

# Sector eléctrico:

## BALANCE OFERTA-DEMANDA (2013 – 2018)

MANUEL RUIZ\* Y RAFAEL VERA TUDELA\*\*

El suministro eléctrico continuo es una condición necesaria para mitigar potenciales limitantes para la inversión y el crecimiento económico sostenido. Analizar la reserva disponible de generación y los requerimientos de transmisión del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) mediante escenarios de balance oferta -demanda del sector eléctrico, a nivel nacional como regional, permite evaluar potenciales riesgos para el crecimiento económico del país durante el periodo 2013 - 2018.

\* Especialista en Políticas de Crecimiento Económico  
manuel.ruiz@bcpr.gob.pe

\*\* Jefe del Departamento de Políticas del Sector Real  
rafael.veratudela@bcpr.gob.pe

**INTRODUCCIÓN**

A julio 2013, la potencia efectiva<sup>1</sup> (en adelante, la oferta) del parque generador del SEIN es estimada en 7 353 MW. El parque generador en el Perú se caracteriza por su concentración en términos de fuente energética (40 por ciento de la oferta es generada por el gas natural de Camisea) y de ubicación geográfica (74 por ciento de la oferta proviene de la zona centro<sup>2</sup>): así, casi la mitad de la capacidad de la oferta eléctrica del Perú se alimenta con gas natural desde el área centro del país (ver Gráfico 1).

En la práctica, se debe precisar que la potencia efectiva u oferta no equivale exactamente a la oferta disponible de generación (potencia efectiva ajustada por restricciones de oferta). Entre otras razones, la oferta disponible es inferior por: i) condiciones climatológicas que reducen la oferta hidroeléctrica por escasez de lluvias (estiaje: mayo – noviembre); ii) limitaciones de la capacidad de transporte de gas natural; iii) indisponibilidad por mantenimiento programado de centrales; y iv) variabilidad de la capacidad de producción de centrales eólicas y solares. Por ello, dadas las restricciones que enfrenta todo parque generador, es recomendable la existencia de un exceso de oferta disponible superior al 10 por ciento de la máxima demanda que permita cubrir eventuales fallas de generación y / o transmisión.

Como referencia, dada la máxima demanda de

electricidad<sup>3</sup> (en adelante, la demanda) de julio 2013 de 5 264 MW, el exceso de oferta en este mes ascendió a 2 089 MW (7 353 MW – 5 264 MW), lo que determinó un margen de reserva de 39,7 por ciento (exceso de oferta como porcentaje de la máxima demanda).

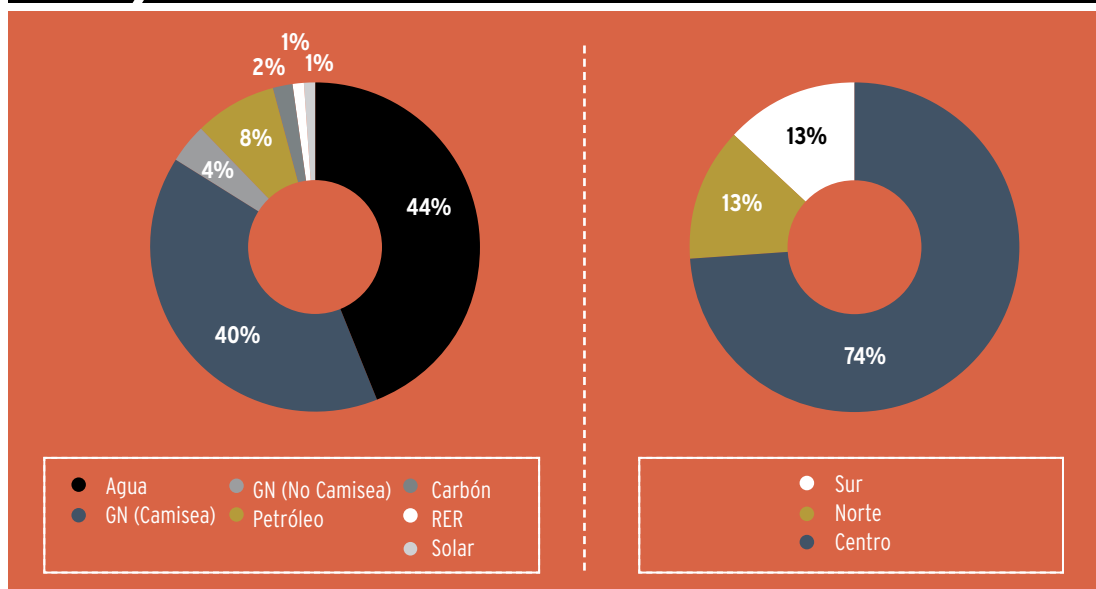
Sin embargo, debido a las referidas limitaciones de oferta, en julio 2013 la oferta disponible habría sido solo del orden de 5 699 MW, 22 por ciento menor que la potencia efectiva (ver Gráfico 2).

