



INDICADORES PRINCIPALES MEM

VALORES Noviembre 2020

INDICADORES PRINCIPALES MEM

Noviembre 2020

El informe contiene el resumen de variables relevantes del mes de Noviembre de 2020 comparado con el mismo mes del año 2019, sobre la base de datos físicos y económicos obtenidos de la información utilizada para el Documento de Transacciones Económicas (DTE) de dicho mes.

Con una visión de análisis general el objetivo de este informe es poder observar de una manera rápida y sencilla el comportamiento de las principales variables del MEM, observando las tendencias y relaciones que existen entre los resultados físicos y económicos.



TABLERO DE CONTROL – Noviembre 2020 – Principales Valores

	Nov 2019	Nov 2020	Variación %
Tasa de Cambio [\$ar/USD]	59.9	81.3	35.8%
Barril de petróleo [U\$s / barril Brent]	63.2	42.7	-32.5%

TEMPERATURA [°C]	Nov 2019	Nov 2020	Variación °C
TEMP MEDIA	22.7	21.9	-0.8

DEMANDA [GWh]	Nov 2019	Nov 2020	Variación %
DEMANDA LOCAL	10556	10091	-4.4%
Exportación (Uruguay+Brasil)	50	1202.9	
Pot. Max. Bruta [MW]	23674	22289	-5.9%

GENERACIÓN [GWh]	Nov 2019	Nov 2020	Variación %
TOTAL OFERTA+IMP	11008	11714	6.4%

COMBUSTIBLES [Mm3/d]	Nov 2019	Nov 2020	Variación %
TOTAL GAS EQUI.	46.7	57.1	22.1%
CEM [Kcal/KWh]	1916	1852	-3.3%

COSTO MEM [\$/MWh]	Nov 2019	Nov 2020	Variación %
COSTO TOTAL \$ar/MWh	3923.5	4386.3	11.8%
COSTO (LOCAL) u\$s/MWh	65.5	54.0	-17.7%
COSTO ADICIONAL EXPORTACION u\$s/MWh		9.0	
COSTO TOTAL (LOCAL + ADIC.)		63.0	
Costo Marginal Medio	2048.0	3077.8	50.3%
Costo Marginal Medio - USD/MWh	34.5	39.0	13.3%

	Nov 2019	Nov 2020	Variación %
Precio Estacional Medio \$ar/MWh	2291.1	2279.0	-1%
% Cobertura	58%	52%	

Precio Monómico Medio Ingresos MEM \$/MWh	Demanda	Precio Medio \$/MWh	Precio Medio u\$s/MWh
Demanda Estacional (72%)	8183	2279.0	28.0
GUMEM (Grandes Usuarios MEM) (17%)	1908	4088.7	50.3
EXPORTACIÓN (11%)	1203	10569	130.0
DEMANDA TOTAL	11294	3467.7	42.7
% Cobertura		67.7%	



INDICADORES PRINCIPALES MEM

DETALLE VALORES

Noviembre 2020



Tasa de Cambio / Barril de Petróleo

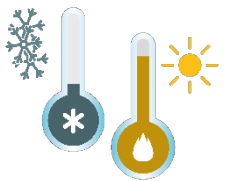


	Nov-19	Nov-20	Variación %
Tasa de Cambio [\$ar/usd] (*)	59.9	81.3	35.8% ↑
Barril de petróleo [U\$s / barril WTI] (**)	57.0	40.9	-28.2% ↓
Barril de petróleo [U\$s / barril Brent] (**)	63.2	42.7	-32.5% ↓

(*) Tasa BCRA ultimo día hábil del mes Noviembre

(**) Promedio mensual - https://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_m.htm

Temperatura



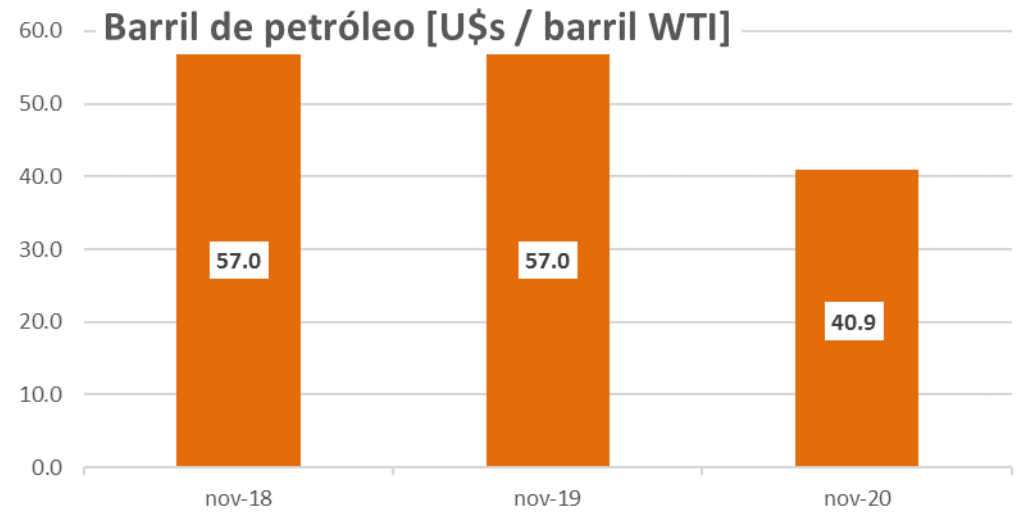
Temperatura [°C]	Nov-19	Nov-20	Variación °C
Temp Media	22.7	21.9	-0.8
Temp MAX	29.3	27.2	-2.2
Temp MIN	17.5	18.0	0.5

