Red Principal del proyecto Camisea estaría determinada por el inicio de la operación comercial de dicho proyecto;

## Artículo 2.- Inicio de la Recaudación de la Garantía por Red Principal del Proyecto Camisea

La recaudación de la Garantía por Red Principal vinculada al proyecto Camisea se iniciará el 1 de noviembre de 2002. Los montos recaudados con anterioridad al inicio de la operación comercial tendrán el tratamiento previsto en el numeral 9.3 del artículo 9 del Reglamento.

La recaudación y pago se efectuarán bajo los mismos principios y términos contenidos en el artículo 14 del Reglamento, con excepción de las disposiciones contenidas en el numeral 14.1, las mismas que serán de aplicación a partir de la puesta en operación comercial, y los respectivos Contratos de Concesión.

## Contrato de Suministro de Gas con Electroperú S.A.

5.2 Si por causas imputables al Generador, éste no tomase en cualquier Mes de Contrato, como mínimo, el ochenta por ciento (80%) de la CDC por los Días de Suministro Efectivo en el Mes de Contrato, en adelante la CTOP (Cantidad Take or Pay), deberá pagar al Productor hasta completar la CTOP.

7.2 Si por causas imputables al Productor, éste no pusiere a disposición en el Punto de Recepción, como mínimo, el noventa y cinco por ciento (95%) de la cantidad nominada para ese Día, en adelante CDOP (Cantidad Delivery or Pay), deberá pagar al Generador el cien por ciento (100%) del Precio por las cantidades de Gas que el Productor no hubiere puesto a disposición del Generador por debajo de dicha CDOP, más el costo del servicio de transporte de dicho Gas, si por esta falta de suministro, el Generador incurriere en un falso costo de transporte.

### ANEXO I

1. **RAZON SOCIAL DEL GENERADOR:**

Empresa de Electricidad del Perú S.A.

Los parámetros siguientes indican los valores totales contratados por la razón social especificada en este numeral.

2. **CANTIDAD DIARIA MAXIMA - CDM :** 2.832 MMmcd

3. **CANTIDAD DIARIA CONTRACTUAL-CDC :** 1.982 MMmcd

4. **INICIO DE OPERACION COMERCIAL**

24 de noviembre del 2003, más cualquier prórroga aprobada por PERUPETRO S.A. por razones de caso fortuito, fuerza mayor u otras causas.

1. **PRECIO BASE**

US\$ 1.00 (un) USA DOLARES/MILLON DE BTU

2. **FACTORES PARA DETERMINAR EL PRECIO**

Se definen en función de la Cantidad Diaria Contractual - CDC y del porcentaje "take or pay" especificados para cada año.

2.1 **FACTOR "A" SEGUN LA CDC**

CDC-Mmcd	FACTOR "A"
30.0	1.000
55.0	0.995
85.0	0.990
115.0	0.985
140.0	0.980
285.0	0.970
>550.0	0.960

Para valores intermedios de la CDC hasta 550.0 Mmcd, (millar de m<sup>3</sup> por Día) el Factor "A" se obtiene por interpolación lineal entre los valores cercanos.

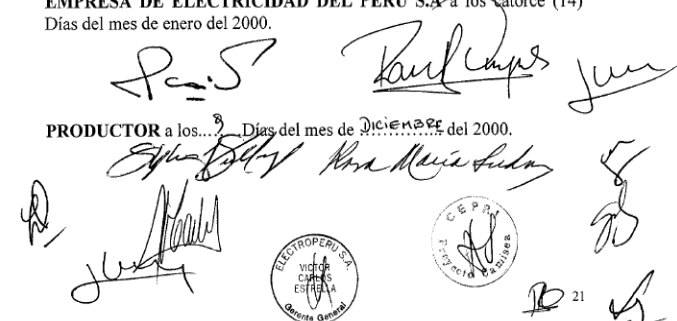


2.2 **FACTOR "B" SEGUN EL PORCENTAJE TAKE OR PAY**

PORCENTAJE TAKE OR PAY %	FACTOR "B"
100	0.95
90	0.97
80	0.98
70	0.99
60	1.00

Para valores intermedios del porcentaje "take or pay", el Factor "B" se obtiene por interpolación lineal entre los valores cercanos.

EMPRESA DE ELECTRICIDAD DEL PERU S.A a los catorce (14) Días del mes de enero del 2000.

PRODUCTOR a los... 8 Días del mes de ~~enero~~ noviembre del 2000.

"1.57 Fecha de Sexta Modificación -----

Es el 19 de diciembre de 2006, fecha en la que se suscribe la Modificación del Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote 88, aprobada por Decreto Supremo N° 064-2006-EM." -----

**Modificar** los literales b) y c) y **agregar** los literales d) y e) del subacápite 8.4.4.1, los cuales quedarán redactados de la siguiente manera: -----

"8.4.4.1 (...) -----

b) El valor referido en el literal a) anterior se reajustará a partir del primer Día de cada año calendario, de acuerdo con la aplicación de la siguiente fórmula: -----

$$Pt = Pa * FA -----$$

Dónde: -----

Pt = Precio Realizado máximo en el Punto de Fiscalización de la Producción, aplicable al nuevo período. -----

Pa = Precio Realizado máximo en el Punto de Fiscalización de la Producción, a la Fecha de Suscripción. -----

