



Mercado Eléctrico Peruano

Régimen de declaración de costos de
producción de centrales que usan gas natural

Propuestas de solución para disfunciones
actuales

Paulo Born

15 de octubre de 2019



Objetivo

Presentar el diagnóstico ya conocido del régimen de declaración de precios de las centrales de gas natural en el Mercado Eléctrico Peruano. Plantear alternativas de solución para las disfunciones actuales

Agenda

01

Conceptos Generales

Un breve repaso de los conceptos que se utilizan en la estructuración de mercados y para la política tarifaria del sector eléctrico.

02

Antecedentes y Contexto Actual

Recuento de principales hechos que dieron lugar a la situación actual

03

Identificación de problemas actuales

Problemas que se presentan como producto de la disfunción que se presenta en el Mercado Eléctrico Peruano.

04

Identificación de daños ante eventual inacción

Agudización de problemas actuales y nuevos problemas que surgirían en caso de no corregir la actual disfunción.

05

Efectividad de las alternativas de solución ya planteadas

Recuento de alternativas planteadas y sus efectos para corregir la disfunción actual.

06

Otras Posibilidades de Solución

Propuesta adicionales para corregir actual disfunción



01 Conceptos Generales

Regulación de Mercados Eléctricos

Los mercados eléctricos deberían buscar eficiencia de asignación y la maximización del bienestar social.

Supervisión

En los análisis de impacto regulatorio es prudente verificar si las ecuaciones de riesgo y recompensa de las partes involucradas no están distorsionadas.

Los mercados mayoristas de electricidad (particularmente el mercado Spot) deben ser permanentemente monitoreados para evitar prácticas anticompetitivas, fraudes, etc.

Diseño del Mercado

La arquitectura del mercado debe promover la convergencia entre costos marginales de corto y largo plazo.

Costo del Servicio

Usuarios regulados y libres, de las diversas clases, deben ser cargados con precios compatibles con los respectivos costos de servicio, principio que requiere sanas prácticas de regulación económica de tarifas y de arquitectura de mercado.

Transparencia y equidad

Restricciones operativas, contractuales o debidas a políticas públicas deben ser consideradas de modo explícito y sus costos deben ser distribuidos equitativamente y procurando no distorsionar el mercado.

Igualdad de condiciones para competir

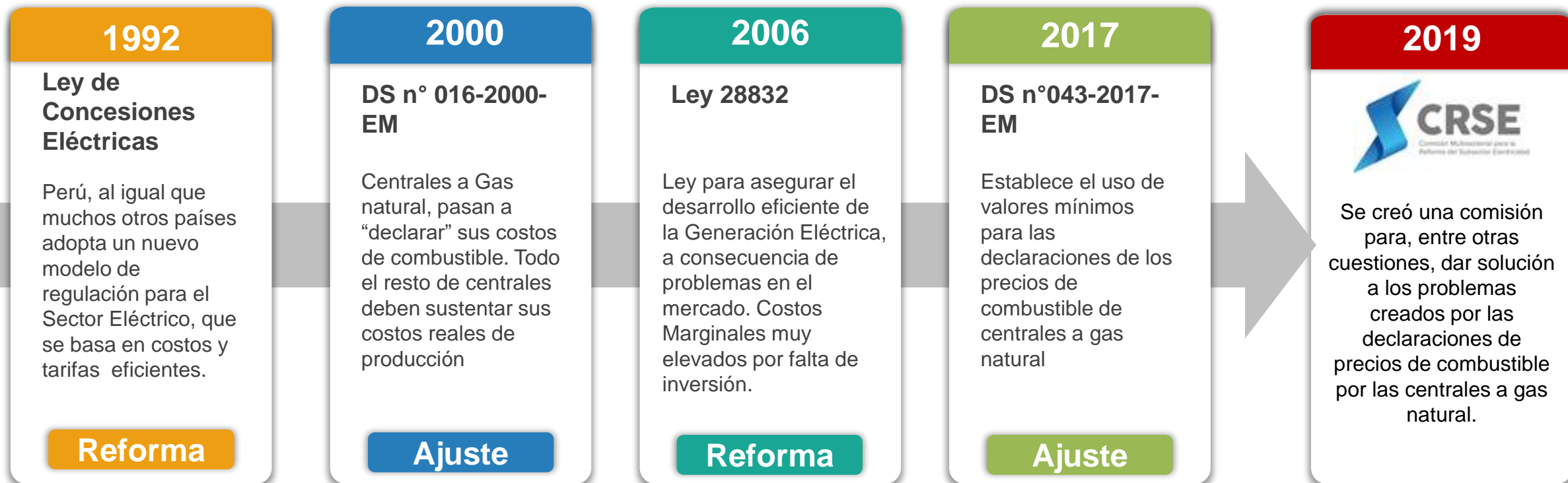
Las diversas tecnologías de generación deben competir en igualdad de condiciones en el mercado, excepto en caso de políticas públicas claramente definidas en Ley e implantadas después de adecuados análisis de impacto regulatorio.