Así, en el momento que se alcanzó la máxima demanda del mes, el margen de reserva disponible habría registrado solo 8,3 por ciento (435 MW, equivalente a dos turbinas de gas natural), situación que expuso al SEIN a riesgos de interrupción del suministro en caso de falla de generación y/ o transmisión.

**RESERVA ELÉCTRICA A NIVEL NACIONAL**

El análisis considera cuatro escenarios referenciales del balance oferta - demanda del SEIN, con supuestos distintos sobre la oferta disponible y la demanda, con el objetivo de proyectar el margen de reserva disponible en frecuencia mensual para el periodo 2013-2018. Los escenarios analizados son: i) base; ii) de riesgo, iii) sin expansión de capacidad de transporte de gas natural; y iv) sin ducto de gas natural de Camisea.

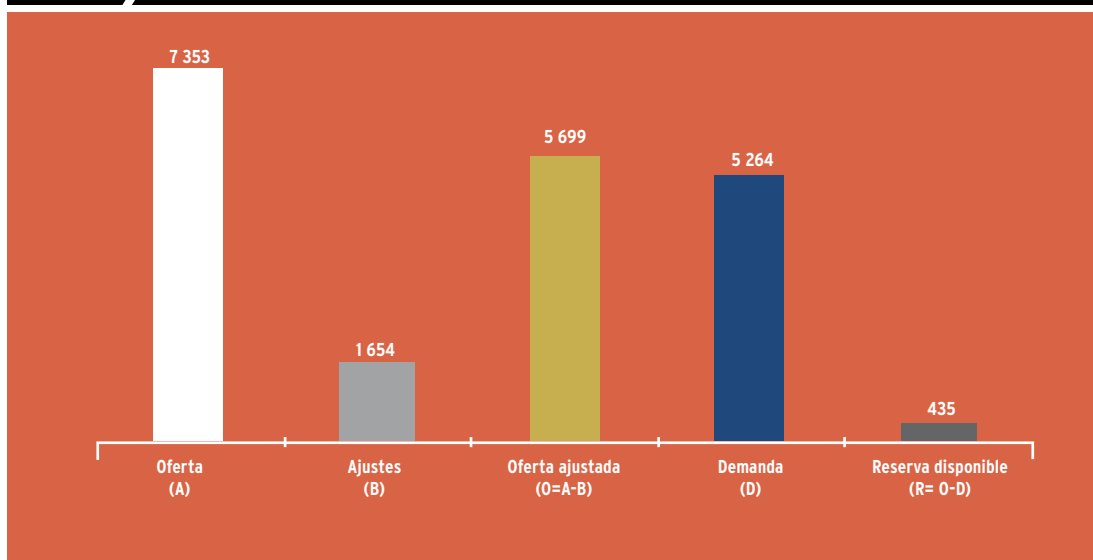
**GRÁFICO 1 ■ SEIN: potencia efectiva del parque generador (Jul. 2013: 7 353 MW, por fuente de energía y ubicación geográfica, en %)**



**NOTA:** RER (RECURSO ENERGÉTICO RENOVABLE) INCLUYE, EN ESTE GRÁFICO, A FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES NO CONVENCIONALES EMPLEADAS EN CENTRALES TÉRMICAS (BIOMASA Y BAGAZO), EXCEPTUANDO A LAS CENTRALES SOLARES Y EÓLICAS.  
**FUENTE:** COES. ELABORACIÓN: BCRP.