(*) Temperatura media región GBA – Fuente SMN

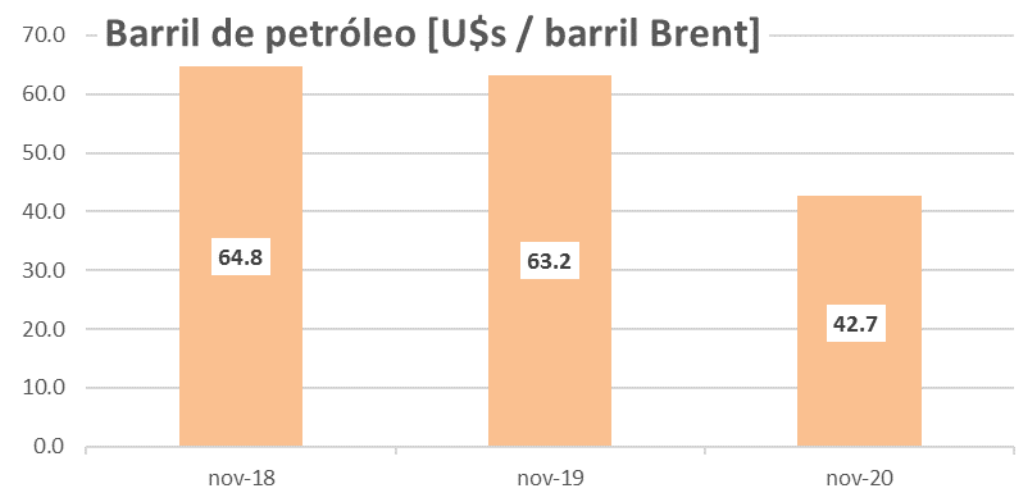
(Histórica Nov 20.3 °C)

→ Si observamos el comportamiento de las temperaturas, si bien las temperaturas se ubicaron por arriba de los valores esperados, tanto en noviembre 2020, como en noviembre 2019, en el caso de este último se observa mayor cantidad de días con temperaturas en general arriba de los 22.0 / 23.0 °C de media. En Noviembre 2020 las temperaturas diarias se ubicaron entorno a los 22°C de media.

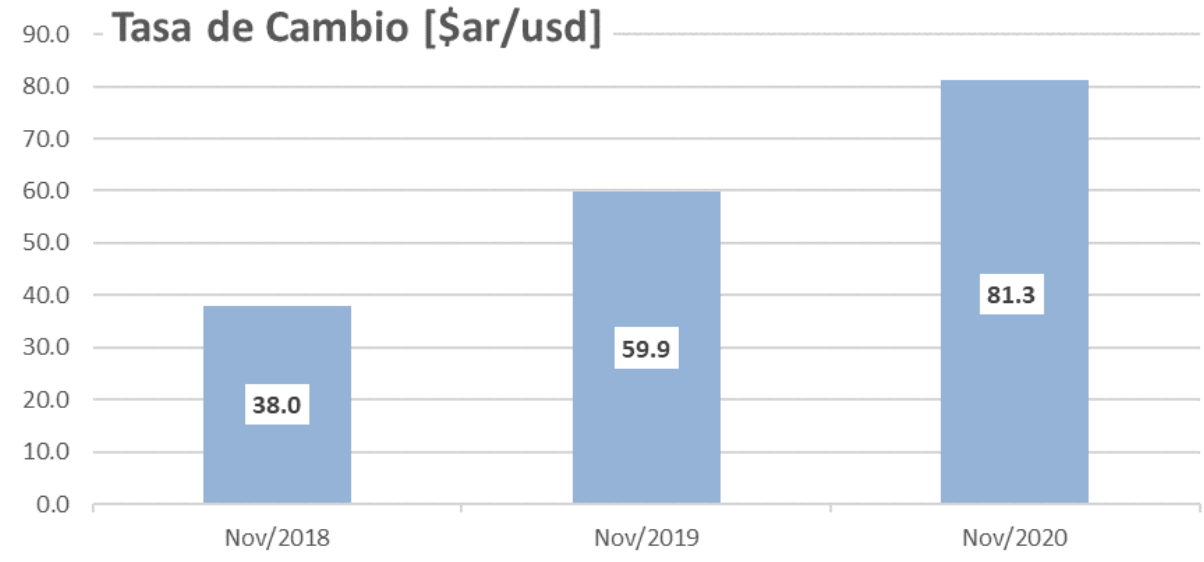
Tasa de Cambio / Barril de Petróleo Noviembre 2018 - 2019 - 2020



Promedio mensual - https://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_m.htm



Promedio mensual - https://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_m.htm





Demanda de Energía

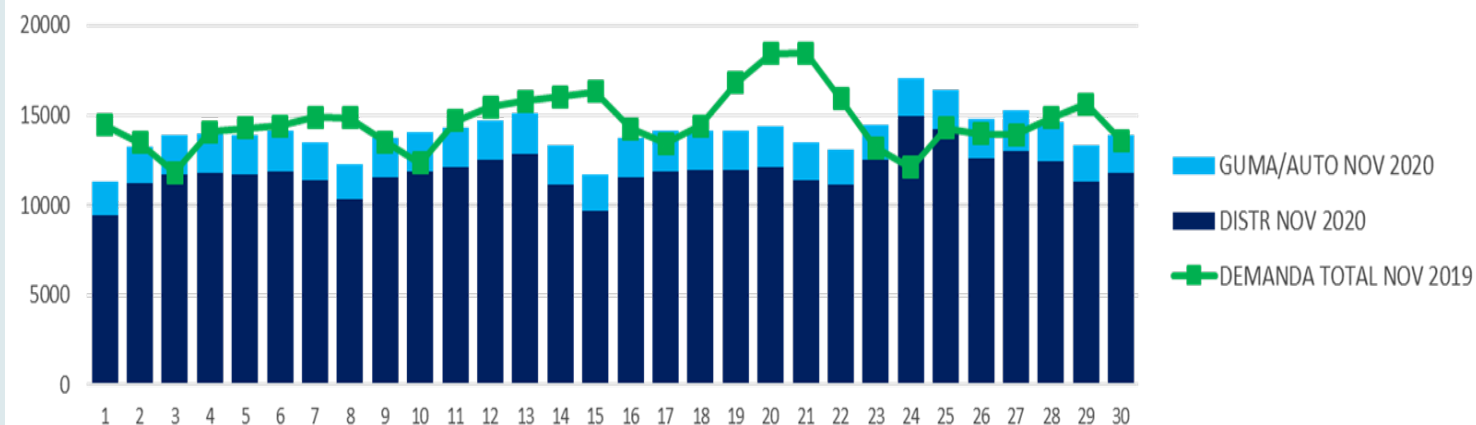
La demanda TOTAL PAÍS a niveles medios terminó con un decrecimiento respecto al mismo período del año anterior en el orden de **-4.4%**.

Observando la demanda por tipo de usuario, se presentó el mismo comportamiento de los últimos meses; una demanda chica o residencial con crecimiento en la demanda, mientras que los demás tipos de consumo, comercios/industria chica y la industria grande, presentaron caídas en sus consumos respecto al año anterior, dando como resultado una baja en el consumo total para el mes de Noviembre 2020.