02

Antecedentes y contexto actual



- En los últimos años, de acuerdo con Osinergmin, “se emitieron leyes o decretos de urgencia, que solo han sido medidas coyunturales aisladas, que no han solucionado los problemas y más bien han generado otras dificultades en el marco regulatorio”.
- Entre esos problemas, se pueden destacar las variadas implicancias del DS n°016-2000-EM, distorsionando el Mercado Eléctrico Peruano y las tarifas a usuarios finales.
- El uso de precios mínimos, incluyendo promedio de las restricciones TOP y SOP para “supuestamente respetar el modelo marginalista”, poco alivió la problemática





03

Identificación de los problemas actuales

Restricción de producción de las centrales a gas natural, debido al tratamiento de las cláusulas contractuales de TOP y SOP, que se traduce en una reducción los precios del mercado spot, con diversas implicaciones negativas:

Desacople de CMg

Costo Marginal de Corto Plazo estructuralmente menor que el Bus Bar Price y/o los Precios Adjudicados en Licitaciones

Arbitraje

Arbitraje en el mercado mayorista se ha convertido en practica usual de un grupo de generadores

Costo del Servicio

Diferencias entre precios de clientes regulados y clientes libres, no reflejan las diferencias en los costos del servicio que reciben

Perjuicio a Centrales de Base

Menores ingresos para centrales de base que están impedidas de colocar toda la energía que producen en contratos (PPAs)

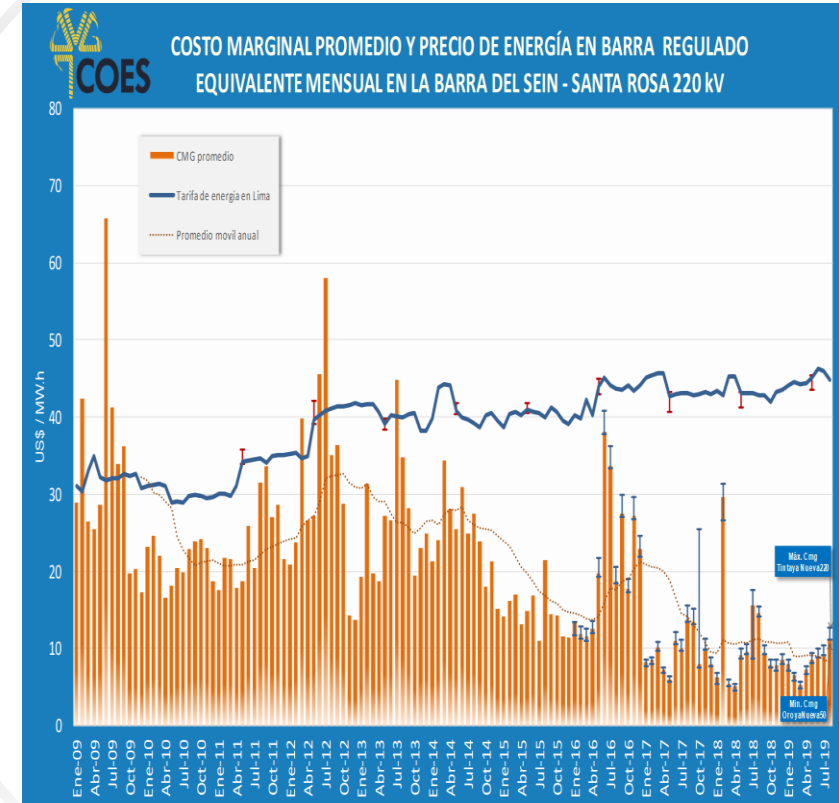
Subsidio cruzados

Aumento de cargos a los usuarios finales (Prima RER)



