

ENCUENTRO CIENTÍFICO INTERNACIONAL ECI 2019i

SESIÓN: INGENIERÍA Y ENERGÍA

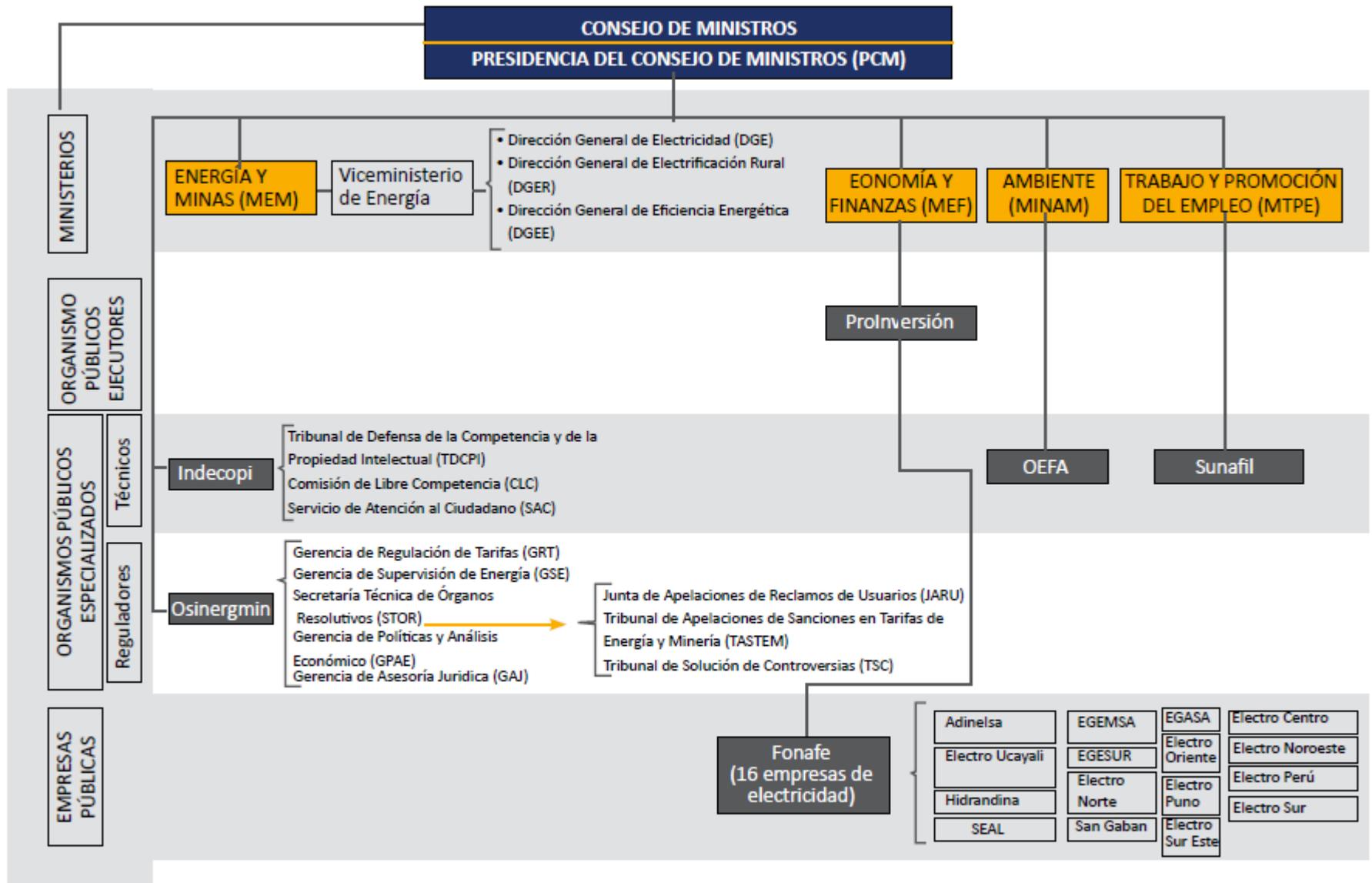
EL SECTOR ENERGÍA PERUANO: SITUACIÓN ACTUAL Y PERSPECTIVAS

Dr. Jaime E. Luyo

Lima, 01 de agosto del 2019

CONTENIDO

- Marco Institucional y Normativo del Sector Energía.
 - Aspectos de la crisis en el Sector Eléctrico
 - Crisis del Sector Eléctrico : aciertos y falacias de la consultoría CEPA-NEGLI.
 - Sector hidrocarburos : algunas acciones de política a corto plazo.
 - Reflexiones finales.
-



Nota. Ver Glosario de Siglas al final del libro.

Fuentes: Portal del Estado Peruano, MEM, Indecopi y Osinerghmin (fecha: 12 setiembre 2016). Elaboración: GPAE – Osinerghmin.

NOTA: Por ley N° 30705, 21-12-2017, el Viceministerio de Energía se divide en : Viceministerio de Electricidad y el Viceminist. de Hidrocarburos . Medida que rompe la integridad y vínculo entre fuentes primarias y secundaria de energía.

Marco normativo del sector energía

Visión

Política Energética Nacional 2010-2040

Plan Energético Nacional 2014 - 2025

Ley de Concesiones Eléctricas - LCE (Ley N° 25844) y Ley Orgánica de Hidrocarburos – LOH (Ley N° 26221)

Lineamientos Generales

Ley de Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica - LDE (Ley N° 28832)

Promoción del Desarrollo de Energía Eléctrica mediante Recursos Renovables - LRER (D.S. N° 1002)

Ley de Afianzamiento de la Seguridad Energética - LASE (Ley N°29970)

