



SIGNUM
E N E R G Y

*Informe del
Mercado Eléctrico Mayorista
Argentino*

Primer Semestre 2019



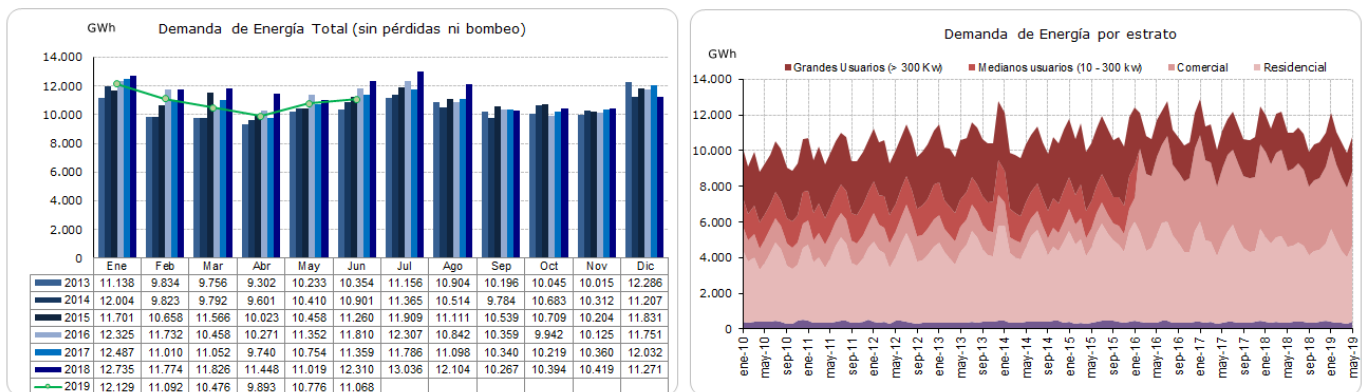
INFORME DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA ARGENTINO

ENERO - JUNIO 2019

1- INTRODUCCIÓN

La Demanda de **Energía** en el Mercado Eléctrico Mayorista de Argentina durante el **periodo analizado** tuvo su valor máximo en enero 2019 alcanzando **11.693 GWh** (disminución interanual de 4,8%), mientras que la Energía Generada + Importaciones fue de **12.130 GWh**. La diferencia del 3,7% entre Generación y Demanda se debe a las pérdidas originadas en la red de transporte y a las centrales de bombeo.

La temperatura media de enero 2019 fue de 24,9°C, siendo un 2,7% inferior a lo registrado en enero 2018.



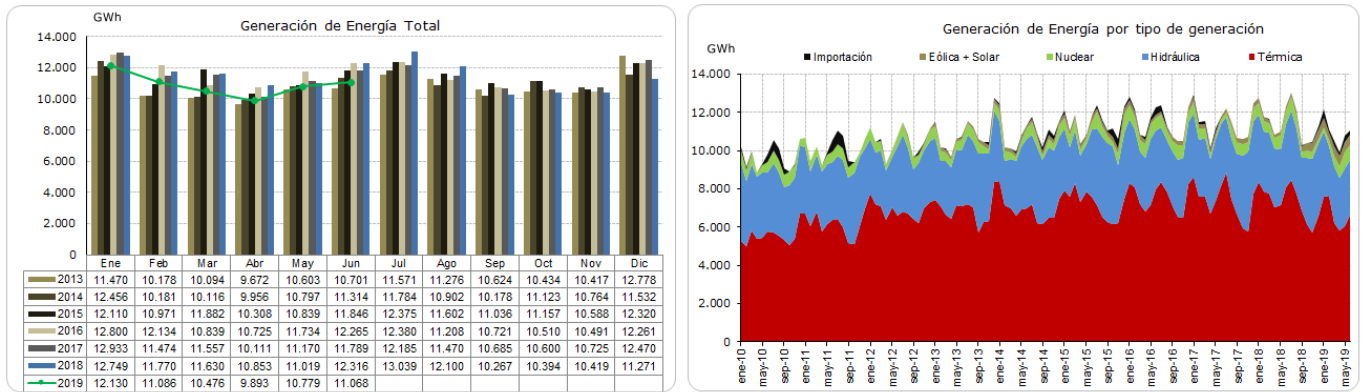
Como puede observarse en el gráfico de Demanda por estrato; la categoría Residencial es la que concentra el mayor requerimiento de energía con un 40%, seguido con un 38% por la categoría Comercial y Medianos Usuarios y un 18% los Grandes Usuarios. El 4% restante surge de las pérdidas originadas en la red de transporte y a las centrales de bombeo y un 0,1% de las exportaciones.