Si nos paramos en la gran demanda, es de destacar que se sigue observando mes a mes una recuperación del consumo, especialmente desde el comienzo de la fase Distanciamiento Social, Preventivo y Obligatorio, donde en general muchas actividades alcanzaron la demanda previa a la cuarentena, como así también la demanda del mismo periodo del año anterior.

Tipo Demanda	Nov-19	Nov-20	Variación %
Consumo chicos/residencial	4376	4439	1.4%
Consumos Intermedios (comercios/industria chica)	3104	2754	-11.2%
Grandes consumos (gran demanda industrial)	3076	2897	-5.8%
Total Demanda Local	10556	10091	-4.4%
Pot. Max. Bruta [MW]	23674	22289	-5.9%

Demanda diaria Noviembre 2020 vs 2019

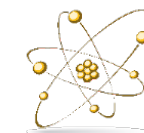




Oferta



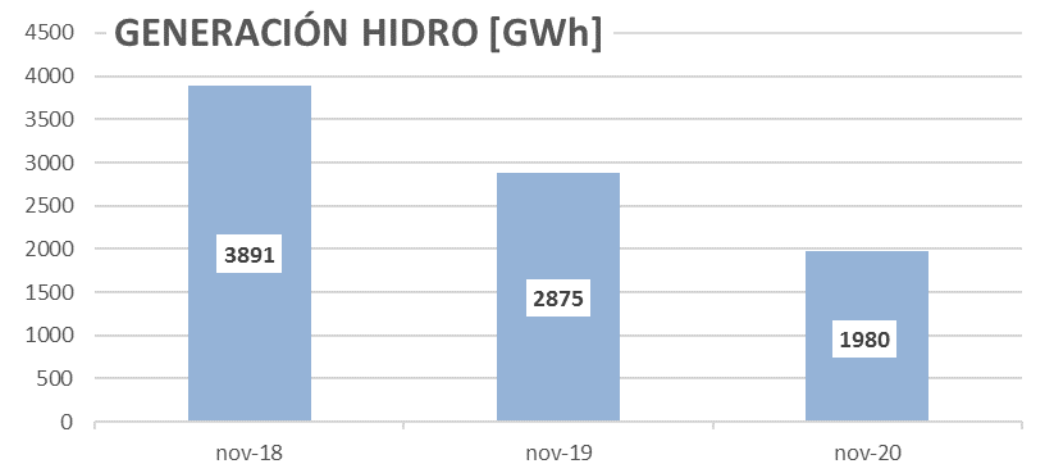
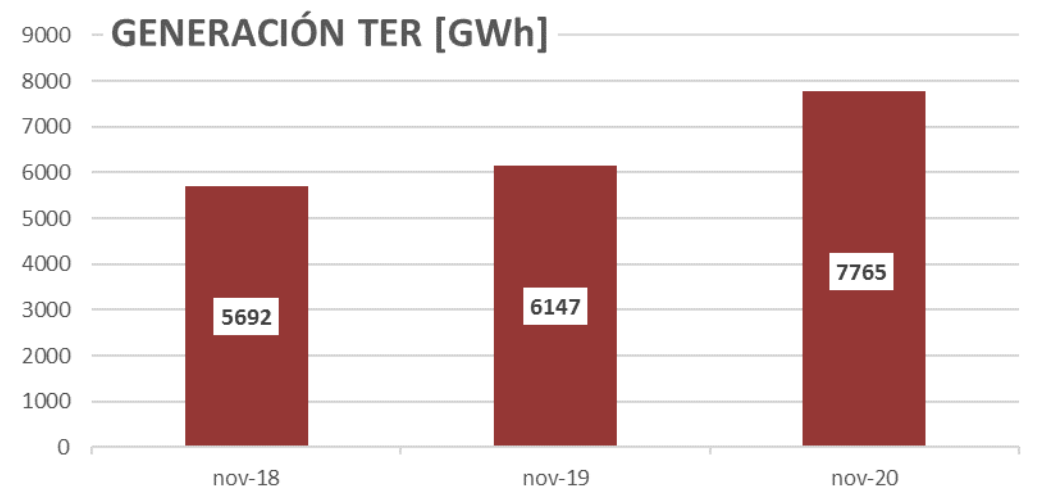
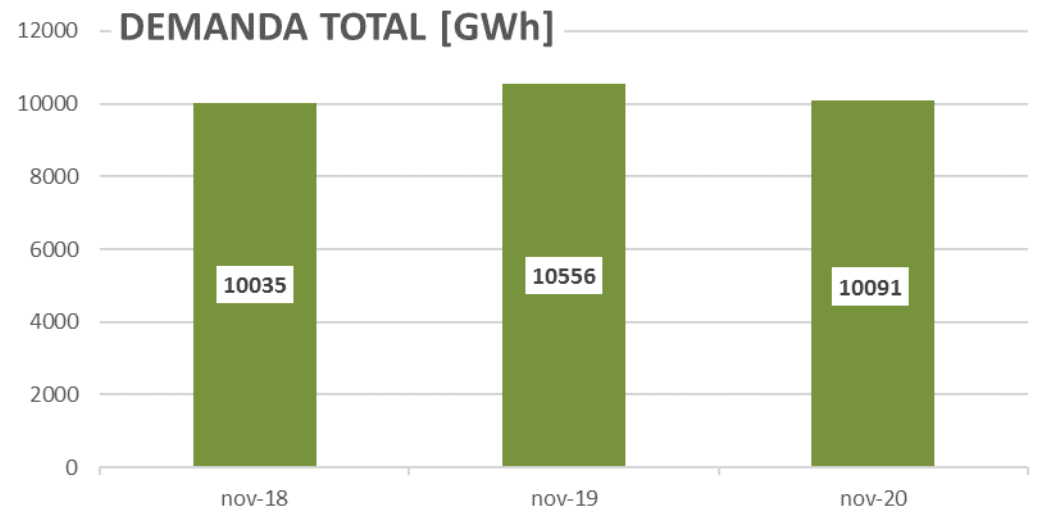
OFERTA [GWh]	oct-19	oct-20	Variación %		Part. % 2019	Part. % 2020
TER	6147	7765	26.3%	↓	55.8%	66.3%
HID	2875	1980	-31.1%		26.1%	16.9%
NUC	761	678	-10.9%	↑	6.9%	5.8%
REN	858	1267	47.7%		7.8%	10.8%
IMP	367	24	-93.5%		3.3%	0.2%
TOTAL OFERTA	11008	11714	6.4%		100.0%	100.0%



Se observa un menor despacho para la generación hidráulica (menor disponibilidad por bajos aportes), como también el aumento de la generación renovable (nueva generación) aportando más de 550 MW medios en comparación al año anterior. Si bien se observa un aumento en la generación térmica, gran parte del aumento esta asociado a la exportación de energía a Brasil.