Normas Específicas

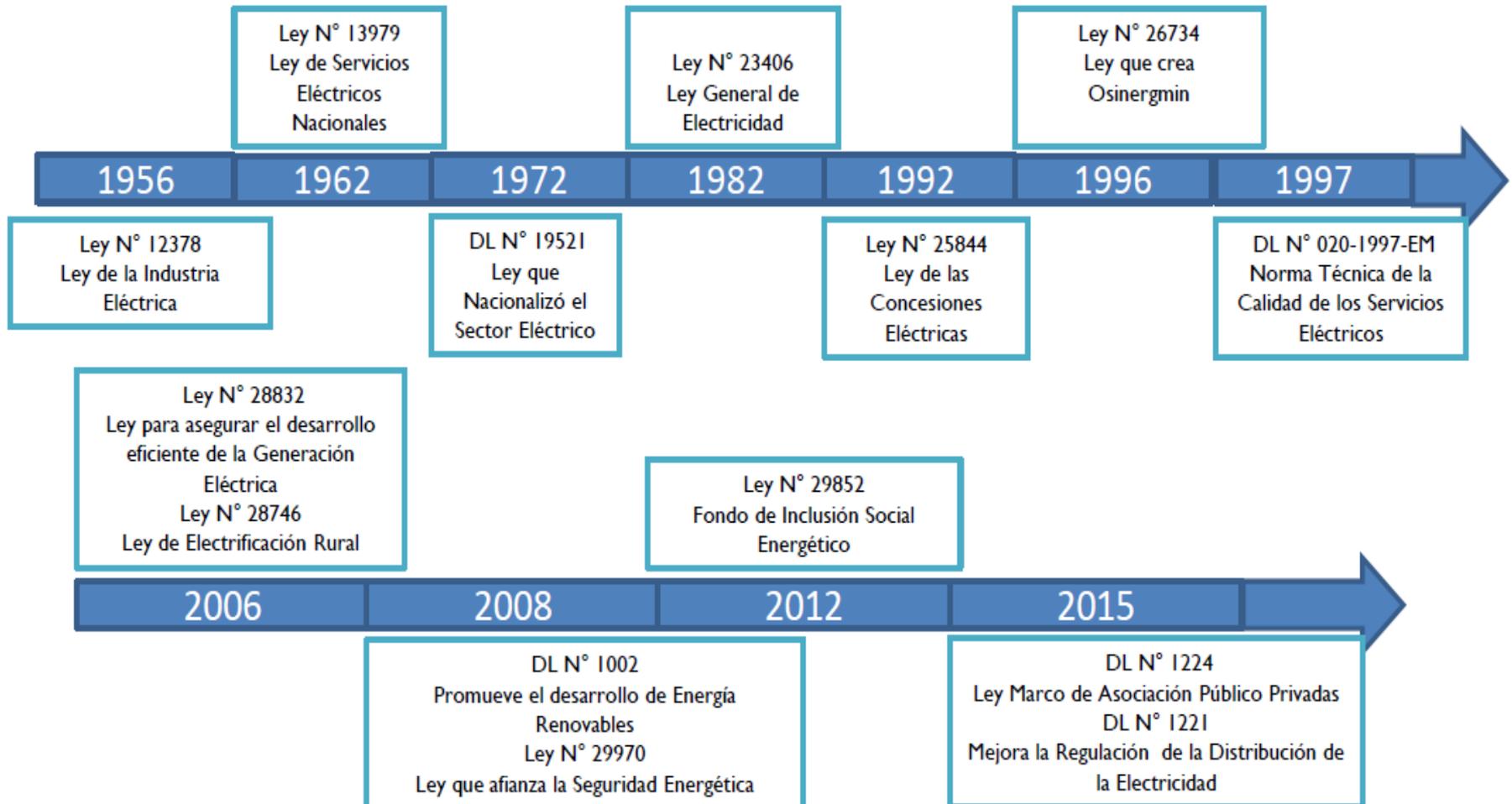
Reglamentos de la LCE y LDE y LOH

Reglamento RER

Reglamento Nodo Energético - LASE

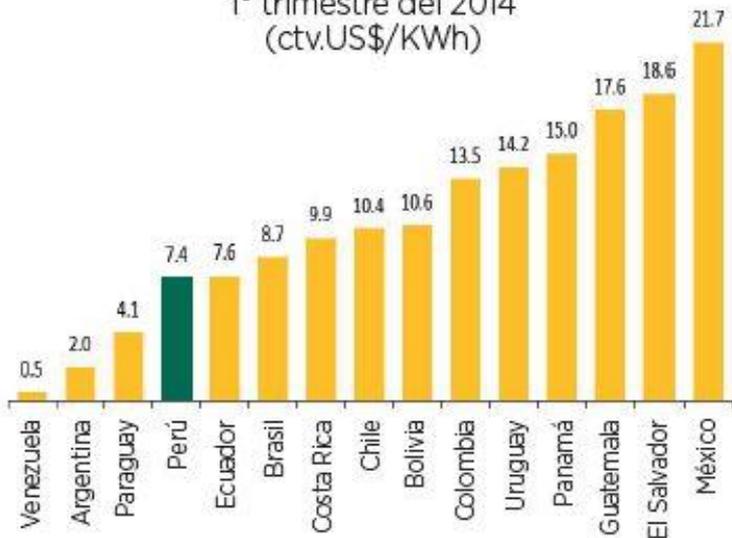
Reglamento Gasoductos Seguridad y Sur Peruano - LASE

NORMATIVA DEL SECTOR ELÉCTRICO



Tarifas eléctricas para la industria en Latinoamérica*

1° trimestre del 2014
(ctv.US\$/KWh)

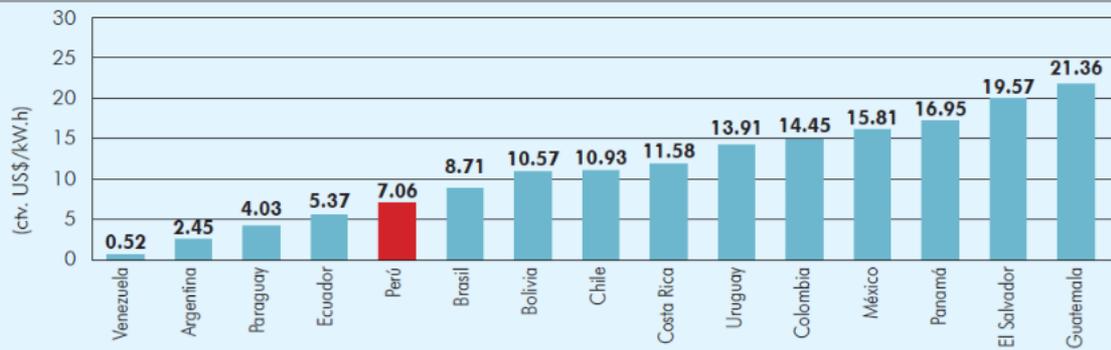


Fuente: OSINERGMIN

Tarifas eléctricas en LAC y Perú

J.E. Luyo, *Foro Sostenibilidad de la Matriz Energética del Perú al 2021, CIP*, 28 de octubre 2014

TARIFAS DE ELECTRICIDAD. INDUSTRIAL-CONSUMO MES - 500,000 KW-H

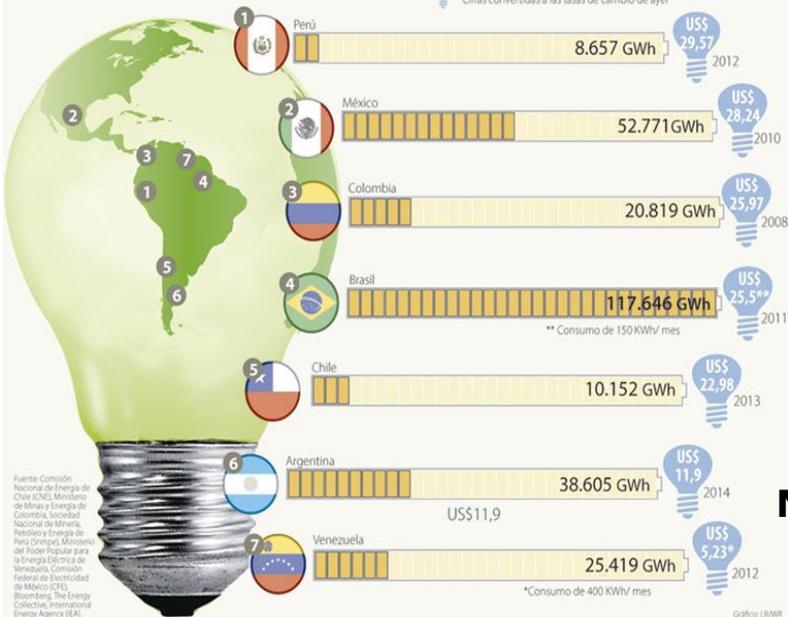


Fuente: Oro Negro, mayo 2014

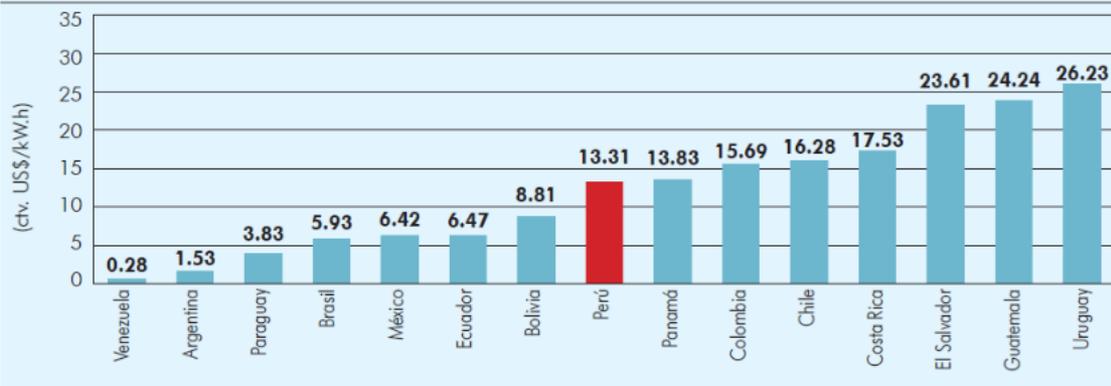
NOTA : T. resid/T. indust= **1.9** (Perú); **1.5** (Chile)

TARIFAS DE ELECTRICIDAD EN LOS HOGARES DE LA REGIÓN

Consumo promedio residencial de electricidad al mes 2012 | Promedio mensual precios de electricidad
Cifras convertidas a las tasas de cambio de ayer



TARIFAS DE ELECTRICIDAD. RESIDENCIAL-CONSUMO MES - 125 KW-H



NOTA : relación factura mensual residencial Perú/Chile : **1.3 pero ... Chile es importador de gas !**

Fuente : La República, Bogotá, sábado 13 de setiembre del 2014

Actual crisis no reconocida

ENEL PERCIBE DOBLE PECHUGA: COMO GENERADOR Y DISTRIBUIDOR

RANK	EMPRESA	Sector	ACTIVIDAD	Ingresos 2017	Ingresos 2018	Variación del 2018/2017
				Miles Soles	Miles Soles	
1	Luz del Sur S.A.A	P	Distribuidora	3,005,564	3,033,229	1%
2	Enel Distribución Perú S.A.A.	P	Distribuidora	2,862,076	2,950,039	3%
3	Engie Energía Perú S.A.	P	Generadora	2,215,055	1,754,760	-21%
4	Kallpa Generación S.A.	P	Generadora	1,922,009	2,334,069	21%
5	Electroperú S.A.	E	Generadora	1,917,471	2,037,429	6%
6	Enel Generación Perú S.A.A.	P	Generadora	1,802,175	2,005,668	11%
7	Consort. Transmantaro S.A.	P	Transmisora	924,774	585,517	-37%
8	Hidrandina S.A.	E	Distribuidora	912,301	978,437	7%
9	Electro Oriente S.A.	E	Distribuidora	615,724	532,153	-14%
10	Electronoroeste S.A.	E	Distribuidora	579,607	636,074	10%

P: Empresa privada
E: Empresa estatal

Fuente: Anuario Estadístico de Odebrecht (2017) // Servicio de Procesamiento de la Información Económica Financiera 2018-2019 (Odebrecht) // Bolsa de valores

“Son tan graves las perversiones en el mercado eléctrico que se expresan en una “guerra a muerte” que tiene por un lado, al Grupo **Enel**, **Kallpa** y **Engie** en la captura de los clientes libres, donde la integración vertical o la doble pechuga de **Enel** se ha impuesto concentrando el mayor número de clientes libres, en relación a los demás operadores del mercado.”