Exceso de capacidad de generación base y de centrales a gas CC

La expansión de la oferta eléctrica quedaría limitada a inversiones de emergencia.



Es urgente la necesidad de encontrar una solución pronto



04

Identificación de daños ante eventual inacción

Daños por inacción (i)

Distribución ineficiente y no equitativa de los costos de las restricciones operacionales de las centrales a gas natural (TOP y SOP) sigue distorsionando el mercado eléctrico y las tarifas.

Mercado disfuncional

Costos marginales de generación de corto plazo siguen deprimidos y no convergentes con los costos marginales de largo plazo

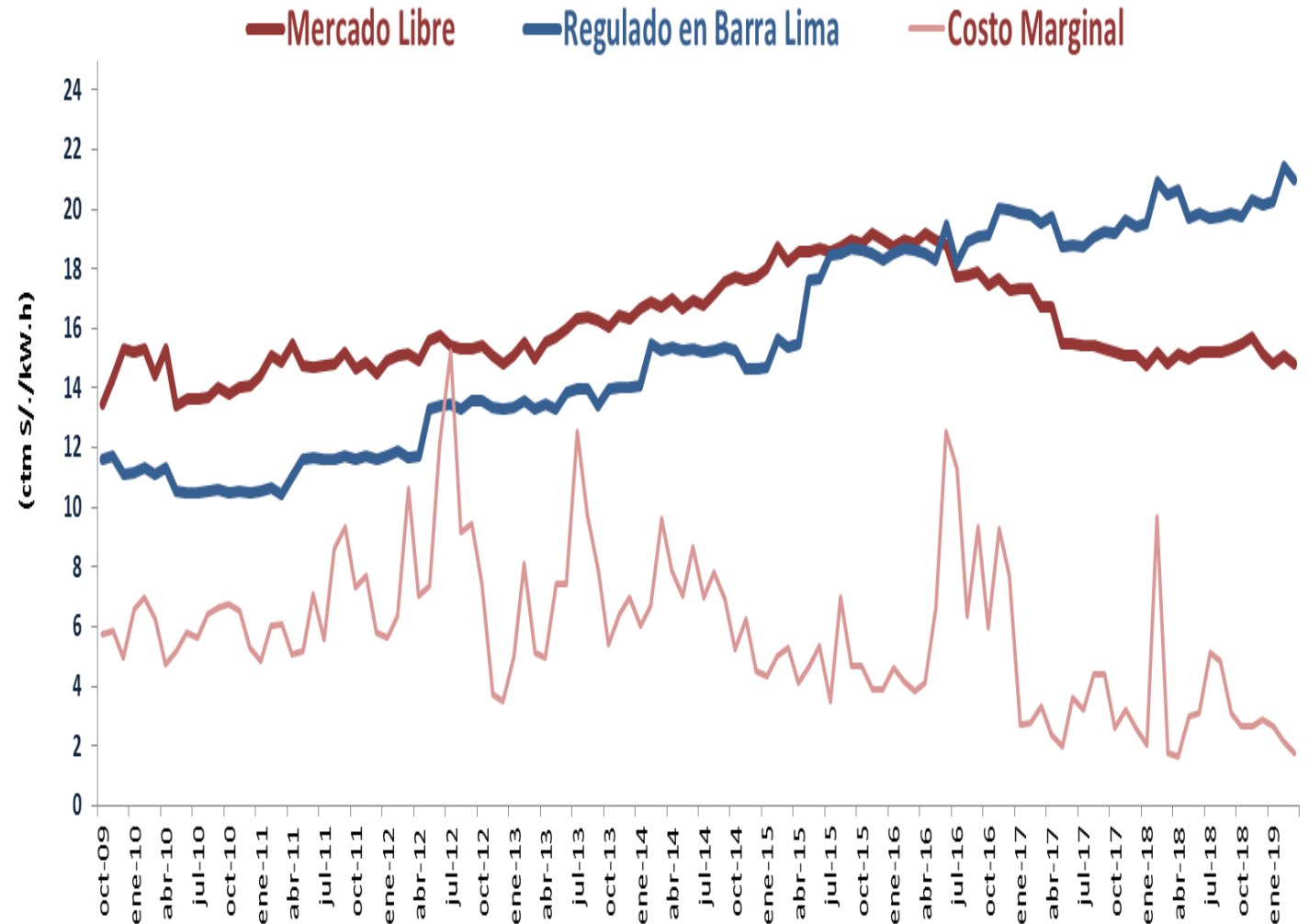
Subsidios cruzados

Continuidad de los subsidios cruzados de los usuarios regulados a libres

Destrucción de Valor

Destrucción de valor en términos agregados para el sector eléctrico

Precio Medio : Mercado Libre, Mercado Regulado y Costo Marginal (CMg)



Fuente: OSINERGMIN (Reporte Mensual - Evolución de Precios Medios del Mercado Libre)

Daños por inacción (ii)

Riesgo moral de inversiones adicionales en capacidad de base motivadas por la continuidad de la distorsión en el mercado y en las tarifas

Riesgo Moral

Continuidad de las pérdidas económicas de los generadores de base y de rentas económicas para los generadores que arbitran en el mercado mayorista (centrales térmicas a GN)

Estímulos a la expansión de la capacidad de generación siguen muy limitados en el corto y mediano plazos, favoreciendo apenas a la ampliación de aquellos que tienen excedentes de capacidad instalada (Centrales a Gas o a Diésel que se convertirán a Gas)

Mercado disfuncional



Riesgo de alza futura fuerte en los costos marginales de corto plazo, y que la capacidad del sistema se vuelva insuficiente

Sin inversiones eficientes en la base del sistema, el precio en el mercado spot será el costo de producir con Diésel en el 2023 o 2024





05

Efectividad de las alternativas
de solución ya planteadas

Alternativas
de solución
ya
planteadas

Que todos los generadores, incluyendo las centrales a gas natural, pasen a tener sus precios definidos en base a costos reportados y auditados

Elevación de las declaraciones mínimas (en el contexto del DS n°043-2017-EM), estimulando el desarrollo de un mercado secundario de gas

Unificación de la compra de gas y desarrollo de un mercado secundario para el combustible

Creación de una institución que administre el gas comprado al productor y transportista y el uso más eficiente del recurso. La entidad vendería los excesos de suministro y transporte a clientes no eléctricos generando renta extra al sector eléctrico



