

# **MODIFICACIÓN DE LA LEY 28832**

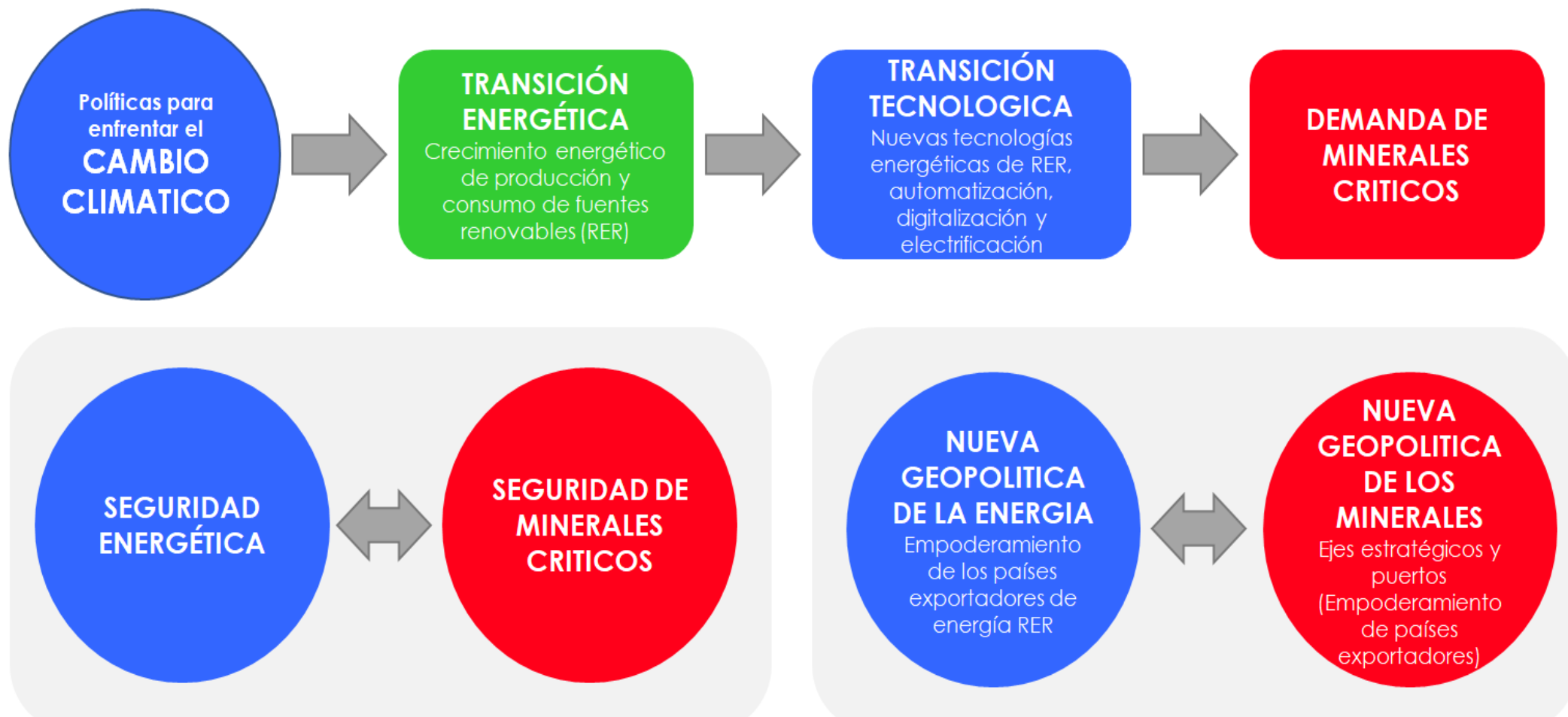
**Presentación en la Comisión de E y M del Congreso de la República**

**Dr. Jaime E. Luyo**

**01 de octubre del 2024**

**Transición y Seguridad Energética : ¿cambios y tendencias a nivel internacional?**

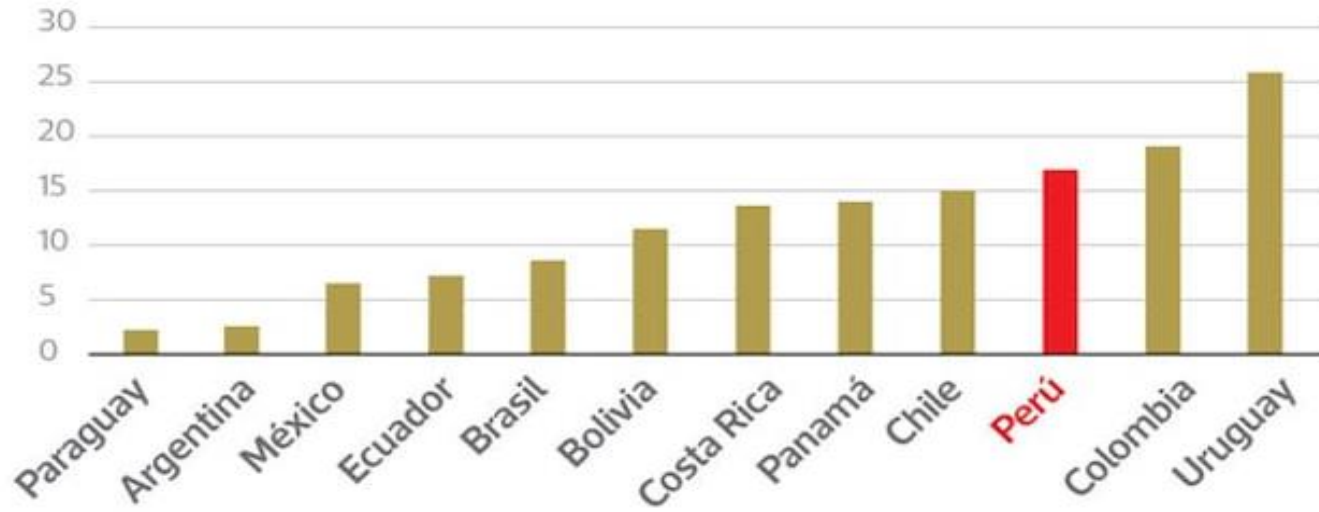
# MEGATENDENCIAS HACIA EL 2050



# **Un mercado de electricidad: y...tres precios**

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

Tarifas residenciales en Latinoamérica al 2023 (US\$/KWh)



Fuente : El Comercio, 01-07-2024

**COMENTARIO:** los países Uruguay, Colombia, Chile, Panamá, Costa Rica producen electricidad con GN a precios internacionales y todos importan GN. El Perú exporta GN y produce electricidad con precio de GN regulado (subsidio implícito), que no se traslada al consumidor final; la causa de esta situación inaceptable se explica (científicamente), así como otros problemas esenciales en el sector energía peruano en el libro que se muestra a continuación.