J. Manco Zaconetti, Diario Uno, 23 junio 2019

Fuente: El Comercio, dom. 07 julio 2019

BCR: tarifa eléctrica es la mayor de la Alianza del Pacífico

Menor costo marginal no se ha trasladado a los consumidores residenciales.

La tarifa residencial de electricidad en el país, es la mayor de la Alianza del Pacífico, según el BCR. El sector eléctrico comprende un mercado regulado (que incluye generación, transmisión y distribución) y otro libre, para clientes con una demanda de al menos 0,2 MW.

El costo marginal del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) –referencia del precio de la energía para futuros contratos entre generadoras y clientes libres o distribuidoras– ha caído en los últimos años por la sobrecapacidad de generación, la entrada de centrales de generación hidroeléctrica y de recursos energéticos renovables (RER).

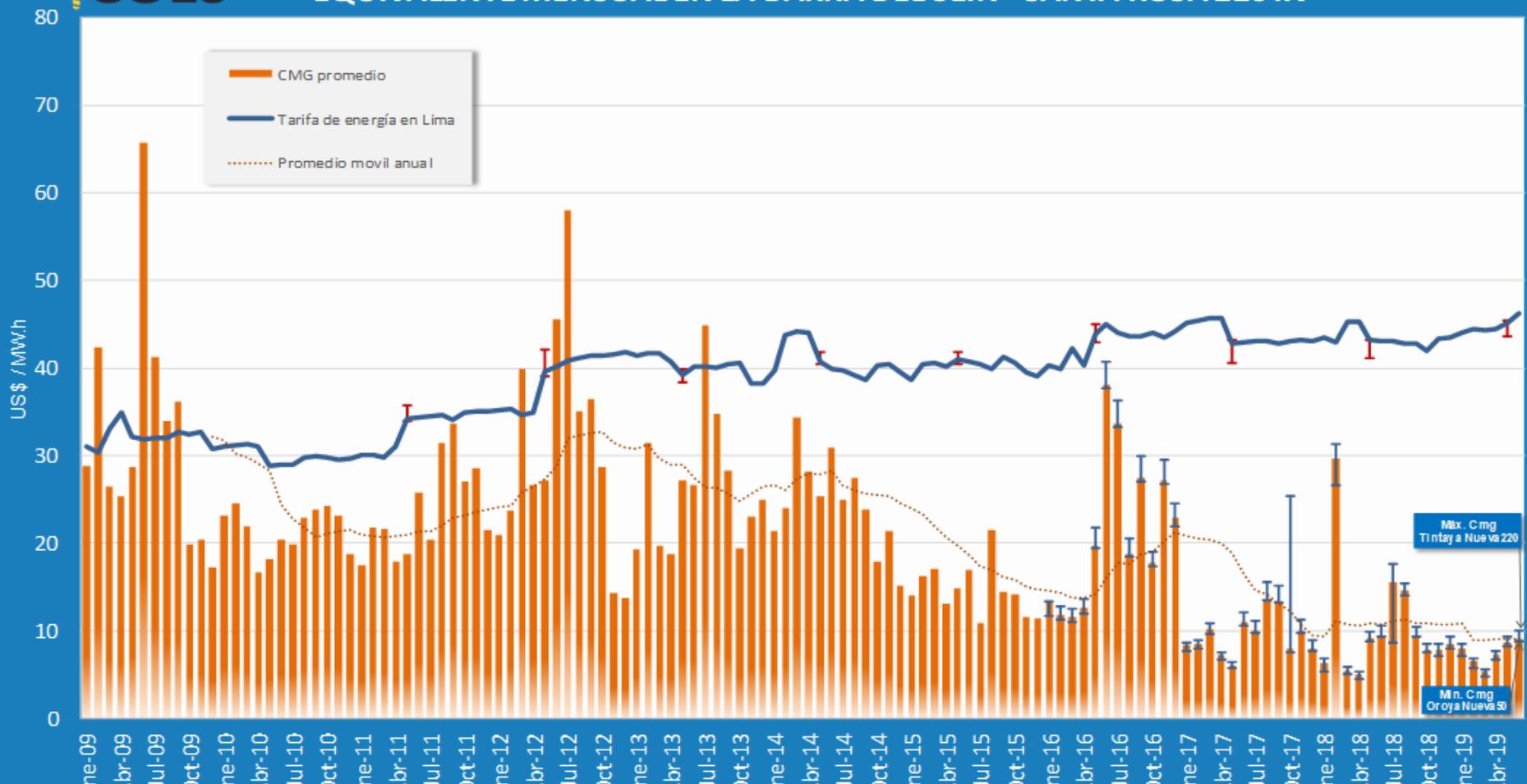
La tendencia decreciente del costo marginal generó menores precios de energía para

clientes libres y una migración masiva de los clientes regulados que tenían la opción de cambiar. Pero el menor costo marginal no se trasladó a los contratos de largo plazo entre generadoras y distribuidoras que atienden al mercado regulado. Como de ellos se determinan las tarifas del mercado regulado, no se redujo la tarifa eléctrica residencial. Por el contrario, el menor costo marginal generó una subida, pues las centrales de generación RER reciben una remuneración garantizada, más alta, financiada por los consumidores en sus recibos mensuales.

3,6 céntimos

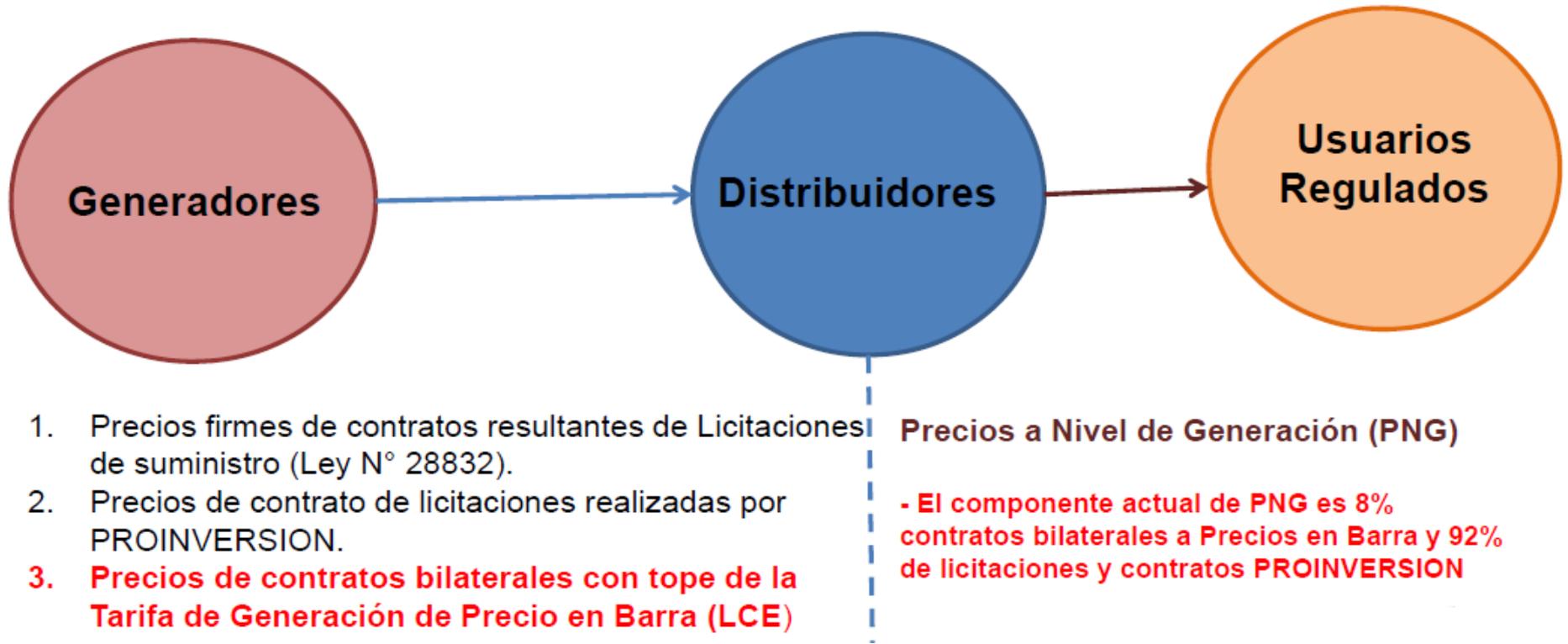
de sol por kWh es el costo marginal del mercado de corto plazo. En el 2008 era 27,7 céntimos de sol.