FA = Factor de Ajuste determinado en cada oportunidad, como resultado de: -----

$$FA = (0.60 * Ind1 / Ind1_0 + 0.40 * Ind2_1 / Ind2_0) -----$$

Ind1=Promedio aritmético del Índice Oil Field and Gas Field Machinery, (WPS1191), publicado por el Department of Labor - USA, correspondiente al período (i) ó (o). -----

Ind2=Promedio aritmético del Índice Fuel and related products and power, (WP005) publicado por el Department of Labor - USA, correspondiente al período (i) ó (o). -----

(i) =Período de 12 meses publicados anteriores al período de ajuste. -----

(o) =Período comprendido entre diciembre 1999 y noviembre 2000. -----

c) Período de determinación del Factor de Ajuste (FA): -----

El Factor de Ajuste (**FA**) se determinará para cada año calendario, el primer día hábil de cada año calendario, con

los 12 últimos índices publicados, los cuales para los efectos de estos cálculos se tomarán como definitivos. -----

El primer ajuste se realizará el primer día útil del año 2007. -----

Durante los primeros **6** años contados a partir del 01.01.2007, -----

la aplicación del Factor de ajuste determinado en el literal b), no representará un incremento acumulado anual en el Precio -----

Realizado máximo superior al 5%. Durante los **5** años subsiguientes el incremento acumulado anual en los Precios -----

Realizados máximos, no superará el 7%. -----

d) El Precio Realizado máximo para el Gas Natural de uso residencial y vehicular **no será mayor** al Precio Realizado del Gas Natural para la exportación. -----

e) El Precio Realizado será el precio establecido en los respectivos contratos de compra venta en el Punto de Fiscalización de la Producción." -----

## Precio del Gas natural –Modificación del Contrato de explotación Lote 88-Camisea

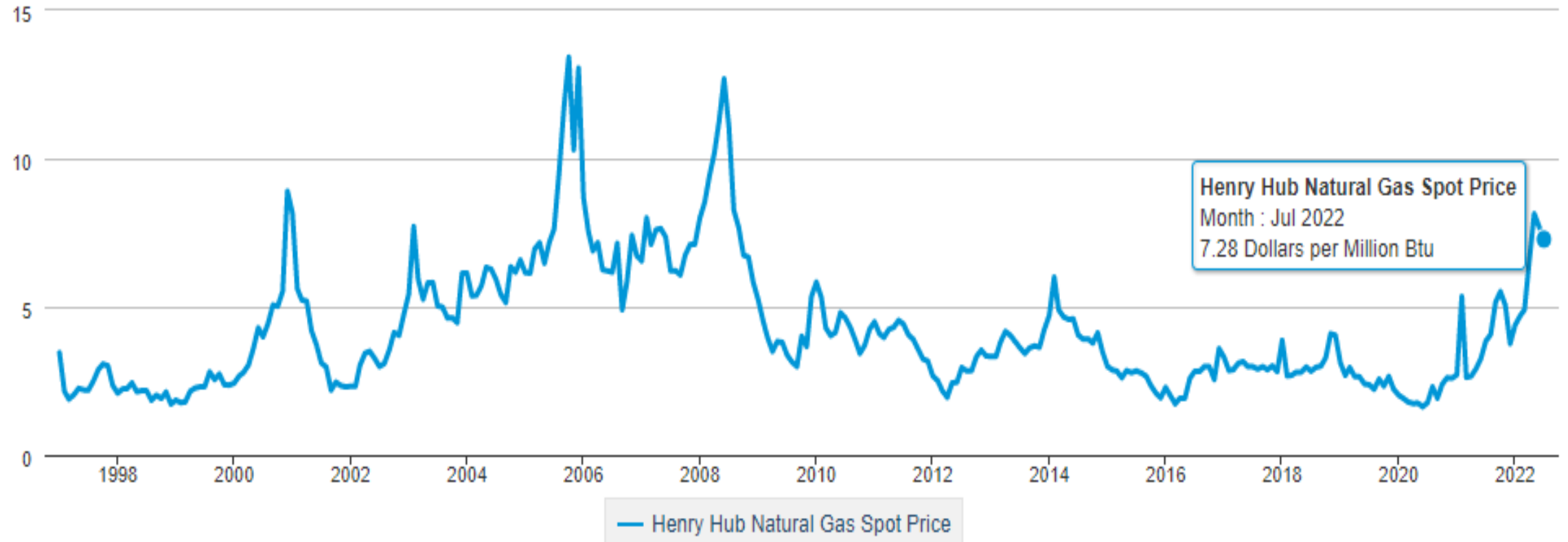
(D.S. N° 064-2006-EM)

**COMENTARIOS:** esta decisión reconoce que los precios y mercados del GN y del petróleo estaban desacoplados (posición que compartíamos los especialistas, en eventos y debates en el CIP-CDLima). Y que además, los mercados del GN son regionales y diferenciados en sus precios, mientras que el mercado del petróleo es global y también está influenciado por el cártel de la OPEP.



