



Colegio de Ingenieros del Perú
Consejo Departamental de Lima

*Semana del Capítulo de Ingeniería Mecánica y
Mecánica Eléctrica*

MERCADOS TRANSFRONTERIZOS: Interconexión Eléctrica Perú–Chile

Dr. Jaime E. Luyo

Lima, 14 de diciembre del 2016

CONTENIDO

- ▶ Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA).
- ▶ Demanda, Cap. Instalada, $C_{marg.}$, y fuentes ERNC del Sist. Interconectado Norte Grande (SING) y del Sistema Interconectado Centro (SIC) chileno.
- ▶ Datos relevantes del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).
- ▶ Exportación–Importación de electricidad entre dos países.
- ▶ Cuando un generador dominante vende a dos países.
- ▶ Impacto de las fuentes de ERNC. Reserva de Capacidad.

Sistema de Interconexión Eléctrica Andina SINEA

Perú - Ecuador

Análisis operación sincrónica 220 kV
(2017)

1ª Línea 500 kV La Niña-Daule (2017)
2ª línea 500 kV La Niña-Daule (2020)

Perú - Chile

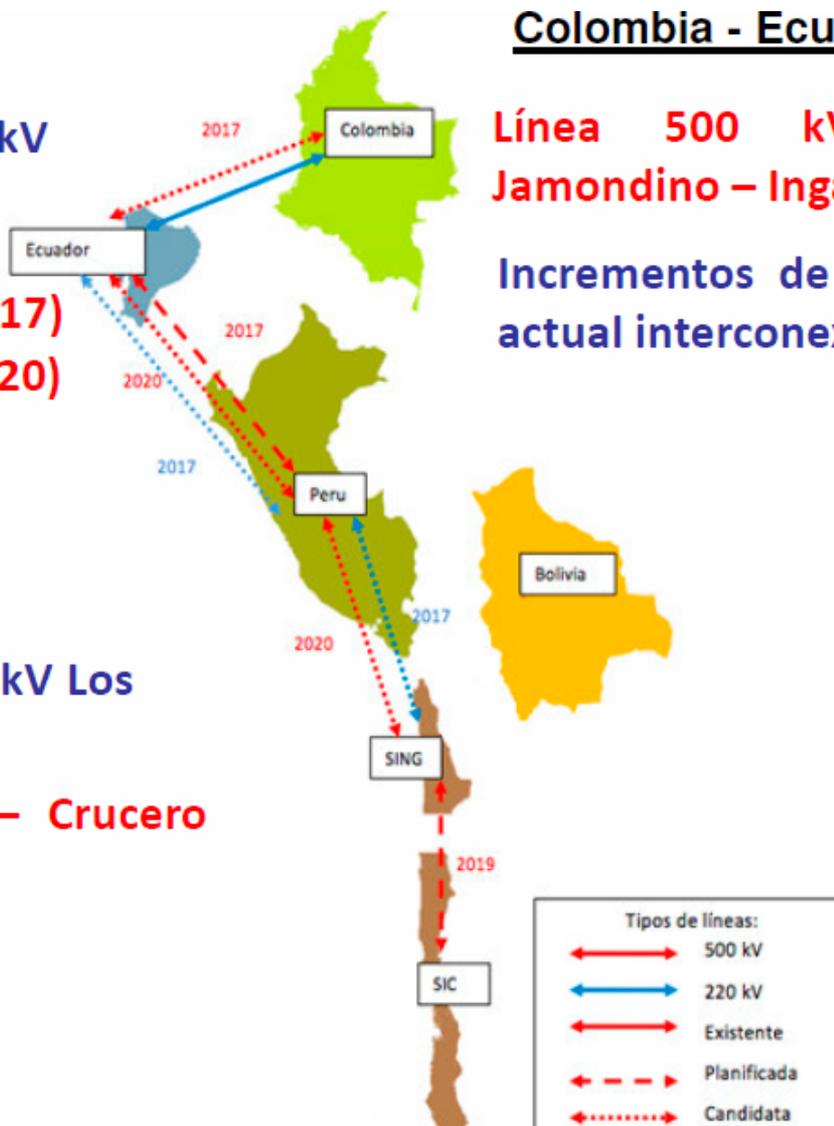
Back to Back + línea 220 kV Los
Héroes – Arica (2017)

Línea HVDC Montalvo – Crucero
(2020)

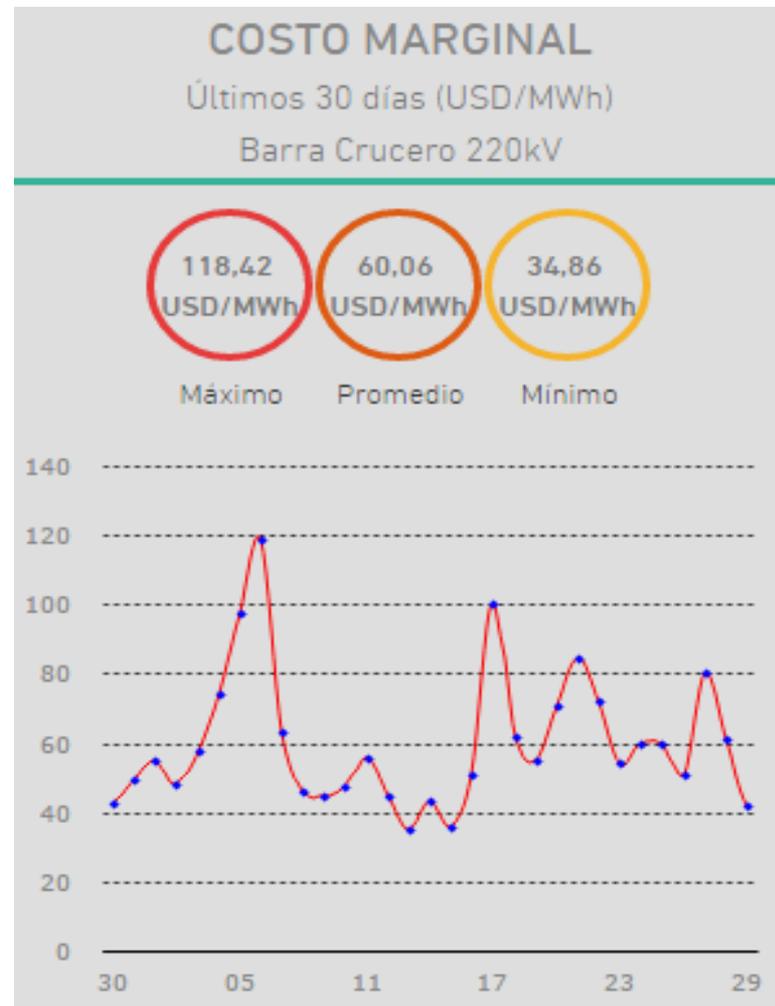
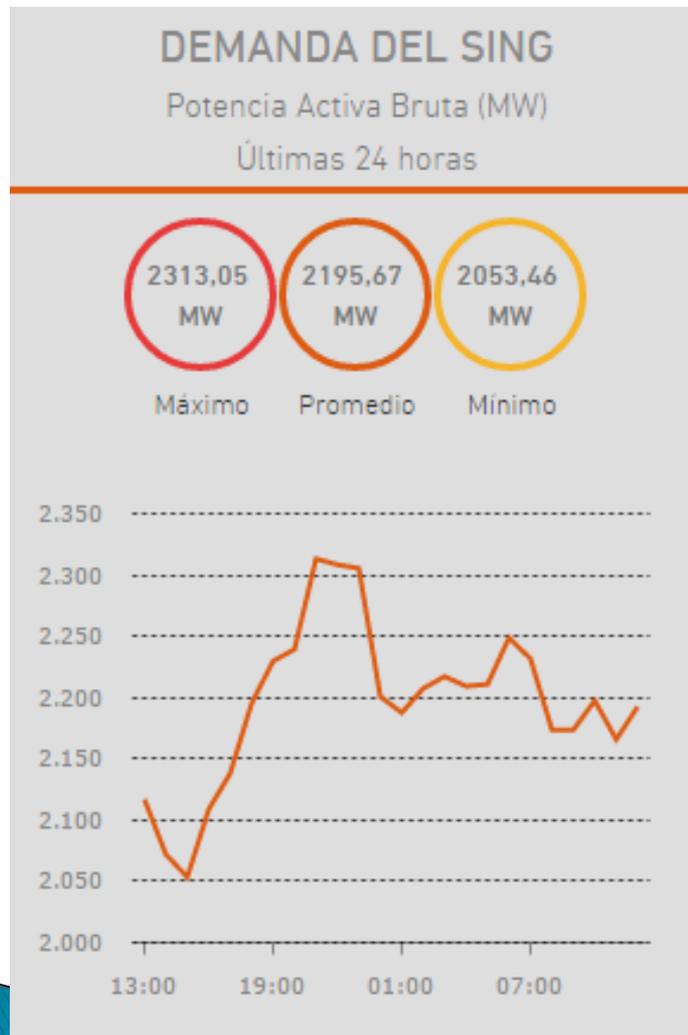
Colombia - Ecuador