<sup>1</sup> Máxima oferta de potencia eléctrica en un instante determinado en condiciones óptimas de operación.  
<sup>2</sup> Centro: Huánuco, Ucayali, Lima, Pasco, Junín, Ica, Huancavelica y Ayacucho. Sur: Apurímac, Cusco, Arequipa, Puno, Moquegua y Tacna. Norte: Tumbes, Piura, Lambayeque, Cajamarca, La Libertad y Ancash.  
<sup>3</sup> Requerimiento máximo de potencia en un periodo determinado por parte de los consumidores residenciales, comerciales e industriales.

**GRÁFICO 2** ■ SEIN: estimación de la oferta disponible y reserva disponible (julio 2013)  
(En MW)



FUENTE: COES. ELABORACIÓN: BCRP.

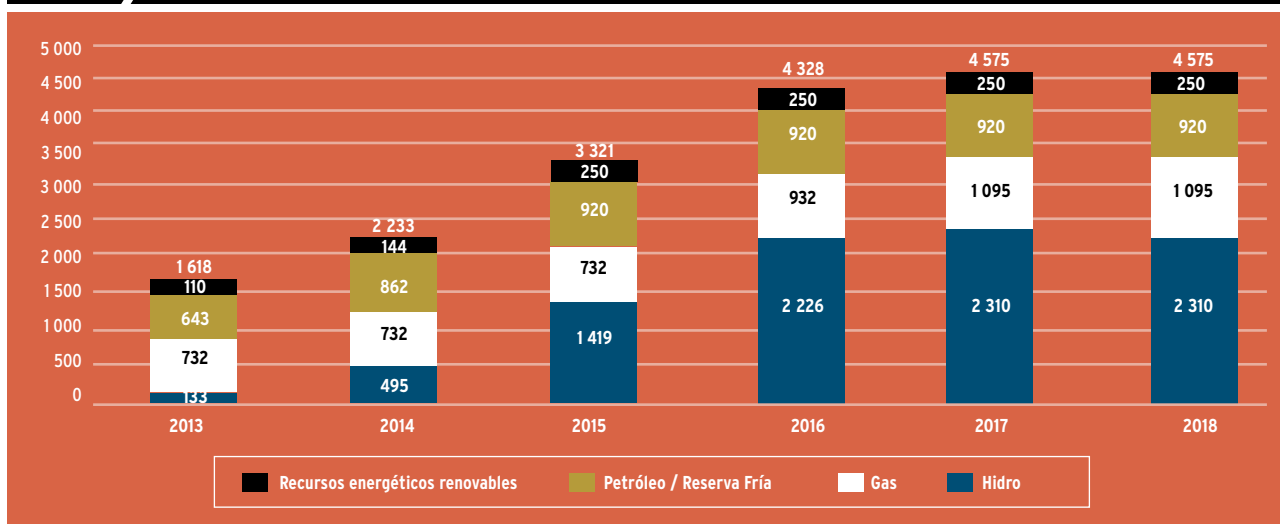
Si bien la evaluación considera que el escenario base tiene la mayor probabilidad de ocurrencia, dada la relevancia del suministro eléctrico continuo para el crecimiento económico, es conveniente evaluar escenarios de mayor vulnerabilidad para contribuir con el diseño de políticas que fortalezcan la seguridad energética del país<sup>4</sup> (ver Cuadro 1).

En el escenario base, la capacidad del parque generador ascendería a 11 552 MW al 2018, con lo que la oferta disponible registraría una tasa de crecimiento promedio de 9,7 por ciento anual

durante el periodo 2013 - 2018, consistente con el actual programa de obras de generación y las restricciones que enfrenta la oferta (por ejemplo, capacidad limitada de transporte de gas natural).

Este crecimiento esperado de la oferta eléctrica se explica por 57 proyectos de generación que incorporarán al SEIN una potencia adicional de 4 575 MW, que se concentrará en generación hidroeléctrica, y en la zona centro, 50 y 55 por ciento de la nueva oferta al 2018, respectivamente. Destaca que, a la fecha, existe un limitado número de proyectos de generación concesionados con

**GRÁFICO 3** ■ Nuevos proyectos de oferta: 2013 - 2018  
(Por fuente de energía, en MW, Acumulado)



FUENTE: COES Y MINEM. ELABORACIÓN: BCRP.