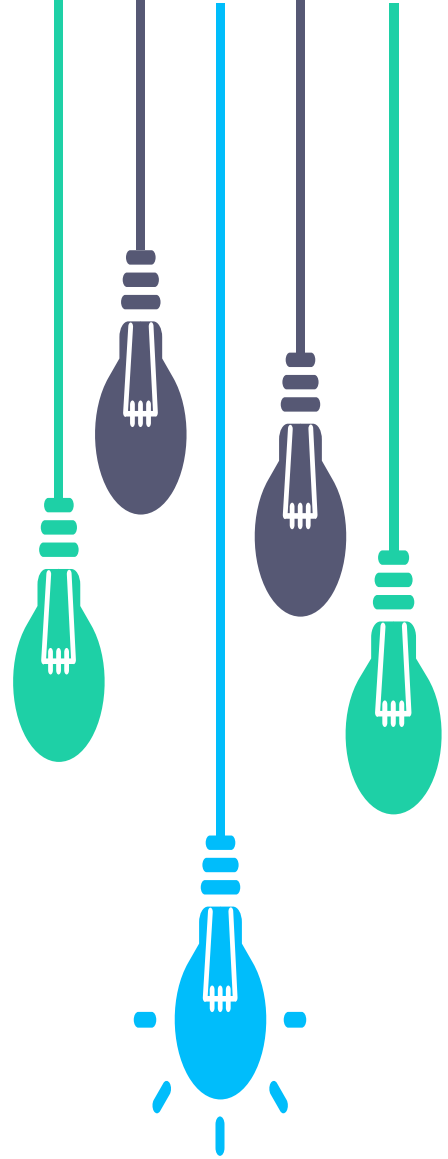
06

Otras Posibilidades de Solución

Consideración de las restricciones operativas TOP y SOP de las centrales a gas, como generación mínima obligatoria

- Si la generación total obligatoria del sistema, incluyendo la producción de las centrales hidroeléctricas de pasada, excede la demanda del mercado, esa restricción para las centrales a gas es relajada (i.e. esas centrales son *constrained-off*)
- En esta situación, los costos *constrained-off* de las centrales a gas son compensados por un cargo pagado por toda la demanda
- Soluciones similares son adoptadas en Brasil y Chile con implicaciones menos nocivas a los mercados y tarifas que la adoptada en Perú

Mecanismos o incentivos para salida de operación de centrales o unidades generadoras obsoletas del sistema



Conclusión

La posibilidad de combinación de acciones diversas no puede ser descartada en este momento, e.g. :

- Tratamiento de las restricciones TOP/SOP como generación mínima obligatoria
- Compensación por unidades a gas TOP/SOP *constrained-off*,
- Incentivos para salida de operación de centrales obsoletas,
- Estímulos al desarrollo de un mercado secundario de gas natural y
- La renegociación de contratos de suministro de gas con altos niveles de TOP etc.

Las disfuncionalidades del sistema deben ser corregidas, mientras más pronto es mejor.

“

El mejor
camino es
el de
mercados
sanos

”