## Henry Hub Natural Gas Spot Price

Dollars per Million Btu



Source: eia

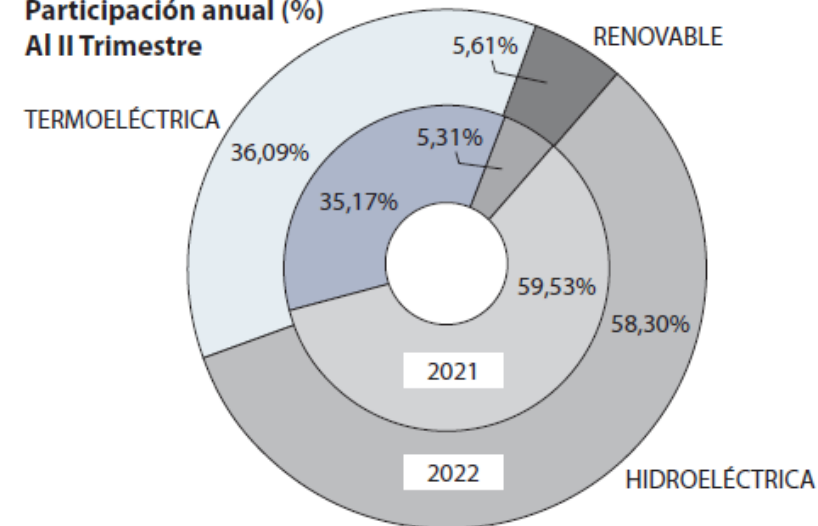
**COMENTARIOS:** el precio en boca de pozo del GN para la generación eléctrica se ha mantenido todo el periodo desde la llegada en agosto del 2004 a la City Gate de Lurin, muy por debajo del precio internacional y en algunos periodos más de 10 veces menor. Actualmente, con la aplicación de la formula de reajuste es de aprox. **1.8 US\$/MMBTU** . ***¿Esto se ha reflejado en beneficio de los consumidores residenciales, comerciales e industriales a través precios mas asequibles y equitativos?***

PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL SEIN, POR TIPO DE FUENTE  
Comparación II Trimestre 2021-2022  
(En GW.h)

EMPRESAS	II Trimestre 2021				II Trimestre 2022			
	HIDRO	TÉRMICA	RER	TOTAL	HIDRO	TÉRMICA	RER	TOTAL
Kallpa Generación	865,1	1 422,8		2 287,8	849,0	1 337,4		2 186,3
Electroperú	1 788,9			1 788,9	1 802,3			1 802,3
Enel Generación Perú	879,8	798,7		1 678,5	839,9	844,7		1 684,6
Engie	328,5	1 372,4	23,8	1 724,7	333,0	1 245,1	25,0	1 603,2
Fénix Power		761,2		761,2		918,9		918,9
Statkraft	607,5			607,5	638,2			638,2
Orazul Energy	559,6			559,6	597,0			597,0
Generación Huallaga	509,8			509,8	503,7			503,7
Egamsa	335,5			335,5	344,2			344,2
Celepasa	306,4			306,4	298,7			298,7
Chinango	275,4			275,4	285,6			285,6
Termochilca		78,2		78,2		270,9		270,9

1 Constituido por la producción de centrales de biomasa, eólicas y solares.

PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL SEIN  
POR TIPO DE FUENTE  
Participación anual (%)  
Al II Trimestre



Fuente: COES  
Elaboración: DGT-Osinergmin

**COMENTARIOS:** según los datos recientes, observamos que, básicamente cuatro empresas tienen casi las dos terceras partes de toda la generación; una hidroeléctrica y las otras tres con la mayor producción termoeléctrica a GN (y , también otra grande solamente termoeléctrica) . El aporte de las Renovables NC, sigue siendo marginal.

Ref.: El Informativo, Osinergmin, julio 2022

# Peaje de Conexión unitario en el SEIN

Ref.: OSINERGMIN N° 032-2022-OS/CD,

## COMENTARIOS :

Se observa que en el cargo de Peaje por Conexión, se introducen otros **cargos que no corresponden** propiamente al servicio de transporte de electricidad, como: compensación por seguridad, por Primas a la generación RER, FISE (transferencia a los generadores, que no aportan y, se considera que no son usuarios del Transporte de GN (?)), confiabilidad de la cadena de suministro, por capacidad de Generación eléctrica ( que es el “Nodo Energético del Sur”, con contratos de ingresos garantizados, generadores que cobran **produzcan o nó electricidad**).

Cuadro N° 3

N°	Sistema de Transmisión	PCSPT S//kW-mes	
1	SPT de REP	3,571	
2	SPT de Egemsa	0,003	
3	SPT de San Gabán	0,004	
4	SPT de Antamina	0,006	
5	SPT de Eteselva	0,136	
6	SPT de Redesur	0,733	
7	SPT de Transmataro (Contrato BOOT , Addendum N° 5 y Addendum N° 10)	2,055	
8	SPT de Transmataro (Addendum N° 8)	0,641	
9	SPT de Transmataro (Ampliación Adicional 1)	0,045	
10	SPT de ISA (contrato BOOT, ampliación 1 y 2)	0,583	
11	Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro	No Reserva Fría (No RF) Centrales duales	0,313
		RF de Talara	0,960
		RF de Ilo	2,078
		RF de Eten	1,043
		RF de Puerto Maldonado	0,126
		RF de Pucallpa	0,218
12	Cargo por Prima	Central Cogeneración Paramonga	0,127
		C.H. Santa Cruz II	0,057
		C.H. Santa Cruz I	0,052
		C.H. Poechos 2	0,082
		C.H. Roncador	0,032
		C.H. La Joya	0,115
		C.H. Carhuaquero IV	0,180
		C.H. Caña Brava	0,057
		C.T. Huaycoloro	0,127
		C.H. Huasahuasi I	0,071
		C.H. Huasahuasi II	0,071
		C.H. Nuevo Imperial	0,035
		Repartición Solar 20T	0,398
		Majes Solar 20T	0,399
		Tacna Solar 20T	0,507
		Panamericana Solar 20T	0,517
		C.H. Yanapampa	0,036
		C.H. Las Pizarras	0,181
		C.E. Marcona	0,257
		C.E. Talara	0,344
		C.E. Cupisnique	0,819
		C.H. Runatullo III	0,185
		C.H. Runatullo II	0,117