<sup>4</sup> El periodo seleccionado es de mediano plazo (2013-2018), lo que incluye el horizonte de proyección del Reporte de Inflación (2013 - 2015) y posibilita la maduración de inversiones en centrales térmicas, líneas de transmisión y capacidades de transporte de gas natural si las obras son iniciadas en los próximos dos años. El análisis se focaliza en reserva de generación, lo que asume que la transmisión y distribución eléctrica operan en condiciones óptimas.

**CUADRO 1** Escenarios: principales supuestos (2013-2018)

	Escenario Base	Escenario de Riesgo	Escenario sin Ampliación de Capacidad de Transporte de Gas Natural	Escenario sin Operación de Ducto de Gas de Camisea
Oferta Disponible (Var. % Promedio Anual, fin de periodo)	9,7	9,7	7,4	4,6
Demanda (Var. % Promedio Anual, fin de periodo)	9,6	10,6	9,6	9,6
Factor Promedio de Estiaje (% de Reducción de Oferta Hidroeléctrica)	12 % (May - Nov) y 17 % (Set.)	16 % (May - Nov) y 22 % (Set.)	12 % (May - Nov) y 17 % (Set.)	12 % (May - Nov) y 17 % (Set.)
Capacidad de Ducto TGP (Uso Doméstico)	530 - 850 MMPCD	530 - 850 MMPCD	530 - 610 MMPCD	0 MMPCD
Obras de Ampliación Ducto TGP para Uso Doméstico (a 850 MMPCD)	Julio 2015	Julio 2016	No	No

NOTA: LOS ESCENARIOS NO INCLUYEN EL GASODUCTO DEL SUR PORQUE SU PROCESO DE CONCESIÓN NO ESTÁ CULMINADO. TGP: TRANSPORTADORA DE GAS DEL PERÚ, OPERADOR DEL DUCTO DE RED PRINCIPAL DEL GAS NATURAL DE CAMISEA. ELABORACIÓN: BCRP.

puesta en operación comercial a partir de 2017: en el próximo quinquenio el crecimiento esperado de la oferta se concentraría entre los años 2013 y 2016 (ver Gráfico 3).

Por su parte, en el escenario base, la demanda ascendería a 9 166 MW al 2018, registrando una tasa de crecimiento promedio de 9,6 por ciento anual durante el periodo 2013 – 2018 (consistente con las proyecciones de crecimiento del PBI no minero y la demanda de potencia eléctrica de grandes proyectos al 2018), tasa similar a la del crecimiento de la oferta disponible.

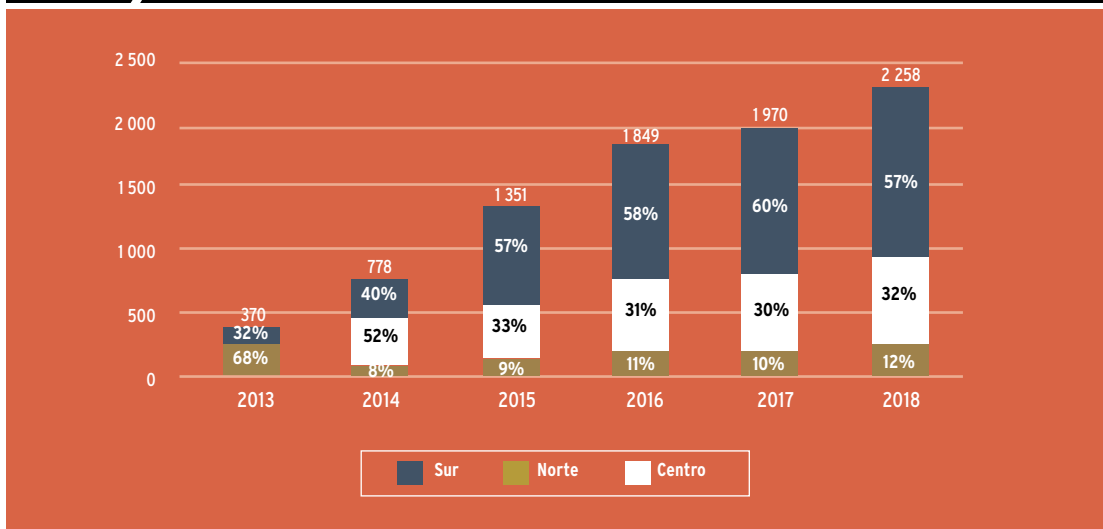
Al 2018, ingresarían 36 grandes proyectos, orientados esencialmente hacia actividades de minería y manufactura no primaria, que demandarían una

potencia de 2 258 MW que se concentraría en el sur del país (57 por ciento de la demanda de principales proyectos al 2018), situación que impone mayores retos de generación y transmisión (ver Gráfico 4).