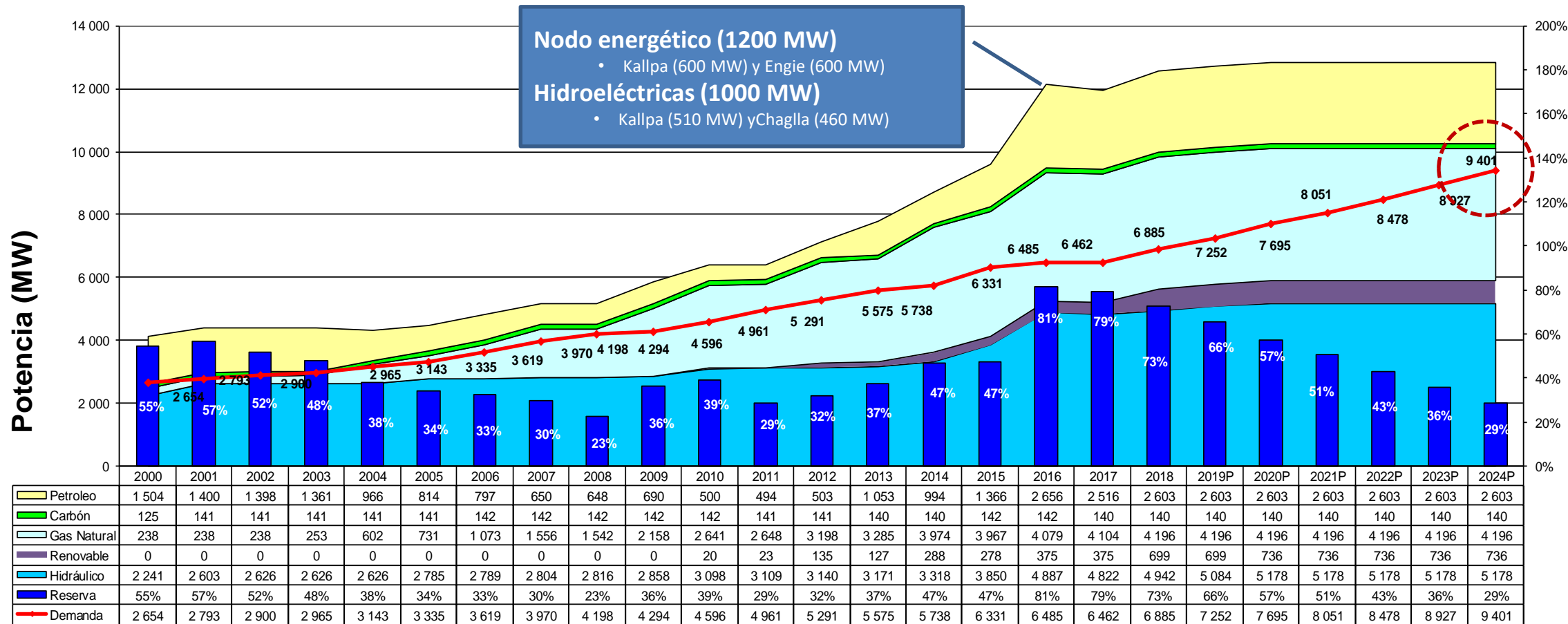


Obrigado!

COMPOSICIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO (3 DE 3)

