

VIII Congreso Día de la Energía

Santiago Dávila

Octubre 2019

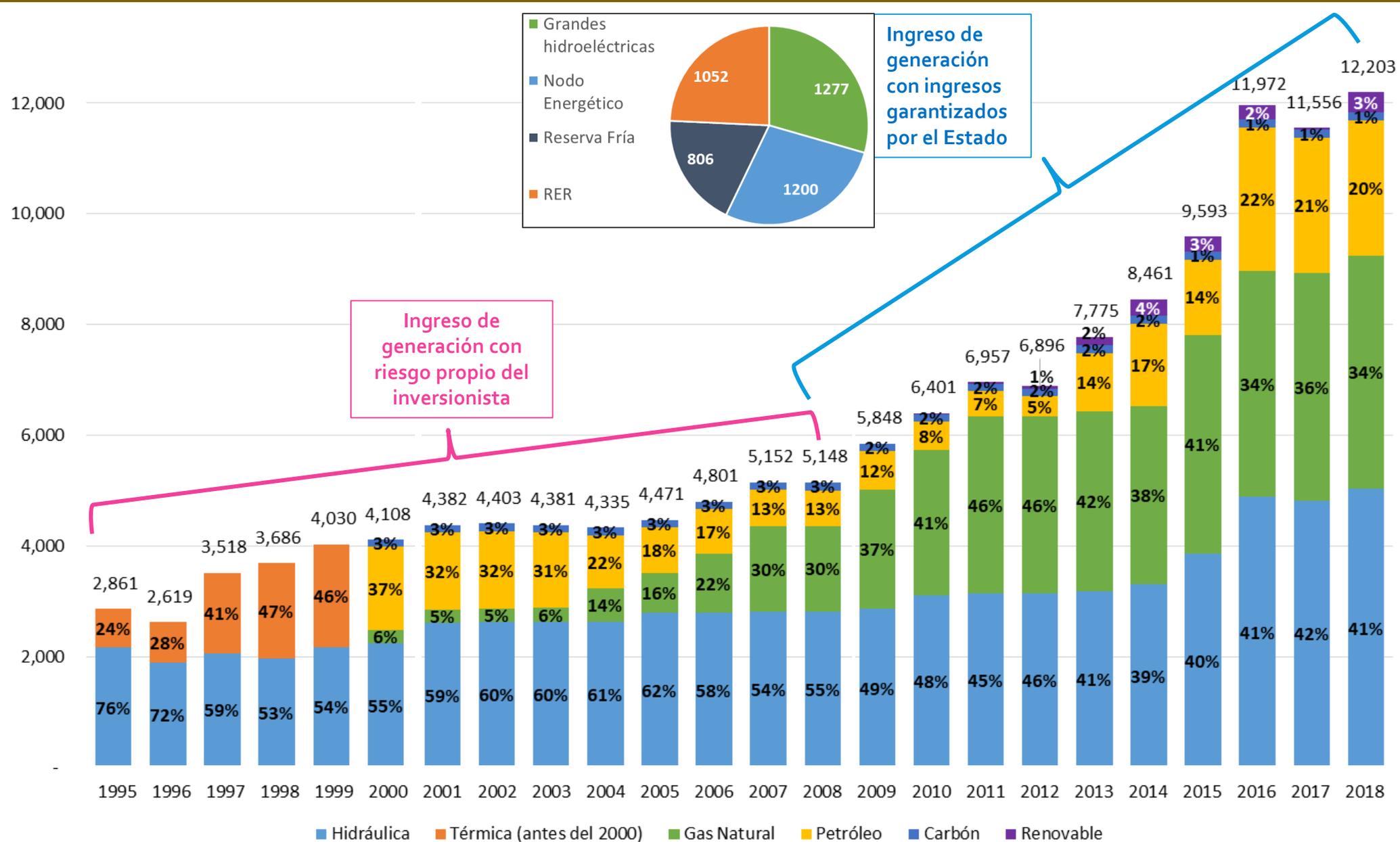
Tendencias regulatorias y crecimiento de la inversión en generación