N°	Sistema de Transmisión	PCSPT S//kW-mes	
		CSF Moquegua FV	0,204
		C.H. Canchayllo	0,017
		C.T. La Gringa	0,053
		C.E. Tres Hermanas	0,744
		C.H. Chancay	0,203
		C.H. Rucuy	0,044
		C.H. Potrero	0,149
		C.H. Yarucaya	0,102
		C.S. Rubí	0,332
		C.H. Renovandes H1	0,158
		C.S. Intipampa	0,092
		C.E. Wayra I	0,003
		C.B. Huaycoloro II	0,032
		C.H. Angel I	0,126
		C.H. Angel II	0,160
		C.H. Angel III	0,139
		C.H. Her	0,002
C.H. Carhuac	0,080		
C.H. El Carmen	0,061		
C.H. 8 de Agosto	0,093		
C.H. Manta	0,049		
C.T. Callao	0,026		
13	Cargo Unitario por FISE <sup>(1)</sup>	0,473	
14	Cargo Unitario por Compensación de la Confiabilidad en la Cadena de Suministro de Energía	0,105	
15	Cargo Unitario por Capacidad de Generación Eléctrica	CT Puerto Bravo	2,454
		CT NEPI	2,040

### Notas:

- (1) El COES deberá distribuir los montos a transferir por aplicación del Cargo N° 13 entre las empresas: Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A., Enel Generación Perú S.A.A., Engie Energía Perú S.A., Kallpa Generación S.A., Fénix Power Perú S.A., Termochilca S.A.C. y Termoselva S.R.L considerando las proporciones de 0,87%, 15,41%, 26,32%, 30,84%, 15,85%, 8,27% y 2,44%, respectivamente.

# Estudio Técnico -Económico de la determinación de Precios en Barra Mayo 2022 – Abril 2023, SubComité de Generadores COES

## 8. Precio de tarifa en barra

Se comparó el precio teórico con el precio promedio ponderado de las licitaciones, de acuerdo con lo establecido en el "Procedimiento para Comparación de Precios Regulados" que se aprobó con la Resolución N° 273-2010-OS/CD. Como resultado se obtuvo que el precio teórico difiere en más del 10% del promedio ponderado de los precios de las licitaciones; por lo cual, se tuvo que aplicar un Factor de Ajuste de 1.4883 a este precio, con la finalidad que se encuentre en el rango de ±10% exigido por la Segunda Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832.

Cuadro 50 – Precio básico de energía

	PPM S/kW-mes	PEMP Ctm S/kWh	PEFP Ctm S/kWh	
Ponderado Licitaciones*	25.50	23.02	18.60	
Barra Teórico	24.48	12.04	11.48	
Precio Licitación	4.108	19.428	23.536	Cent.S/.kW.h
Precio Teórico	3.944	11.583	15.526	Cent.S/.kW.h
Comparación			0.6597	Teórico/Licitación
Factor de Ajuste			1.4883	

(\*) Valores a 4 de setiembre de 2021

PPM : Precio de la Potencia de Punta a Nivel Generación; PEMP : Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas de Punta; PEFP : Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta ; en Barras de Referencia de Generación .

**COMENTARIOS:** Se observa que los precios teóricos con los datos técnicos del COES para una simulación con el software PERSEO para un horizonte de CP, debe resultar en precios con poco margen de error al comparar con los precios de la electricidad (cmg) registrados y más cercanos a los del mercado libre, y los precio en barra regulado han sido 2 y 5 veces mayores desde el 2010. Han ido divergiendo estos precios ; la causa principal son las Licitaciones.

## PROCEDIMIENTO PARA LA COMPARACIÓN DE PRECIOS REGULADOS

### Artículo 1º OBJETIVO

El presente procedimiento tiene por objeto establecer los criterios, lineamientos y parámetros necesarios para efectuar la comparación de precios regulados correspondiente a las fijaciones de Precios en Barra, de conformidad con lo establecido en la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, Ley N° 28832.

### 6.3. Comparación de precios

Se verifica que el Precio Medio Teórico (PMT), no difiera en más del 10% del Precio Promedio Ponderado (PPP). Para ello, se define la variable "Comparación" según la siguiente expresión:

$$\text{Comparación} = \frac{\text{PMT}}{\text{PPP}}$$

Si el valor resultante se encuentra dentro de los límites de 0,90 y 1,10, el Precio Medio Teórico es aceptado como Precio Regulado. En caso contrario, se ajustan los Precios Teóricos de energía mediante un Factor de Ajuste, de tal forma que el Precio Medio Teórico se encuentre dentro del rango del 10 % del Precio Promedio Ponderado.

### 6.4. Factor de Ajuste

- Si la variable "Comparación" es menor que 0,9, implica que el PMT difiere en más del 10% con respecto al PPP, por lo que los Precios Teóricos de energía deben reajustarse mediante un Factor de Ajuste, hasta que el valor de la Comparación alcance el mínimo valor límite exigido por la Ley. Para este caso el Factor de Ajuste será mayor que uno y, en consecuencia, el Precio Regulado será superior al Precio Medio Teórico.
- Si la variable "Comparación" es mayor que 1,1, implica que el PMT excede en más del 10% con respecto al PPP; por lo que los Precios Teóricos de energía deben reajustarse a través de un Factor de Ajuste, hasta que el valor de la Comparación alcance el máximo valor límite exigido por la Ley. Para este caso, el Factor de Ajuste será menor que la unidad y, en consecuencia, el Precio Regulado será inferior al Precio Medio Teórico.