[Volver](#)

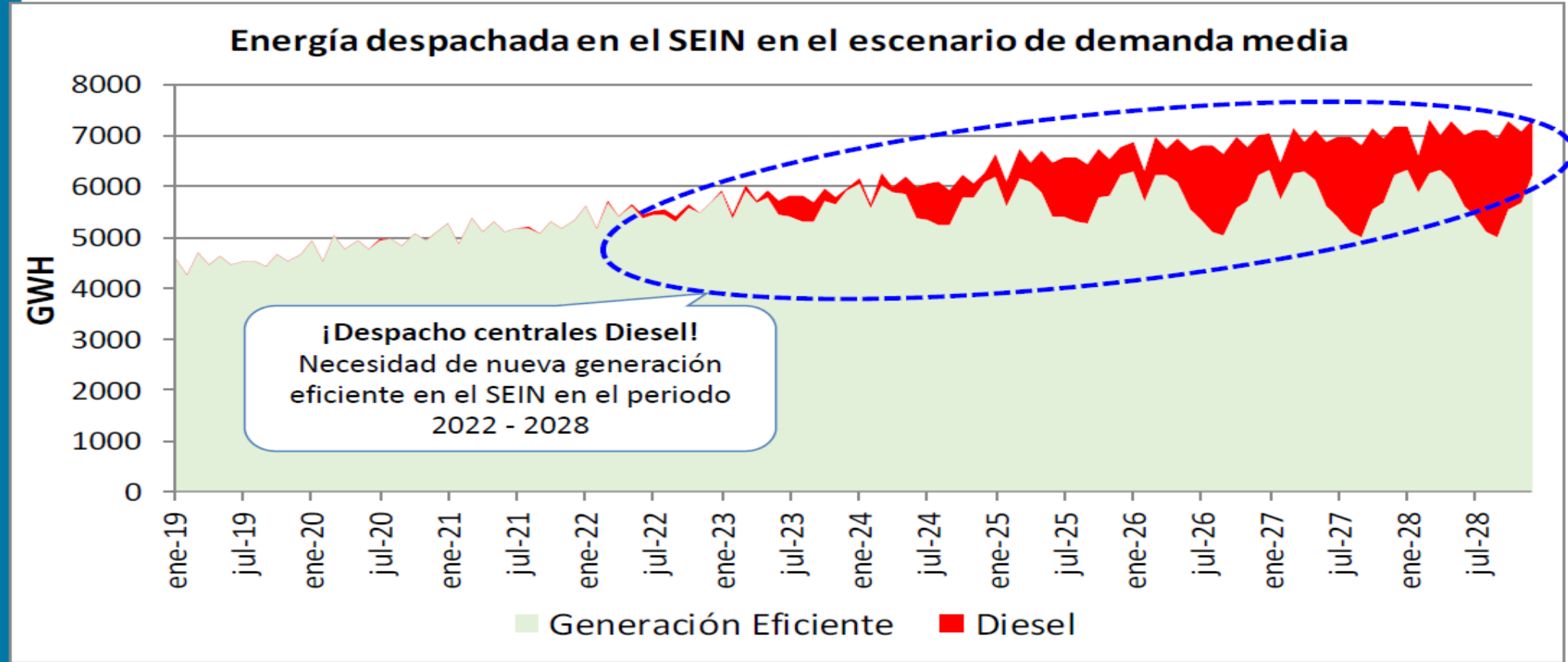
Evolución de Demanda y Oferta (2000 - 2024)