COSTO MARGINAL PROMEDIO Y PRECIO DE ENERGÍA EN BARRA REGULADO EQUIVALENTE MENSUAL EN LA BARRA DEL SEIN - SANTA ROSA 220 kV



Fuente: COES-2019

Precio a Nivel de Generación para Usuario Regulado



Fuente: Osinergmin

TARIFA DE USUARIOS FINALES (REGULADOS): INCLUYE COMO PEAJE DE TRANSMISIÓN

Cargos Adicionales vigentes:

Cargo por Compensación de Costo Variable Adicional (CVOA-CMG).- Pago de sobrecostos de las unidades que operan con costo variable mayor al costo marginal (**Artículo 1° del DU-049-2008**)

Cargo por Compensación de Retiros Sin Contratos (CVOA-RSC).- Pago de sobrecostos de las unidades que cubren los Retiros Sin Contratos (**Artículo 2° del DU-049-2008**)

Cargo por Compensación por Seguridad de Suministro (CUCSS).- Compensa a centrales duales que operan con gas natural o diesel y centrales de Reserva Fría (**Artículo 6° de DL-1041**)

Cargo por Prima de Generación con Recursos Energéticos Renovables (Prima RER).- Compensa a las centrales de generación que utilizan RER (**Artículo 7° de DL-1002**)

Cargo por Compensación por FISE.- Compensa a los generadores eléctricos por el recargo en el transporte de gas natural que financia el FISE (**Artículo 4° de la Ley N° 29852**)

Cargo de Confiabilidad de la Cadena de Suministro (CCCSE).- Compensa a empresas estatales que incurran en gastos por situaciones de emergencia (**Artículo 1° de Ley N° 29970**)

Cargo por Capacidad de Generación Eléctrica (CUCGE).- Compensa a las centrales de generación contratadas por PROINVERSION como parte del Nodo Energético del Sur de CT Puerto Bravo (600 MW) y Planta Ilo (600 MW) (**Artículo 4° de Ley N° 29970**)

Cargo por Desconcentración de la Generación Eléctrica, que implica compensar los costos del gas natural para generación eléctrica en norte y sur del país con el objeto de desconcentrar la generación eléctrica y, de ser necesario favorecer el Nodo Energético en el Sur del Perú. (**Artículo 5° de Ley N° 29970**)

Al fecha la Resolución Ministerial N° 124-2016 para implementar este cargo.

Cargo por Mecanismo de Compensación para la Generación en Sistemas Eléctricos Aislados, cargo destinado a beneficiar a los sistemas aislados que defina el Ministerio de Energía y Minas con tarifas similares a las del SEIN. Esta compensación será adicional a la compensación actual de sistemas aislados (**Artículo 5° de Ley N° 29970**)

Peajes por Conexión y Transmisión		S./kW-mes	(%)
Peaje de SPT		5,526	18%
Peaje de SGT		6,235	20%
Cargo Unitario de Prima por Generación RER		6,817	62%
Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro	No RF	0,178	
	RF Talara	0,823	
	RF de ILO	1,857	
	RF de Puerto Eten	0,931	
Cargo Unitario por Compensación de Generación Adicional		0,002	
Cargo Unitario por Compensación de Costo Variable Adicional		3,275	
Cargo Unitario por Compensación de Retiros Sin Contratos		0,000	
Cargo Unitario por Compensación de FISE		0,590	
Cargo Unitario por Compensación de CASE		4,386	
Cargo Unitario por Compensación de CCSE		0,025	
Total		30,443	100%

Fuente: Osinergmin

Crisis del Sector Eléctrico : aciertos y falacias de la consultoría CEPA-NEGLI

Identificación de Problemas según CEPA-NEGLI

En diciembre del 2016 el consorcio consultor Cambridge Economic Policy Associates Ltd (CEPA) y Negocios Globales Inteligentes SAC (NEGLI) contratado por Osinergmin para presentar recomendaciones para mejorar el sector eléctrico Peruano. Concluyendo, entre otros, que hay problemas de origen como :

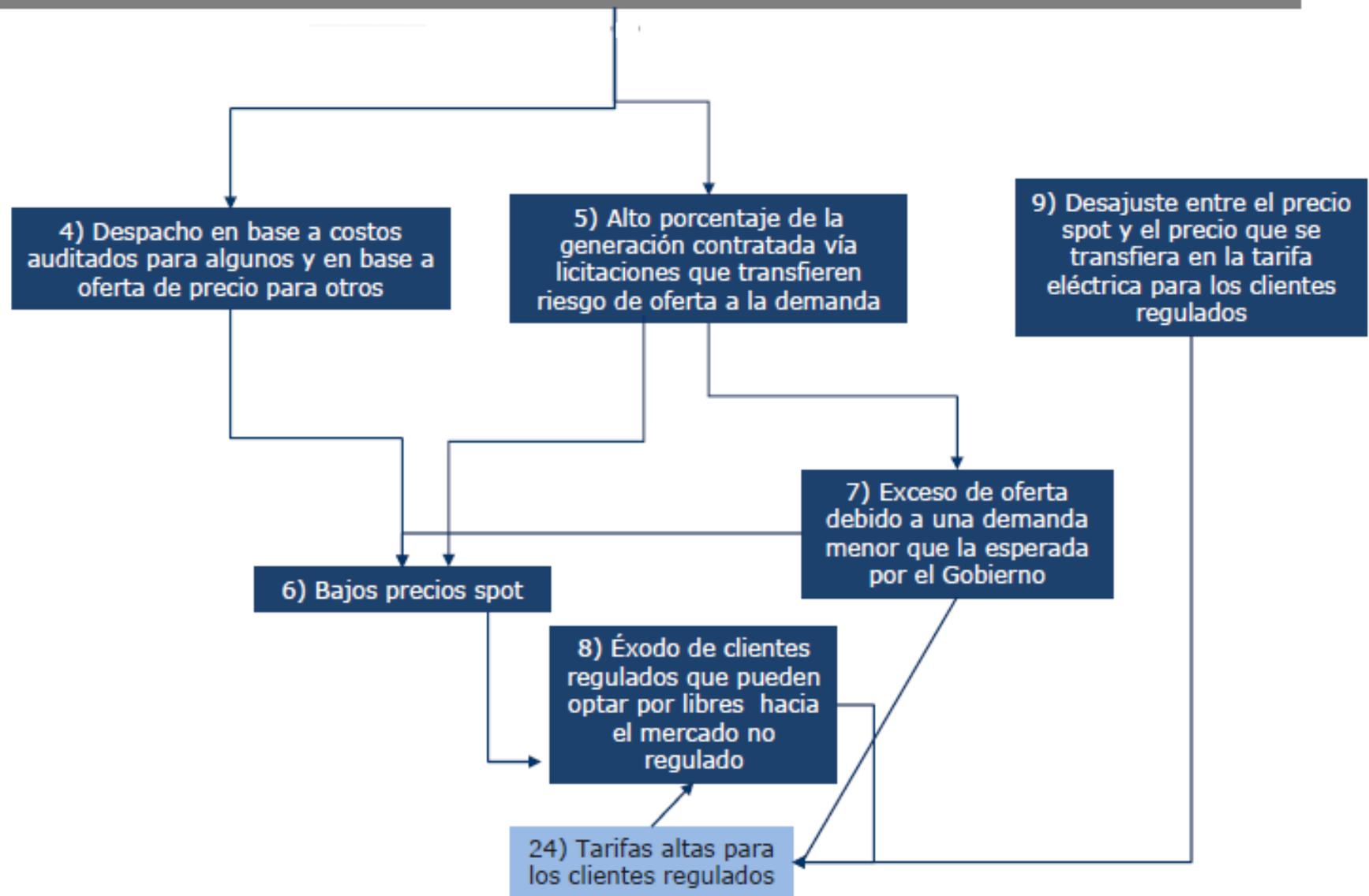
- **Falta de una adecuada intervención del Estado a través de mecanismos de mercado.**

“La principal reforma que proponía **la LCE del año 1992** era que el desarrollo de la industria eléctrica podría delegarse, al menos en parte, a las fuerzas del mercado,

limitando la intervención del Estado a un rol regulador.... que las inversiones, en particular las de generación eléctrica, debían guiarse por una señal de precios resultante del libre juego de la oferta y demanda eléctrica. Como corolario, lo anterior implicaba también que

el inversionista privado en generación debía **asumir el riesgo de demanda**.los problemas que han sido generados por la falta de una adecuada intervención del Estado **(incluyendo al Poder Ejecutivo, el Congreso y los reguladores)** a través de los mecanismos de mercado. V. problemas 4), 5), 6), 7) y 8) del gráfico siguiente. “

1) Actuación del Estado a través de la promoción de inversión con mecanismo de mercado



Identificación de Problemas según CEPA-NEGLI

- **Falta de una adecuada intervención del Estado a través de la regulación**

Se ha determinado que el Estado también ha tomado decisiones regulatorias que han generado otros problemas en el sector eléctrico. V. problemas 9), 10), 11) y 12) en la Fig..

- **Falta de una adecuada intervención del Estado a través de su rol como empresario .**

Hemos encontrado deficiencias en la gestión de las empresas públicas de electricidad que han dado lugar a otros problemas en la industria eléctrica . V. problemas 13, 14, 22 y 23 .