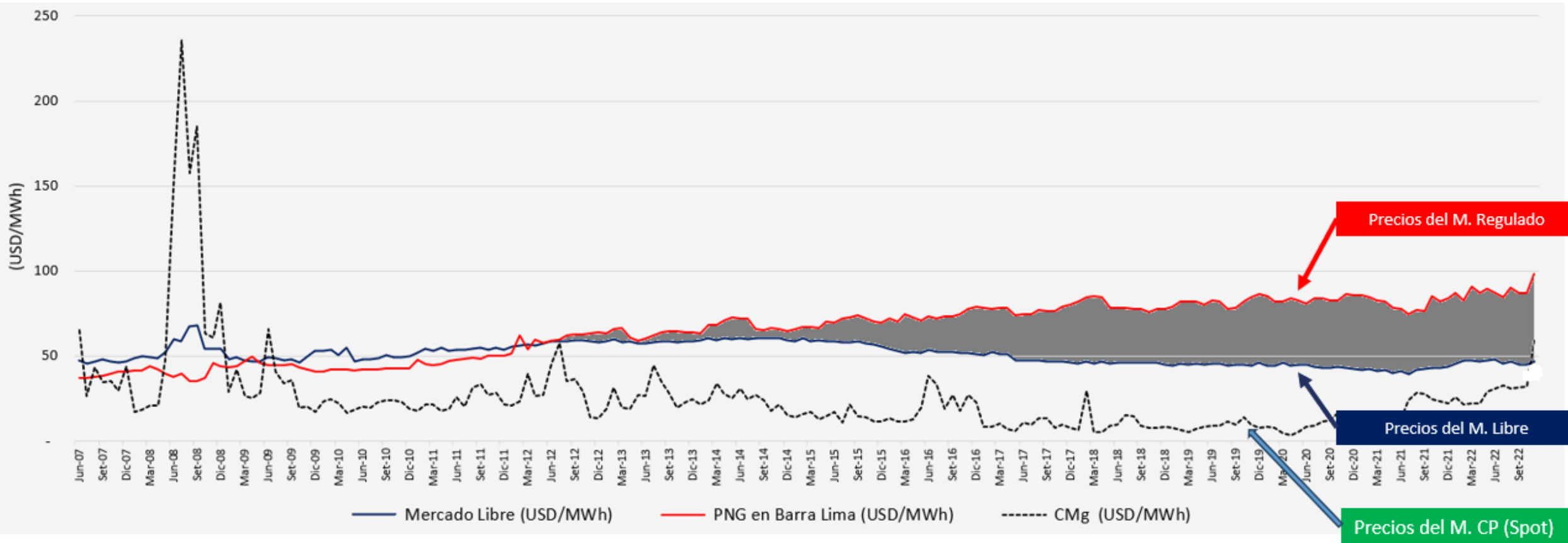
Tarifas Eléctricas Residenciales en Países Seleccionados de Latinoamérica 2021

(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
Mediana	4,9	6,4	7,2	9,9

Fuente: Alert@ Económica, julio 2022

# EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS EN LOS MERCADOS MAYORISTAS DE ELECTRICIDAD

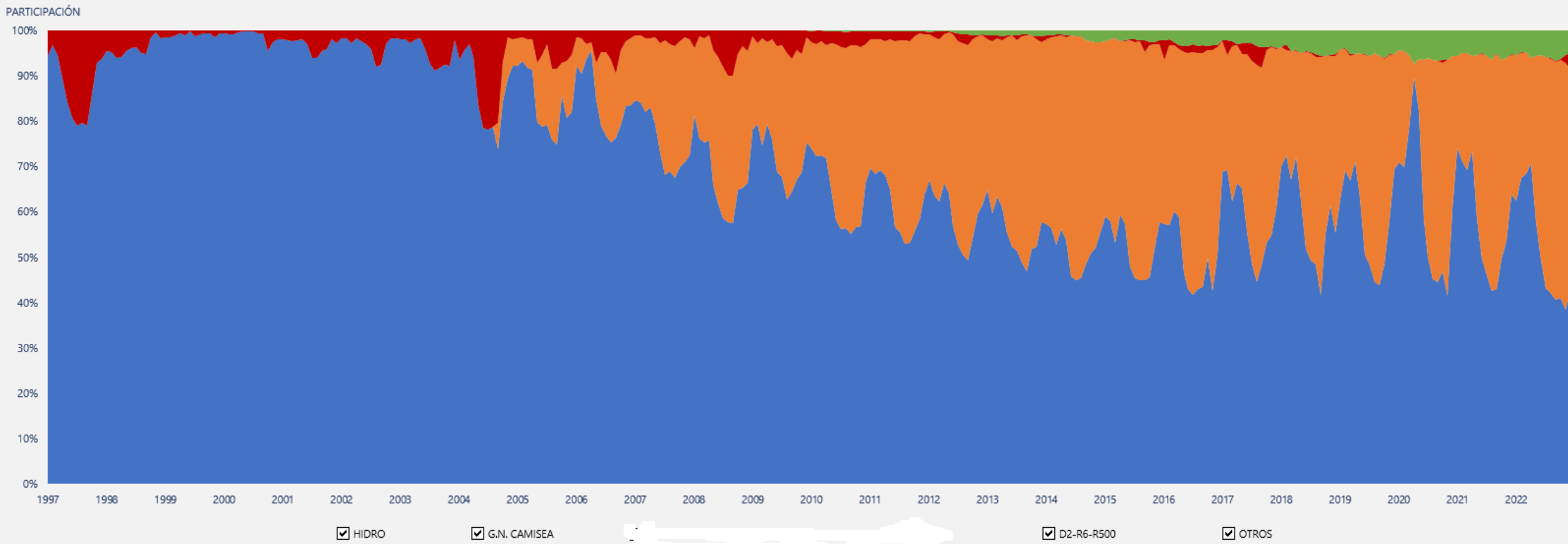


Fuente: COES, Osinergmin, DGE-MINEM

- El efecto de la introducción de la ley 28832 con las subastas (licitaciones, precios firmes) a LP se fue produciendo desde el 2012 cuando el precio en el mercado de servicio público (regulado) sube continuamente, superando a los precios en el mercado libre; mientras que,
- El precio en el mercado de CP operado por el COES, **mercado real y competitivo** fue bajando (entre los años 2016-2020, tuvo una reducción notable, por la declaración de precios artificialmente de casi cero del GN por las termoeléctricas; distorsión resuelta por la Corte Suprema).
- La brecha de precios entre el mercado regulado y los de los mercados libre y de corto plazo se ha ido ampliando (ni guardan correlación) durante más de una década y continuará, por dos factores: el mercado regulado **no es competitivo** (mecanismo de subasta inversa o licitaciones es oligopólico) y, por el actual mecanismo de cálculo **del precio en barra**.