# Desvinculación entre los mercados eléctricos libre, regulado y *spot* en el Perú

“El objetivo de este trabajo es investigar si el gas natural, como nueva fuente en la matriz energética, contribuye **a mejorar la competitividad** de la industria peruana. Para este propósito se van a establecer las relaciones significativas de los precios del mercado eléctrico que influyen en el precio del mercado de clientes libres. También se busca determinar **en qué nivel influyen** los precios del **cliente libre** rezagados en el precio del cliente libre, y en qué nivel el **costo marginal** presente y sus rezagos influyen en el precio del cliente libre”. ....“Este trabajo se justifica en la investigación de las relaciones que se suceden con los precios del mercado eléctrico. Se busca establecer si hay un **traslado del beneficio** de contar con un hidrocarburo más barato, **como el gas natural**, hacia una industria que es intensiva en el uso de la energía eléctrica en su proceso productivo. También se mostrará **qué influencia tienen los precios en barra**, el costo marginal y sus rezagos, incluyendo el propio precio del **cliente libre**, en el precio del cliente libre.”

**CONCLUSIONES** : “Existe una **desvinculación** del precio del cliente libre con los precios en barra y los costos marginales, ya que, a pesar de que estos valores son dependientes del costo del combustible, el precio del cliente libre **no está conectado** con el precio del gas natural.”. Fuente : M. Peralta, *La electricidad como factor de competitividad: Evidencia empírica en el mercado de clientes libres en el contexto del gas de Camisea*, Revista Industrial Data 24(1): 139-152 (2021).

**COMENTARIOS**: **los precios elevados** tanto para los clientes libres (industria, mineros, cementeros, químicas, metalúrgicas, y otros) como los regulados (precio en barra) **que hemos observado** y que también ha tomado en cuenta este estudio; **confirma** que el supuesto beneficio de un GN con precio regulado para el mercado interno **no se ha producido**. Confirma nuestro diagnóstico del **PM del oligopolio de las empresas con gran componente termoeléctrico**.

**CONCLUIMOS**: en el Perú **solo** el **mercado spot** está **vinculado** al precio del gas natural.

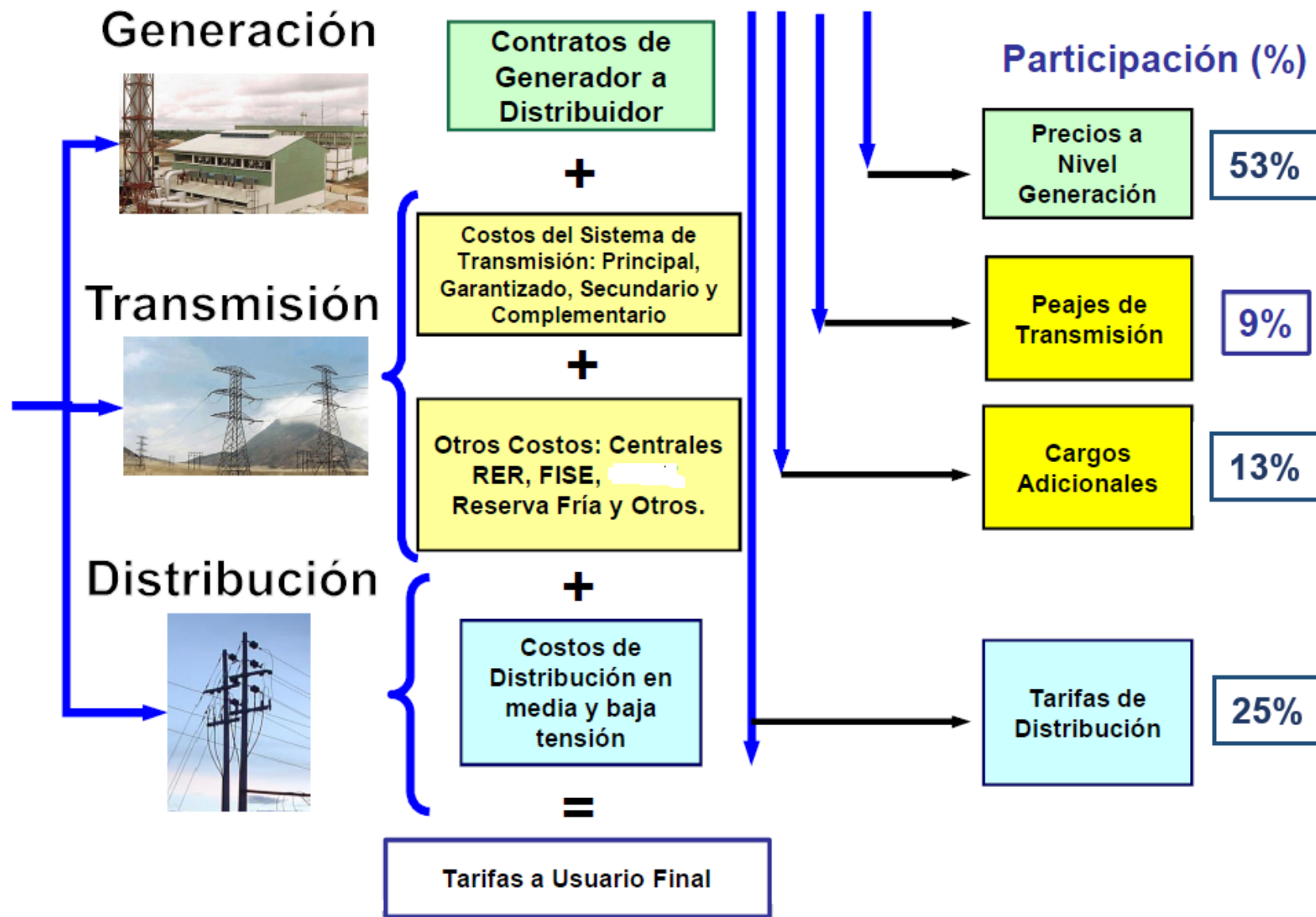
Se presentan a continuación tres modelos correlacionales que se aplica a este estudio y que vinculan los precios que se dan en el mercado eléctrico peruano:

- Modelo 1  $\ln PL_t = \alpha + \beta \ln PB_t + \varepsilon_t$
- Modelo 2  $\ln PL_t = \alpha + \beta \ln CMgt + \varepsilon_t$
- Modelo 3  $\ln PL_t = \alpha + \beta \ln PL_{t-1} + \varepsilon_t$

Donde:

- $\alpha, \beta$  son coeficientes.
- $\varepsilon_t$  está definido como un shock aleatorio o estocástico.
- $\ln$  es la función logaritmo natural.
- $PL_t$  es el precio del mercado libre en el periodo t.
- $PL_{t-n}$  es el precio del mercado libre con rezago n.
- $PB_t$  es el precio de barra en el periodo t.
- $CMgt$  es el logaritmo natural del costo marginal en el periodo t.

# Estructura (estimada) de formación de la Tarifa al Usuario Final



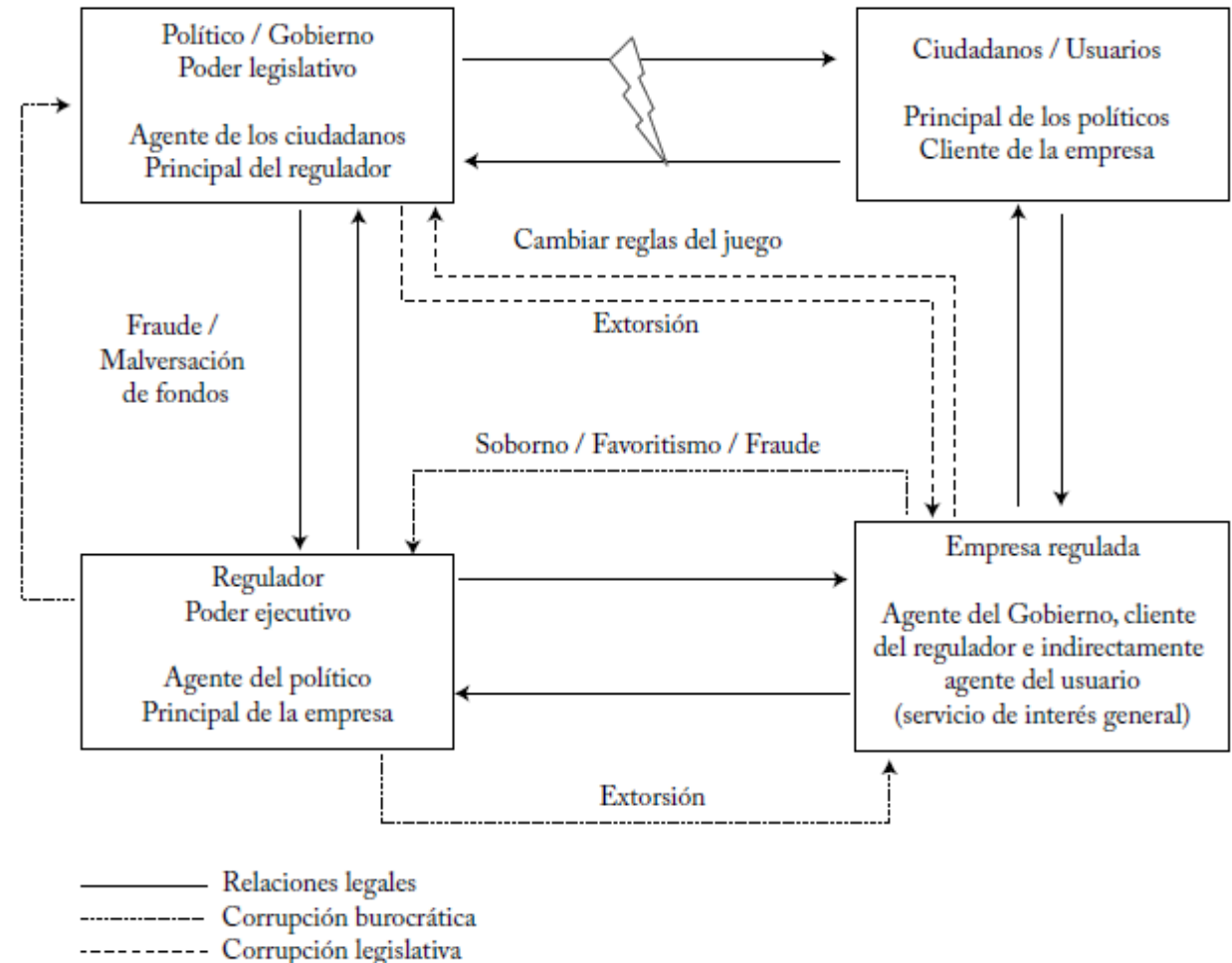
**COMENTARIOS:** está referenciada básicamente en Lima ( que contribuye mayormente a los subsidios cruzados a nivel nacional). Para la facturación final a esta estructura falta incluir para los usuarios residenciales el **aporte al FOSE**, además el correspondiente a la aplicación de **Ley General de Electrificación Rural** (art. 7, Ley 28849) para todos los consumidores en el SEIN.