Si no hay más inversiones en generación (Oferta), a partir del 2023 la demanda podrá superar a la Oferta eficiente y, por ende, subirán los precios de la electricidad (incluido el CMg)

DÉFICIT DE GENERACIÓN EFICIENTE EN EL SEIN

Despacho de Energía en el SEIN al 2028 – Escenario de Demanda Medio



Generación Eficiente: Hidro, Gas Natural y Carbón (En el gráfico se incluyeron solares y eólicas).

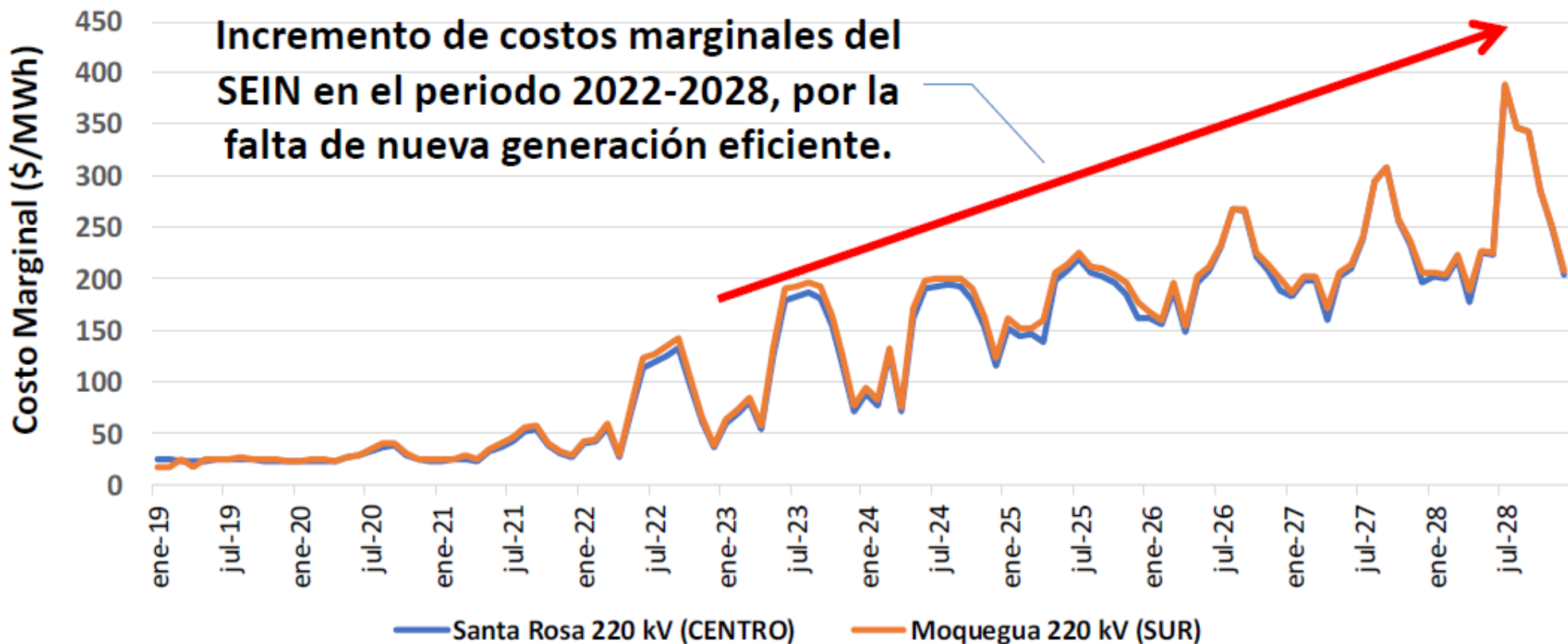


FALTA DE NUEVA GENERACIÓN EFICIENTE EN EL SISTEMA