Índice

1. Evolución de la potencia efectiva
2. Evolución del costo marginal
3. Comparación entre el precio medio de la energía al mercado libre *vis-a-vis* el mercado regulado
4. ¿Qué ha pasado con la inversión en generación?
5. ¿Qué más ha caracterizado a la inversión en generación?
6. ¿Qué puede hacer la regulación para revertir o aprovechar estas tendencias?
7. Algunas “tendencias” por discutir

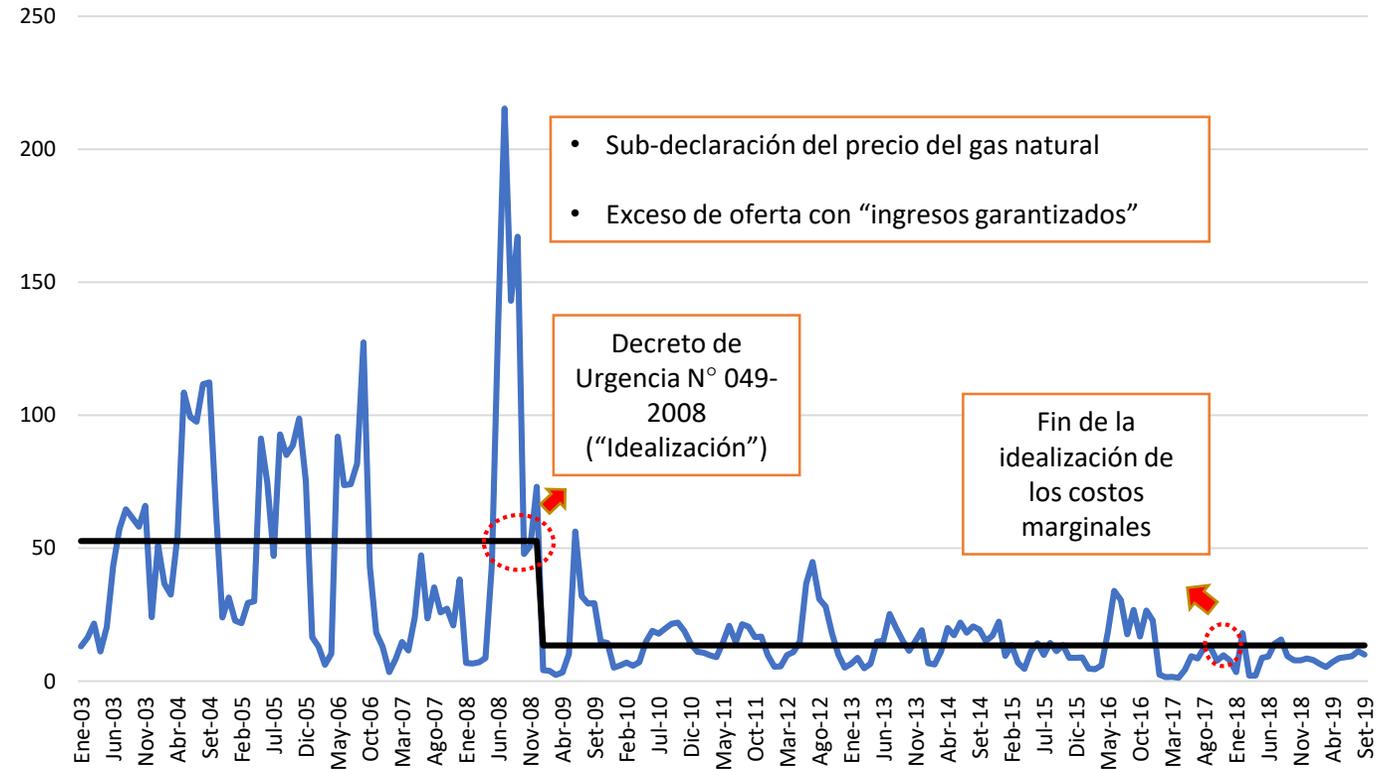
Evolución de la oferta de generación eléctrica



Fuente: MINEM. OSINERGMIN. Elaboración propia.

- La idealización de los costos marginales, la declaración del precio del gas natural y el exceso de oferta con “ingresos garantizados” contribuyeron a reducir el costo marginal de corto plazo de un promedio de USD 53/MW-h en el período 2003 – 2008 a un promedio de USD 13/MW-h en el período 2009 – 2019*.