Línea 500 kV Alférez
Jamondino – Inga (2017-2020)

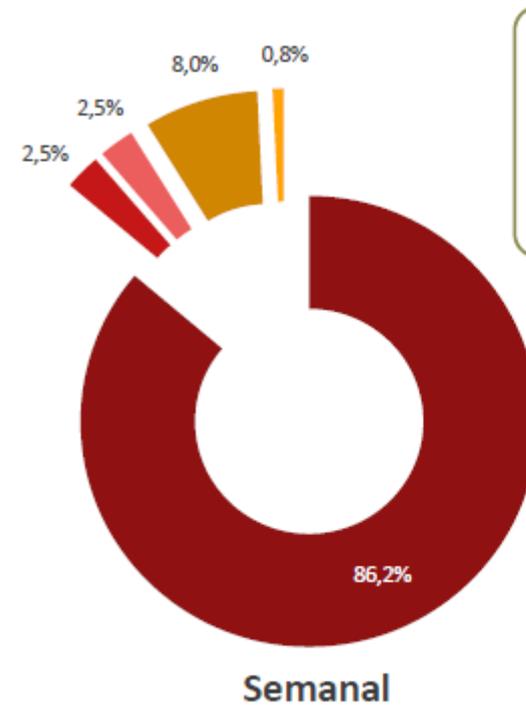
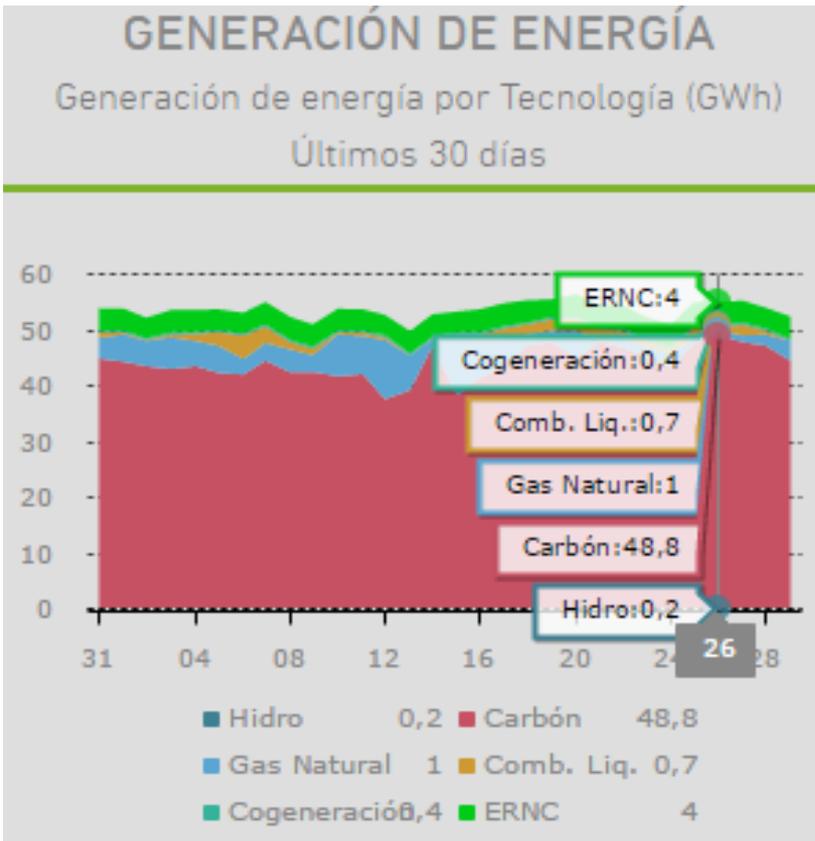
Incrementos de la capacidad
actual interconexión 230kV



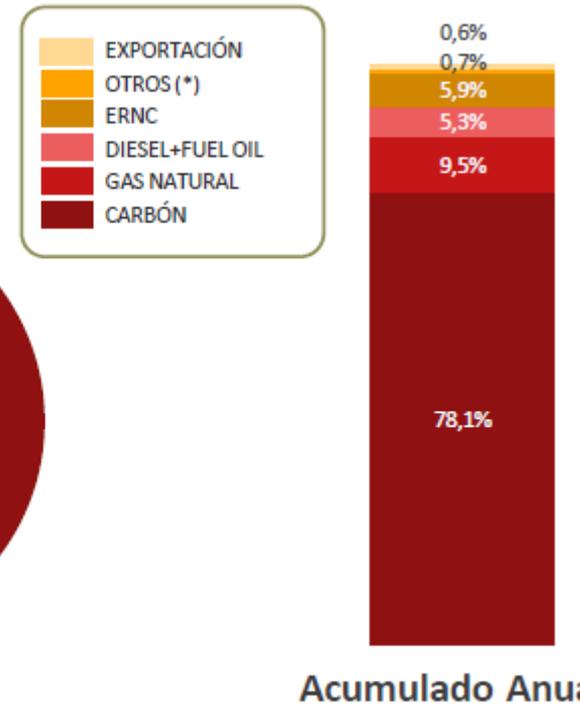
Demanda y Costos Marginal- CDEC/SING



Generación por Fuentes ERNC- CDEC/SING



(*): Cogeneración y BESS.