Costos marginales del SEIN– Escenario de Demanda Medio

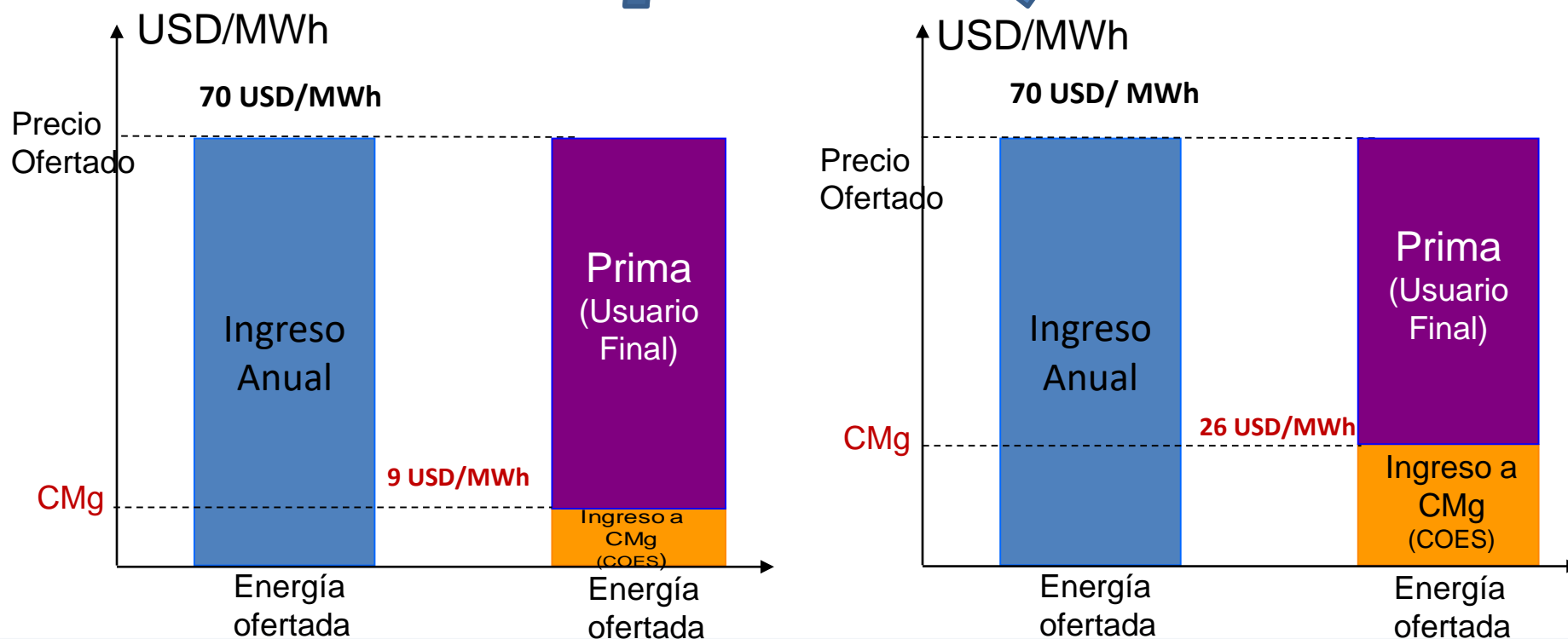


Costo marginal promedio mensual en el SEIN en el escenario de demanda media



ANÁLISIS DEL IMPACTO DEL PROYECTO DE LEY (3 DE 6)

Los usuarios en el corto plazo tendrán una disminución de tarifas de 0,5% a 1% (reducción de Prima RER) por incremento del CMg de 9 a 26 USD/MWh



La diferencia de 17 USD / MWh se le carga a los usuarios.

El año 2018 fueron 4350 GWh que multiplicados por la diferencia unitaria resultan **US\$ 74 Millones**