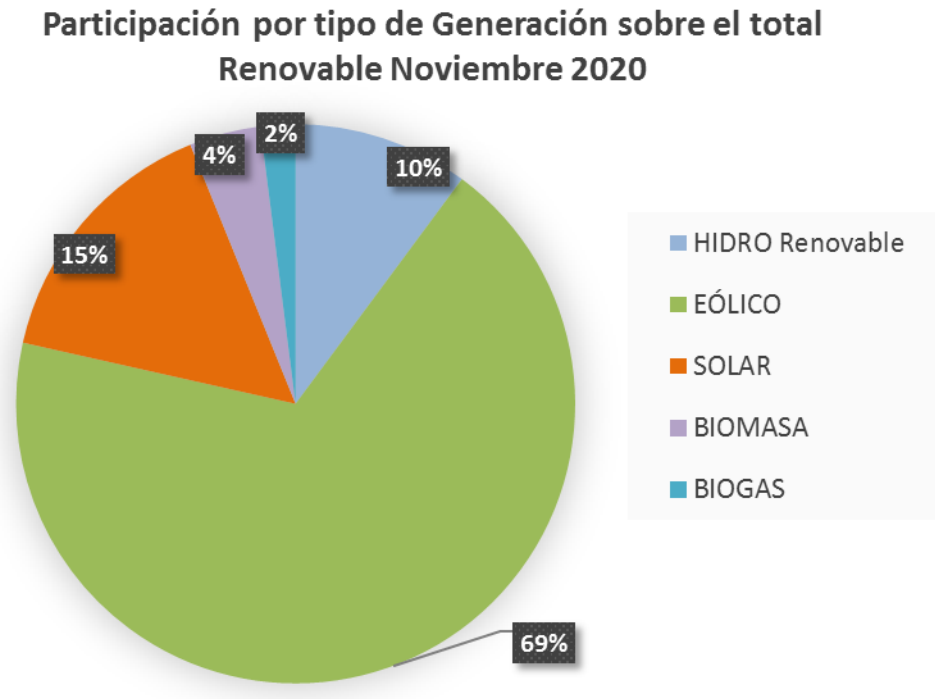


Demanda - Generación Térmica e Hidro Noviembre 2018 - 2019 - 2020



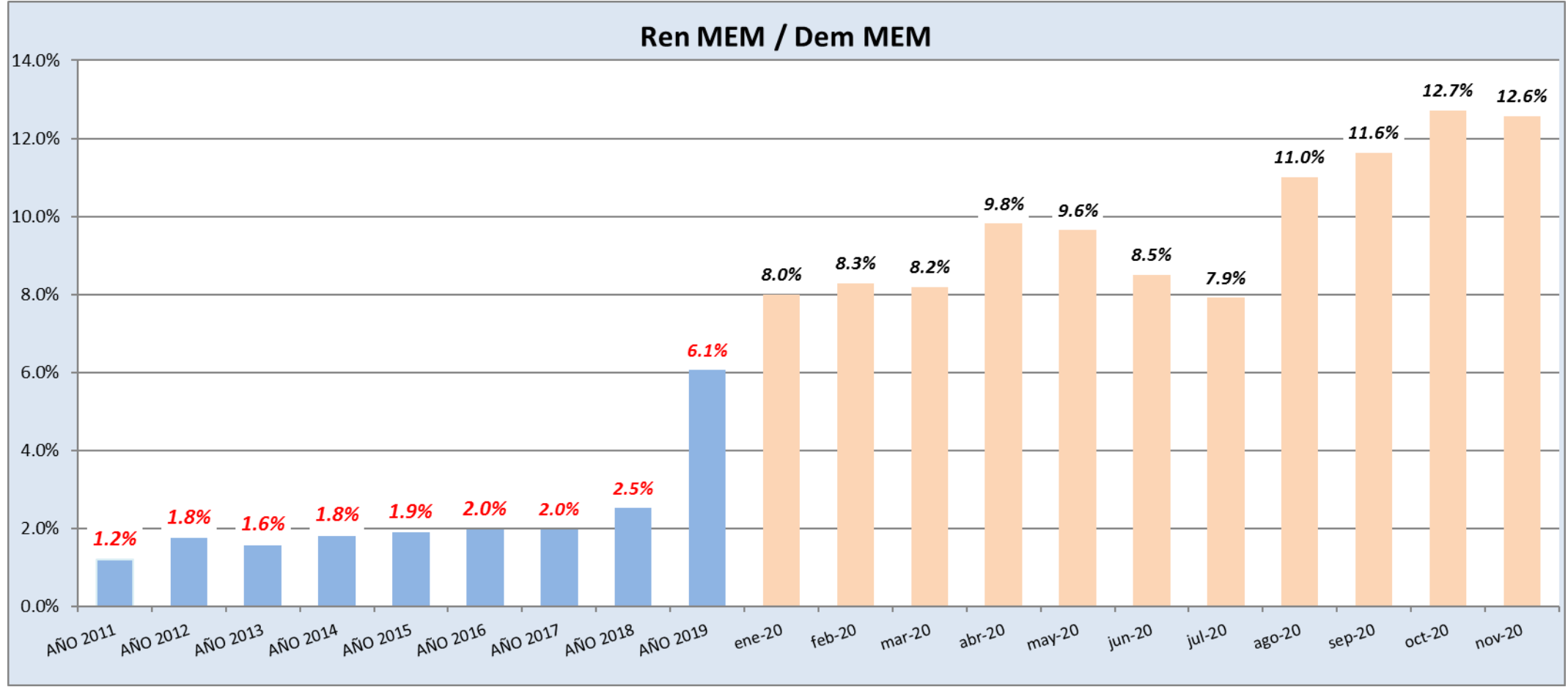
Generación Renovable – Participación sobre la demanda/fuente

RENOVABLE [GWh]	nov-19	nov-20
HIDRO Renovable	128	129
EÓLICO	569	866
SOLAR	109	195
BIOMASA	30	52
BIOGAS	22	26
TOTAL RENOVABLE	858	1267
DEMANDA TOTAL	10556	10091
% Participación REN/DEM	8.1%	12.6%



Como ocurre en los últimos meses, se destaca el aumento de la participación en el cubrimiento de la demanda de la generación renovable, alcanzando en el mes de Noviembre un valor aprox. de 12.6% de dicha demanda.