Datos Relevantes– CDEC/SING 2016

- **17.642,8 GWh** Energía Generada a la fecha 2016
17.062,0 GWh Energía Generada a la fecha 2015
3,4 % superior, Variación Energía Generada
- **5.392,1 MW** Potencia instalada SING
2.555,2 MW Potencia máxima a la fecha (15/02/2016 hora 24)
1.257,4 MW Potencia mínima a la fecha (03/04/2016 hora 5)
- **60,2 US\$/MWh** CMg promedio a la fecha 2016
57,8 US\$/MWh CMg promedio a la fecha 2015
4,2 % superior, Variación CMg a la fecha

Nota: Potencia instalada SING incluye las siguientes centrales en periodo de puesta en servicio (703,3 MW):
Kelar, La Huayca II, Parque Solar Finis Terrae y Solar El Águila I.

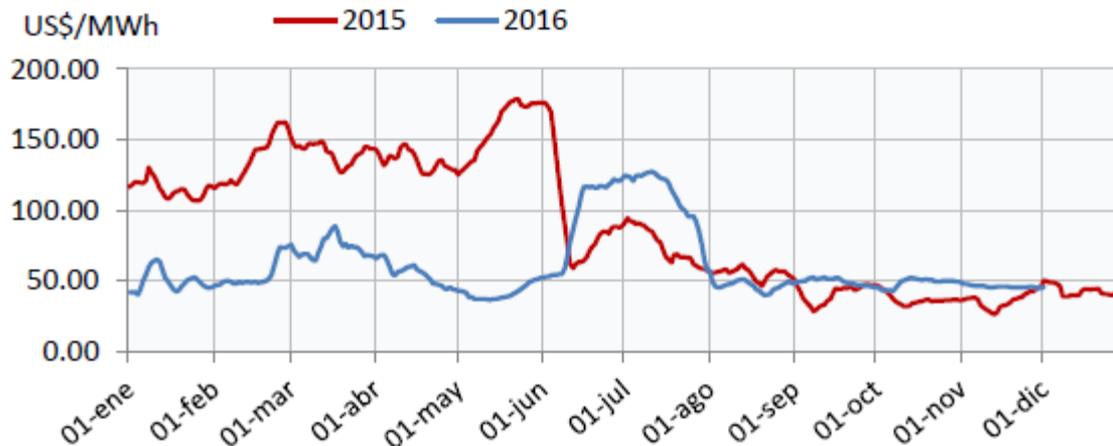
Costos marginales y Capacidad Instalada del SIC

La demanda bruta máxima media horaria alcanzó el valor de **7.316,4 (MWh/h)**, y tuvo lugar el día jueves 27 octubre.

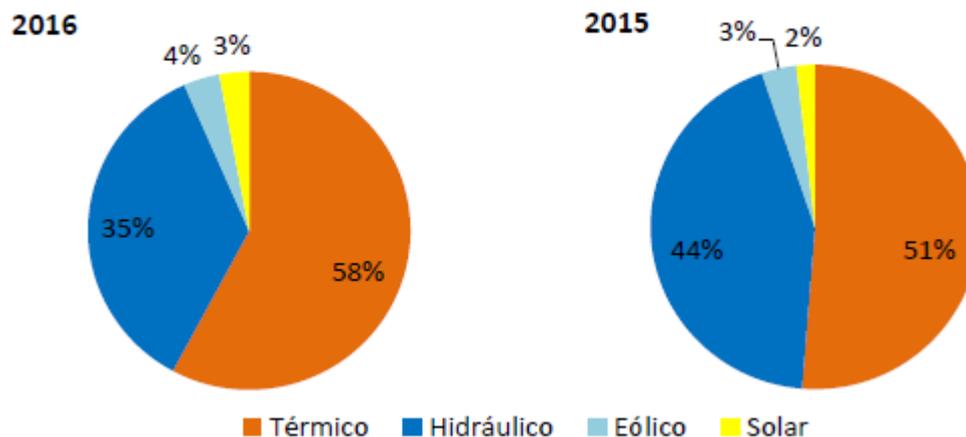
La Capacidad Instalada en el SIC al 31 de octubre de 2016 es de **16,600 MW**. En ERNC es de **2,581 MW**.

Se estima un cmg promedio anual de **US\$/MWh 57.4**

Costo Marginal Quillota Promedio Ventana Anual (USD/MWh)



Generación Acumulada Anual por Energía



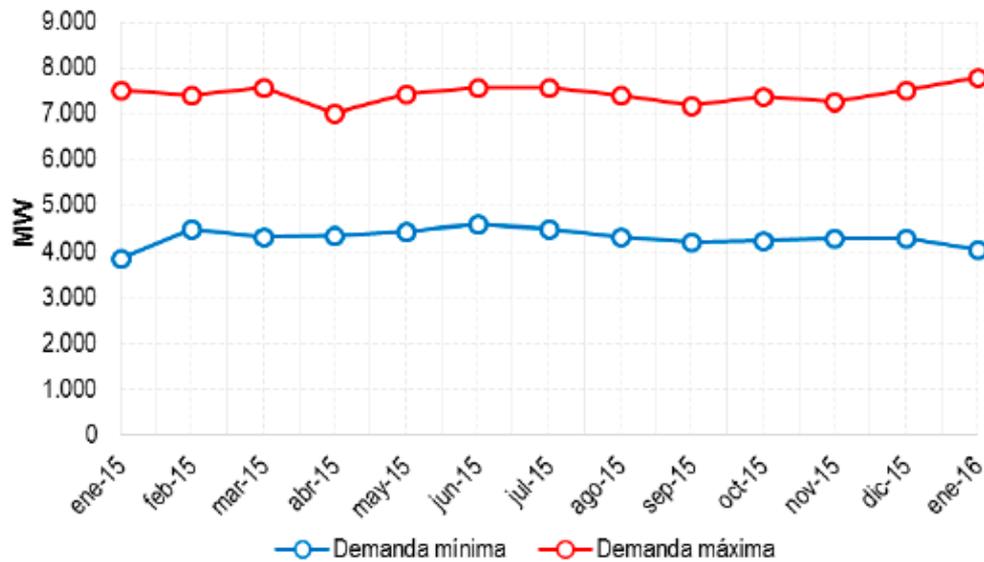
Composició de Capacidad Instalada-SIC

Capacidad Instalada

Por Tecnología	2015 Cierre a Diciembre [MW]		2016 Cierre Octubre [MW]		2016 * Proyección a Diciembre [MW]	
Térmica	8.177,0	51,4%	8.241,7	49,6%	8.250,0	48,2%
Embalse	3.402,0	21,4%	3.402,0	20,5%	3.402,0	19,9%
Pasada	3.068,5	19,3%	3.191,9	19,2%	3.258,1	19,0%
Eólica	819,9	5,2%	931,9	5,6%	1.212,5	7,1%
Solar	443,6	2,8%	846,9	5,1%	985,2	5,8%
Total	15.911,1	100,0%	16.614,4	100,0%	17.107,7	100,0%
ERNC	1.983,6	12,5%	2.581,8	15,5%	3.071,3	18,0%
*En construcción según ficha Catastro de Nuevos Proyectos						