Del análisis de la evolución de la demanda se evidencia una disminución del 8% durante el primer semestre del año 2019 en el consumo total, disminuyendo 8% el consumo residencial y comercial, y un 9% los Grandes Usuarios.

En cuanto a la Generación, las centrales Térmicas son las que realizan un mayor aporte al conjunto generador con un 61% de la energía total inyectada al sistema, siendo la generación Hidráulica con un



27% la que le sigue en importancia. El 12% restante corresponde a Energía Nuclear (5%), las fuentes Eólicas, Solar representan el 5% y un 2% las importaciones.

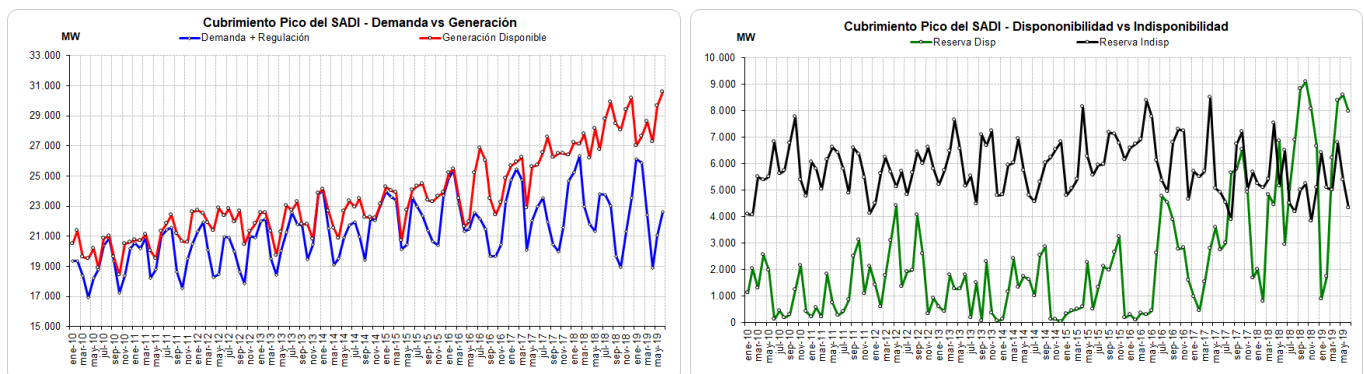


2- CUBRIMIENTO DEL PICO REAL DEL SADI

El día **29-01-2019 a las 14:25 hs** se registró el pico de consumo de potencia. La demanda máxima en el pico de consumo ascendió a **26.113 MW**; tal solicitud fue cubierta con un 63% de Generación Térmica, 32% Hidráulica y 3% con Generación Nuclear + Renovable. Para cubrir la demanda fue necesario importar 20 MW de Paraguay. La reserva Térmica, Hidráulica y Nuclear disponible era de 879 MW es decir un 3,4%, del pico demandado.

Por otro lado, la Indisponibilidad de generadores Térmicos, Hidráulicos y Nucleares totalizaba 6.406 MW es decir un 25% de la demanda de potencia de ese momento.

Resulta importante destacar que, a partir de marzo 2018, se evidencia una mayor capacidad de reserva de generación disponible en los momentos de producirse el requerimiento máximo de potencia mensual, promediando durante el primer semestre del año 2019 el 26% de Reserva respecto a la Demanda Máxima de Potencia en cada mes; lo cual se observa claramente en los siguientes gráficos.