Costo Marginal de Corto Plazo promedio mensual en Barra Santa Rosa (USD/MW-h)

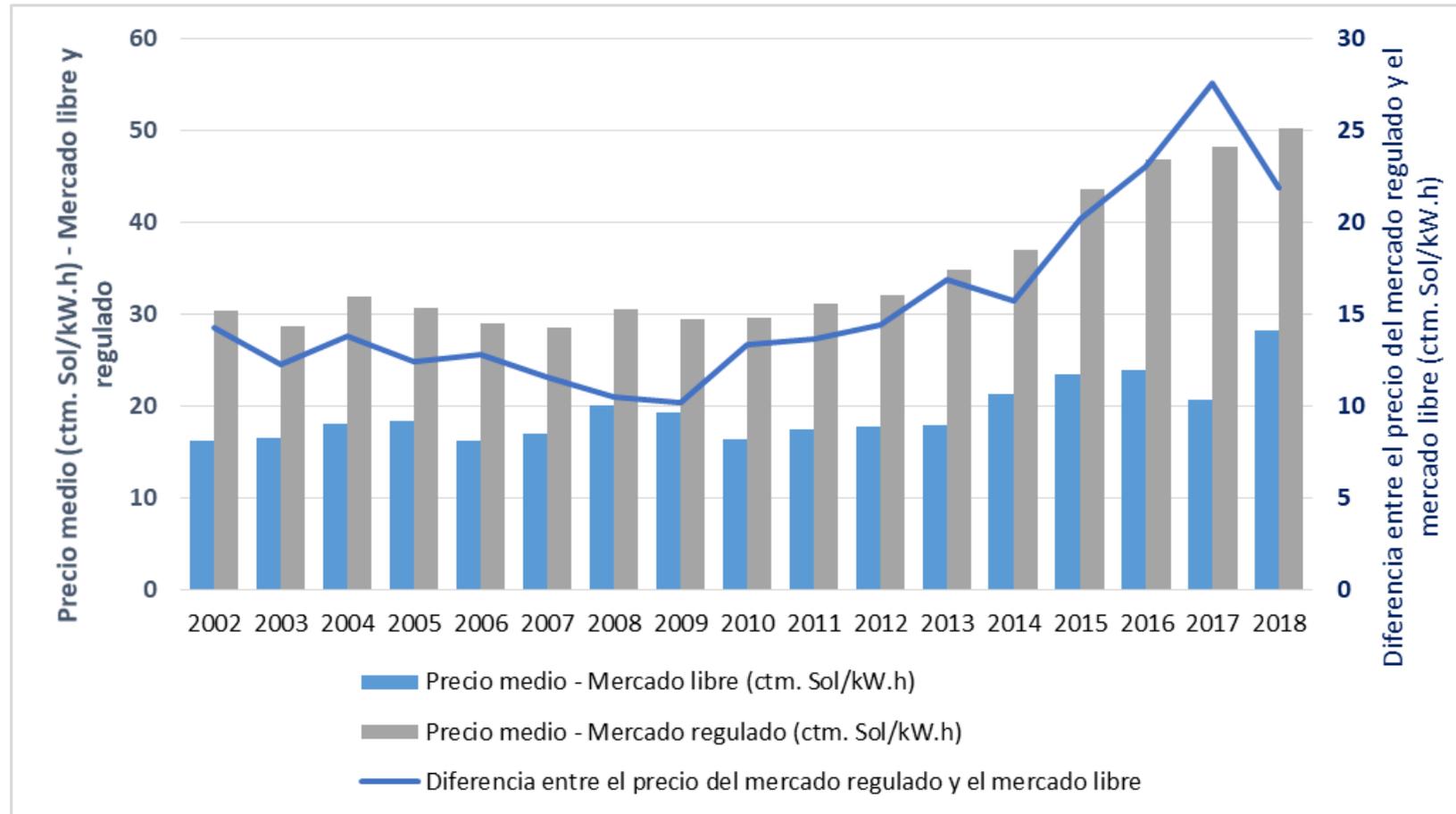


Fuente: COES. Elaborado por EA Consultores.

*Nota: Información disponible a setiembre del 2019.

Evolución de los precios medios a clientes regulados y libres

Precios medios de electricidad al mercado libre *vis-a-vis* el mercado regulado (ctm. Sol/kW-h)



Fuente: Osinergmin. Elaboración propia.