Los resultados del escenario base muestran que, si se cumple con los planes programados de obras de generación y transmisión eléctrica y de ampliación de la capacidad de transporte de gas de Camisea, no existe mayor riesgo de racionamiento eléctrico a nivel nacional al 2018 (ver Gráfico 5).

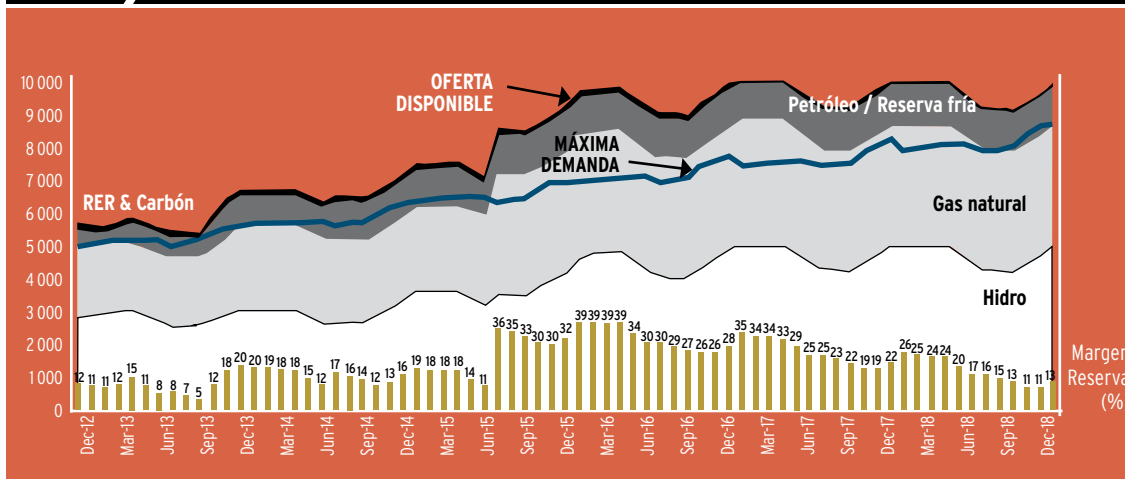
Sin embargo, dado que se estiman márgenes de reserva disponible menores al 10 por ciento en diversos meses del escenario base, sí existe riesgo moderado de interrupción del suministro eléc-

**GRÁFICO 4** Principales proyectos de demanda: 2013 - 2018 (Por ubicación geográfica, en MW, Acumulado; y Part. %)



FUENTE: COES. ELABORACIÓN: BCRP.

**GRÁFICO 5** ■ SEIN: ESCENARIO BASE (2013 - 2018)  
Reserva (En %), Máxima Demanda y Oferta Disponible por Fuente de Energía (En MW)



FUENTE: BCRP.

trico ante fallas de generación y/ o de transmisión durante las temporadas de estiaje del periodo 2013 - 2018. Este riesgo se profundiza en el actual tercer trimestre de 2013 debido a la postergación, hasta noviembre, de la central térmica Fénix (534 MW, programada para julio 2013) y la intensificación estacional del estiaje entre agosto y octubre de cada año.