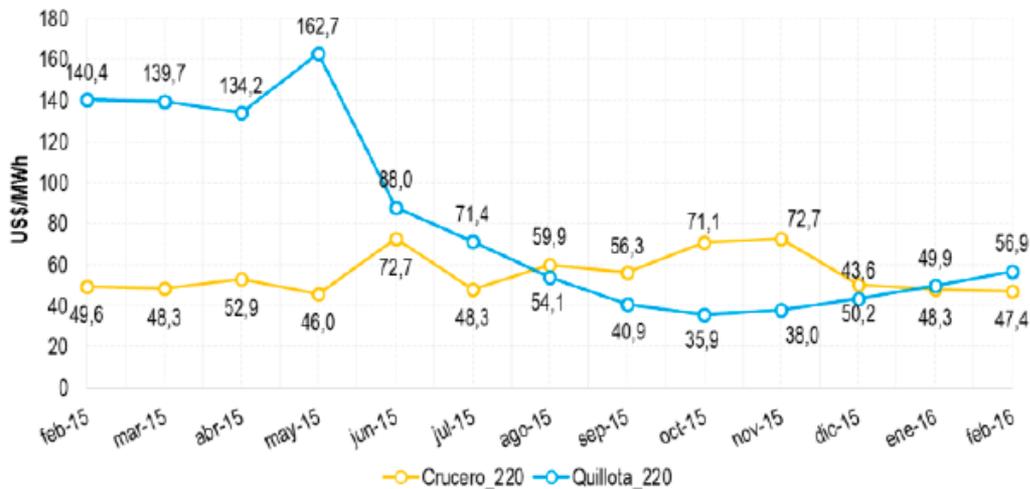
	Térmico	Hídrico	Eólico	Solar	Total
ERNC	379,2	423,9	931,9	846,9	2.581,8

Demanda máx. SIC y Cmg. SIC-SING



Demanda SIC [MW]				
	Anual 2016	ene-16	Δ% mes	
			dic-15	ene-15
Máxima	7.789,0	7.789,0	↑ 3,8%	↑ 3,5%
Mínima	4.051,1	4.051,1	↓ -5,6%	↑ 5,1%

Costo marginal promedio mensual del SIC y del SING, últimos 13 meses

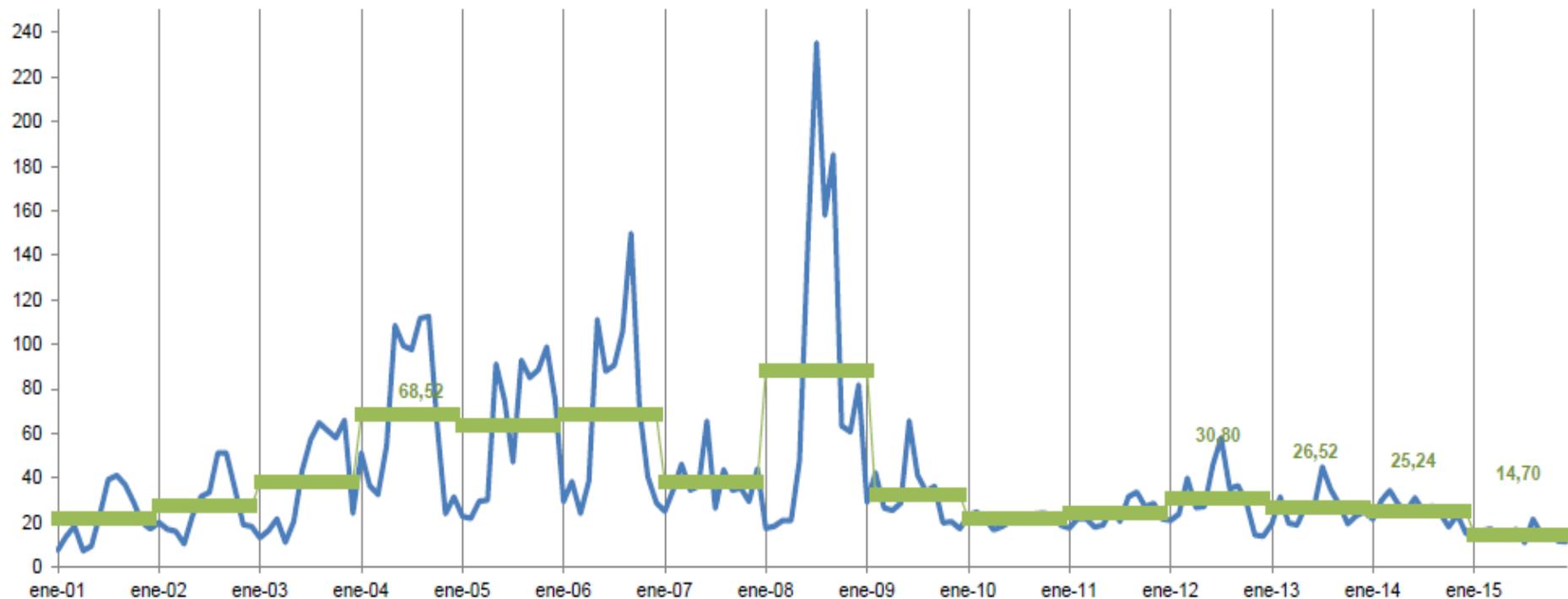


Costo marginal [US\$/MWh]				
Sistema	Promedio 2016	feb-16	Δ% mes	
			ene-16	feb-15
SIC	53,4	56,9	↑ 14,0%	↓ -59,4%
SING	47,8	47,4	↓ -1,9%	↓ -4,5%
Promedio	52,0	54,4	↓ -7,7%	↓ -56,0%

Fuente: CDEC-SIC, CDEC-SING.