Generación Renovable – Participación sobre la demanda/fuente



Variables MEM

VALORES Noviembre 2020

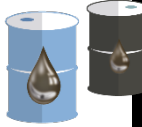
Combustibles – Consumos y costos equivalentes



(*) Precio medio representativo del combustible en Stock (precio medio calculado entre la valorización del stock en tanques y nuevas compras.

(**) Precio medio estimado de acuerdo al mix entre los precios por cuenca, precios obtenidos de la licitación, y precio real Bolivia-GNL en central.

COMBUSTIBLES	Nov/2019	Nov/2020	Variación %
Gas Natural [Mm3/d]	45.6	49.4	8.4%
Gas Natural Nacional [Mm3/d]	40.6	38.8	-4.3%
Gas Natural Importado [Mm3/d]	5.0	10.5	112.2%
Fuel Oil [mil Ton]	1.5	125.6	8160.5%
Gas Oil [mil m3]	30.4	47.8	57.4%
Carbón Mineral [mil Ton]	3.3	53.8	1522.5%
TOTAL GAS EQUI.	46.7	57.1	22.1%
Gas Natural (u\$s\$/MMBtu) (**)	3.10	2.70	-12.3%
Gas Natural Nacional (u\$s\$/MMBtu)	2.80	2.30	-17.9%
Gas Natural Importado (u\$s\$/MMBtu)	5.50	4.25	-22.7%
Fuel Oil (Local u\$s\$/ton) (*)	420	345	-17.9%
Gas Oil (sin ITC y tasa - u\$s\$/m3) (*)	550	380	-30.9%
Carbón (u\$s\$/ton)	145	160	10.3%
MM U\$S COMB Gas Natural	162.2	154.3	-4.9%
MM U\$S COMB ALT (FO+GO+CM)	18	70	293.5%
MM U\$S COMB	180	224	25%
MM \$ar COMB	10775	18242	69%
CEM [Kcal/KWh]	1916	1852	-3.3%

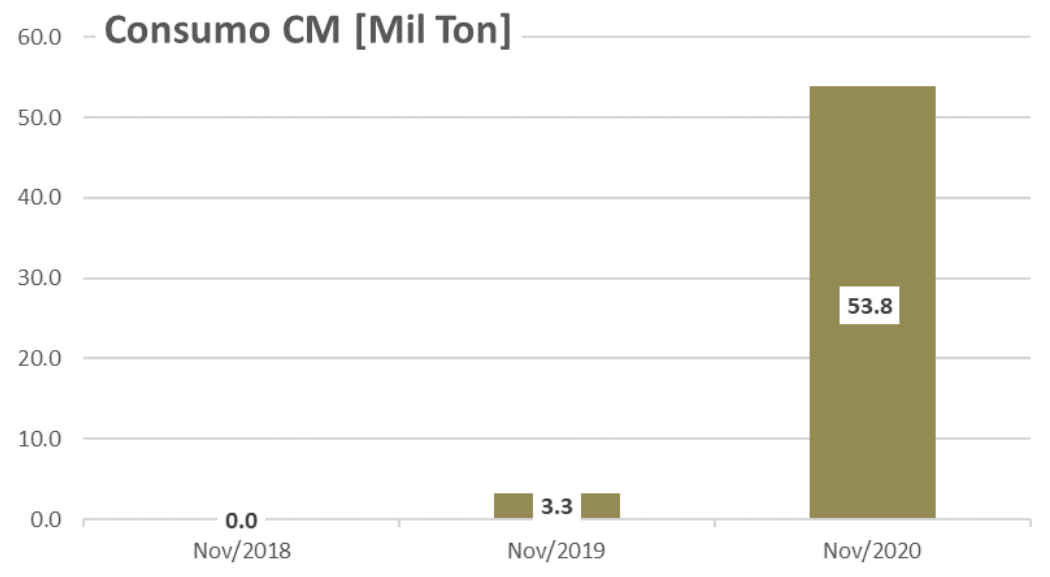
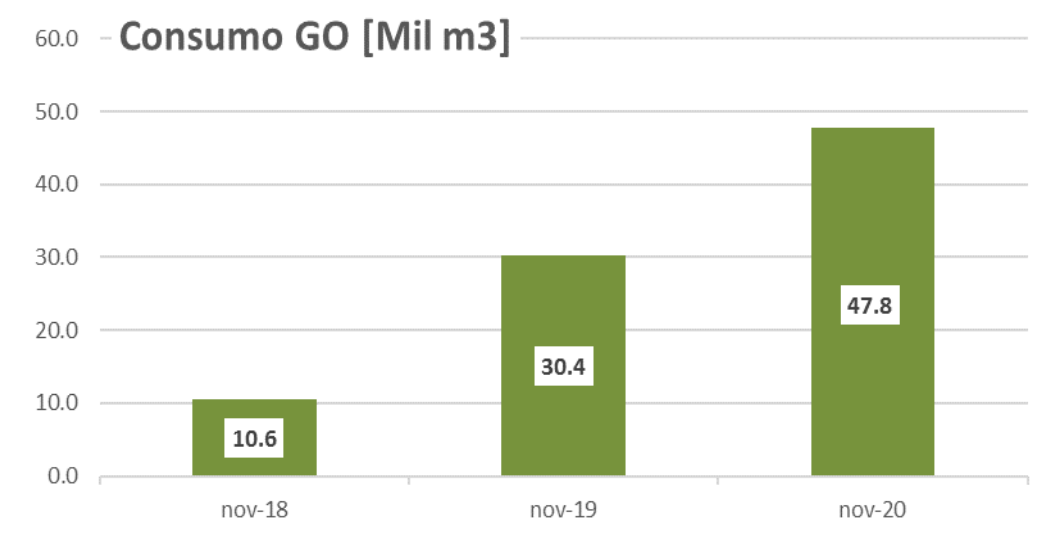
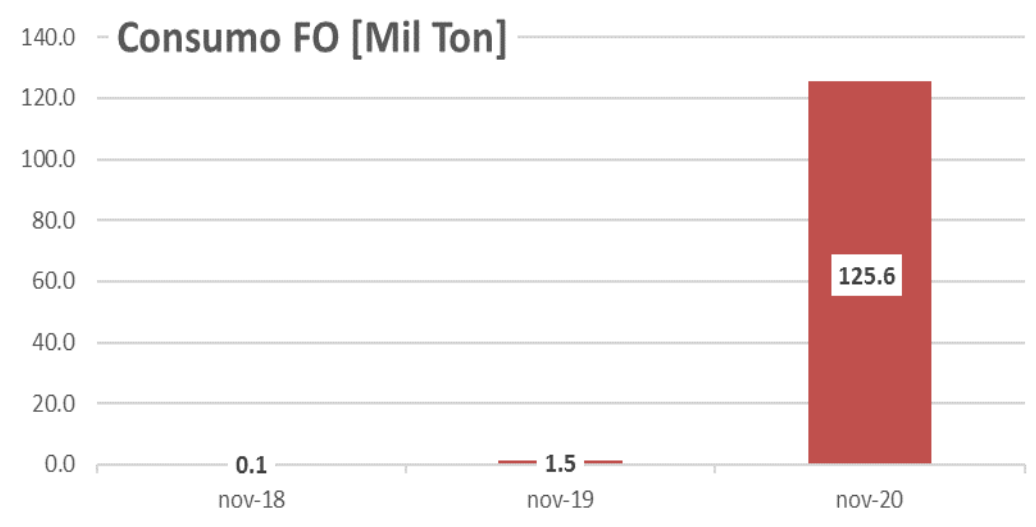
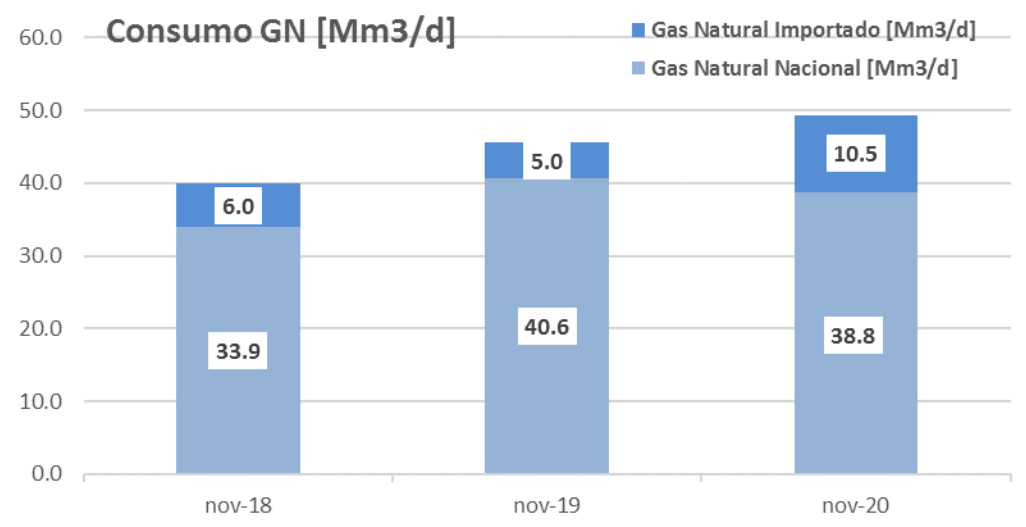