- **Diferencias en el tratamiento del despacho según tipo de generación**

“El despacho de centrales de generación que administra el COES se basa en el **costo variable auditado** de cada unidad de generación, con la excepción de las unidades de generación con base en gas natural, las mismas que son despachadas en función a una **declaración de precios**, en vez de presentar evidencia de sus costos variables reales (D.S. N° 016-2000-EM) ...más riesgoso cuando se tiene pocos generadores y una alta concentración en la oferta.“

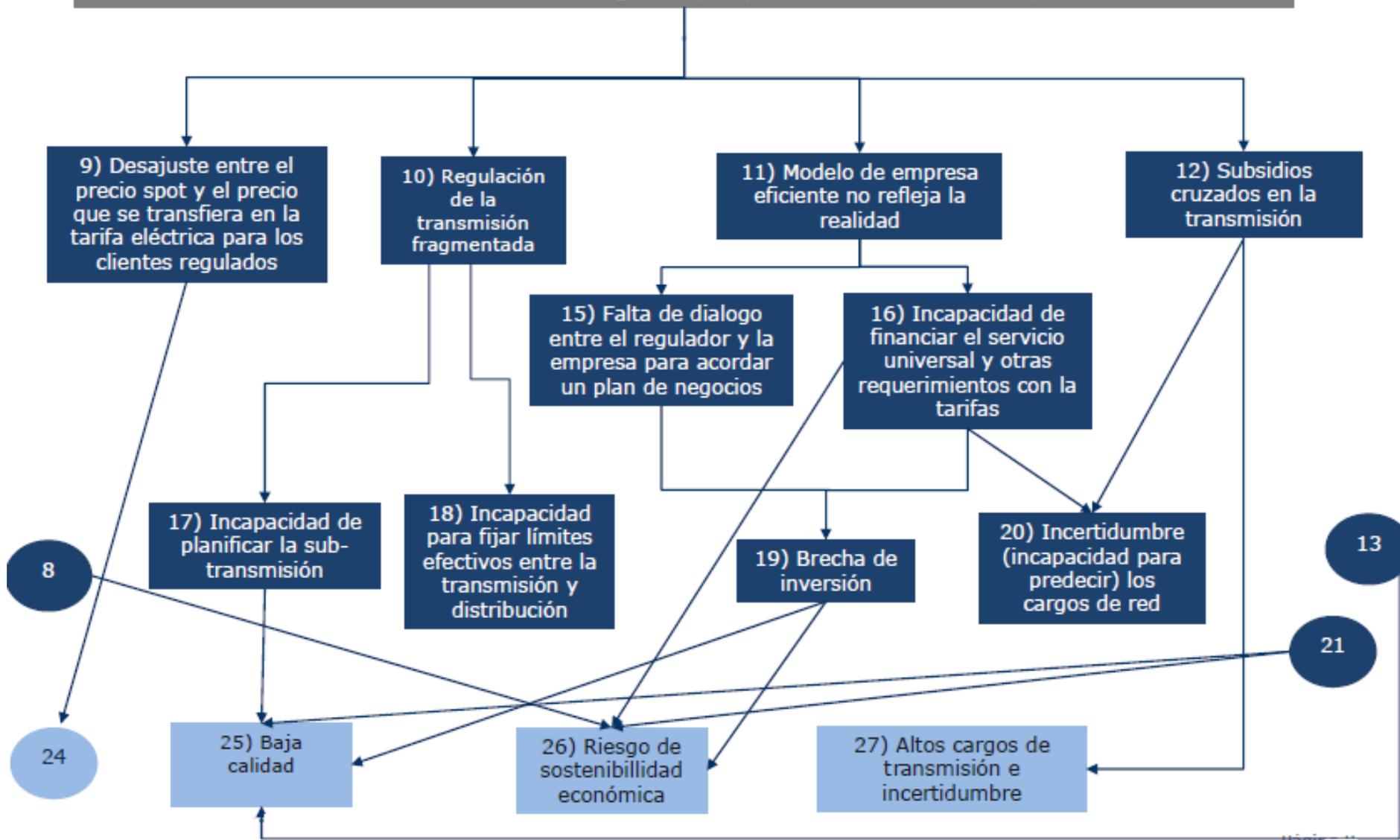
Observaciones y comentarios al Informe de CEPA-NEGLI

Sobre la inadecuada intervención del Estado a través de mecanismos de mercado, y en la regulación.

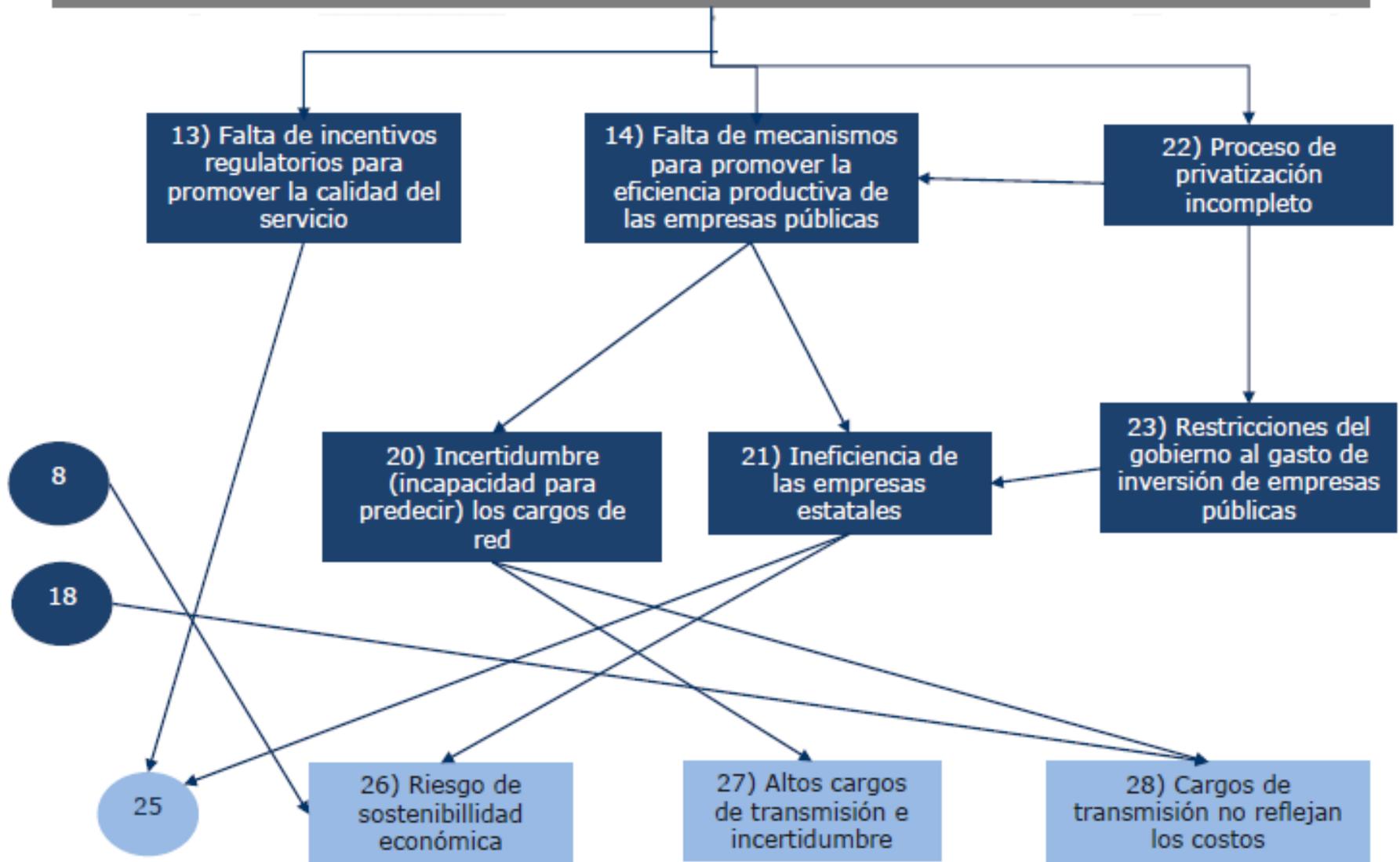
- No se toma en cuenta que, la reforma del sector (Ley de Concesiones eléctricas, 1992) , se realizó, primero con la privatización de empresas públicas (sin considerar el **valor del mercado de las empresas**, la creación de estructuras **concentradas oligopólicas** en la generación y **monopólicas** en la distribución) y mucho después se crearon los organismos regulador y de supervisión de la competencia; entre otros.
- Las fallas de Estado, se han producido por incompetencia (o falta de **ética**) de los altos funcionarios del sector y técnicos, también por las fallidas consultorías (principalmente por tomar como referencia a realidades foráneas) y, sobretodo por **captura del Estado** (*lobbys, revolving doors, cooptación, entre otros*)* con la participación del sector privado (p. ej. recientemente, el caso Odebrecht)

* J.E. Luyo, URGE UN PLAN ENERGÉTICO CONSENSUADO PARA EL DESARROLLO SOSTENIBLE DEL PERÚ, UFRJ, Rio de Janeiro, julio 2012. J. E. Luyo, SUBASTAS EN EL MERCADO ELÉCTRICO PERUANO: CASO DE ELECTROPERÚ-ELECTRONORTE, *Observatorio de la Economía Latinoamericana*, Málaga, España, agosto del 2014.