**Cómo estamos en Seguridad Energética ?**

# Producción de energía eléctrica por tipo de recurso energético- 1997-2022



Fuente: COES

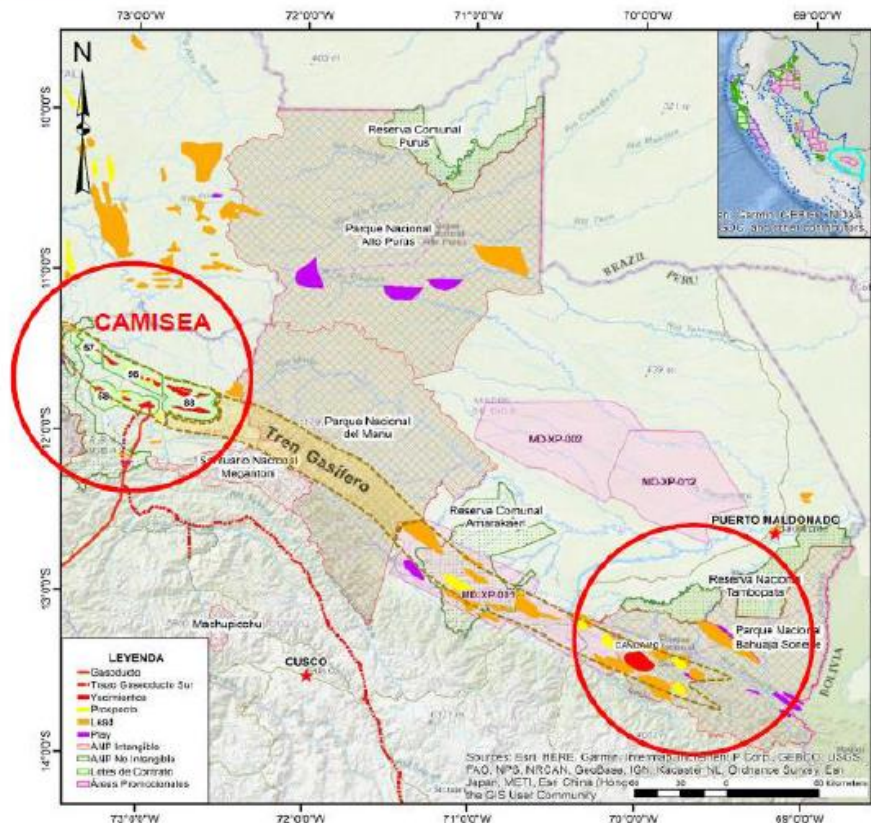
**COMENTARIOS:** - una política a favor de la mayor producción eléctrica a GN (de Camisea).

- La dependencia de la electricidad de más del 50% (en largos periodos) de un recurso no-renovable, y además esta generación eléctrica a GN está concentrada en Lima .

- El transporte del GN depende de un gasoducto, que ha aumentado su frecuencia de mantenimiento y, de reducción o suspensión temporal del servicio, afectando el precio de la electricidad.

**Notoria falta a los principios de Seguridad Energética**





	Caudal Promedio (MMPCD) @2015	Contrato	Reservas 2P (*)	Recursos 2C (*)	Recursos 2U (**)
<b>Lote 88</b>	843	Consumo Interno Contrato hasta 2040	6.81 TCF	0.54 TCF	0.99 TCF
<b>Lote 56</b>	304	} Contrato de Exportación hasta el 2028	1.20 TCF	0.24 TCF	0.37 TCF
<b>Lote 57</b>	192		1.27 TCF	-	-
<b>Lote 58</b>	0	Consumo Interno En implementación	-	2.85 TCF	1.51 TCF
<b>Madre de Dios</b>	0		-	2.10 TCF (**)	20.4 TCF (**)
			<b>1,339 MMPCD</b>	<b>9.28 TCF</b>	<b>5.73 TCF</b>
				<b>23.27 TCF</b>	

**Índice de Autonomía de Reservas de Gas 16.7 años (\*)**

(\*) FUENTE: MINEM 2022

(\*\*) FUENTE: PERUPETRO 2017

Autonomía de Gas se incrementaría si los 23.27 TCF de Recursos 2U de Madre de Dios se Exploran para ser considerados como Reservas.

Ref.: presentación en el Congreso de la República, "Rumbo Energético. Transición energética, la experiencia peruana y lecciones de la región", 15 de julio 2024



**COMENTARIOS:** - se reconoce que las reservas certificadas se agotarán en 17 años (porque no se ha repuesto lo consumido). De exportadores pasaremos a **importadores** como en el caso del petróleo).

# PROYECTO: Industria Petroquímica

CONSUMO DE GAS NATURAL - MMpcd

Sector	2018	2019	2020	2021	2022	TACC 2018-2022	Variación 2021-2022
Generación eléctrica	403	426	360	419	484	5%	15%
Exportación	504	537	525	341	460	(2%)	35%
Industrial	137	141	125	161	164	5%	2%
GNV	70	71	47	53	66	(2%)	25%
Residencial y comercial	15	19	23	24	29	18%	17%
<b>Total</b>	<b>1.129</b>	<b>1.193</b>	<b>1.081</b>	<b>998</b>	<b>1.202</b>	<b>2%</b>	<b>20%</b>

Fuente: Informe del Gas Natural Perú, 2023, PROMIGAS Perú

## COMENTARIOS:

- En el país se está usando principalmente como combustible y no se ha desarrollado una **industria petroquímica** y con un gas rico en etano (10%) que daría competitividad internacional, y que lo está aprovechando la industria extranjera.
- Es una **falacia** decir que: mayor participación de los RER (solar, eólica) no permitirá la masificación del GN por “desplazamiento de éste en el despacho eléctrico”. V. vista 18 siguiente.

**Realmente, se está protegiendo el consumo de los mayores (termoeléctricas y exportación).**

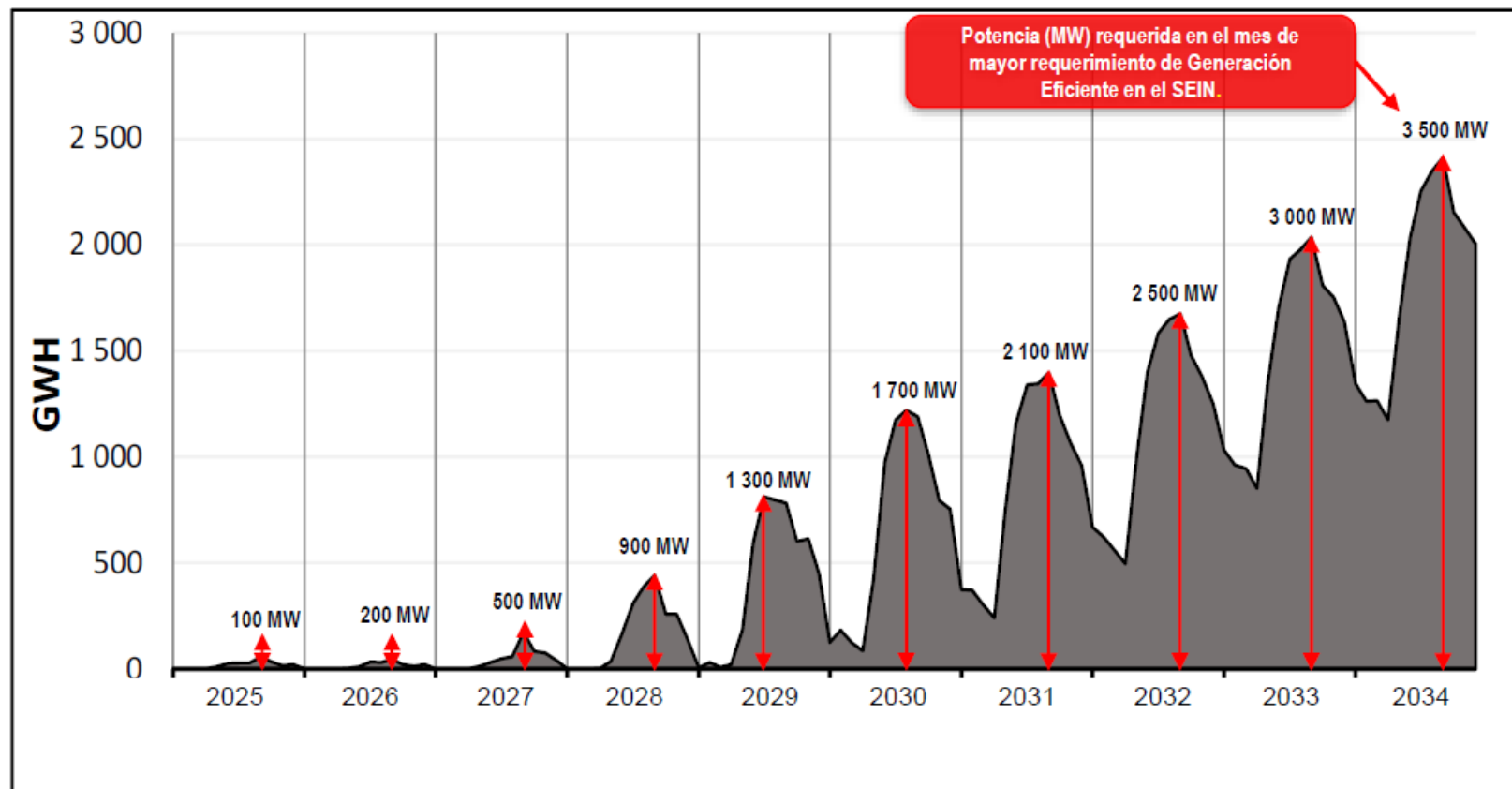
**Se han identificado 4 ZGD para el desarrollo de la industria petroquímica en el país**