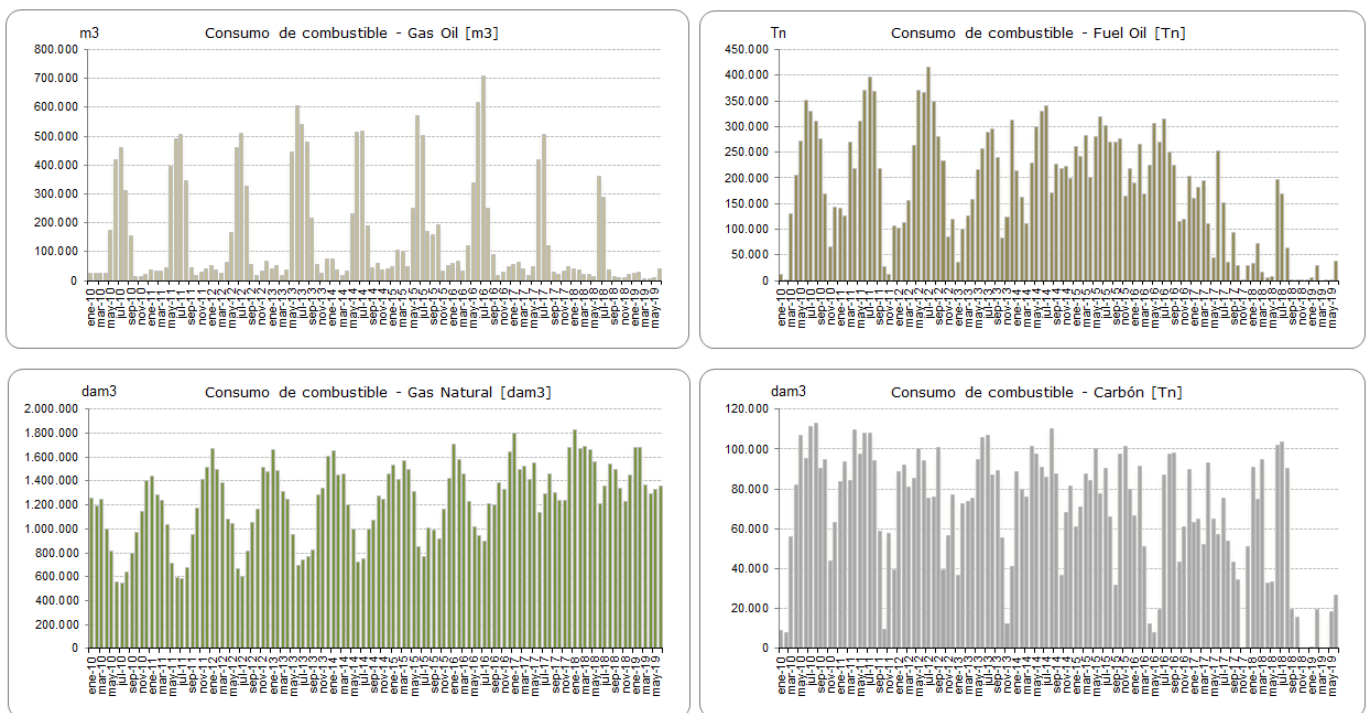


INCORPORACIONES DE EQUIPOS DE GENERACIÓN - Principales Ingresos Previstos:

- ✓ CN EMBALSE considerada E/S al 85% en el período. ATUCHA 2 considerada limitada al 20% hasta su parada de 3 semanas en fines de octubre.
- ✓ Unidades NO renovables ingresantes en el período 674 MW: Centrales RES 287 → 659 MW (ROJOTG04, VMA2TG04, GEBATG04, BRKETG04, TER6TG11, PEDRTG03).
- ✓ Energías Renovables: Ingresos en el período 1525 MW (Mater 318 MW). Eólico → 961 MW, Solares → 505 MW Bio Combustibles → 52 MW, Hidráulica → 7 MW.