2) Actuación del Estado a través de la regulación, en particular de la transmisión y distribución



3) Actuación del Estado a través de su rol como empresario



Identificación de Problemas según CEPA-NEGLI

- **Un alto porcentaje de la generación tiene demanda garantizada por licitaciones de largo plazo convocadas por las empresas de distribución (*Ley 28832*) y/o por la Agencia de Promoción de la Inversión Privada (PROINVERSION) por encargo del MEM, lo que genera una transferencia de riesgo de demanda del generador a la propia demanda.**

“.....son dos intervenciones del Estado las que han conllevado a esta situación: las licitaciones por capacidad convocadas por las empresas de distribución en el marco de la Ley 28832 (LGE) y las licitaciones convocadas por el MEM a través de PROINVERSION. La mayoría de la demanda es atendida por contratos de largo plazo bajo contratos licitados, así que el mercado competitivo “real” para contratos de suministro eléctrico tiene un alcance reducido. Los precios en los distintos mercados están dissociados, siendo el mercado libre el único que refleja los bajos precios spot actuales (que no corresponde con los costos reales de generación). ... la aprobación de la Ley que Afianza la Seguridad Energética y Promueve el Desarrollo del Polo Petroquímico en el Sur del País (LSEPQ), aprobada por **Ley N° 29970**, se ha convertido en la norma paraguas para la realización de licitaciones....“

Identificación de Problemas según CEPA-NEGLI

■ Presiones a la baja en el precio spot

“El exceso de oferta que se ha generado por el ingreso de generación sin riesgo de demanda (resultado de la combinación de los problemas 5 y 7) ha conllevado a una reducción en el precio spot. ...incentiva a los generadores a buscar “agresivamente” clientes libres, tomando incluso varios clientes libres y regulados (aquellos que pueden optar por ser libres) de las empresas de distribución (ver problema 8)....., el bajo precio spot conduce a una paradoja: “mientras los costos marginales de generación están a la baja, las tarifas para los clientes regulados se encuentran al alza” (problema 24). Adicionalmente, el bajo precio spot incrementa el subsidio que se transfiere a los generadores con energía renovable .”

■ Exceso de capacidad de generación debido a una menor demanda que la esperada por el Gobierno

“ El margen de reserva actual del sistema eléctrico es sustantivamente superior al margen de reserva considerado por el MEM, lo que presiona a la baja el precio spot.
Síntoma 1. Sobre oferta de generación ...”

Observaciones y comentarios al Informe de CEPA-NEGLI

Sobre el alto porcentaje de la generación tiene demanda garantizada por licitaciones de largo plazo, las presiones a la baja en el precio spot y, el exceso de capacidad de generación.

- La demanda garantizada por licitaciones a largo plazo **es una consecuencia** del la Ley de Generación Eficiente (N°28832, 2006), considerada como la segunda reforma del sector y que resolvería el problema de suficiencia de generación evitando una crisis como la **del 2004**, y que en su oportunidad señalamos que se produjo otra **crisis el 2008**, que ha engendrado la actual crisis. Esta ley fue sustentada en una consultoría internacional.
- **Se omite o evita** reconocer algo fundamental: la fuerte dependencia del mercado eléctrico del mercado de GN (a través del ducto Camisea-Lima). Que, las termoeléctricas consumen cerca del 70% del GN transportado y producen casi el 50% de energía eléctrica nacional. Así mismo, que los **contratos take or pay de GN** solo se justificaban al inicio de la operación del gasoducto para recuperación de la inversión; ésta se ha recuperado hace casi una década . Además, que con el mecanismo de “garantía de red principal” los consumidores eléctricos finales **han financiado cerca del 40% del gasoducto** (nunca reconocido), y que las termoeléctricas fueron exceptuadas de pagar.
- *No se reconoce que, aún se mantiene el **precio regulado (subsidio implícito)** del GN vendido a las termoeléctricas desde hace 15 años.*

Identificación de Problemas según CEPA-NEGLI

- **El precio spot del COES no guarda relación con el precio de la energía para los clientes regulados**

“ Actualmente, el precio de la energía para los clientes regulados (PNG) no depende del precio spot de la energía en el COES, conforme a lo regulado en la Ley N° 28832...., la falta de correlación entre el PNG y el precio spot de la energía probablemente no sería un problema en otro mercado donde puede esperarse una eventual convergencia entre los precios spot y los precios de contratos en un periodo razonable de tiempo. Sin embargo, en Perú, debido a problemas como la [sobreeoferta](#) de generación, no existe una seguridad que la convergencia antes mencionada suceda. “

- **Subsidios cruzados en el peaje de transmisión principal**

“.. la actividad de transmisión eléctrica se ha convertido en un mecanismo para recolectar los ingresos que se requieren para dar marcha a distintos proyectos, sin reflejar los costos propios de la actividad. La tarifa por potencia al cliente final no refleja los costos de la potencia remunerada sino también los costos de la energía. Esto genera altos costos de la “transmisión” e incertidumbre para los que los tienen que pagar (problema 27)..”

Observaciones y comentarios al Informe de CEPA-NEGLI

- Se sustenta en el Informe que la presión a la baja del precio spot se debe al exceso de capacidad de generación (“sobreoferta de generación”), en lo cual existe prácticamente *unanimidad* entre todos los especialistas. Esto es un error de apreciación o **falacia** por que:
 - en el mercado eléctrico la oferta y demanda debe permanecer en equilibrio todo el tiempo;
 - en el mercado peruano la demanda es (casi) completamente inelástica en el corto plazo (la oferta casi no tiene influencia en su magnitud);
 - más bien la oferta sí puede influir en el precio;
 - solo pueden influir en el precio aquellos generadores que tienen **poder de mercado** ; es decir, aquellos que actualmente conforman el oligopolio en la generación (con fuerte componente termoeléctrico). El mecanismo es la “**declaración de precios**” **subvaluada** (incluso a cero), para forzar prioridad en el despacho por el COES, desplazando y afectando la participación de otros generadores en la producción. Ver gráfico siguiente.

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

O_A : Oferta con costos variables auditados

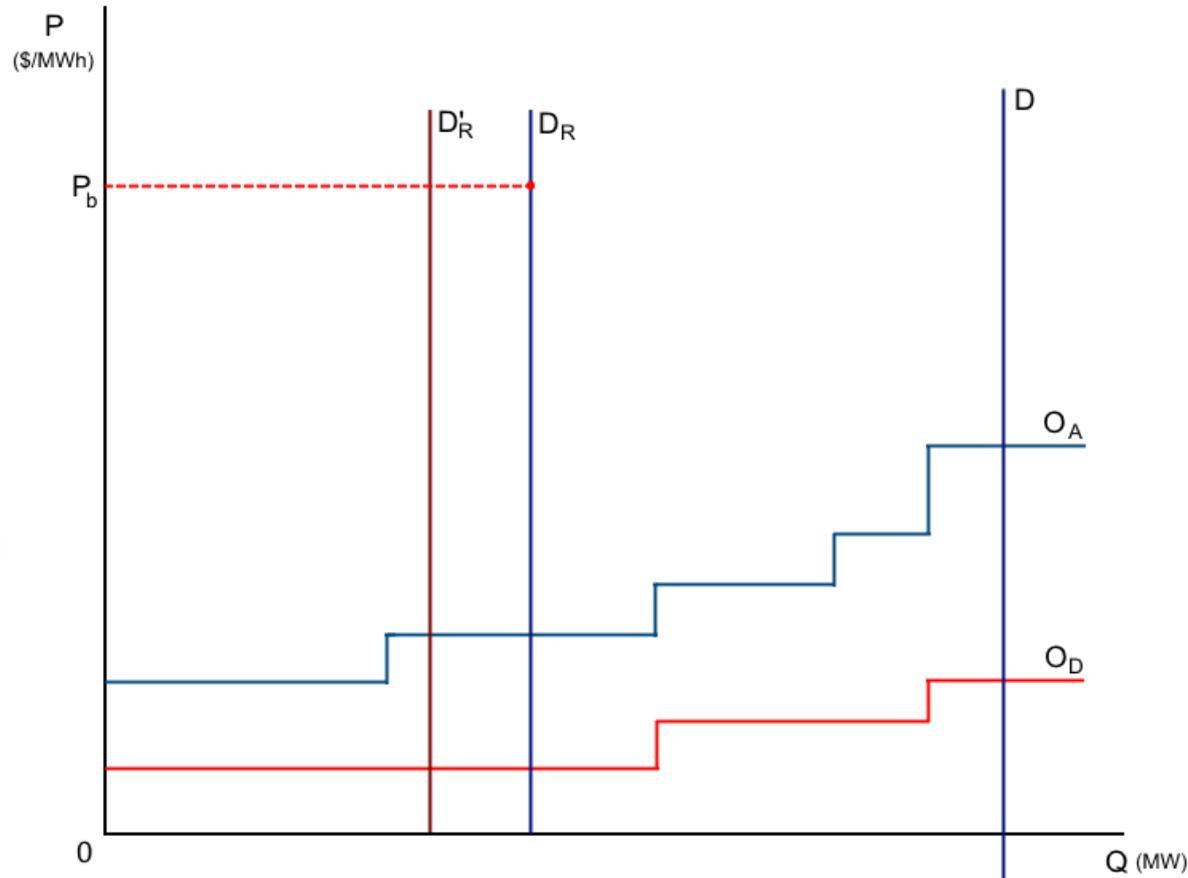
O_D : Oferta, cuando incluye aquellos generadores a GN con declaración de precios (o costos variables cero), p. ej. Kallpa y Engie.