**Zonas Geográficas Determinadas (ZGD):** Es el espacio territorial con las condiciones económicas, ambientales, de seguridad y administrativas, donde se instala la infraestructura y servicios necesarios para la Industria Petroquímica.

## ESCENARIO DE DEMANDA OPTIMISTA:

### Requerimiento de nueva Generación Eficiente en el SEIN



Ref.: COES, agosto 2024

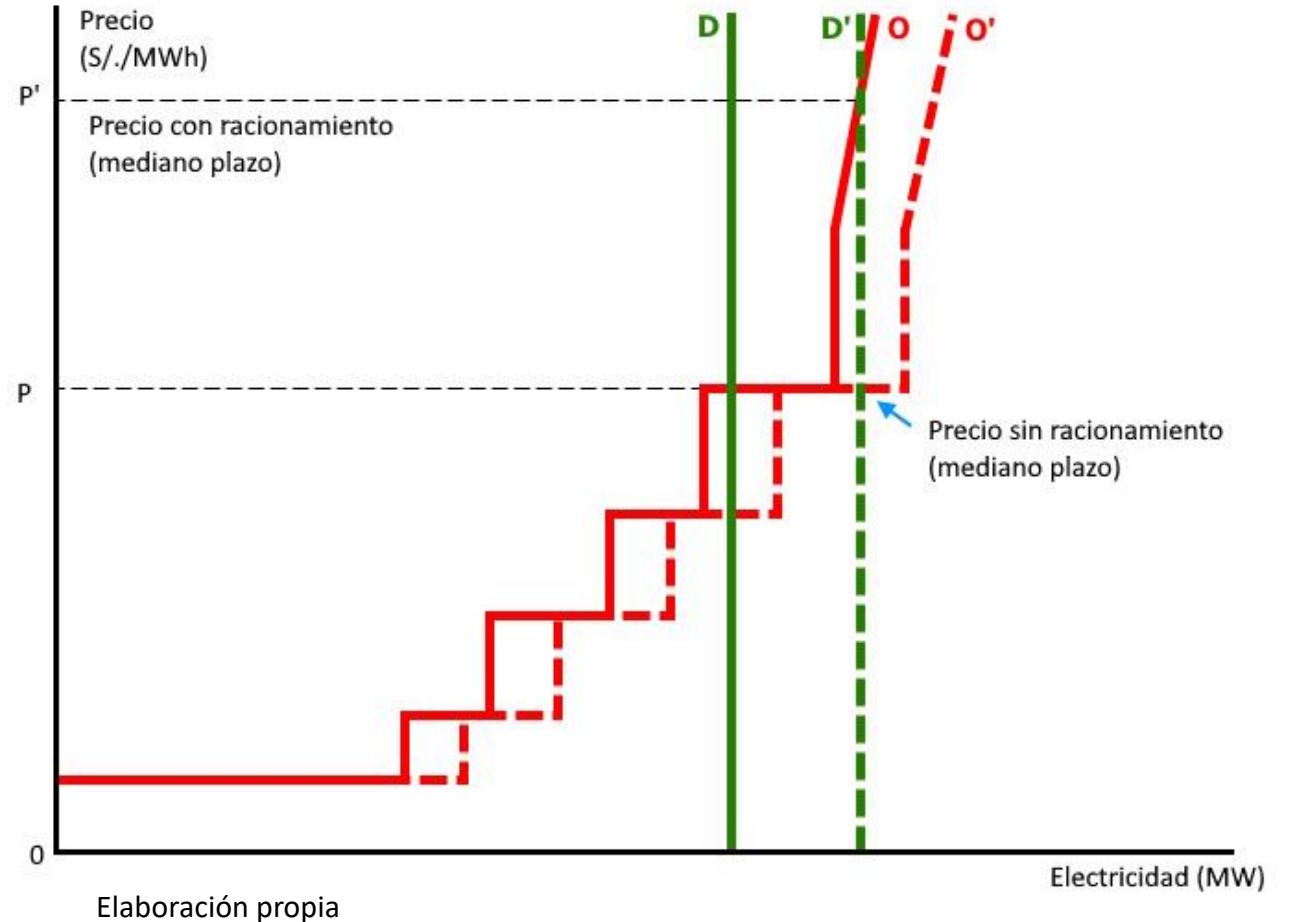
**COMENTARIOS:** los responsables encargados de la operación del SEIN y el mercado de electricidad mayorista, están desde tiempo atrás que, es necesario el ingreso a CP y mediano plazo de nueva capacidad de generación al sistema para evitar problemas de déficit de generación eficiente. Se refieren que los “picos” de costos marginales (por plantas diesel) y...lo más importante, que se produzcan periodos de racionamiento (como en Ecuador). Estas necesidades incluso al 2030 son de miles de MW. Existe, entonces **un riesgo de SE**.

**¿ Que tecnologías de generación eléctrica tienen el ciclo más corto de implementación hasta su puesta en servicio? : las RER-NC (solar, eólica *onshore*).**

# **Precios sombra en el mercado eléctrico**

## Algunas ventajas de la participación de la generación RER-NC

- Su incorporación más pronta que la tecnologías tradicionales, posibilita evitar el riesgo de racionamiento eléctrico; y
- reducir el precio de la electricidad también el corto plazo, en periodos de máxima demanda.