3- MAQUINAS TÉRMICAS - CONSUMOS Y PRECIOS DE COMBUSTIBLES

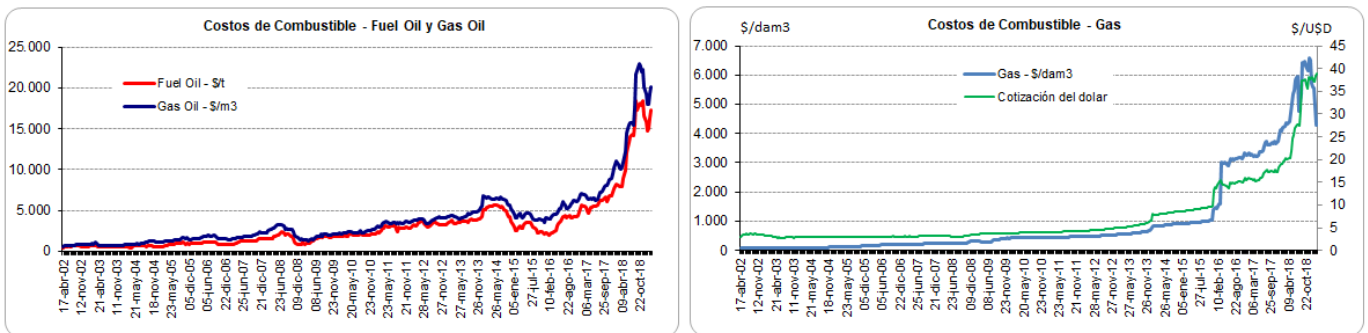
En los siguientes gráficos se puede observar el detalle de los diferentes combustibles utilizados para la Generación Térmica desde el año 2010 a la fecha.



En referencia a la utilización de combustibles líquidos, Gas Óil y Fuel Óil, se observa cómo históricamente crece su utilización en el período invernal debido al déficit de Gas que afronta el parque generador en dichos periodos. Sin embargo, del análisis acumulado durante el año 2019, surge que se produjeron importantes disminuciones en el consumo de Gas Oil (-76%), Fuel Oil (-79%) y Carbón (-85%), comparado con el año pasado, mientras que el Gas Natural redujo su utilización en un 9%. Esto es producto de la sobreoferta de Gas Natural cuya producción se incrementó un 7% en términos

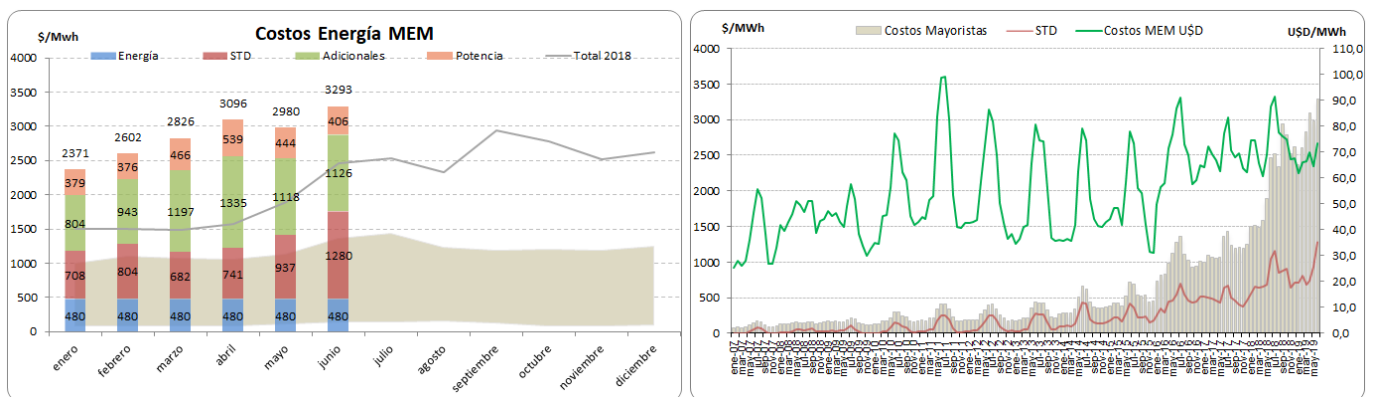
interanuales, y al aporte de la generación de Energía de fuentes Renovables; sumado a la fuerte caída de la demanda eléctrica producto de la recesión económica.

