

**RECUADRO 2**  
**BALANCE OFERTA – DEMANDA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA**  
**(2011 – 2013)**

La capacidad del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) para suministrar electricidad en las capacidades y condiciones adecuadas es uno de los requisitos para garantizar el crecimiento sostenido sin presiones inflacionarias.

En este sentido, la existencia de un exceso de oferta o reserva de generación permite a los sistemas eléctricos garantizar el suministro irrestricto ante contingencias climatológicas (e.g. temporadas de escasez de lluvias: estiaje), tecnológicas (e.g. indisponibilidad de combustible por restricciones de transporte) o técnicas (e.g. falla de centrales o de redes de transmisión). Bajo esta premisa, se presenta la estimación del margen de reserva del SEIN para escenarios contingentes a supuestos de oferta y demanda.

El margen de reserva disponible se calcula como el exceso de oferta de potencia eléctrica disponible como porcentaje de la máxima demanda eléctrica. La oferta de potencia eléctrica disponible es la potencia efectiva (máxima oferta de potencia eléctrica en un periodo determinado ante condiciones de generación y transmisión óptimas) menos la capacidad instalada no utilizable por efecto de: i) condiciones hidrológicas, ii) restricciones de transporte de gas natural y, iii) programas de mantenimiento. Por su parte, la máxima demanda de electricidad es el requerimiento máximo de potencia total durante un periodo determinado por parte de los consumidores del SEIN.

Las proyecciones son condicionales a los estimados de crecimiento de la demanda e incrementos de la capacidad instalada disponible. En este ejercicio, la proyección de oferta se basa en el Plan de Obras 2011-2013 de OSINERGMIN y los proyectos que cuentan con fecha de entrada en operación dentro del horizonte analizado según el MINEM y PROINVERSION.





De acuerdo con esta información, la potencia del parque generador nacional aumentaría en más de 2 400 MW entre 2011 y 2013. En particular, el escenario base registra un crecimiento del orden de 40 por ciento de la capacidad instalada de generación: 1 870 MW térmicos y 557 MW hidroeléctricos y de otras fuentes renovables (e.g. eólico, solar).

Cabe precisar que los proyectos de generación incluidos no se traducen íntegramente en nueva potencia disponible debido, principalmente, a condiciones hidrológicas variables, para el caso de las centrales hidroeléctricas y, a las limitaciones de capacidad del sistema de transporte de gas natural, para el caso de las centrales térmicas.

Respecto a este último factor, el ducto de red principal que transporta gas natural desde Camisea a la Costa Central tiene una capacidad de 530 MMPCD, se asume que esta capacidad se mantiene en el horizonte de proyección y que la ampliación del ducto hasta 920 MMPCD se concretaría en el año 2014. Por esta razón, si bien la oferta térmica a gas natural tendría una capacidad instalada del orden de 3 900 MW al año 2013, la oferta disponible sería de 2 200 MW, aproximadamente. De esta forma, en ausencia de expansión del sistema de transporte de gas natural durante el horizonte analizado, las centrales a gas natural operarían, en promedio, al 60 por ciento de su capacidad.

#### PROYECTOS DE GENERACIÓN 2011 - 2013 (MW) ESCENARIO BASE <sup>1/</sup>

CENTRAL DE GENERACIÓN	Fuente	Zona	2011	2012	2013	2011-13
<b>Hidroeléctrica</b>			<b>0</b>	<b>100</b>	<b>90</b>	<b>190</b>
CH Machupicchu II (Abr.2012)	Agua	Sur		100		
CH Huanza (Feb. 2013)	Agua	Centro			90	
<b>Térmica</b>			<b>30</b>	<b>293</b>	<b>1 547</b>	<b>1 870</b>
CT Tablazo (Set. 2011)	GN CS	Norte	30			
CT Kallpa CC (Set. 2012)	GN (de CS a CC)	Centro		293		
CT Fenix (Ene. 2013) 2/	GN (CS y CC)	Centro			521	
CT Olleros (Dic. 2012) 2/	GN CS	Centro			196	
CT Chilca I CC (Set. 2013)	GN (de CS a CC)	Centro			230	
CT Reserva Fría - Ilo (Oct. 2013)	Dual (Diesel y GN CS)	Sur			400	
CT Reserva Fría - Talara (Oct. 2013)	Dual (Diesel y GN CS)	Norte			200	
<b>Energía Renovable</b>			<b>6</b>	<b>228</b>	<b>133</b>	<b>367</b>
CHs < 20 MW			2	38	101	
Biomasa			4			
Eólica				110	32	
Solar				80		
<b>Total SEIN 2011 - 2013 (MW)</b>			<b>36</b>	<b>621</b>	<b>1 770</b>	<b>2 427</b>