Variables MEM

Frente a una generación térmica mayor, se tuvo este año un mayor consumo de combustibles, sea gas natural, como combustibles alternativos, en aprox. 10 Mm3/d totales. Ahora bien, con el aumento de la generación térmica asociado a la exportación, si no se tiene en cuenta esta última, prácticamente no se observa consumos de combustibles alternativos, siendo el principal combustible el gas natural.

De acuerdo a los precios de gas vigentes, en relación a los mix entre precio por cuenca/licitación, y el precio real Bolivia/GNL, el precio medio de gas en Noviembre 2020 se ubicaría alrededor de 2.7 u\$s\$/MMBTu. Si miramos los costos totales de los combustibles comparados con el mismo mes del año anterior, se presentarían un aumento de aprox. de 5.0 u\$s\$/MWh según la demanda vista.

Combustibles – Consumos Noviembre 2018 – 2019 - 2020





Detalle Importación de Energía



IMPORTACIÓN	ENERGÍA GWh	ENERGÍA MW Medios	Precio Representativo Compra Miles u\$s [Nodo Frontera]	Precio Compra u\$s/MWh [Nodo Frontera] (*)	Precio Compra \$/MWh [Nodo Frontera] - tasa 81.3 \$ar/u\$s
Brasil					
Uruguay (HID/REN)	12.4	17.3	149.2	12.0	975.6
Paraguay	11.3	15.7	1356.0	120.0	9755.6
TOTAL IMPOR	23.7	33.0	1505.2	63.4	5155.7



EXPORTACIÓN	ENERGÍA GWh	ENERGÍA MW Medios	Precio Representativo Compra Miles u\$s [Nodo Frontera]	Precio Compra u\$s/MWh [Nodo Frontera] (*)	Precio Venta \$/MWh [Nodo Frontera] - tasa 81.3 \$ar/u\$s
Brasil (Acuerdo TER)	1173.4	1629.7	154312.8	131.5	10691.1
Uruguay	29.4	40.9	2061.4	70.0	5690.8
Paraguay					
TOTAL IMPOR	1202.9	1670.6	156374.2	130.0	9401.1



(*) Precios medios estimados a consolidarse con la salida del DTE definitivo.

En el mes de Noviembre 2020 se importaron 24 GWh de acuerdo a las ofertas aceptadas. Desde Uruguay se importaron 12 GWh, a un costo aprox. de 12 u\$s/MWh, cuya energía fue de origen renovable. La importación de Paraguay fue solicitada por razones locales en la provincia de Misiones.

En lo que respecta a la exportación, en Noviembre 2020 se alcanzó una exportación de aprox. 1200 GWh, siendo su principal destino Brasil en relación a los precios acordados (aprox. 131.5 u\$s/MWh).

De acuerdo a dichos precios, el precio de venta medio resultante terminó alrededor de 130.0 u\$s/MWh, abastecido por generación térmica excedentaria con un margen medio sobre costos variables de alrededor de 58 usd/MWh => aprox 70.0 Mmusd en el mes.

Costo Monómico Medio (*)



(*) *Costos calculados en* relacionado a la generación de energía (generación + servicios + transporte).