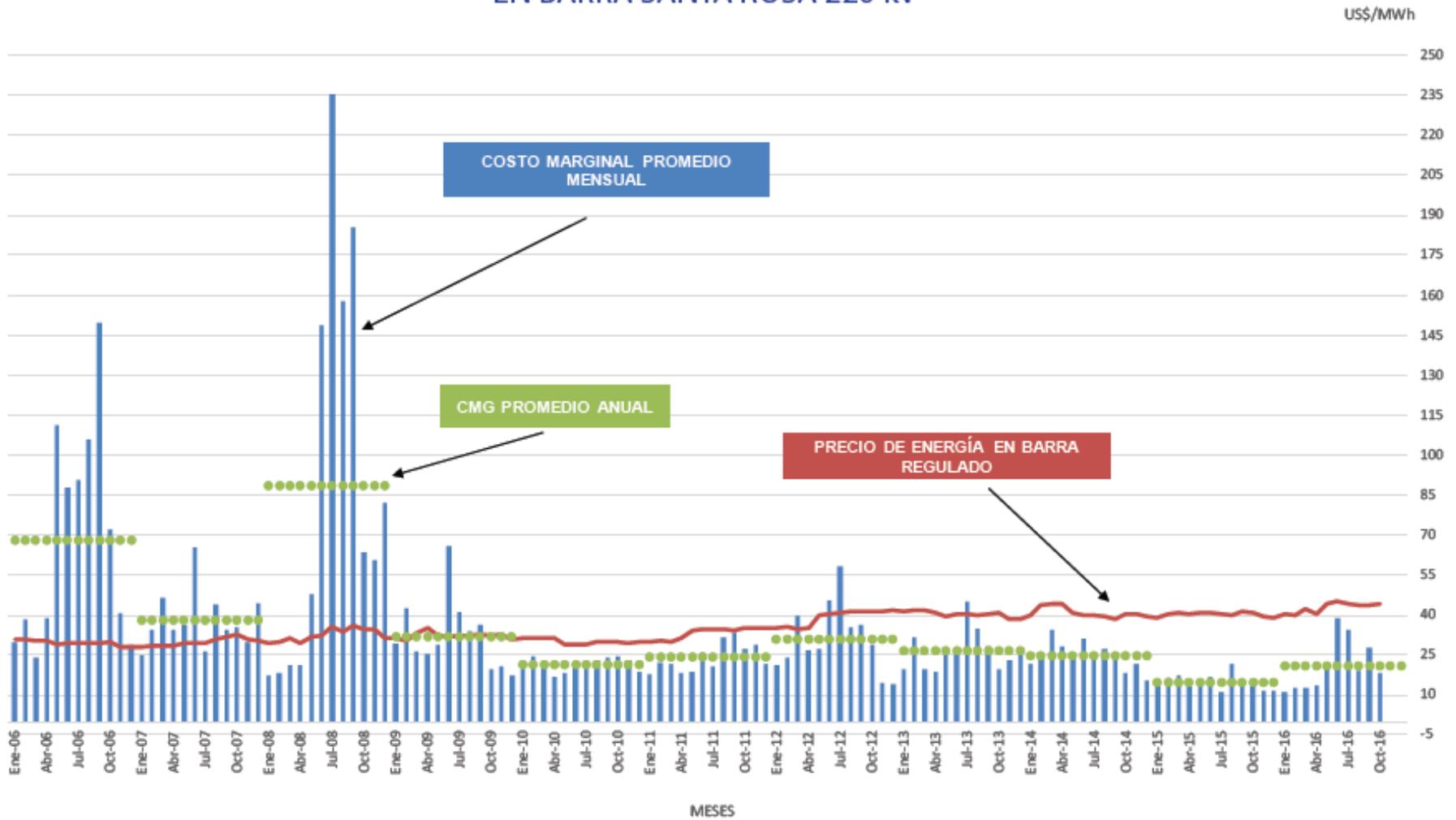
COSTO MARGINAL PROMEDIO ANUAL DEL SEIN (En barra de Referencia Santa Rosa)

US\$/MWh



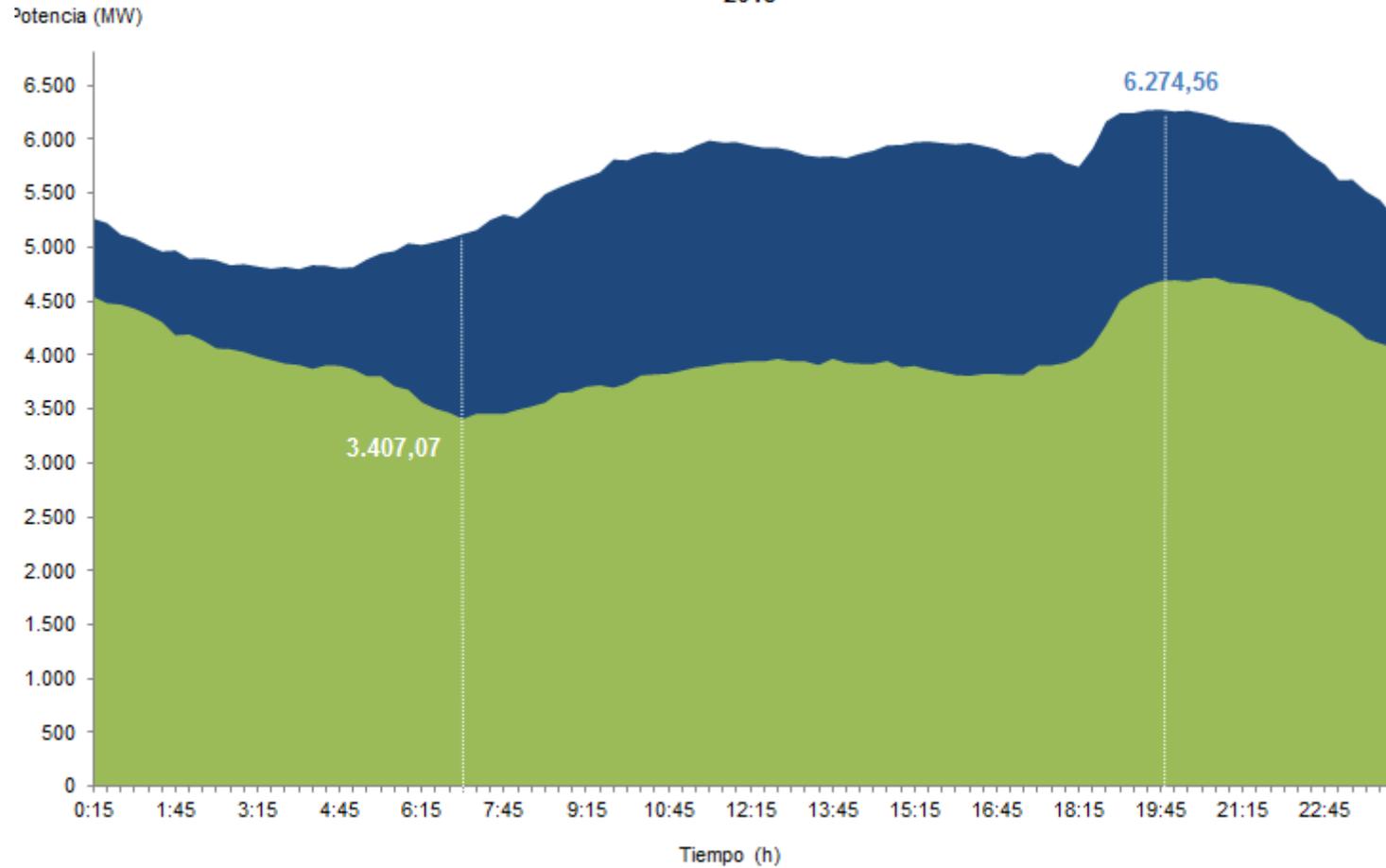
Ref. : COES-SINAC, enero 2016

COSTO MARGINAL PONDERADO, TARIFA EN BARRA PONDERADO Y CMG PROMEDIO ANUAL DEL SEIN EN BARRA SANTA ROSA 220 kV



Máxima Demanda en el SEIN

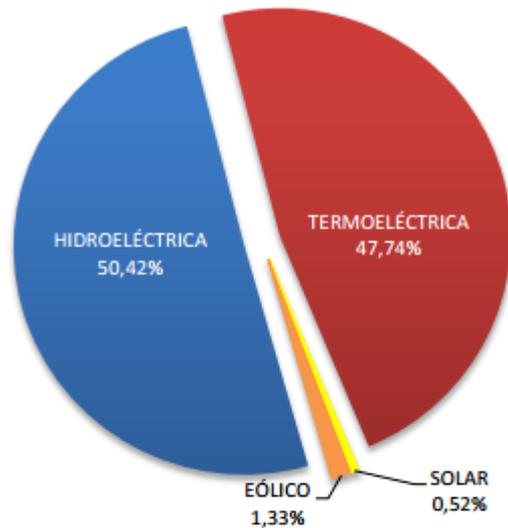
DIAGRAMA DE CARGA DEL COES
MÁXIMA Y MÍNIMA DEMANDA
2015