O = generación con retraso de implementación (o insuficiente) ; Ó = incluye nueva generación RER-NC  
D = demanda (inelástica en Perú) ; D' = aumento de la demanda a MP

**COMENTARIO:** los costos de racionamiento energético, según la realidad de cada país, puede llegar a miles de US\$/MWh.  
(V. a continuación)

# Costos de Racionamiento eléctrico en la Región Sudamericana

Estudio	País	Metodología	Datos empleados	Sectores	Hogares	Industria
Value of Customer reliability review , 2014 (AEMO, 2014)	Australia	AEMO aplicó encuestas para estimar DAP y DAA mediante valoración contingente. Se distinguieron clientes conectados directamente a la red de transmisión (gran industria) de clientes residenciales, comerciales e industriales conectados a la red de distribución.	3.000 encuestas considerando todos los tipos de clientes.	Industria, servicios, hogares	18 USD/kWh	30 USD/kWh (pequeños); 4 USD/kWh (conectados a red de transmisión).
Methodology for Estimating the Cost of Energy not Supplied - Ecuadorian Case, 2012 (Vaca, 2012)	Ecuador	Análisis de caso racionamiento año 2009 mediante Valor Agregado. Se incluye efecto directo mediante valor agregado e impactos indirectos (inversión, costos de producción) estimados por Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. Impactos directos se Ponderan por “factor de sensibilidad del sector”	Datos de valor agregado de 2009 de Banco Central de Ecuador.	Industria, Servicios, Hogares	0,646 USD/kWh	Comercio: 1,791 USD/kWh Industrial: 4,003 USD/kWh
Estimación del Costo de Racionamiento para el Sector Eléctrico Peruano, 2012 (Osinerгим, 2012)	Perú	Encuesta de valoración contingente (usuarios residenciales); encuesta de costos (usuarios industriales); encuesta de costos de respaldo (clientes libres).	4.860 encuestas a usuarios residenciales pertenecientes a tarifa BT5 (representatividad a nivel nacional); 348 encuestas empresas BT; 1.151 encuestas empresas MT; 108 encuestas a clientes libres (81% del total).	Industria y hogares	777 USD/MWh	1604 USD/MWh (BT) -1624 USD/MWh (MT); libras 254,5 USD/MWh
Contratación de una firma para el establecimiento del costo de la energía no suministrada, 2018 (Instituto de Energía Eléctrica IEE, 2018)	Panamá	Uso de métodos directos (encuesta de DAA/DAP) y métodos indirectos (valor del tiempo residencial; valor agregado sectores productivos).	Muestra aleatoria de 1.500 consumidores. Se realizó una estratificación multietapa de la población bajo estudio, adoptando como variables de estratificación la distribuidora a la que pertenece el cliente, el sector de consumo y la energía media consumida.	Industria, servicios, hogares	4,15 USD/kWh	Comercio: 5,93 USD/kWh Industria 2,27 USD/kWh

Fuente: Elaboración E2BIZ

CHILE		Costo Falla de Corta Duración (USD/kWh)				Costo de Falla de Larga Duración (USD/MWh)				
Sistema	5%	10%	20%	30%	5%	10%	20%	30%		
SEN	5,69				314,57	346,69	419,36	480,37		

Fuente: Elaboración CNE a partir de resultados del consultor E2BIZ. Res. Exenta nº 234 , 21 julio 2021. Sistema Eléctrico Nacional (SEN)

NOTA1: falla de corta duración de 1 hora, 4 horas y más de 4 horas y, para los de larga duración, restricciones de 5%, 10%, 20% y 30%, en periodos de 1, 2 y 10 meses.

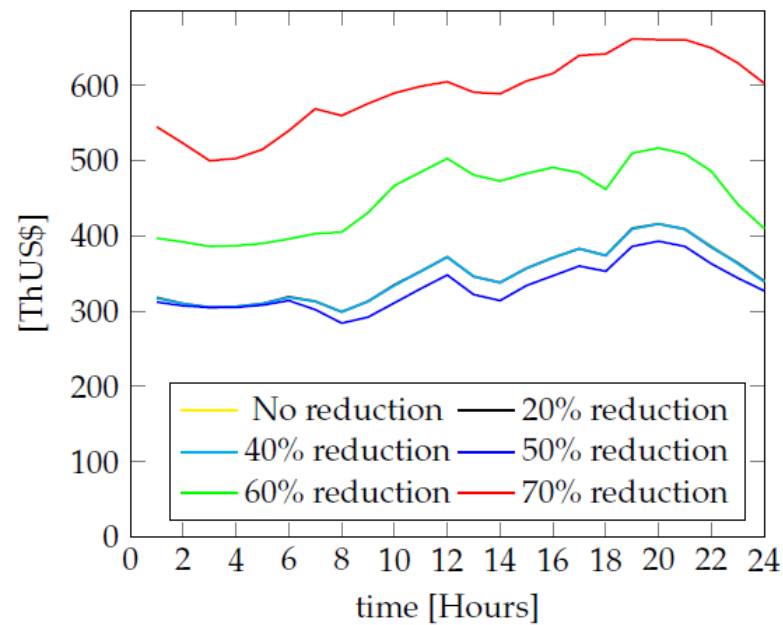
NOTA2: Se mantuvo el costo de racionamiento establecido por Osinerгимin para la anterior fijación de Precios en Barra: **746 USD/MWh** , agosto 2024.

**PERÚ:** un “apagón” de corta duración (de un día) según el parámetro de Chile, el costo sería aprox. de : **USD\$ 1,000 millones/día**,  
 Según el parámetro peruano (promedio) para una falla de 15 días (y profundidad 50%) la pérdida económica sería aprox. : **USD\$ 2,000 millones**

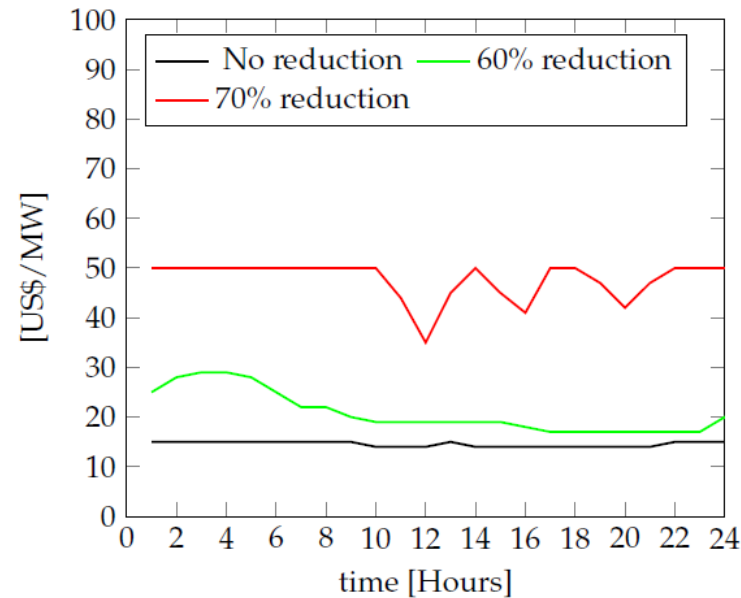
# **Los precios sombra por congestión del gasoducto Camisea-Lima**

# Precios sombra por congestión del gasoducto Camisea-Lima

- Se demuestra que los precios de electricidad en barra suben más cuando hay más congestión en el gasoducto;
- lo mismo sucede con el aumento del costo de producción de electricidad, que son cientos de miles de US\$ por cada hora del día de congestión.