Es de esperar que la menor demanda de gasoil y fuel oil produzca una baja del costo monómico de la energía y, por consiguiente, en una reducción también de los subsidios que precisa el sector, dado que el Tesoro termina solventando aproximadamente un 40% del costo real de generación porque las tarifas residenciales no alcanzan a cubrir la totalidad de ese monto.

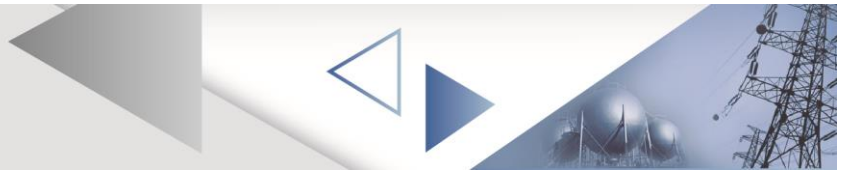


4- PRECIOS DE LA ENERGÍA EN EL MEM (COSTO DEMANDA BASE)

El siguiente esquema muestra el impacto económico que tiene la utilización de los distintos combustibles en el precio de la energía. El área muestra los precios máximos y mínimos del periodo 2007-2017 de los Costos de Energía Eléctrica del Mercado Eléctrico Mayorista, mientras que la curva muestra los costos del año 2018. El gráfico de barras muestra el costo total del año 2019, desagregado en cada uno de sus principales conceptos.



Se puede observar que el costo de Energía en el MEM durante el año 2019 tuvo un incremento del 68% en pesos y una disminución del 6% en dólares, respecto a igual periodo del año 2018. Se destaca que en marzo y abril 2019 la variación interanual fue del 90%, motivado especialmente por la devaluación del tipo de cambio.



El concepto de mayor relevancia es el Sobrecosto Transitorio de Despacho (STD) cuyo costo promedio 2019 fue de 859 \$/MWh y explica el 30% del costo total. Este cargo se ve fuertemente influenciado por el tipo de combustible utilizado para la generación de energía, lo que explica su incremento en época invernal por la utilización de combustibles líquidos, en remplazo del Gas.

Otro de los cargos de relevancia es el Sobrecosto MEM importación Brasil en la facturación de CAMMESA cuyo costo promedio durante el 2019 fue de 805 \$/MWh (28% del costo total).

El Sobrecosto Transitorio de despacho no es aplicado sobre la demanda excedente y en caso de tener formalizado un contrato Plus tampoco se aplica el Sobrecosto MEM importación Brasil.

En resumen, el costo promedio en el transcurso del año 2019 fue de 67 U\$/MWh para la demanda base y 74 U\$/MWh para la demanda excedente.

Costo Res. 1281 Aplicado y Real

Este cargo que forma parte de la Res. 1281 estipula la aplicación de un sobrecosto para aquellos Grandes Usuarios del Mercado Mayorista que registren una potencia superior a los 300 Kw y cuya demanda de energía supere el consumo del año 2005 (Demanda Base). En el caso de los Grandes Usuarios de la Distribuidora, este cargo se dejó de aplicar en el año 2016.