## Captura del Estado

*“la acción de individuos, grupos o firmas, en el sector público y privado, que influyen en la formación de leyes, regulaciones, decretos y otras políticas del gobierno, para su propio beneficio como resultado de provisiones ilícitas y no transparentes de beneficios privados otorgados a funcionarios públicos”*  
(World Bank, 2000)

“En el sector energía peruano, a pesar de las reformas, se viene observando suficientes indicios de **poder de dominio** tanto en el mercado de electricidad como en el de hidrocarburos; **no existe** el **“libre mercado”**. Recientemente, respecto al precio del GLP se ha reconocido problemas de **colusión** y, de **revolving doors** incluso por los altos funcionarios del sector en casos previos; observándose la ineficacia de la regulación y fiscalización y, que el ente responsable de vigilar la competencia es prácticamente **inexistente** ; además de las interferencias entre instituciones, de leyes y normas “flexibles y promotoras” de la inversión, y licitaciones cuestionadas, son claras señales de **captura del Estado** .”

Ref.: J.E. Luyo, *Sobre la Captura del Estado en el Sector Energía*, ECI 2015, 31 de julio 2015



Ref: Boehm, F., *Economía Institucional*, 2005

# CONCLUSIONES

Después de revisión de la problemática de la distorsión y el elevado precio de la electricidad en el Sector eléctrico peruano, concluimos que:

- la principal causa, entre otras, es, el poder de dominio que ejerce el oligopolio en el segmento de generación del mercado mayorista de electricidad en sus tres formas: libre, regulado y *spot* ;
- el mal diseño de la ley de Generación Eficiente N°28832 (LGE), en la introducción de las licitaciones (subastas) para, supuestamente resolver el problema de déficit e insuficiencia de capacidad de generación eléctrica, más bien produjo un problema mayor al posibilitar un precio firme hasta por 20 años, sin haber previsto un diagnóstico de PM conociéndose la existencia de una alta concentración del oligopolio existente, produciéndose una colusión implícita (o tácita) que se ha traducido en el elevado precio en barra para el mercado regulado; además de una cierta sobrecapacidad instalada de generación concentrada en Chilca.



# CONCLUSIONES

- adicionalmente, al incorporar la Disposición complementaria Segunda de la LGE (“El Precio en Barra que fija OSINERG, no podrá diferir, en más de diez por ciento (10%), del promedio ponderado de los precios de las Licitaciones”), posibilitó que se legalice la intervención administrativa para modificar el precio de la electricidad, elevando el precio proyectado (promedio ponderado de los Cmag) para que se acerque al precio notoriamente mayor (precio promedio ponderado de las licitaciones) . Este mecanismo se ha mantenido y sustentado por el procedimiento dictado por el Osinergmin en los últimos 12 años; es decir, una intervención en el mercado regulado;
- así mismo, ya hemos señalado que en el mercado spot (de CP), el PM que tiene el oligopolio pudo manipular los Cmag a la baja en los últimos cinco años por lo menos, sin que el operador COES lo evitara y sin observar que las termoeléctricas estaban despachando como plantas de base, lo que contrariaba el fundamento *marginalista* en que se sustenta el despacho económico;

# CONCLUSIONES

- considerando los precios publicados en los contratos de los *clientes libres* en el llamado “mercado libre”, estos no corresponden (por su bajo poder de negociación, y que en los regulados es ***casi nulo***) a un precio del GN regulado y bajo, como ya se mencionó previamente, el GN no ha significado un aporte a la mayor competitividad de la empresa peruana;
- de los tres mercados considerados en el actual modelo de mercado eléctrico peruano; solo el mercado spot (en tiempo-real) posibilita una competencia (oligopolista) en el segmento de generación del mercado mayorista de electricidad y que requiere un monitoreo y vigilancia (para evitar o mitigar el PM) por un ente técnico con autonomía. El precio de la electricidad en este mercado debería ser la base (con la respectiva adaptación) para formación de precios hacia el consumidor final, al revés de lo que se está haciendo con la llamada tarifa en barra (con base de las licitaciones). En consecuencia: ***¿qué agente del mercado es el beneficiado?***.

Finalmente, es requisito para el buen funcionamiento del mercado eléctrico peruano, funcionarios públicos y privados competentes y, sobretodo con ética profesional.

# **POSIBLES SOLUCIONES**

# Posibles soluciones

Considerando el diagnóstico realizado e identificando las principales causas del problema tratado en esta exposición, proponemos algunas medidas a adoptar para el inicio de una solución integral para la modernización y desarrollo sostenible del sector electricidad para la realidad peruana. Entre las acciones de corto plazo recomendamos que:

- se derogue la Disposición complementaria Segunda de la LGE por contravenir los mecanismos de mercado;
- para la determinación del precio en barra, se adopte como base de referencia el método de promedio ponderado de los Cmag y, nó el promedio ponderado de los precios firmes de las licitaciones. Se tomará en cuenta solo aquellas licitaciones a partir de la fecha de la derogación antes indicada;
- se inicie, como paso inicial hacia una reforma del Sector electricidad, un estudio (Libro Blanco) considerando que LCE ha devenido en obsolescencia, después de 30 años, por el surgimiento de nuevas tecnologías energéticas, el Desarrollo Energético Sostenible, Transición Energética, y la Integración energética Regional.