Costo de producción de electricidad, con congestión del gasoducto



Precio de electricidad en una barra del SEIN, con congestión del gasoducto

Article

## Impacts of Natural Gas Pipeline Congestion on the Integrated Gas–Electricity Market in Peru

Richard Navarro <sup>1</sup>, Hugo Rojas <sup>1</sup>, Jaime E. Luyo <sup>1</sup>, Jose L. Silva <sup>2</sup> and Yuri P. Molina <sup>2,\*</sup>

<sup>1</sup> Faculty of Mechanical Engineering, National University of Engineering, Lima 15333, Peru; richard.navarro.r@uni.pe (R.N.); hrojase@uni.pe (H.R.); jeluyo@yahoo.es (J.E.L.)

<sup>2</sup> Department of Electrical Engineering, Federal University of Paraíba, João Pessoa 58051-900, Paraíba, Brazil; joseleandro.silva@estudante.cefaz.ufpb.br

\* Correspondence: molina.rodriquez@cefaz.ufpb.br

**Abstract:** This paper investigates the impact of natural gas pipeline congestion on the integrated gas–electricity market in Peru, focusing on short-term market dynamics. By simulating congestion by reducing the primary natural gas pipeline’s capacity, the study reveals significant patterns in production costs and load flows within the electrical network. The research highlights the critical interdependencies between natural gas and electricity systems, emphasizing how constraints in one network can directly affect the other. The findings underscore the importance of coordinated management of these interconnected systems to optimize economic dispatch and ensure the reliability of both gas and electricity grids. The study also proposes strategic public policy interventions to mitigate the financial and physical impacts of pipeline congestion, contributing to more efficient and resilient energy market operations.

**Keywords:** economic dispatch; electricity grid; gas grid; natural gas; thermal power stations; optimization

### 1. Introduction

Despite the traditionally well-defined interconnection between electricity and gas networks, these infrastructures have typically been managed as separate systems. However, it is crucial to acknowledge the vital role of gas-fired generators in electricity production, as highlighted in recent research [1]. Moreover, with the increasing need to balance the variability of renewable energy sources and the potential of green hydrogen for decarbonizing the energy sector, a significant shift is occurring, as detailed in [2]. This shift marks a major transformation towards a more integrated management of gas and electricity networks.

The integration of natural gas and electricity systems has garnered significant interest among researchers [3–5]. These studies offer comprehensive analyses of the operational coordination between gas and electrical systems, emphasizing the critical importance of flexibility. Rubio-Barros [6] explored the planning of joint operations, underscoring the intricate interdependence between natural gas and electricity networks. Additionally, to address supply security in integrated systems, researchers such as [7] have developed simulation models. This research is particularly relevant given the substantial consumption by natural gas thermal generation plants (CGTGNs), which significantly affects overall system gas consumption.

Hibbard et al. [8] provided a comprehensive analysis of the evolving interdependence between natural gas and electricity systems, exploring key influencing factors. Ventosa et al. [9] presented a modeling approach designed to evaluate the technical constraints affecting the operations and availability of natural gas networks. These studies underscore the direct impact on natural gas demand, energy dispatch, and, fundamentally, the reliability and safety of energy systems. Traditionally, research into natural gas and electricity systems has been compartmentalized, reflecting their unique operational



Citation: Navarro, R.; Rojas, H.; Luyo, J.E.; Silva, J.L.; Molina, Y.P. Impacts of Natural Gas Pipeline Congestion on the Integrated Gas–Electricity Market in Peru. *Energies* 2024, 17, 4586. <https://doi.org/10.3390/en17184586>

Academic Editor: George Hallos

Received: 14 August 2024

Revised: 30 August 2024

Accepted: 6 September 2024

Published: 12 September 2024

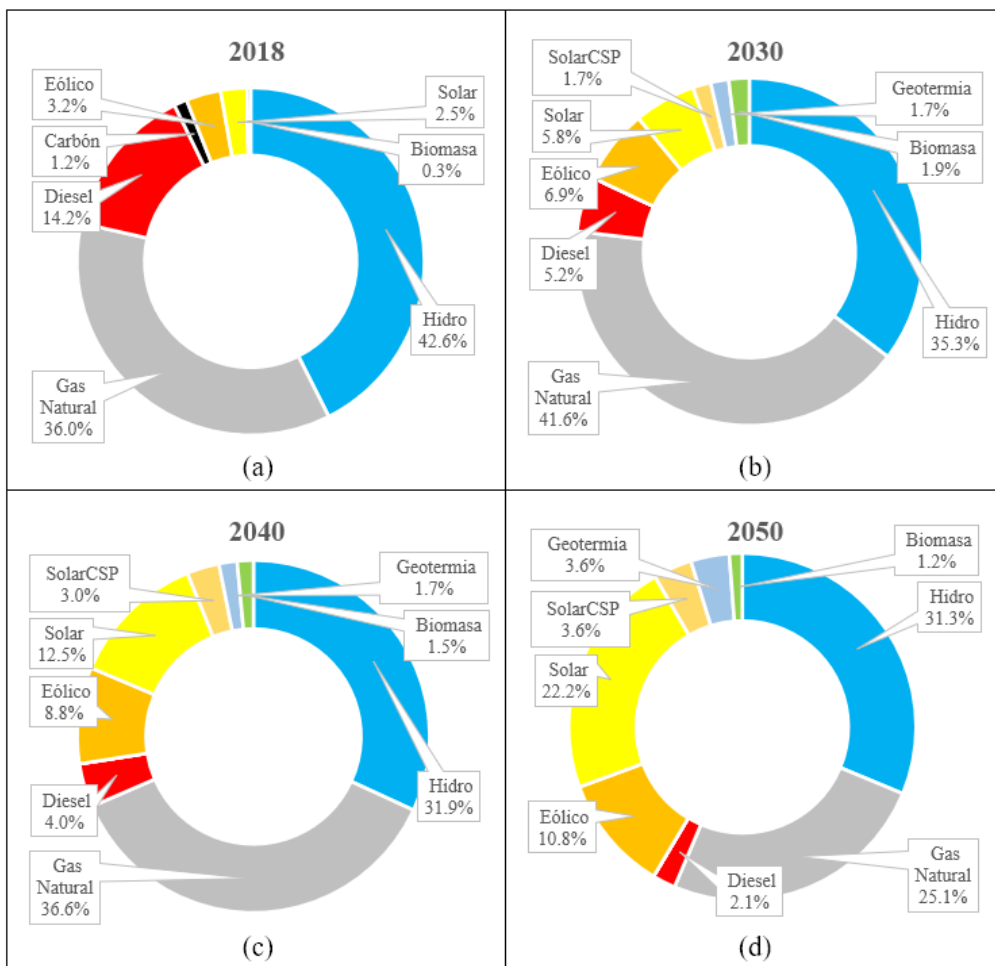


Copyright: © 2024 by the authors. Licensee MDPI, Basel, Switzerland. This article is an open access article distributed under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) license (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).