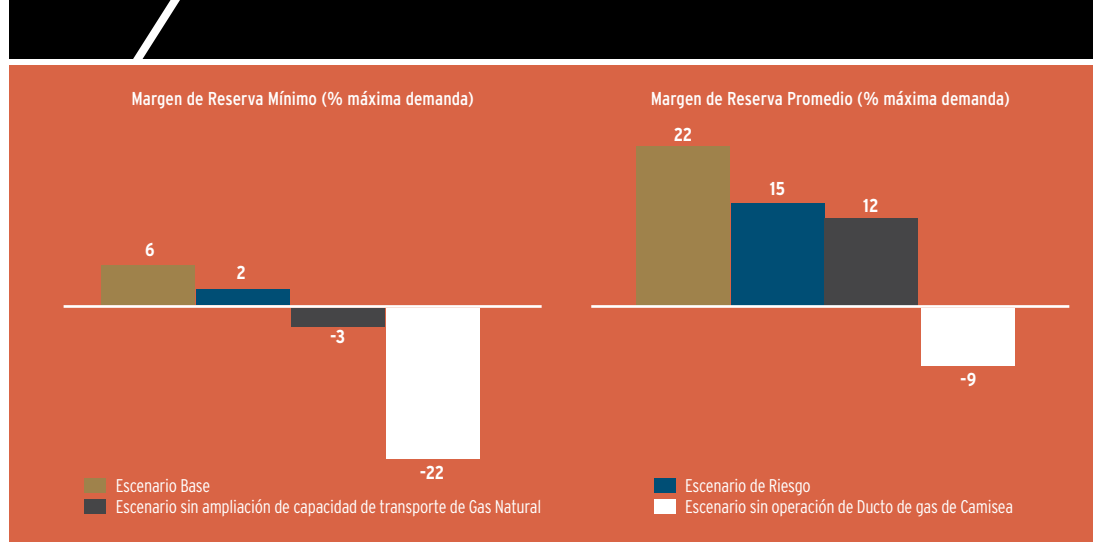
Los principales resultados de los escenarios alternativos son:

- i. En un escenario de riesgo que considera un crecimiento de la demanda eléctrica de 10,6 por ciento anual, estiaje severo y postergación de un año adicional para la ampliación del ducto de Camisea, si bien no existe mayor riesgo de racionamiento eléctrico, existe riesgo

alto de interrupción en caso de falla de generación y/ o transmisión durante la temporada de estiaje hacia 2018<sup>5</sup>.

- ii. En un escenario sin ampliación del sistema de ductos de transporte de gas natural, existe un riesgo alto de interrupción por falla de generación y/ o transmisión durante la temporada de estiaje y se generaría racionamiento eléctrico del orden de 3 por ciento de la demanda al 2018.
- iii. En un escenario sin operación del sistema de transporte de gas natural de Camisea, existiría racionamiento eléctrico en el momento en que ocurriera el evento de interrupción total y prolongada (e.g. siete días) del suministro de este recurso durante el periodo 2013 - 2018, corte eléctrico que podría superar al 20 por

**GRÁFICO 6** ■ Escenarios: resultados principales (2013 - 2018)



FUENTE: BCRP.

<sup>5</sup> Racionamiento eléctrico se define como un corte de suministro eléctrico programado no menor a cuatro horas.

ciento de la demanda (grandes clientes; principalmente, minería) (ver Gráfico 6).

**RESERVA ELÉCTRICA A NIVEL REGIONAL Y REQUERIMIENTOS DE TRANSMISIÓN**

El análisis a nivel regional se realiza en el escenario base a fin de periodo, para incorporar la máxima demanda de cada año que ocurre típicamente en los meses de diciembre.

Debido a la concentración de grandes proyectos en el sur del país, a diferencia de las zonas centro y norte, el crecimiento de la demanda superará al crecimiento de la oferta en la zona sur durante el periodo 2013 – 2018 (18,3 versus 7,1 por ciento anual). En el escenario analizado se prevé déficit en la zona sur desde el año 2015, exceso de demanda que se agudizaría al 2018. No obstante, dada la existencia de superávit a nivel nacional, el déficit en la zona sur podría ser cubierto por el exceso de oferta del centro en condiciones óptimas de operación del sistema de transmisión eléctrica (ver Gráfico 7).