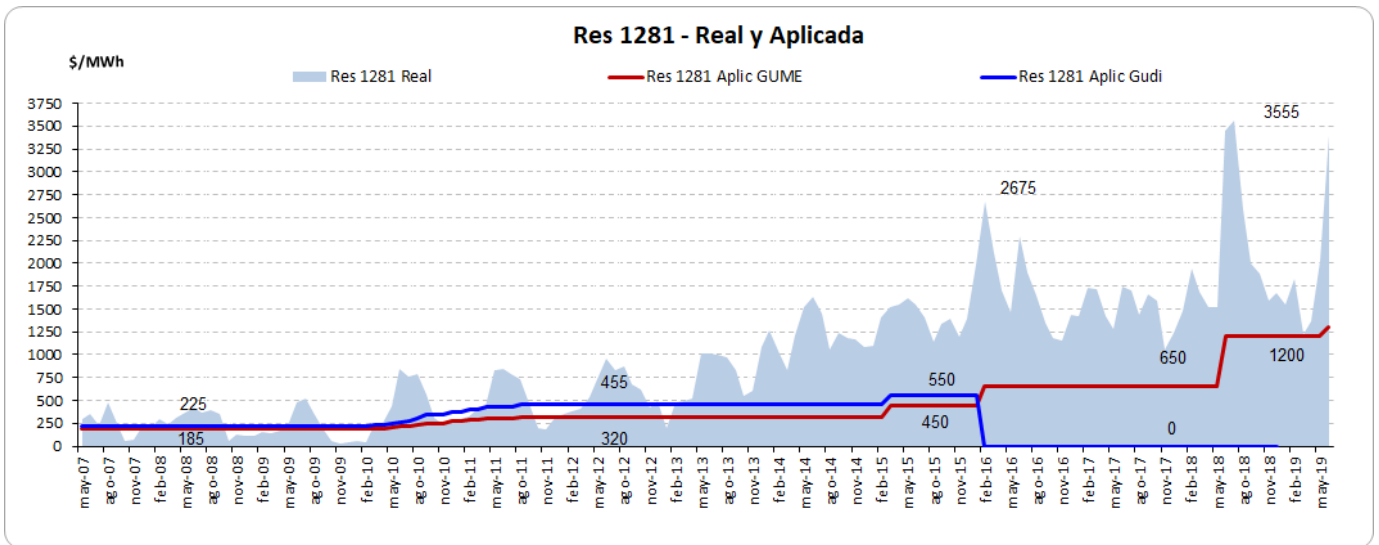
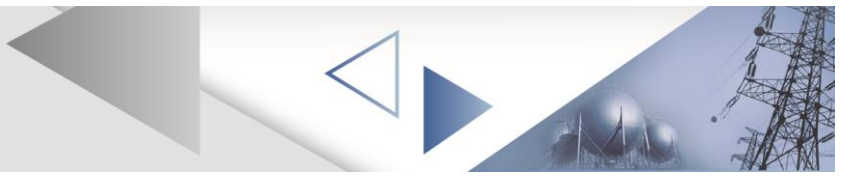
El 14 de junio de 2018, la Subsecretaría de Energía emitió la nota 28663845 mediante la cual:

- 1- Se actualizó el costo aplicado para los GUME's y GUMA's; pasando a ser **1.200 \$/MWh** sobre la demanda excedente.

Este costo no podrá ser inferior al Sobrecosto Transitorio de despacho. Es por esto que en el periodo junio 2019 el costo aplicado fue de 1302 \$/MWh.

- 2- Transitoriamente se dejará de calcular el diferencial existente entre el costo Aplicado y el Costo Real de la Res. 1281. Esto implica que los Fondos de deuda de Res. 1281 no se modificarán quedando en suspenso con su valor acumulado a Mayo 2018.

El gráfico nos muestra en área celeste el "Costo Real de la Res 1281" mientras que las curvas roja y azul hacen referencia a los "Costos Aplicados Res 1281", en los Mercados Mayorista y Minorista respectivamente.