¿ Que ha pasado con la inversión en generación?

- Los primeras inversiones en generación estuvieron asociadas a compromisos de la privatización (1994-2000), luego hasta el 2008 aproximadamente, las inversiones en generación estuvieron financiadas por cuenta y riesgo de los inversionistas: riesgo de precio, riesgo de volumen, riesgo regulatorio. Después del 2008 hasta el 2016 la inversión que ha ingresado motivada por un fuerte componente de “ayudas públicas”:
 - De acuerdo al D.L. 1002, . por ejemplo, las centrales RER reciben ingresos mediante un Cargo por prima RER.
 - Ingresos garantizados de las centrales del nodo Energético del Sur.
 - Concesiones de generación hidráulica con contratos de PPA garantizados.
- En paralelo, el costo marginal de corto plazo o precio spot, que debería reflejar la escasez de corto plazo del sistema ha tendido a la baja, pero por causas que poco tienen que ver con la libre interacción de la oferta y demanda en el mercado:
 - Sub-declaración del precio de gas natural para efectos del despacho
 - Idealización del costo marginal
 - Ingresos de RER con prioridad en el despacho
 - Desaceleración de la demanda



El precio spot dejo de ser un señal de referencia para la inversión

¿Qué más ha caracterizado a la actividad de generación eléctrica?

- Otros cambios importantes:
 - Creación del MME, que permiten a Grandes Clientes Libres comprar hasta 10% directamente en el COES y los Distribuidores hasta un 10 % de la demanda de sus clientes libres.
 - Ingreso de la RER
 - Integración Vertical:
 - Distribuidores integrándose a la Generación
 - Dentro de su Red (generación distribuida)
 - Fuera de su Red
 - Cambios en la propiedad de varios operadores
 - Ingreso de fondos de pensiones y fondos de inversión
 - Nuevos operadores (China)
- Que más si viene: “Prosumidores”, integración regional, más regulación (¿Cómo determinar las inflexibilidades?, ¿monitoreo de indicadores de competencia en el MME?, etc.)

¿Qué puede hacer la “regulación” para revertir o aprovechar estas tendencias?

- **Neutralidad Competitiva** (“*Competition neutrality*”)
 - La regulación no debe otorgar una ventaja competitiva a una tecnología de producción frente a otra.
 - La ventaja competitiva de un generadora sobre otra, debe provenir de su mayor eficiencia productiva y comercial, no de una ley o una regulación.
 - Lo anterior no quiere decir que la regulación debe ser “igual” para tecnologías de generación que son diferentes.
 - Lo anterior tampoco implica que no exista un rol para el “Estado” en la industria eléctrica.
 - Sí, pero subsidiario para no generar un efecto de “*crowding out*” a las iniciativas privadas.
 - Sí, pero que no le otorgue una ventaja indebida a sus empresas estatales o la utilice para use para “garantizar” proyectos (Por ejemplo, Electroperú comprometiéndose a PPAs).
 - En suma, la regulación debe proveer el marco para que la inversión se haga sin necesidad de ayudas estatales, subsidios y demás.

Algunas (entre varias) “tendencias” que se deberían discutir

- ¿Son “anticompetitivas” las conductas de algunas generadores en el sector eléctrico?, ¿Indecopi?
- ¿El mercado mayorista de electricidad debe seguir despachando con base en los “costos variables auditados” (como es hoy, con excepción de las termoeléctricas de gas natural) o podríamos migrar hacia un despacho basado en el “precio declarado”?
 - Si se continúa con la declaración de costos – se tiene que dar solución al problema del gas
 - Si se migra a un despacho con base a precios, hay que mejorar el monitoreo del mercado y la competencia
- ¿Se puede/debe crear un mercado (no un procedimiento) para la venta de servicios complementarios?
- ¿Cómo se va a incentivar el mercado de “nueva potencia”? ¿Lo dejamos todo al mercado (tendríamos que mejorar las señales de precios)?, ¿Dejamos que el Estado intervenga, pero con límites?, ¿Lo colocamos en las licitaciones de los distribuidores?
- ¿Qué se debe hacer con la integración vertical?



German Schreiber 210, Of. 402
San Isidro
Lima, Perú

Teléfono: +51 3794679

www.eaconsultores.com.pe

