

Resumen ejecutivo

Producción de Hidrocarburos

En noviembre de 2021 la **producción de petróleo aumentó 15.2% i.a. y 4.7% a.a.** en los últimos 12 meses. El nivel de producción es similar al del año 2012 y 20% inferior al promedio del año 2006.

La producción de petróleo convencional se redujo 1.7% i.a. y cayó 5.1% a.a. en los últimos 12 meses. En cambio, la producción no convencional (30% del total) se incrementó 64% i.a y 35.5% a.a.

La producción de petróleo crece únicamente en la cuenca Neuquina, el resto de las cuencas disminuye la producción en las mediciones inter anual y acumulado en doce meses.

En noviembre de 2021 la **producción de Gas aumentó 23% i.a y se redujo 0.2% a.a.** La producción de Gas convencional (54% del total) aumentó 10.7% i.a y se redujo 5.8% a.a.

La producción no convencional aumentó 40.9% i.a. y 7.2% a.a. en los últimos doce meses.

La cuenca Neuquina con el 63% de la producción nacional, donde se encuentran la mayoría de los desarrollos No Convencionales, explica el aumento inter anual. El resto de las cuencas disminuye la producción en las mediciones inter anual y acumulado en doce meses (con excepción de la cuyana en su medición inter anual).

Demanda

En noviembre de 2021 **las ventas de naftas y gasoil** aumentaron 4.8% i.m., 25% i.a. y 18.1% a.a.

Durante los últimos doce meses, las ventas de Gasoil fueron 12.8% mayores respecto a igual periodo anterior, mientras que las ventas de nafta fueron 28.6% superiores.

La demanda total de gas natural aumentó 1.3% i.a. en octubre. La demanda acumula un aumento del 3.4% en los últimos doce meses corridos respecto a igual periodo del año anterior.

La demanda total de Energía Eléctrica aumentó 4.5% en noviembre de 2021 respecto al mes anterior y 4.7% respecto a igual mes de 2020. El consumo eléctrico anual presenta un aumento acumulado del 4.6% a.a.

Subsidios energéticos

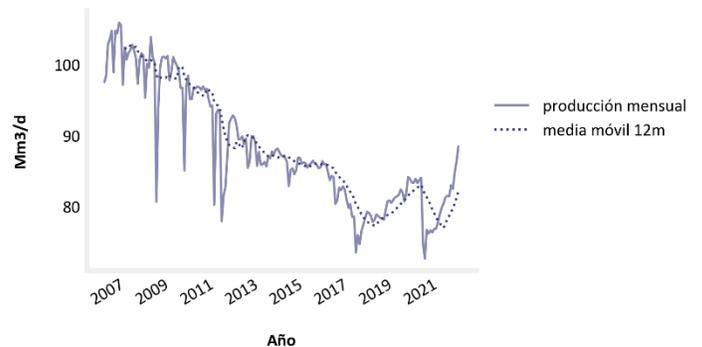
Según ASAP los subsidios energéticos acumulados a noviembre de 2021 fueron \$ 929 mil millones (USD 9,840 millones), y aumentaron 133% respecto a igual periodo de 2020. CAMMESA lideró las transferencias recibidas con \$ 604 mil millones (USD 6,400 millones) y un aumento de 106%, ocupando el 65% de los fondos ejecutados.

A través de los diferentes subsidios a la oferta se destinaron \$208 mil millones (USD 2,200 millones) a la producción de gas natural.

Variable	Unidad	Fecha	mes	mes anterior	mes año anterior	% i.m.	% i.a.	% 12 meses i.a.
Generación eléctrica local	GWh/d	nov.-21	380.2	361.7	389.7	5.1%	-2.4%	6.8%
Producción de petróleo	Mm3/d	nov.-21	88.6	86.4	76.9	2.5%	15.2%	4.7%
Producción de petróleo Convencional	Mm3/d	nov.-21	56.1	55.2	57.1	1.7%	-1.7%	-5.1%
Producción de petróleo No Convencional	Mm3/d	nov.-21	32.5	31.2	19.8	4.1%	64.0%	35.5%
Producción de gas natural	MMm3/d	nov.-21	142.3	127.2	115.7	11.8%	23.0%	-0.2%
Producción de gas natural Convencional	MMm3/d	nov.-21	76.0	61.9	68.7	22.9%	10.7%	-5.8%
Producción de gas No Convencional	MMm3/d	nov.-21	66.3	65.4	47.1	1.4%	40.9%	7.2%
Producción de Bioetanol	MTn.	oct.-21	80.3	84.3	55.1	-4.7%	45.7%	19.5%
Producción de Biodiesel	MTn.	oct.-21	147.6	170.6	12.3	-13.5%	1101.3%	4.9%
Demanda Eléctrica	GWh/d	nov.-21	352.0	337.0	336.3	4.5%	4.7%	4.6%
Venta de combustibles	Mm3/d	nov.-21	67.5	64.5	54.0	4.8%	25.0%	18.1%
Naftas	Mm3/d	nov.-21	27.0	26.0	20.5	3.5%	31.6%	27.6%
Gasoil	Mm3/d	nov.-21	40.6	38.4	33.5	5.6%	21.0%	12.8%
Gas natural entregado a usuarios	MMm3/d	oct.-21	107.5	119.5	106.2	-10.0%	1.3%	3.4%

* Var %12 meses: implica la variación acumulada de 12 meses corridos respecto a igual periodo anterior.

Producción de petróleo | 2006-Hoy | Mm3/d



IAE en base a SE

Las siguientes noticias constituyen a juicio del Departamento Técnico de Instituto Mosconi las noticias más relevantes del mes de diciembre de 2021.

