

Recuadro 7 TARIFAS ELÉCTRICAS DE CLIENTES LIBRES Y CLIENTES REGULADOS

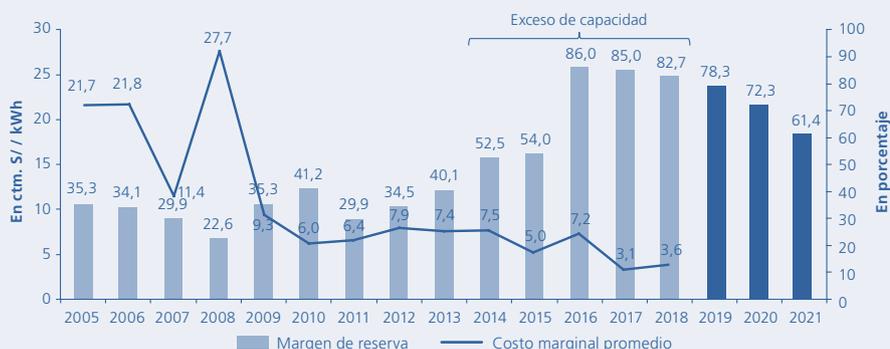
La tarifa de electricidad es uno de los precios más importantes de una economía, pues afecta directamente el presupuesto de los hogares y los costos de producción de las empresas. El sector eléctrico comprende un mercado regulado (que comprende los segmentos de generación, transmisión y distribución) y otro libre.

El costo marginal del mercado de corto plazo es un indicador importante del precio de la energía para los futuros contratos entre las generadoras y los clientes libres, y en menor medida para los contratos entre las generadoras y las distribuidoras (para que las últimas atiendan a los clientes regulados). En la coyuntura reciente, este costo marginal del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) ha caído de S/ 27,7 centavos por kWh en 2008 hasta S/ 3,6 centavos por kWh en 2018.

La disminución del costo marginal promedio tiene diversos orígenes, entre los que destacaría la sobre oferta de generación, debido a que el crecimiento de la máxima demanda de potencia en los últimos años no acompañó el crecimiento del parque generador.

La evidencia muestra una asociación negativa entre el margen de reserva y el costo marginal promedio del SEIN. El margen de reserva se entiende como la holgura que tiene el parque generador para atender la máxima demanda de potencia. Debido a que la puesta en operación comercial de una central de generación no es inmediata, típicamente los proyectos de centrales de generación se basan, entre otras variables, en las proyecciones de crecimiento de la máxima demanda. Por este motivo, el elevado margen de reserva observado desde 2014 es el resultado de proyecciones optimistas del crecimiento de la demanda que no se materializaron. El exceso de capacidad de generación, entonces, coadyuvó a reducir el costo marginal.⁹

COSTO MARGINAL PROMEDIO DEL SEIN Y MARGEN DE RESERVA
(En ctm S/ por kWh y en porcentaje de la máxima demanda)



Nota: El margen de reserva es el ratio de potencia efectiva (MW) menos máxima demanda (MW) entre la máxima demanda (MW). La estimación de 2019-2021 es de fin de periodo.
Fuente: COES.
Elaboración: BCRP.

9 La correlación muestral entre el costo marginal y el margen de reserva es de -0,64 desde 2005 hasta 2018; y esta correlación sube a -0,73 desde 2010 hasta 2018.





Con la información disponible, sin embargo, se proyecta que hacia 2021 el margen de reserva se reduzca progresivamente a 61 por ciento, en virtud del crecimiento de la demanda que compensaría la puesta en operación comercial de nuevas centrales de generación que cuentan con la concesión definitiva.

Adicionalmente, ha habido una entrada significativa de centrales de generación hidroeléctrica y de recursos energéticos renovables (RER). La generación hidroeléctrica tiene costos variables muy bajos (aunque costos fijos altos), mientras que las centrales de generación RER, debido al marco normativo vigente, tienen la máxima prioridad en el despacho de energía, por lo que también inducen a la baja al costo marginal de corto plazo.