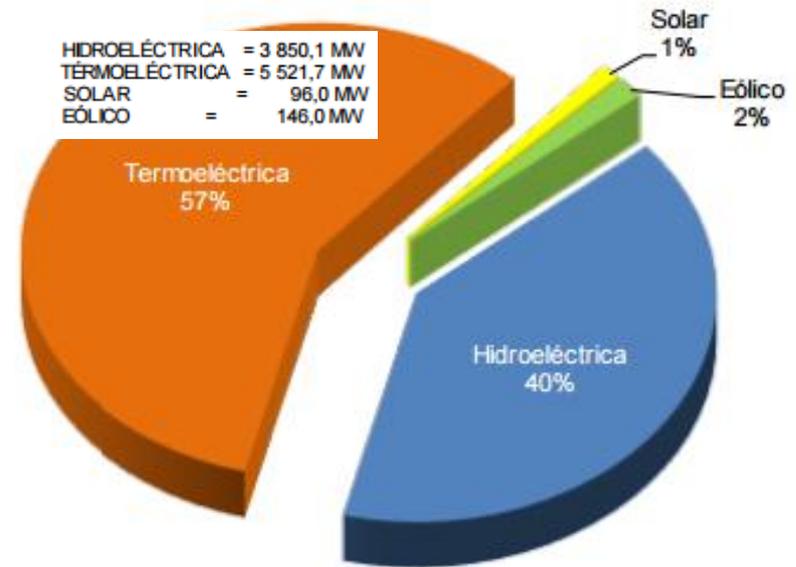
Producción y Potencia Efectiva -SEIN

POR TIPO DE GENERACIÓN

2015

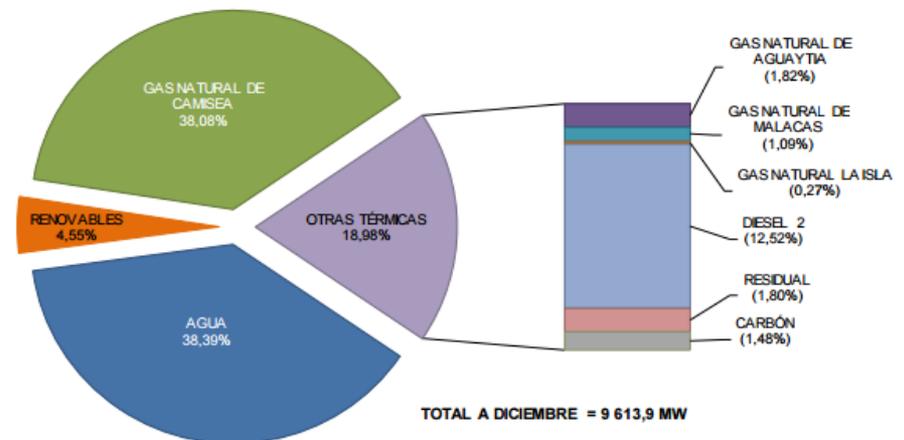


POTENCIA EFECTIVA - POR TIPO DE GENERACIÓN



TOTAL A DICIEMBRE 2015 = 9 613,9 MW

POTENCIA EFECTIVA POR TIPO DE RECURSO ENERGÉTICO



TOTAL A DICIEMBRE = 9 613,9 MW

Pot. Instalada total: 10.150 MW

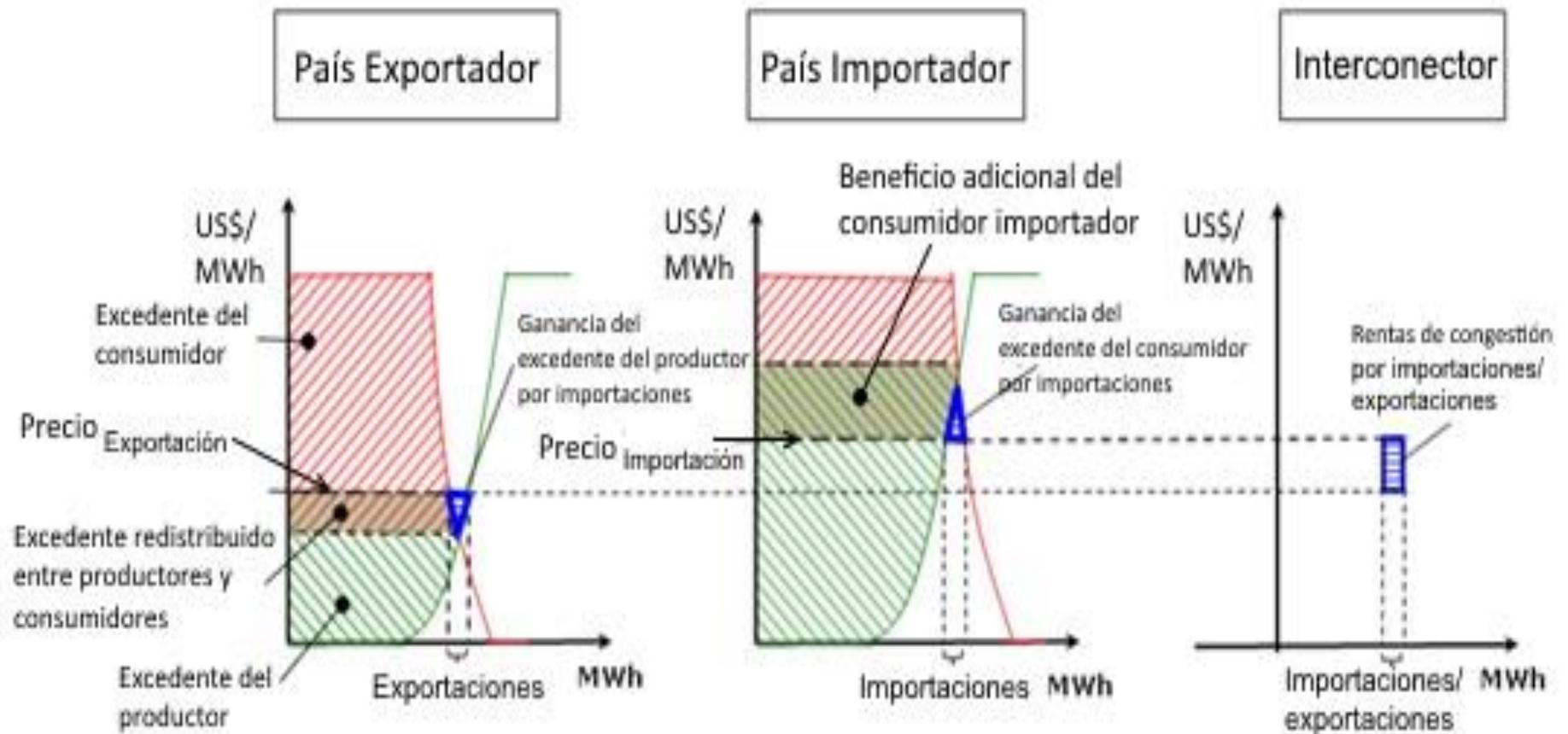
TIPO	ENERGÍA (GW.h)	PARTICIPACIÓN (%)
HIDROELÉCTRICA	22 456,2	50,42
TERMOELÉCTRICA	21 262,2	47,74
SOLAR	231,0	0,52
EÓLICO	590,7	1,33
TOTAL	44 540,0	100,00