COSTO MEM (*) [\$/MWh]	Nov-19	Nov-20	Variación %
COSTO TOTAL (Local) \$ar/MWh	3923.5	4386.3	11.8%
COSTO TOTAL (LOCAL) u\$s/MWh	65.5	54.0	-17.7%
COSTO ADICIONAL EXPORTACION u\$s/MWh		9.0	
COSTO TOTAL (LOCAL + ADIC.)		63.0	
Costo Marginal Medio	2048.0	3077.8	50.3%
Costo Marginal Medio - usd/MWh	34.5	39.0	13.3%

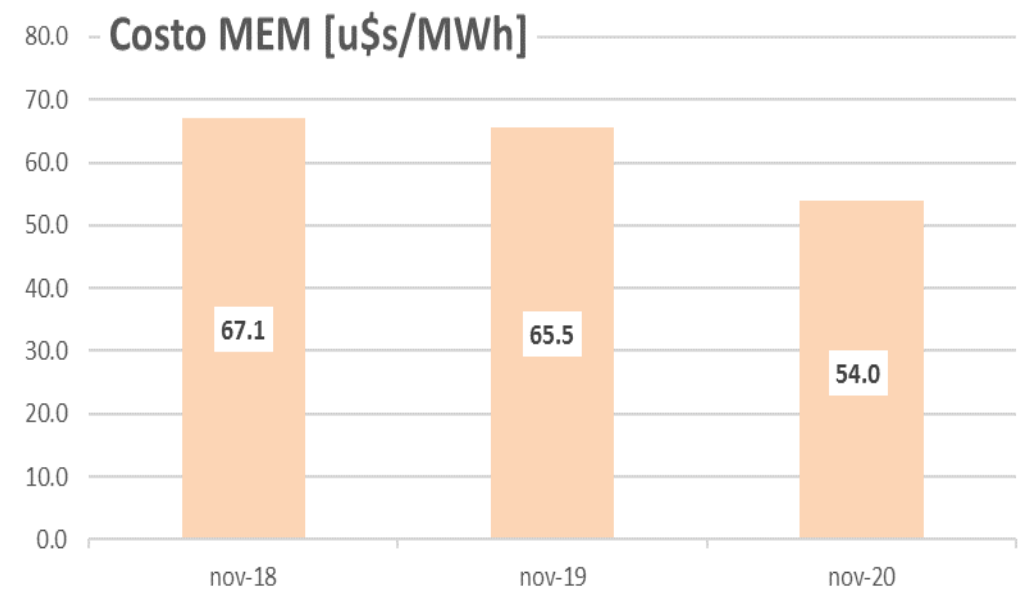
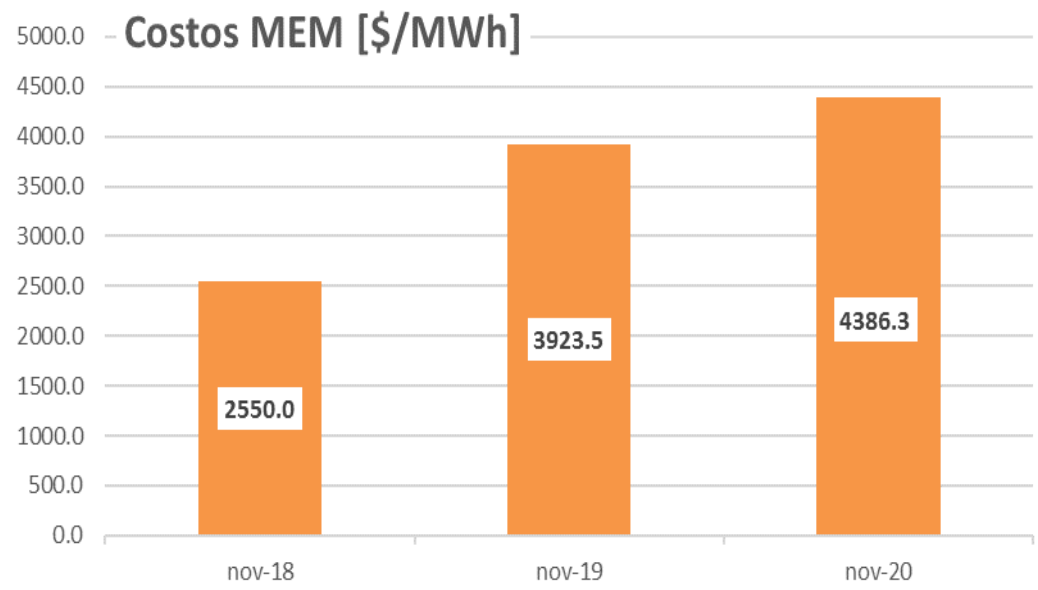
Los costos totales para el mes de Noviembre se ubicaron alrededor de 63.0 u\$s/MWh (monómico), incluyendo los costos variables derivados de la exportación (acuerdos gen térmicas).

Ahora bien, si separamos dicha operatoria, los costos totales contienen un adicional por la exportación de aprox. 9.0 u\$s/MWh (monómico), dando en definitiva un costo medio esperado para la demanda local (precio de referencia para la gran demanda MEM/Distro) de 54 u\$s/MWh, menor en aprox. 11 u\$s/MWh respecto a Noviembre 2019.



El monómico en \$ar termina siendo algo superior por el efecto del aumento de la tasa de cambio principalmente. A modo de referencia se incluye el valor promedio de Costo Marginal Operado (CMO, que no incluye cargos de potencia y contratos, ni tampoco esta definido por las maquinas TER utilizadas en la exportación)

Costo MEM – Noviembre 2018 – 2019 – 2020 (*)



(*) Noviembre 2020: **Costos calculado** relacionado a la generación de energía (generación + servicios + transporte).



Costo Monómico Medio por ítems de costos (*)

Monómico u\$\$/MWh	Nov-19	Nov-20	Dif.
Combustibles + adic	18.7	14.2	-4.5
Re 31 (TER+HID+NUC)	17.3	14.2	-3.1
Contratos MEM	19.1	14.0	-5.1
Renovables	6.7	9.2	2.4
Importación de energía	0.8	0.2	-0.7
Transporte	2.9	2.3	-0.6
COSTO (sin expor.) – u\$\$/MWh	65.5	54.0	-11.5
COSTO ADICIONAL EXPORT - u\$\$/MWh		9.0	
COSTO TOTAL – u\$\$/MWh		63.0	

(*) *Análisis de los Costos simplificado* por ítems de acuerdo a las variables físicas y precios medios representativos. Con la salida del DTE se van a obtener los resultados definitivos de cada variables.