SEIN: PARQUE GENERADOR A DICIEMBRE 2018
(En MW, por fuente de energía y ubicación geográfica)

	Agua	GN Camisea	GN (No Camisea)	Petróleo	Carbón	RER	TOTAL
Norte	602	0	157	611	0	130	1 500
Centro	3 680	3 863	176	104	0	284	8 107
Sur	660	0	0	1 889	140	285	2 974
TOTAL	4 942	3 863	333	2 603	140	699	12 581

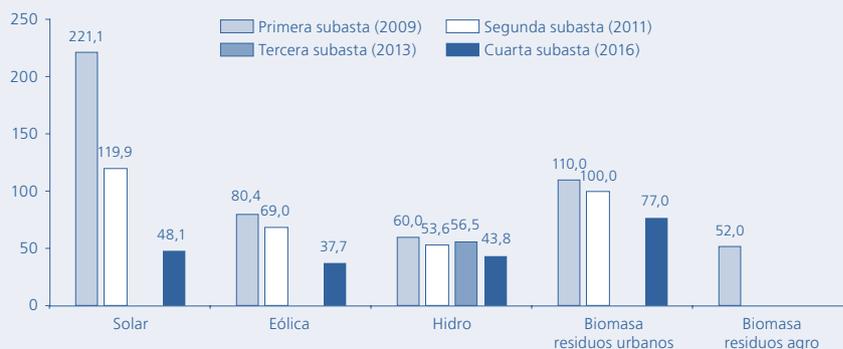
Nota: RER (Recurso Energético Renovable) incluye, en este gráfico, a fuentes de energía renovables no convencionales de centrales térmicas de bagazo y biogás, solares y eólicas. El gas natural que no es de Camisea proviene de Aguaytía en el centro (1,5 por ciento), Malacas (0,9 por ciento) y la Isla (0,2 por ciento) en el norte. Petróleo: Contiene centrales que utilizan residual y diésel 2.

Fuente: COES.

Elaboración: BCRP.

Cabe mencionar que las concesiones de las generadoras RER, que explican el 6 por ciento de la potencia efectiva a diciembre de 2018, fueron adjudicadas en una serie de subastas que se prolongaron entre los años 2009 y 2016. En estas subastas de generación RER, el precio promedio (en US\$ por MWh) fue elevado a fines de la década pasada, como reflejo de los costos de la tecnología de la época, y luego mostró una tendencia decreciente, en particular en las tecnologías solares y eólicas. En el primer caso, el precio promedio disminuyó 78 por ciento entre la primera y la cuarta subastas, mientras que el precio de la generación eólica disminuyó 53 por ciento en el mismo intervalo.

RESULTADOS DE SUBASTAS: RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES
(Precios promedio en US\$/MWh)



Fuente: OSINERGMIN.
Elaboración: BCRP.

Otro factor que ha coadyuvado a la reducción del costo marginal es el esquema de declaración de los costos variables de gas natural para la prelación en el despacho de energía. Debido a los contratos *take or pay* para el suministro de gas natural, este último se convierte en un costo fijo y por lo tanto no es considerado en el costo variable. Esta situación podría constituir un problema potencial si es que genera un uso del gas natural más allá del socialmente deseable.

La tendencia decreciente del costo marginal observado en años recientes se tradujo en menores precios de energía para los clientes libres¹⁰, lo que originó una migración masiva e imprevista al mercado libre de aquellos clientes con una demanda entre 0,2 MW y 2,5 MW, es decir, aquellos que tenían la opción de abandonar el mercado regulado.¹¹ No obstante, el menor costo marginal no se trasladó a los precios firmes, es decir, los precios de los contratos de largo plazo entre las generadoras y distribuidoras, para que estas últimas atiendan al mercado regulado.



Debido a que los precios firmes sirven como insumos para la determinación de las tarifas eléctricas del mercado regulado, la disminución del costo marginal no significó una reducción de la tarifa eléctrica residencial. Por el contrario, la disminución del costo marginal conllevó una subida de la tarifa residencial, pues las centrales de generación RER reciben una remuneración garantizada por el despacho de energía, a partir de las subastas adjudicadas, que depende de

10 La evidencia muestra que entre los años 2014 y 2018 la correlación muestral de los costos marginales y los precios de energía de los clientes libres es 0,65. Esta relación también recoge los nuevos contratos firmados entre clientes libres y empresas generadoras a plazos más cortos.