D : demanda total.

D_R : demanda de usuarios regulados

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

P_b : precio de energía en barra (fijado principalmente por las licitaciones. Ley N° 28832)



Fuente: elaboración propia

Observaciones y comentarios al Informe de CEPA-NEGLI

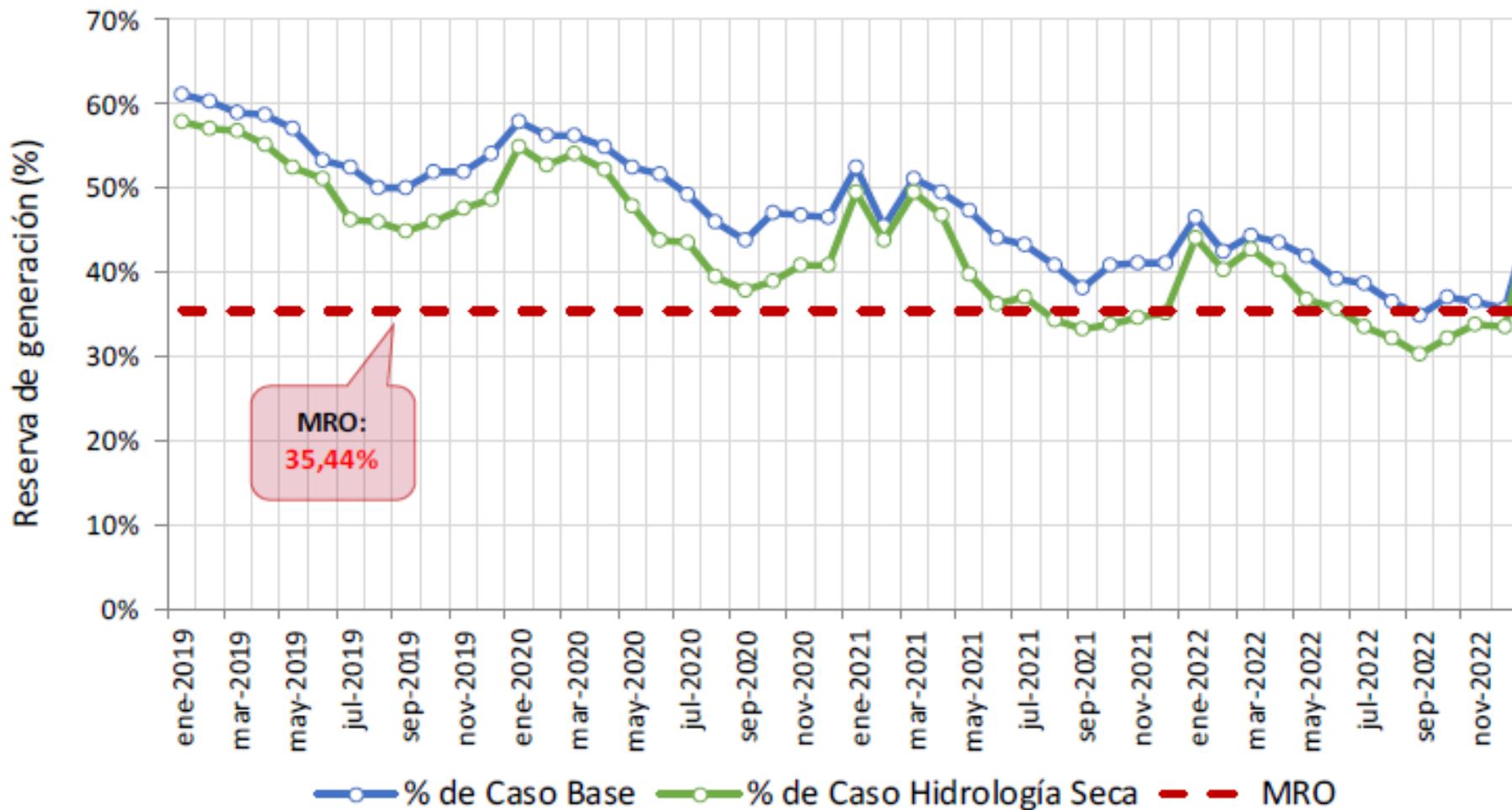
- Se considera sinónimo la sobrecapacidad y sobreoferta y, que es la causa de la reducción del precio spot. Esto es una **falacia**, que en el mercado eléctrico peruano resulta aún más evidente. Explicamos:
- en un mercado de generación hidrotérmica se tiene que tener un **margen de reserva efectiva** de generación para evitar un posible racionamiento (V. gráfico), ésta no conforma la oferta real operativa.
- en el mercado peruano, se presenta actualmente una complicación adicional que, el **precio de barra** (determinado principalmente por las licitaciones), permanece hace años mucho más alto que el precio spot y, está estimulando que consumidores del mercado regulado se pasen al mercado libre y que además está afectando a las empresas de distribución y también a algunos generadores.

CONCLUSIÓN :

NO hay sobreoferta, SI poder de mercado.

Margen de Reserva de Generación en el SEIN para evitar el racionamiento de electricidad

Comparación de la Reserva (%): CASO BASE vs. CASO HIDROLOGÍA SECA



Identificación de Problemas según CEPA-NEGLI

■ Empresas públicas ineficientes

“ Según puede verificarse de los indicadores de calidad y de inversiones, la gestión de las empresas estatales es ineficiente. Esto es resultado de restricciones gubernamentales al gasto e inversión de este tipo de empresas (problema 23) contenidas en las normas allí referidas, pero también es resultado de la carencia de mecanismos regulatorios ad-hoc que incentiven la eficiencia en empresas de propiedad estatal (problema 14). “

■ El proceso de privatización está incompleto, por lo que existe todavía un amplio porcentaje de empresas públicas en el mercado

“ El Estado es propietario de un parte importante de los activos de generación y distribución, operando empresarialmente cerca del 25% de toda la energía producida del sistema eléctrico. La más grande central de generación hidroeléctrica es del Estado y se usa para “garantizar” la realización de los proyectos licitados por PROINVERSION. Por otro lado, las empresas de distribución del Estado representan cerca del 40% de la actividad de distribución (en términos de ingresos). “

■ El gobierno restringe la capacidad de sus empresas públicas para financiarse y efectuar inversiones y gastos, lo que afecta su desempeño

Modelos de desarrollo del sector según CEPA-NEGLI

Proponen un modelo que pueda ser utilizado como objetivo a futuro para orientar una reforma del sector eléctrico peruano, que operaría en tres partes fundamentales de la industria:

- mercado mayorista y desarrollo de nueva capacidad;
- operación de la regulación de las redes de transmisión y distribución; y
- operación del mercado minorista.

Presenta tres modelos con : (1) un enfoque que incorpore más mercados; (2) un enfoque que conserve gran parte del sistema actual, y (3) un enfoque que proporcione una mayor institucionalización de la planificación coordinada.

- Modelo 1: Mayor uso de mercados;
 - · Modelo 2: Competencia con límites; y
 - · Modelo 3: Mayor uso de reglas y planeamiento.
-

Modelos de desarrollo del sector según CEPA-NEGLI

Modelo 1: implementado con una bolsa mayorista de energía (*wholesale energy pool*) en la que los generadores venderían y los compradores a granel comprarían, que estaría acompañada de un mercado de capacidad. El monitoreo del mercado será importante (más que hoy) en cuestiones de competencia. El Gobierno todavía podría actuar como un "backup" en caso de que el mercado falle .

Modelo 2 : se basaría en el diseño del mercado existente, probablemente (aunque no necesariamente) conserve la idea existente de un "pool de generadores", en vez de un pool mayorista como el del Modelo 1. El enfoque actual para remunerar capacidad podría ser levemente modificado. El gobierno actuaría como backup.

Modelo 3: retendría las mismas estructuras generales de los mercados de energía y capacidad del Modelo 2. La nueva capacidad se licitaría. Paso desde el enfoque de competencia de corto plazo del Modelo 1 hacia un ***enfoque de competitividad de más largo plazo.***

Modelos de desarrollo del sector según CEPA-NEGLI

Regulación de red

- “ En los tres modelos futuros prevemos una única autoridad de planificación responsable de tomar decisiones de planificación tanto para la red de transmisión como de subtransmisión. El COES es el organismo lógico para asumir esta responsabilidad. “
 - “Notamos sin embargo, que existen algunas preocupaciones con respecto al COES como planificador del sistema de transmisión. En primer lugar, recomendamos que se lleve a cabo una [revisión de la gobernanza de la organización](#) para asegurar que, en su papel de planificador de la transmisión, los intereses de los generadores, los distribuidores, minoristas y el Estado se tomen en cuenta de manera equilibrada. En segundo lugar, se debe determinar si COES cuenta con recursos presupuestarios, técnicos y de personal adecuados para asumir plenamente la responsabilidad de la planificación de la red de transmisión. “
-

Modelos de desarrollo del sector según CEPA-NEGLI

Operación del mercado minorista

Modelo 1 : el enfoque de “más mercados” podría extenderse mediante la [introducción de la plena competencia al por menor](#), aunque es probable que se necesite un período de transición hasta que esto se logre. Bajo este enfoque, [todos los consumidores podrían elegir su proveedor](#). Será importante establecer los límites entre los roles del regulador y de la agencia de competencia.