Las principales diferencias en los menores costos lo explican la matriz de combustibles (aprox. -4.5 u\$\$/MWh), como así también a los menores costos por la aplicación de la Res. 31/2020 a la generación TER e HIDRO alcanzada (aprox. -3 u\$\$/MWh), y la baja en los contratos MEM (aprox. -5 u\$\$/MWh), compensando el aumento de costo por nueva generación renovable (+2.5 u\$\$/MWh).



Precio Monómico Estacional

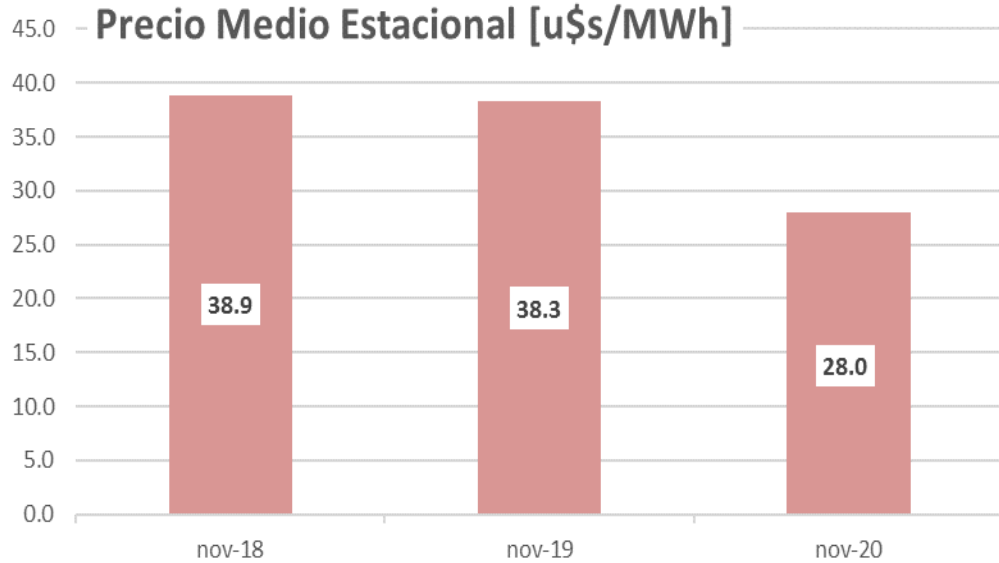
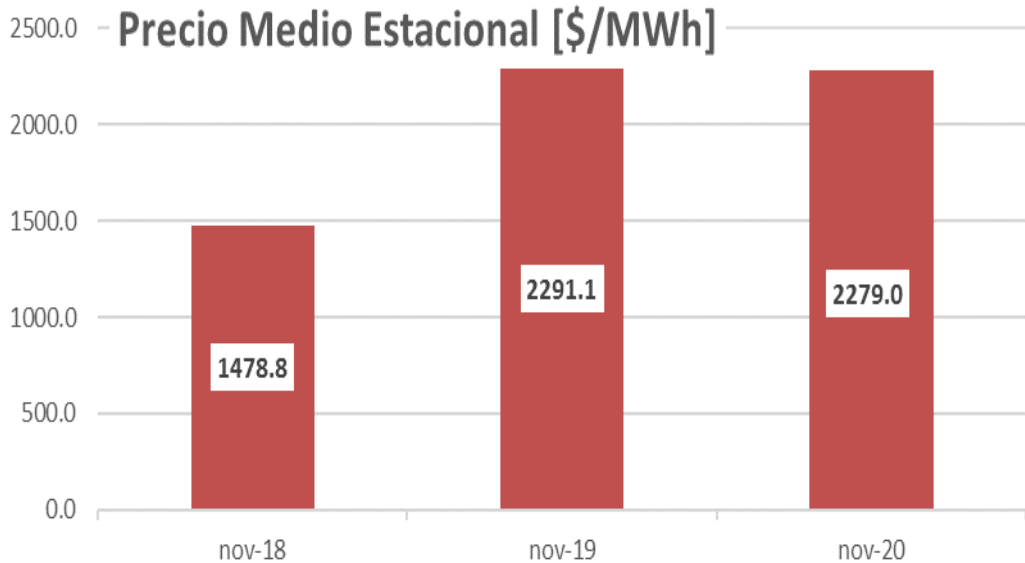


Precio Monómico Medio [\$/MWh] (*)	Nov-19	Nov-20	Variación %
Precio Monómico Estacional (energía+potencia)	2291.1	2279.0	-1%
Precio Monómico Estacional [u\$s/MWh]	38.3	28.0	-27%
% Cobertura	58%	52%	

(*) Incluye cargo de Energía, Potencia y Transporte de acuerdo a la salida del DTE.

- **Con los precios para la demanda estacional definidos desde Feb'19 por las Resolución 14/2019 y luego actualizados por la Resolución 38/2019, en Nov'20 el precio monómico medio se ubicó alrededor de los 2279\$/MWh (incluye transporte de energía), frente a 2291 \$/MWh para Nov'19.**
- **De acuerdo a los precios estacionales y a los costos totales (local) vistos, la cobertura media del precio estacional se ubica alrededor de 52% para el año 2020, frente al 58% para Noviembre 2019.**

Precio Medio Estacional MEM – Noviembre 2018 – 2019 – 2020 (*)



(*) Noviembre 2020 Precio Estacional (energía + potencia + transporte) relacionado a con la salida del DTE.

Precio Monómico => Ingresos Medios y Cobertura



Precio Monómico Medio Ingresos MEM \$/MWh	Demanda	Precio Medio \$/MWh	Precio Medio u\$s/MWh
Demanda Estacional	8183	2279.0	28.0
GUMEM (Grandes Usuarios MEM)	1908	4088.7	50.3
Exportación	1203	10569	130.0
DEMANDA TOTAL	11294	3467.7	42.7

% Cobertura 67.7%

- De acuerdo a las definiciones de los precios para la demanda estacional recién visto, el precio monómico medio se ubicó alrededor de los 2279.0 \$/MWh.
- Para los Grandes Usuarios del MEM el precio monómico medio a pagar por su energía se encuentra en el orden de 4090.0 \$/MWh (incluye acuerdos con usuarios).
- El precio medio resultante de las ofertas para la exportación se ubicaría alrededor de 130 u\$s/MWh, o 10569 \$/MWh.
- Finalmente, de acuerdo a las demandas y precios, el precio medio para los ingresos se ubicaría alrededor de 3470.0\$/MWh, o 43.0 u\$s/MWh.
- **COBERTURA:** Si miramos este precio respecto a los costos totales MEM, este último estaría cubriendo casi el 68 % del costo total.