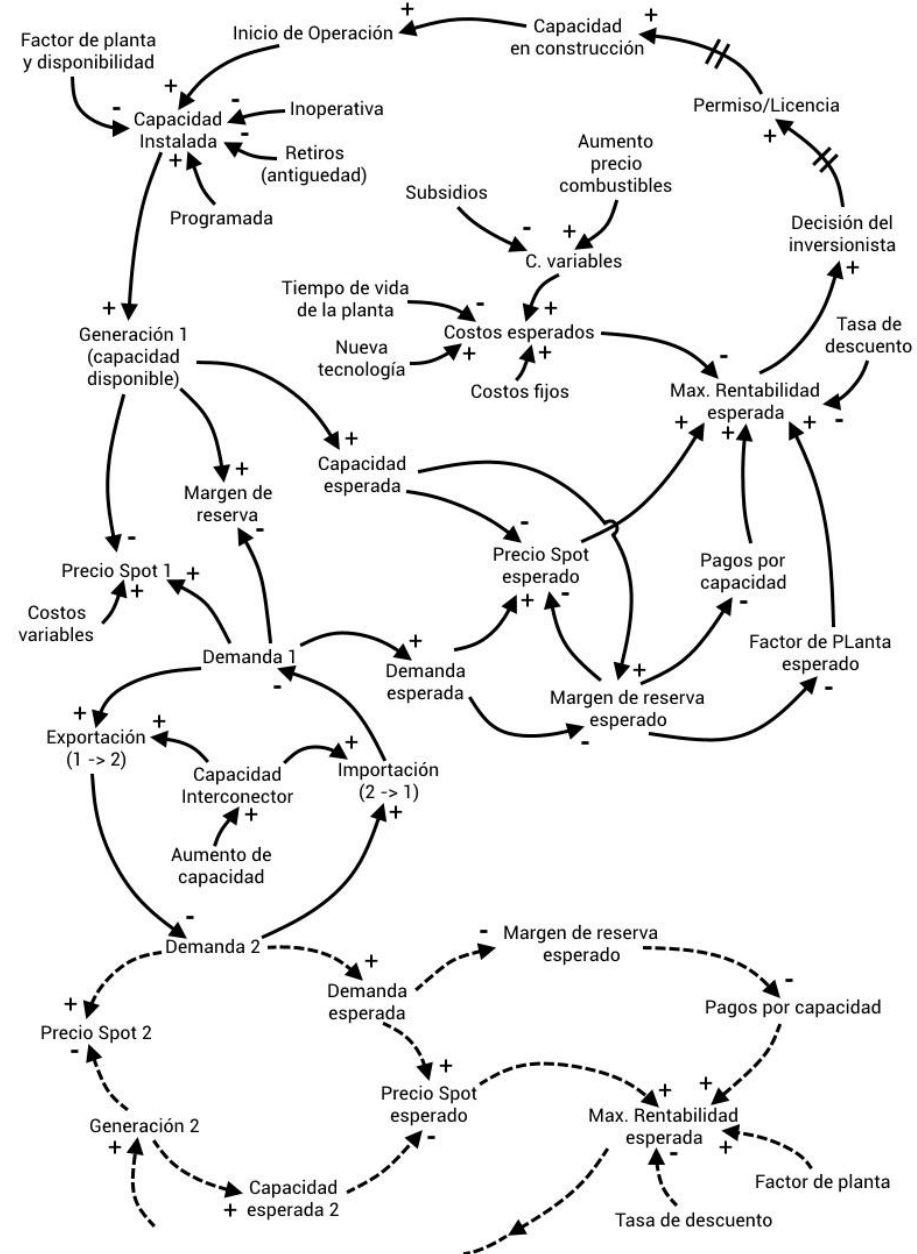
# **La evolución real de la capacidad de generación eléctrica en las próximas décadas**

# Evolución del mix de tecnología de generación



**COMENTARIO:** se muestra el resultado la estructura (mix) de capacidad de generación eléctrica resultante para el escenario: sin subsidios a todas las fuentes renovables y no-renovables (hidrocarburos) y sin restricciones para el ingreso de RER y, mayor competencia en el mercado de electricidad, incluyendo una futura interconexión con Chile después del 2030.

**RESULTADO:** es contraintuitivo : en el 2030 la capacidad efectiva a GN (debido al continuo aumento de la demanda eléctrica) aumenta y las plantas (solares y eólicas) solo llegan al 14.7%. !!



# RECOMENDACIONES

- El mercado de servicio público, para consumidores residenciales y pequeños comercios e industriales, que emplea el mecanismo de licitaciones, **no es competitivo**; que se refleja en un precio es mucho más elevado que en el mercado para los grandes consumidores, y tiende a seguir subiendo. Por lo que, es importante y de urgencia que ingresen nuevos generadores eficientes y con nuevas tecnologías como las de fuentes renovables solar y eólica, entre otras. **Aprobar el dictamen en Mayoría**, posteriormente, revisar el mecanismo de determinación del precio de barra.
- Es preocupante la actual **situación de la seguridad energética**, al depender la producción eléctrica casi el 50% en base del GN, cuando oficialmente se reconoce que, existen reservas certificadas solo para 17 años y aún se está exportando. Solo hay que mirar a los países vecinos de Bolivia y Colombia, que están dejando de ser exportadores, cuando hay volatilidad del precio internacional del GN. Así mismo, considerando la preocupación del COES sobre la posible insuficiencia de capacidad de generación eléctrica en los próximos años (y mayor, si hay nuevos proyectos mineros) no solo se produciría una alta volatilidad en precio spot sino, un racionamiento eléctrico que tendría un gran impacto negativo en la economía del país. También, observamos en el último año los periódicos racionamientos en Ecuador, que años previos era exportador de electricidad a Colombia.
- La generación en base de fuentes renovables y limpias (solar, eólica y otras) es una tendencia mundial y en la región (Transición energética), por el Cambio Climático y los compromisos internacionales de los países para su combate y mitigación, como el Perú, que solo consume (entre 0.02 y 7% del potencial RER), además son tecnologías nuevas y competitivas, cuyo tiempo de **implementación y puesta en operación es mucho menor** que las tradicionales.
- El ingreso de mayores inversiones en RER **habrá mayor actividad económica y trabajo calificado**. Como, el mercado de servicios complementarios, consultoría, diseño e implementación de proyectos y de construcción de componentes.

“ El proceso de cambio de la matriz energética mundial y diferenciado por países, requiere de otras transformaciones que están limitadas por factores financieros, tecnológicos, políticos e institucionales, por lo que tomará décadas, si consideramos que, la energía tiene relación o vinculación con otros sectores esenciales en la vida de un país; que explicaremos en la Introducción, como : la nueva geopolítica de la energía; el cambio tecnológico relacionado a la TE; el nexo Energía-Agua y, problemas del *fracking* y biocombustibles ; la relación Energía y Economía y el poder de mercado de los oligopolios energéticos; la problemática y posibilidades del Hidrógeno verde en Latinoamérica.” Esta publicación es el primer tomo de una serie, y que comprende los temas de : *Planificación Energética. Política Energética* y, de *Economía de la Energía. Mercados de Energía*. Para lo cual se han considerado tres capítulos para cada tema, que son ensayos de cada autor basados en su tesis doctoral donde presentan sus aportes científicos-tecnológicos. En siguientes tomos se considerarán otros temas, dentro de las líneas de investigación del Programa Doctoral en Ciencias con mención en Energética de la UNI.”