# Posibles soluciones

- en las nuevas licitaciones para abastecer al mercado regulado se permita competir a todas las tecnologías de fuentes energéticas renovables y no renovables, y establecer bloques horarios y separación de compra de potencia y energía con la finalidad de que en el diseño de las licitaciones todas las tecnologías puedan aprovechar sus perfiles de producción;
- se cambie de estructura de gobernanza del COES\*, que está administrado por la mismas empresas incumbentes en el mercado eléctrico y no tiene la requerida independencia de los *stakeholders*. Que, debe estar administrado por especialistas seleccionados por concurso público;
- de adoptarse estas medidas propuestas como soluciones a CP, se evitaría recurrir reiteradamente a los subsidios directos y/o cruzados que contribuyen a la mayor distorsión de precios cuando son permanentes; que han venido aplicando por necesidad social los diferentes gobiernos, restando recursos para otros sectores;

\* J.E. Luyo, FORO : ENERGÍA Y MEGAPROYECTOS DE INVERSIÓN, *Semana de la Ingeniería Nacional*, CIP , Lima, 06 de junio del 2017.

# Posibles soluciones

- Considerando que el INDECOPI no puede cumplir con su función de vigilar que no se produzcan comportamientos anti-competitivos o poder de dominio en el mercado eléctrico; por la evidente razón de que, éste es el mercado más complejo y especializado de todos y no tiene los recursos para abarcar prácticamente todos los mercados de servicios y bienes (?);
- se debe crear *un ente independiente* que cumpla con la función de vigilar la competencia y sancionar el ejercicio de poder de mercado de aquellas empresas en el sector electricidad y, en general en el sector energía; que también incluya el monitoreo y vigilancia del mercado de energía, tomando en cuenta que los mercados del GN y el de electricidad *están conectados*;
- es conveniente que exista un ente autónomo, como un Tribunal de expertos independiente, para resolver las disputas entre los agentes e instituciones del sector energía, y evitar conflictos de interés\*\*. Esta función ya no la cumplirá el Osinergmin.

# Posibles soluciones

- se instituya el planeamiento energético creando un organismo técnico especializado (Art. 33 , ley N°29158 ) de **estudios y planeamiento energético**, adscrito al Ministerio de Energía y Minas que tenga por finalidad realizar estudios e investigaciones energéticas en electricidad, hidrocarburos, fuentes de energía renovables convencionales y no-convencionales y eficiencia energética para apoyar la planificación del sector de energía, entre otros\*\*\*.
- el sistema del FONAFE **no ha funcionado**, que ha limitado la eficiencia y la competencia de las distribuidoras públicas en condiciones similares a sus pares privadas , sin gobierno corporativo real, dirigidas por los mismos funcionarios públicos de diferentes gobiernos que se rotan, ni tampoco se ha evitado el mal manejo e indicios de corrupción. **Se debe reemplazar.**

\*\*\* J.E. Luyo, *El Planeamiento Energético en el Perú – Situación y Perspectivas. Propuesta : Organismo de Estudios y Planeamiento Energético (OEPE)*, Forum, UNI, 21 mayo 2019

# Posibles soluciones

Para el mediano plazo, es importante iniciar la ***Reforma y Modernización del Sector Eléctrico*** peruano, que es técnica, económica e institucional, y de prioridad para el país por su impacto en la productividad y el desarrollo económico y social nacional; para lo cual se debe realizar lo siguiente:

- el diseño e implementación de **un nuevo mercado eléctrico** acorde características propias ( físicas, económicas e idiosincráticas) del sistema eléctrico peruano; que considere políticas de desarrollo energético sostenible, la *Transición energética*, la posibilidad de integración a un mercado eléctrico regional y, las nuevas tecnologías energéticas, la digitalización de la electricidad, y la mayor participación de la generación con fuentes energéticas renovables N-C, la apertura a un mercado minorista (liberalizado y con comercializadores), nuevas cargas eléctricas (VHE, baterías, agregadores y otras), entre otros ;
- esta Reforma requiere del aporte necesario de ***los especialistas nacionales***, por su mejor conocimiento y experiencia sobre la problemática propia del país, que sí lo reconocen los especialistas y consultores extranjeros.



# **Visión del Sector Electricidad**

*“ Un sistema descentralizado, confiable, flexible, resiliente y con ciberseguridad, y ambientalmente aceptable, que satisface la demanda mediante recursos energéticos centralizados y distribuidos que compiten en las mismas condiciones y, con precios y tarifas asequibles y justas para el consumidor final que reflejan los costos reales en la cadena de generación, transmisión, distribución y comercialización, posibilitados por la digitalización, automatización y mayor conectividad de los sistemas”*

**Jaime E. Luyo**

# **Finalmente.....**

*Instaurar la Meritocracia y Ética en la Reforma del Estado*

*En el país, la Reforma del Estado y sus instituciones es condición necesaria pero no suficiente para alcanzar el desarrollo sostenible del país; se requiere sobretodo de líderes y funcionarios competentes con sólida formación ética y rectos principios.*

*Lo que exige también, el mismo comportamiento de la contraparte privada.*