CONCEPTOS DE LA DECISIÓN EN TRÁMITE

COMUNIDAD ANDINA DE NACIONES (CAN)

- ▶ Sólo se exportará excedentes de corto plazo (despacho 24 horas). Sin firmeza. No se requiere pago por capacidad
- ▶ Se introduce el concepto de mercado del día previo (**vinculante**) y de los mercados intradiarios.
- ▶ **Se distingue** los precios del mercado interno de los precios del resto.
- ▶ Las rentas congestión se asignarán **50% – 50%** entre los países importador y exportador.
- ▶ Solo configura un mercado de **corto plazo** entre operadores del mercado. No se requiere contratos comerciales para habilitar las transacciones
- ▶ **No** se prevé **regulación** sobre contratos bilaterales entre agentes
- ▶ Las transacciones físicas internacionales serán consecuencia del **despacho económico** de los excedentes de producción,
- ▶ **No** se exportará **subsidios**
- ▶ El pago por el uso de las redes se efectuará a través del concepto de **peaje**. **No** se requiere el concepto de **país de tránsito** para la remuneración de la transmisión.

Exportación-Importación de electricidad entre dos países



Ref.: adaptación propia

Exportación–Importación de electricidad entre dos países

- ▶ Los beneficios aumentarán para el *consumidor* en el país *importador* ; también el *generador exportador* tendrá mayores beneficios a cambio de la reducción de beneficios en el consumidor local y por ganancia adicional por las importaciones ;
- ▶ La empresa de transmisión (interconector) que conecta los mercados tendrá *rentas de congestión*.

¡ El resultado de la transacción comercial entre los dos mercados se reflejará en que : el precio de la electricidad en el país exportador aumentará mientras que en el país importador se reducirá !

Cuando un generador dominante vende electricidad en dos países

Precio y producción en país de origen: $p_D(q_D)$

Precio y producción en país extranjero: $p_E(q_E)$

Función de costo: $C(q_D + q_E)$

$$\text{Beneficios: } \Pi = p_D \cdot q_D + p_E \cdot q_E - C$$

∴ condición de máximos beneficios:

$$\frac{\partial p_D}{\partial q_D} \cdot q_D + p_D = \frac{\partial p_E}{\partial q_E} \cdot q_E + p_E$$

Cuando

$$p_E > p_D$$

entonces

$$\frac{\partial p_E}{\partial q_E} \cdot q_E < \frac{\partial p_D}{\partial q_D} \cdot q_D$$

Cuando un generador dominante vende electricidad en dos países

Del resultado anterior, podemos observar que:

- ▶ El generador dominante *reducirá su producción* en el país de menor precio, induciendo así a que éste *suba*; además
- ▶ elevará la producción de exportación al otro país.
- ▶ La subida de precio en el país de origen será *más acentuada* cuando su demanda es *más inelástica* (caso del Perú).
- ▶ Por lo tanto, la empresa generadora dominante tendrá *beneficios extraordinarios*; mientras que los *perdedores* serán los consumidores del país de origen y *ganadores* los consumidores del país importador.

Equilibrio de largo plazo con fuentes Renovables de Energía (RE)

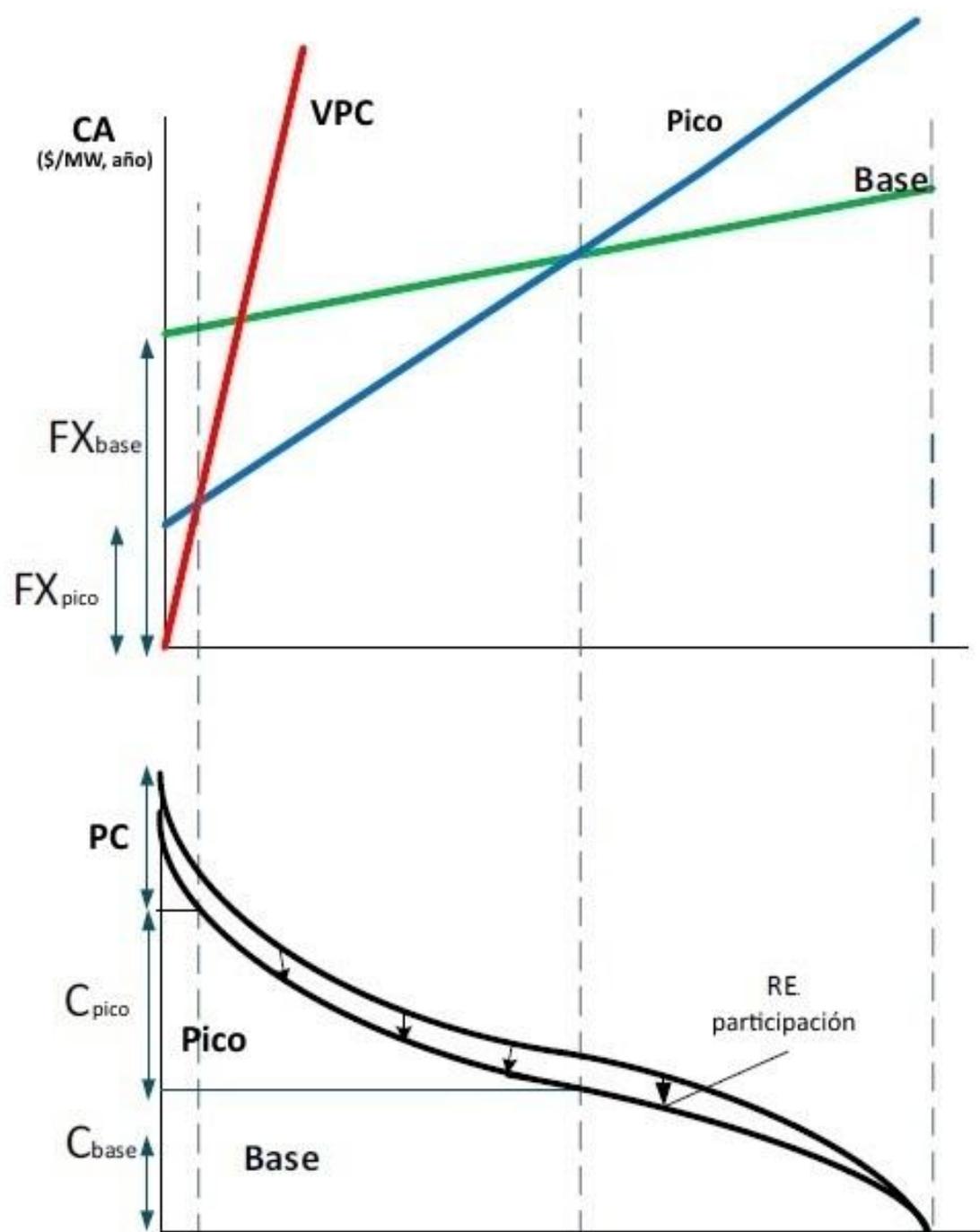
CA: costos anuales

PC: pérdida de carga

VPC: valor de PC

COMENTARIO :

se reduce la necesidad de capacidad en base y pico; pero debido a la intermitencia de las RE se tiene incorporar un respaldo flexible de generación convencional.