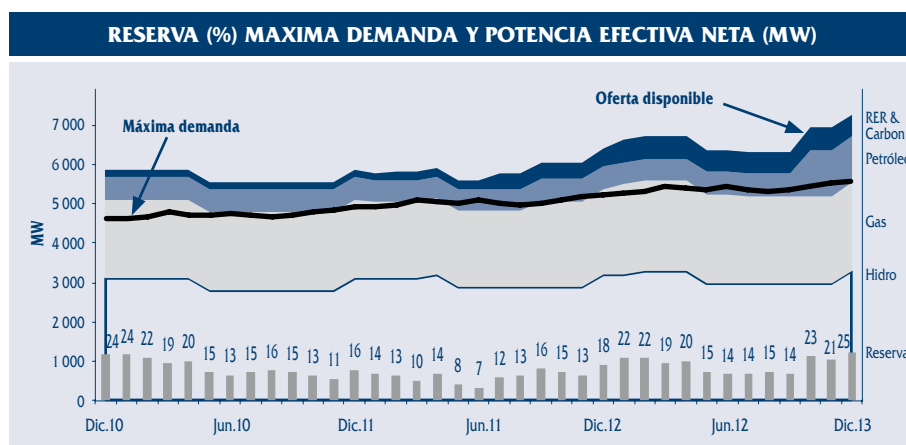
CH: Central Hidroeléctrica / CT: Central Térmica / GN: Gas Natural / CS: Ciclo Simple / CC: Ciclo Combinado.

Nota: Plan de obras de generación 2011-2013 que muestra la capacidad máxima de potencia de cada proyecto (factor de planta de 100 por ciento: la información presentada no incluye restricciones de oferta por condiciones hidrológicas, transporte de gas natural y programas de mantenimiento).

1/ El escenario base 2011-2013 corresponde al Plan de Obras vigente de OSINERGMIN e incluye las centrales de reserva fría adjudicadas por PROINVERSION cuya entrada en operación se encuentra fuera del horizonte analizado por el regulador.

2/ Centrales térmicas cuya fecha de entrada en operación está programada para el periodo analizado pero no cuentan con suministro de gas natural garantizado para operar a plena potencia por restricciones de transporte del recurso.

El escenario base (crecimiento de la máxima demanda de 7 por ciento promedio anual y condiciones hidrológicas promedio –reducción de la oferta hídrica de 10 por ciento-, entre otros supuestos) no contempla riesgo significativo de interrupción del suministro al 2013. El crecimiento de la máxima demanda en este escenario es consistente con una tasa de crecimiento promedio del PBI de 6,5 por ciento anual y, adicionalmente, la puesta en marcha de nuevos proyectos mineros.



En este escenario, el margen de reserva mínimo es del orden de 7 por ciento (junio 2012), lo que equivale a 350 MW, aproximadamente. En otras palabras, solo ante la falla simultánea de centrales con potencia combinada mayor a 350 MW (e.g. dos turbinas de Kallpa o Edegel), el sistema suministraría energía con restricciones transitorias y parciales durante el segundo trimestre del año 2012.

Considerando un escenario de estrés, en el que el crecimiento de la demanda es del orden de 9 por ciento anual y se produce una situación de estiaje severo (reducción de la oferta hidroeléctrica de 20 por ciento), la probabilidad de restricción del suministro eléctrica aumentaría significativamente durante las temporadas de estiaje del periodo analizado. En este escenario poco probable -dada la ocurrencia simultánea de alto crecimiento de demanda y estiaje severo- la máxima demanda podría exceder a la oferta disponible hasta en 250 MW, lo que podría implicar situaciones de racionamiento transitorio y parcial.

### RECUADRO 3 FUENTES DE CRECIMIENTO ECONÓMICO Y COMPETITIVIDAD EN EL PERU

Siguiendo la metodología propuesta por R. Solow (1957)<sup>5</sup>, el crecimiento económico de un país puede ser desagregado a través de los tres componentes clásicos de la función de producción: el capital, el trabajo y la Productividad Total de los Factores (PTF). Al respecto, la PTF es una medida de la eficiencia en el uso de los factores productivos trabajo y capital. Para un nivel constante de

5 Solow, Robert. "Technical Change and the Aggregate Production Function"; *Review of Economics and Statistics* 39: 312-20. 1957.