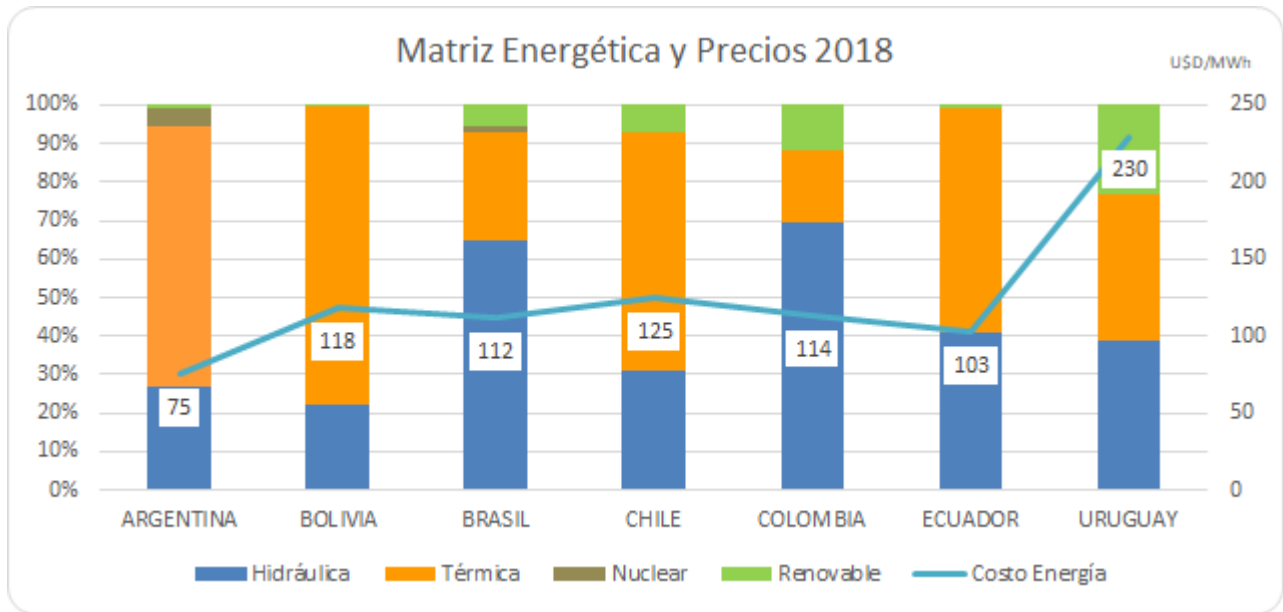
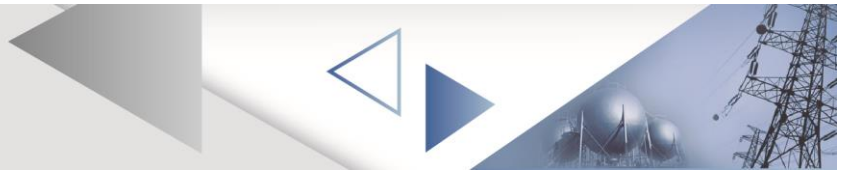


5- ANÁLISIS COMPARATIVO DE TARIFAS ELÉCTRICAS EN LATINOAMÉRICA

Del análisis de los costos de energía de los países de la región y su matriz energética; durante el año 2018; se observa que los costos de Argentina son los más bajos de la región, lo cual indica que aún se encuentra retrasada la transferencia del costo real de la energía a los Grandes Usuarios.

Podemos decir que el precio expresado en U\$D/MWh depende en parte de la matriz energética, es decir la participación de cada una de las fuentes de generación (Hidráulica, Térmica, Nuclear y Renovables). Otro de los factores importantes es la disponibilidad de combustibles fósiles de cada país lo que impacta directamente en los costos de generación térmica. Por último, la formación del precio está dada por la metodología utilizada por cada país para el cálculo de las tarifas.

País	Capacidad Instalada					Costo Energía
	Hidráulica	Térmica	Nuclear	Renovable	Total	Industrial
	MWH	MWH	MWH	MWH	MWH	U\$D/MWH
ARGENTINA	10.063	25.541	1.763	226	37.593	75
BOLIVIA	484	1.699	0	8	2.191	118
BRASIL	91.650	39.564	2.007	7.664	140.885	112
CHILE	6.541	13.001	0	1.517	21.060	125
COLOMBIA	11.501	3.016	0	1.968	16.484	114
ECUADOR	2.408	3.407	0	47	5.862	103
URUGUAY	1.538	1.529	0	921	3.989	230



Fuente: ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA - PERÚ