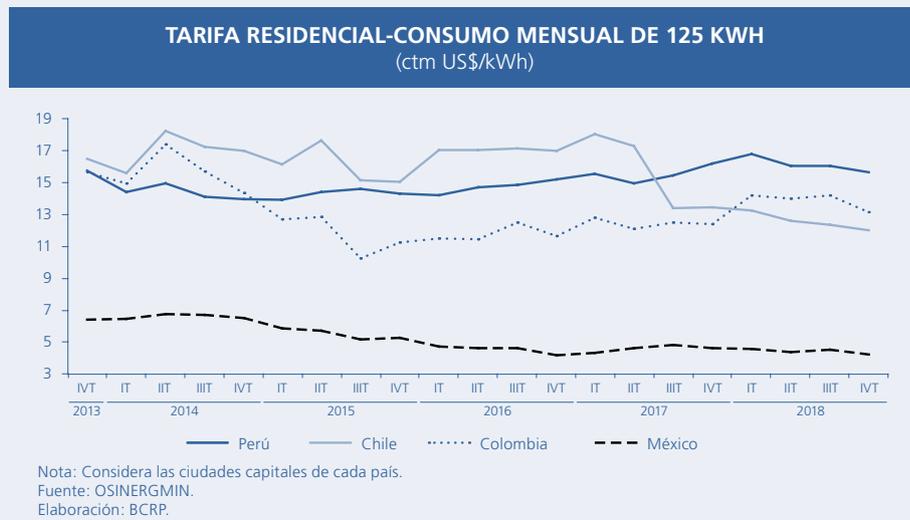
11 La migración de clientes regulados al mercado libre introdujo un riesgo de corto plazo en la gestión de la demanda por parte de las empresas distribuidoras, quienes tienen la obligación legal de mantener contratos de largo plazo con las empresas generadoras para garantizar el abastecimiento del mercado regulado. Es decir, el efecto colateral de la migración fue la sobrecontratación de potencia. Al amparo del Decreto Supremo N° 022-2018-EM de fines de 2018, que modificó el Reglamento de Licitaciones del Suministro de Electricidad, algunas empresas distribuidoras renegociaron sus contratos de suministro con las empresas generadoras para aliviar el problema de la sobrecontratación de potencia. Como resultado, los contratos que vencían hacia el año 2021 fueron pospuestos hasta el año 2028.





manera complementaria del costo marginal del mercado *spot*, y el cargo adicional RER (peaje) en el Sistema Principal de Transmisión (SPT).

Así, con el fin de mantener la remuneración garantizada, el menor costo marginal del mercado de corto plazo motivó un aumento del peaje del SPT, que presionó al alza la tarifa eléctrica residencial. Esta es una de las razones por la que la tarifa residencial de Perú es la más alta entre los países de la Alianza del Pacífico.



La evolución reciente de las tarifas eléctricas sugiere la revisión de la normativa que establece la necesidad de contratar el 100 por ciento de *ship or pay* de gas natural para acceder a la remuneración de la potencia instalada de las centrales térmicas. Por su parte, los nuevos contratos de suministro del tipo *take or pay*, que serán firmados a medida que caduquen los contratos vigentes, deberían permitir ajustes más flexibles de la demanda de gas natural. Por ejemplo, los nuevos contratos podrían considerar diferentes volúmenes de *take or pay* para los periodos de avenida o estiaje.¹²

12 El contrato del tipo *take or pay* establece un pago fijo del usuario al proveedor por el suministro de una cantidad de gas natural. Este pago se realiza aun cuando el gas natural suministrado sea menor al convenido en el contrato. Por su parte, el contrato del tipo *ship or pay* establece un pago fijo del usuario al transportista por el transporte firme de gas natural. En este caso, el pago se realiza aun cuando el gas natural transportado sea menor al convenido en el contrato.