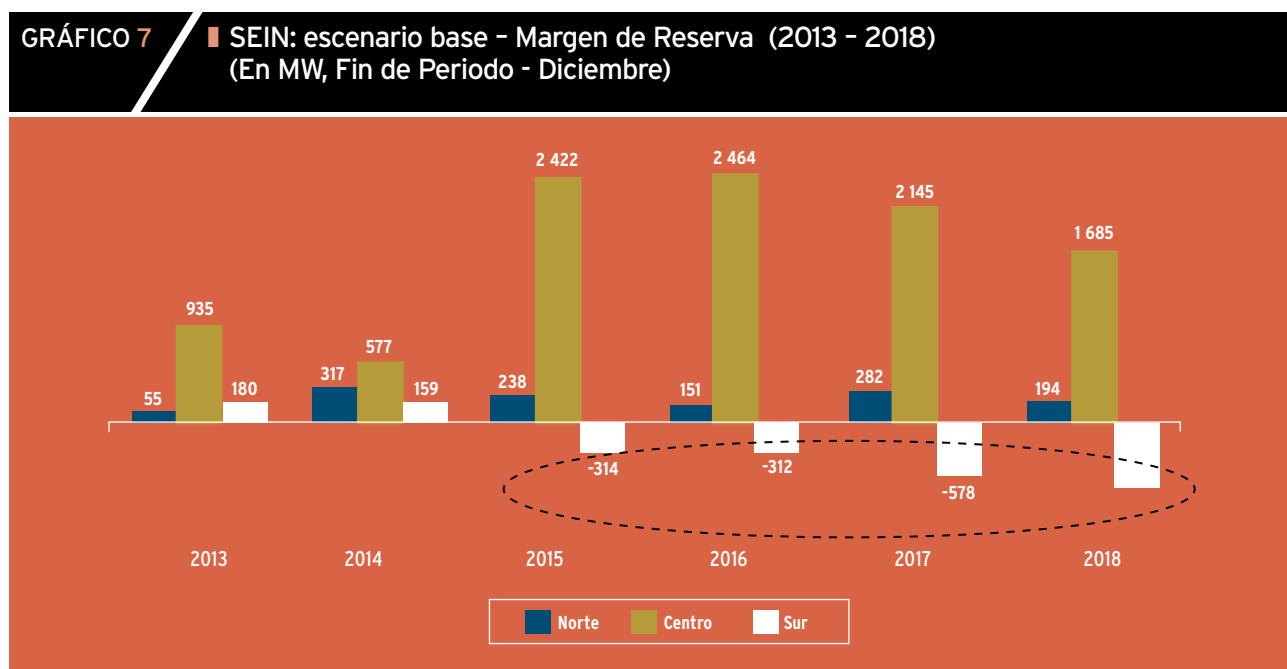
Actualmente, la zona sur importa electricidad desde el centro del país a través de una única línea principal de transmisión que es altamente vulnerable a fallas y congestión (Mantaro, en Huancavelica – Socabaya, en Arequipa, doble terna de 220 kV), situación que se revertiría en el cuarto trimestre de 2013 con la puesta en operación comercial de la reserva fría de Ilo (460 MW). En un contexto de crecientes requerimientos de electricidad en el sur del país, para consolidar la seguridad energética es fundamental cumplir con el cronograma de puesta en operación comercial de redes com-

plementarias centro – sur tales como las líneas de transmisión de 500 kV de Chilca – Montalvo y Mantaro – Montalvo, programadas para 2014 y 2017, respectivamente: en ausencia de una expansión oportuna de la capacidad de transmisión, a partir de 2015 déficits regionales se podrían traducir en racionamiento en la zona sur del país, durante horas punta, en caso de congestión, falla o mantenimiento del actual sistema de transmisión centro - sur.

**RECOMENDACIONES DE POLÍTICA**

Con la finalidad de minimizar la probabilidad de ocurrencia de riesgos de interrupción del suministro y racionamiento eléctrico al 2018, es fundamental:

- a) Cumplir con los cronogramas de los planes de obras de generación y transmisión eléctrica.
- b) Garantizar la seguridad pública requerida para el funcionamiento continuo e inmediato reinicio de obras de ampliación del ducto de gas natural de Camisea.
- c) Facilitar trámites administrativos con plazos perentorios para que las concesiones en energía e hidrocarburos entren en operación comercial en plazos razonables (EIA, servidumbres, consulta previa).
- d) Adjudicar, en el corto plazo, los procesos pendientes de concesión del: i) Gasoducto Sur Peruano; ii) Nodo Energético en el Sur; y iii) Abastecimiento de LNG para el mercado nacional.
- e) Concesionar, en el corto plazo, centrales hidroeléctricas mayores que cuenten con estudios preliminares, de forma que entren en operación a partir de 2018.



FUENTE: BCRP.