Los modelos 2 y 3 prevén un cambio mucho menor en el segmento minorista de la industria. El cambio clave sería asegurar que se solucione el problema del [éxodo de clientes](#) que pueden optar entre ser regulados o libres, el cual genera costos “stranded” para los distribuidores.

CONCLUYEN QUE: el modelo de desarrollo preferido es : Modelo 1.

Observaciones y comentarios al Informe de CEPA-NEGLI

- Sobre el Modelo 1 (mayor uso de mercados) preferido por el consultor , que recomienda la **bolsa de energía mayorista**, se requeriría previamente de un diagnóstico de **poder de mercado** en el lado de la oferta y, la creación de un **mercado minorista** (que hoy no existe) para una participación efectiva de la demanda;
- así mismo, una reestructuración de la actual gobernanza del COES que **no es independiente** de los agentes (está gobernado por las empresas incumbentes) , así como el cambio del actual proceso de despacho y el “precio spot virtual “ actual. Omiten tocar la gobernanza de Osinergmin, donde hay señales de **pérdida de autonomía e independencia, de cooptación**, donde la presidencia es una designación política y, que altos funcionarios se trasladan o rotan hacia el ente encargado de la política del sector y, también a la empresa privada de energía.
- Sobre los modelos 2 y 3, la recomendación de que en el mercado minorista se concentre en el “éxodo de clientes”, Es una **falacia** ya que **no existe mercado minorista** (p. ej. la comercialización aún no se ha liberalizado).
- La planificación de la transmisión y generación debe estar a cargo de un Organismo con **autonomía e independencia, a cargo de expertos**.

RECOMENDAMOS : *el modelo 3, incluyendo el mercado minorista.*

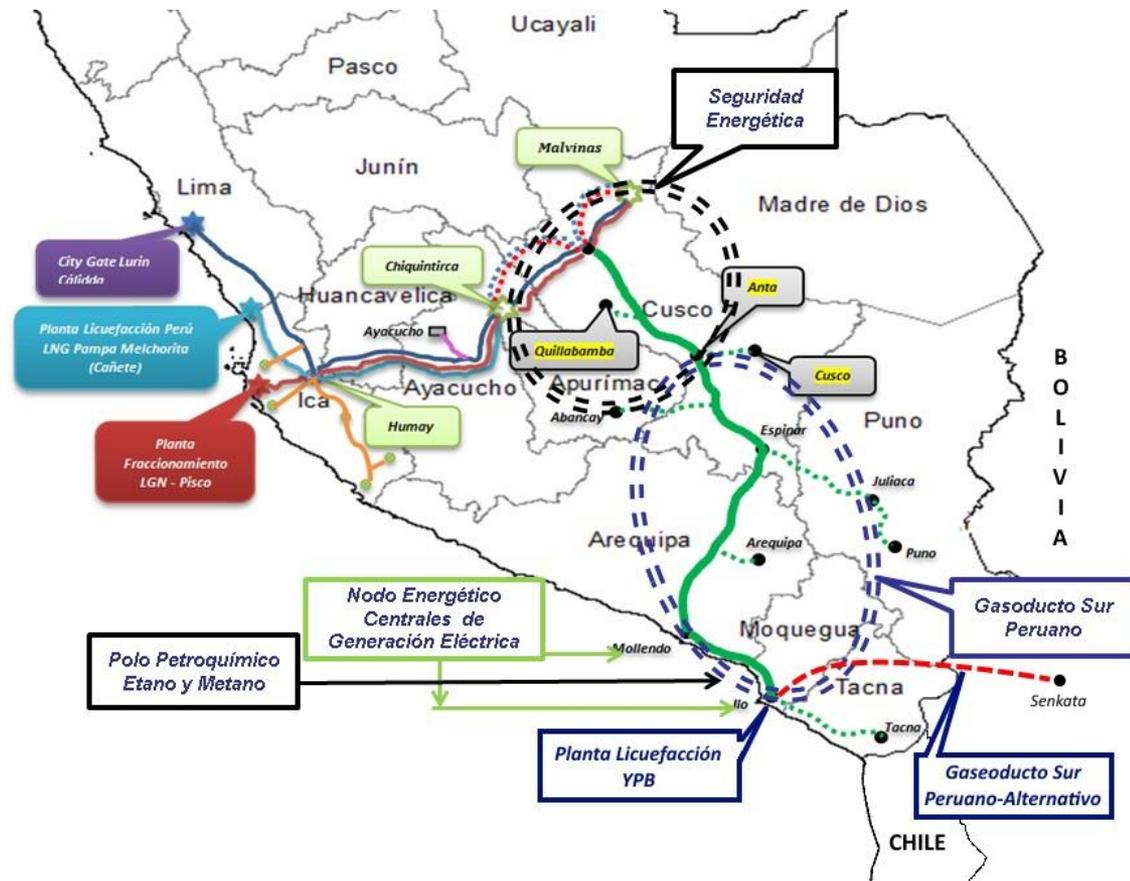
Sector Hidrocarburos :

Algunas acciones de política a corto plazo

Proyecto Gasoducto Sur Peruano (GSP)-Alternativo

■ En la reunión binacional Perú-Bolivia del **29 de abril 2018** en Desaguadero los presidentes trataron la posibilidad de exportación del GN boliviano del puerto de Ilo así como la masificación del GN en las poblaciones del sur peruano.

■ Mientras que en el Perú se discutía la petroquímica en el sur; Bolivia construyó e inauguró su Planta en **setiembre del 2017**.



Fuente: adaptado de Osinergrmin

Comentarios y propuestas : Sector Hidrocarburos

- El proyecto de SIT Gas, básicamente es, la insistencia en el GSP, ya que mantendría la misma ruta ; el problema no es de carácter técnico de ingeniería sino el costo estimado de \$7,400 mil. dólares (más que la ampliación del Canal de Panamá) y, con los problemas de corrupción recientemente conocidos; la justas aspiraciones populares están siendo aprovechadas por algunos “especialistas” y políticos sin escrúpulos. La alternativa de un gasoducto desde la frontera con Bolivia a Ilo, sería una solución viable para la masificación de GN en las regiones del sur peruano. Además, se debería evaluar que el proyecto debe incluir un poliducto (que no está en el SIT Gas) para los líquidos del GN (GLP y otros) que actualmente se está importando. Que, con la competencia se reducirían los precios elevados debido al monopolio de Camisea y el oligopolio de las grandes envasadoras y distribuidoras de GLP (en Bolivia un balón de GLP de 10 Kgs. cuesta aprox. el 40% del precio en el Perú)*.

* J.E. Luyo, *Factores que influyen en la Elevación del precio del GLP en Perú*, ELINGENIERO de Lima, CIP, N°86, pgs. 14-15, set. 2018 .

SIT Gas : Sistema integrado de Transporte de Gas –Zona Sur del Perú y Siete Regiones. Impulsado actualmente por el MINEM a través de Proinversión.

Comentarios y propuestas : Sector Hidrocarburos

- **Certificar las reservas gasíferas y de petróleo de modo independiente** de los operadores privados por lo menos cada tres años y, monitorear las exportaciones de GNL y evaluar el impacto del subsidio implícito al consumo mexicano y la **actual restricción al consumo nacional**.
- Recuperar la concesión de yacimientos petroleros que terminan su contrato y **potenciar el upstream de PetroPerú** .
- Implementar un **Plan Estratégico para la promoción de la extracción y tratamiento de los crudos pesados y extrapesados**, así como las inversiones en exploración y producción que contribuya al descubrimiento de **nuevas reservas**, asegurando abastecimiento local en el mediano y largo plazo.

REFLEXIONES FINALES

- Esta rápida revisión de la actual situación del Sector Energía ha estado enfocada en la crisis del Sector Eléctrico, tomando como referencia el Informe de la consultoría de CEPA-NEGLI ; respecto al cual, hemos resaltado sus aciertos, omisiones y falacias en las observaciones y comentarios realizados.
- Nuestra principal discrepancia con el Informe, reside en la filosofía del modelo de desarrollo del sector eléctrico; que resumimos : se requieren *Reformas de Tercera Generación** superando los obstáculos ideológicos y políticos fundamentalistas y polarizantes, reconociendo la inherente **complementariedad Estado-Mercado** ;;; tratando de asegurar , particularmente en el sector Energía, la necesaria **independencia y autonomía** entre las diferentes entidades públicas y entre éstas y las privadas, previniéndose situaciones incoherentes en la toma de decisiones en el sector (**fallas de Estado**) y **de captura del Estado**.

* *J.E. Luyo, Reformas de Tercera Generación para Integración Energética en América Latina, U. Rio Janeiro, agosto 2010*