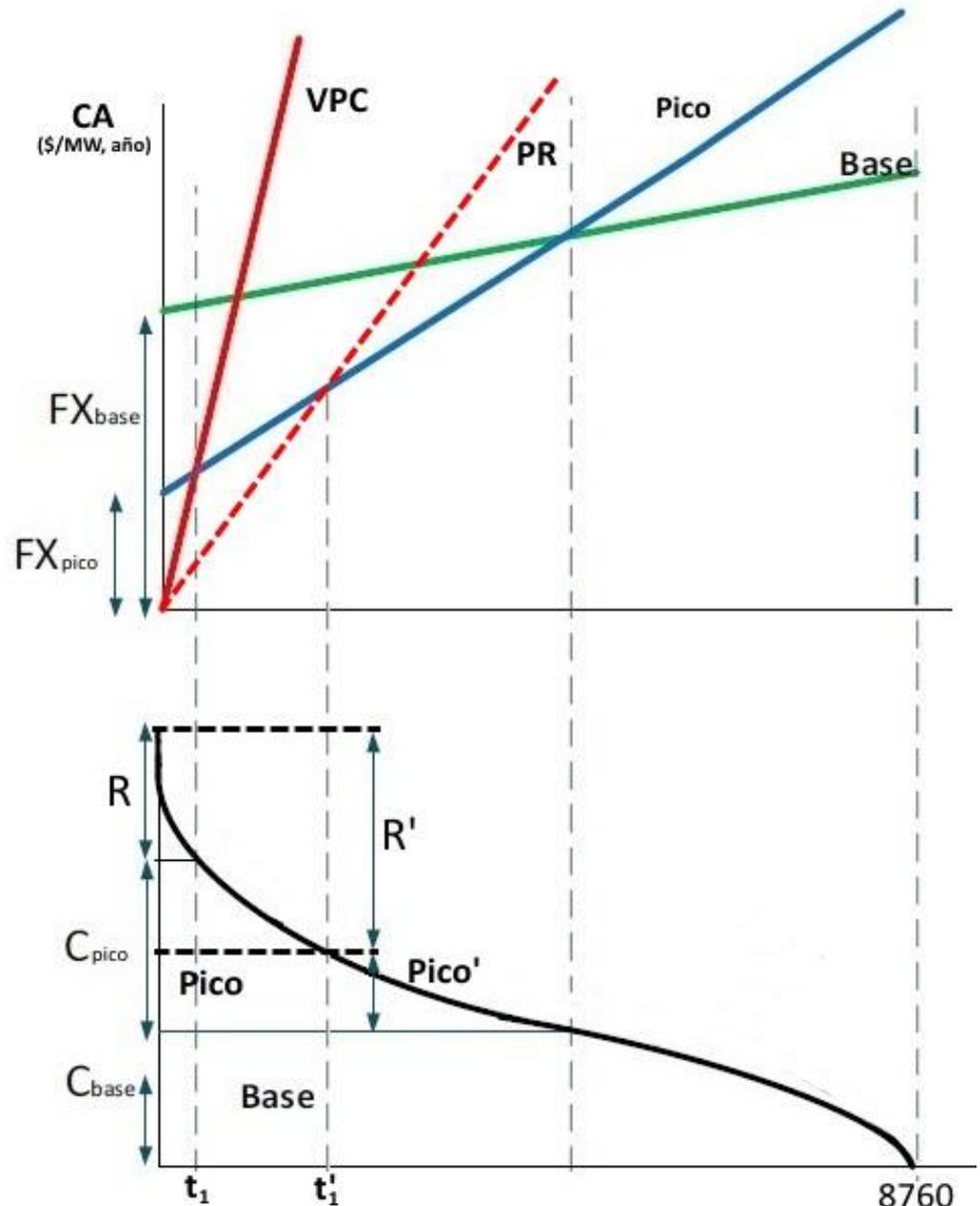


Reserva de capacidad (R) en Mercados transfronterizos

CA: costos anuales
 PR: precio de R < VPC
 VPC: valor de PC

COMENTARIO :

En el largo plazo, aumenta la necesidad de reserva de capacidad ya que se reduce el incentivo en las inversiones en capacidad de base y pico. Esta modalidad (R) aplicada en Perú, pero remunerada fuera del mercado y cargada en el precio al consumidor local y beneficiará al consumidor del mercado importador (*free-rider*).



Reflexiones Finales

Después de revisar algunos datos técnicos relevantes de los mercados eléctricos de Perú y Chile y, analizado los impactos que producen en los mercados transfronterizos, vemos que:

- ▶ Los cmarg de la electricidad en Chile se han reducido en el SIC desde el 2015 (principalmente por la caída de los precios de los hidrocarburos) y poco en el SING; en el Perú se mantienen en promedio *50% más bajos*.
- ▶ La generación en el SIC es de 58% de hidrocarburos; 35% hidro y 7% eólica+solar ; el SING es aprox. 94% de hidrocarburos y 6% eólica+solar. Se puede estimar que, deberán pasar unas tres décadas con una correcta política se alcance una matriz eléctrica sostenible .
- ▶ el publicitado excedente de capacidad para la exportación en ambas direcciones entre Perú y Chile *es una falacia*.

Reflexiones Finales

- ▶ En los mercados transfronterizos el precio aumenta para el consumidor en el lado exportador y se reduce para el consumidor importador; y el generador exportador incrementará sus beneficios y más si tiene posición dominante. Esto se debe considerar en las transacciones.
- ▶ La Decisión propuesta en la CAN de fijar “los precios del mercado interno de los precios del resto”, no respeta los fundamentos del *libre mercado*. Se debe revisar además la distribución igualitaria de rentas de congestión y, considerar que habría exportación de subsidios (en Perú hay *subsidio implícito* al GN y Polo Energético del Sur) y pagos por capacidad. Se debe *coordinar* (nó unilateralismo) entre los países las políticas de suficiencia de generación y capacidad de interconexión, y de mecanismos de remuneración de capacidad para evitar distorsiones en el comercio transfronterizo.

Reflexiones Finales

- ▶ Se debe reconocer que el proceso de integración regional es y será a través de *acuerdos o convenios bilaterales y multilaterales entre los Estados*.
- ▶ Las barreras a la integración energética regional son múltiples; las *técnicas* no son las más frecuentes ni las más difíciles de superar, mientras que las *normativas y políticas* son más frecuentes e incluso persisten después de superadas las técnicas. El panorama se complica cuando hay indicios de *captura del Estado* en el sector energía.
- ▶ Reiteramos que, la clave de la solución a los obstáculos ideo-políticos a la integración energética regional está en la propuesta de *Reformas de Tercera Generación* (el eje de complementación público-privado, el eje local-global).