Lima, diciembre 2022



UNIVERSIDAD  
NACIONAL DE  
INGENIERÍA

# LA ENERGÍA EN EL SIGLO XXI

**Aportes al desarrollo energético  
sostenible peruano**

(TOMO I)

Jaime E. Luyo  
Editor

 Fondo  
Editorial  
EDUNI

**Algunas respuestas y aclaraciones por J. E. Luyo**  
**Sesión de la Comisión de E y M del 01-10-2024**

# Algunas respuestas y aclaraciones por J. E. Luyo

- Que, lo que menciona el COES (similar a las consultoras Videnza-LQG-Gerens) la penetración de generación RER (solar y eólica) en la matriz eléctrica ***del 30% para el 2030*** no es viable ni realista; según se acaba de demostrar, incluso en el escenario de aprobación del dictamen en Mayoría (eliminando las restricciones a las RER) y sin subsidios para todas las tecnologías. Se han basado en proyecciones de la expansión de generación, ensayando tasas de crecimiento especulativas; sin tomar en cuenta las premisas iniciales (las políticas) así como, el proceso (a partir de la decisión de inversión) interactivo entre el CP y el LP, las retroalimentaciones y, sobre todo los tiempos de permisos, construcción, pruebas y puesta en operación de la nueva infraestructura de generación y, la posible interconexión eléctrica con un país vecino.
- Aclarar que, el COES solo está encargado de operar el mercado de CP (spot) mayorista y, por lo tanto no tiene relación directa con el mercado regulado (o de servicio público) con el cual sí tiene la participación supervisora el Osinergmin y, que es el tema que nos convoca. No confundir capacidad instalada con ***oferta eléctrica*** (V. aclaración en Gestión, 08-08-2023).
- El ente operador informó que los grandes consumidores en Chile tienen precios de la electricidad más altos que en el Perú; aclaramos que, los grandes consumidores en el Perú este asunto ya lo tenían resuelto y nó así los pequeños consumidores regulados; es decir: en el Perú, la situación ***es justamente al revés*** que en Chile. Porque en el Perú, el mercado libre toma como referencia el precio spot, mientras que el mercado de servicio público, en la determinación del precio en barra se toma a las licitaciones (con precios firmes que siguen aumentando) como referente de “competencia”.
- Con relación a esto último, también informamos que, en reuniones y discusión técnica con altos funcionarios y especialistas del sector energía chilenos, demostramos que el precio spot de electricidad aquí en mucho menor que en su país y además ***no hay complementariedad energética*** (en promedio, el **80%** se transferiría a ellos y solo se recibiría **20%** de ellos entre el 2028 y 2050) y que, aquí hay un precio con subsidio implícito (gas de Camisea), pero que: ***estamos de acuerdo con la interconexión***, pero tendrá que haber compensaciones económicas.

JAIME E. LUYO KUONG

Viceministro de Electricidad



## El mercado de electricidad peruano

Algunas aclaraciones sobre la sobreoferta de generación eléctrica.

**H**ace unos días se publicó un artículo titulado “¿Retocesos regulatorios en el mercado eléctrico?”, escrito por Luis Miguel Castilla (*Gestión* 04.07.2023), en el cual se sostiene que la actual disparidad de precios para los agentes libres y regulados es causada principalmente por una “sobreoferta de generación y una demanda que no ha evolucionado como se anticipaba”.

Al respecto, se debe observar que se confunde la capacidad instalada o efectiva de generación, que en todo sistema eléctrico debe ser mayor que la máxima demanda (para así tener una reserva que cubra la inoperatividad o salida de plantas de generación), con la oferta de generación; y más aún que, en el mercado de electricidad, tanto la oferta como la demanda están vinculadas a la generación y carga del sistema físico real. Es decir, es un mercado donde se deben respetar las leyes de la física (como las leyes de Kirchoff).

A esto hay que agregar que la oferta y la demanda deben estar en equilibrio todo el tiempo, y cuando la generación (oferta real) es menor que la demanda eléctrica, se produce un problema de inestabilidad del sistema (pudiendo colapsar, apagón). Tampoco se debe generar más que lo que demanda la carga eléctrica. Adicionalmente, en el Perú, la demanda eléctrica es inelástica y “non-responsive”.

También se desconoce que no es la supuesta “sobreoferta” la que ha producido la reducción de los precios en el mercado spot (o de corto plazo) y en el mercado libre, sino que, desde el 2014, los precios del mercado spot y algo menos en el libre fueron bajando debido a la estrategia de declaración de los precios del GN artificialmente bajos por parte de las termoelectricas.

Esto se demuestra por el resultado del acatamiento de la Sentencia de la Corte Suprema N° 28315-2019, la cual dio lugar a la eliminación de la “declaración del precio de GN” y que, en adelante, a partir del 2020, el precio del gas se determine de acuerdo a los costos reales de producción a través de procedimientos aprobados para tal fin.

Mientras tanto, el precio en el mercado regulado continuó subiendo y es por esta razón que actualmen-



Está pendiente de aprobación por el Congreso una iniciativa que posibilite mayor competencia en el mercado regulado.

“**La transición energética es un proceso gradual e inexorable, y está vinculada a una mayor demanda de minerales**”.

te está pendiente de aprobación por el Congreso una iniciativa de modificación de la Ley N° 28832, que posibilite mayor competencia en el mercado regulado, con la participación de todas las tecnologías de generación, con fuentes energéticas renovables y no renovables, y sin subsidios. El economista, ingeniero y Nobel en Economía, Jean Tirole, expresa que “la competencia no se traduce solo en precios más bajos. Empuja a producir de un modo más eficaz y a innovar”.

Además, parece que en el artículo antes señalado se identifica el mercado regulado con el mercado eléctrico minorista; para mayor aclaración, se debe saber que el único mercado que tiene correlación con el precio del gas es el mercado spot operado por el COES y, si hay duda de la caída acentuada del precio spot entre el 2014-2020 debido a la capacidad de influir en los precios de un grupo de generadoras, basta con consultar los registros históricos del nivel de generación (oferta) para confirmar que la “sobreoferta” no ha existido, la oferta ha ido siguiendo el crecimiento de la demanda eléctrica durante esos años, lo contrario llevaría a afirmar que a partir del 2020 el precio ha subido debido a una “suboferta”.

Más bien, en el mercado regulado, las licitaciones no han cumplido con reflejar el costo marginal esperado similar al precio spot, lo mismo se ha producido en el mercado libre; estos dos mercados han cumplido básicamente con la función de dar liquidez al mercado eléctrico mayorista. La transición energética es un proceso gradual e inexorable, y está vinculada a una mayor demanda de minerales.

Las opiniones vertidas en esta columna son de exclusiva responsabilidad del autor.