1. [El momento energético.](#) Jorge Lapeña para *Energía&Negocios*.
2. [El calor dio tregua, pero siguen los cortes de luz: más de 22 mil usuarios sin servicio en la Ciudad y el Conurbano.](#) *Clarín*.
3. [Según los expertos, las subas anunciadas por Economía son insuficientes para bajar subsidios.](#) *Clarín*.
4. [Cortes de luz: Edesur pide "disculpas" a sus clientes y aclara que registra pérdidas por \\$15.000 millones.](#) *La Nación*.
5. [El ENRE intentó hacer pasar multas a Edesur por incumplimientos de 2017 y 2018 como una sanción por los cortes de fin de año.](#) *Econojournal*.
6. [Por los múltiples cortes, el ENRE designó una veedora en Edesur.](#) *Ámbito*.
7. [Subsidios a la energía: ¿la segmentación tarifaria será la solución en 2022?](#) Aún con los aumentos de tarifas implícitos en el Presupuesto, el piso de los subsidios en 2022 es de US\$ 11.500 millones. Por *Alejandro Einstoss* para *El Economista*.
8. [La energía en 2022: por qué segmentar las tarifas no solucionará el peso de los subsidios y el déficit.](#) Por *Julian Rojo* y *Alejandro Einstoss*.
9. [Alejandro Einstoss: "¿Y la segmentación de tarifas?".](#) *Nuevos Papeles*.
10. [Inflación, dólar, subsidios y FMI: la sábana corta de la política tarifaria para 2022.](#) *Energía On Line*.
11. [Argentina autoriza la exploración off shore en el Atlántico Sur y se activan protestas ambientalistas.](#) Las petroleras se quejan de la falta de defensa del gobierno de Alberto Fernández. La empresa habilitada es la noruega Equinor. *La Política On Line*.
12. [Protestas en Mar del Plata contra la exploración offshore.](#) Una importante concurrencia tuvo la convocatoria contra la campaña de sísmica en el mar de la noruega Equinor. *La Mañana Neuquén*.
13. [El Gobierno defendió la exploración off shore frente a la Costa Atlántica.](#) *La Nación*.

1. Indicadores de actividad económica y precios

- El **EMAE** (estimador de actividad económica) muestra para el mes de octubre de 2021 una reducción del 0.8% respecto al mes anterior mientras que la actividad fue 6.7% superior respecto al mismo mes del 2020 (i.a) y 10.4% mayor en el acumulado del año 2021. El efecto pleno de la pandemia sobre toda la actividad económica, y sus flexibilizaciones, se refleja en este indicador.

- El **IPI-M** (índice de producción industrial manufacturera) muestra en octubre de 2021 una variación negativa del 5.7% respecto al mes anterior mientras que fue 4.3% i.a. mayor. En el acumulado del año 2021 crece 17% respecto a igual periodo del año anterior.

Desagregando el índice, la actividad referida a la **refinación de petróleo** aumentó 22.4% i.a. y 12.6% en el acumulado de 2021. En particular, la refinación de petróleo para naftas aumentó 46.2% i.a y 27.9% acumulado, mientras la de Gasoil aumentó 23.2% i.a y 12.5% acumulado en el año 2021.

- Los precios mayoristas (**IPIM**) aumentaron 2.9% en noviembre de 2021 respecto del mes anterior. A su vez, tuvo una variación del 54.5% respecto de igual mes de 2020 y acumula un incremento del 48% en 2021.

El IPIM relevado para **petróleo crudo y gas** tuvo variación positiva del 0.5% i.m, mientras que fue 62.1% i.a. superior respecto a igual mes del año anterior y acumula un aumento del 49.3% en el año 2021.

Los precios mayoristas referidos a los **productos refinados de petróleo** aumentaron 0.7% i.m respecto del mes anterior. A su vez, se incrementaron 65.9% respecto a igual mes del año anterior y acumulan un aumento del 57.9% en año 2021.

Por último, el IPIM relevado para la **energía eléctrica** muestra una variación negativa del 1.6% i.m. y del 59.8% i.a. respecto de igual mes del año anterior. Durante el año 2021 aumentó 59.4% acumulado respecto a igual periodo anterior.

		Respecto mes anterior	Igual mes año anterior	Acumulado anual
EMAE	oct.-21	● -0.8%	● 6.7%	● 10.4%
IPI-Manufacturas	oct.-21	● -5.7%	● 4.3%	● 17.0%
Refinación del petróleo	oct.-21	-	● 22.4%	● 12.6%
Naftas	oct.-21	-	● 46.2%	● 27.9%
Gasoil	oct.-21	-	● 23.2%	● 12.5%
IPIM-Precios	nov.-21	● 2.9%	● 54.5%	● 48.0%
IPIM- Petróleo crudo y gas	nov.-21	● 0.5%	● 62.1%	● 49.3%
IPIM- Refinados de petróleo	nov.-21	● 0.7%	● 65.9%	● 57.9%
IPIM-Energía eléctrica	nov.-21	● -1.6%	● 59.8%	● 59.4%

Fuente: IAE en base a INDEC

2. Situación fiscal del sector energético

Evolución de los subsidios energéticos

Los subsidios energéticos devengados presentan un incremento en términos acumulados en el año 2021 según datos de ASAP.

Las transferencias para gastos corrientes (los subsidios energéticos) aumentaron 133.8% en el acumulado al mes de noviembre de 2021 respecto a igual periodo del año anterior. Esto implica mayores subsidios por la suma nominal de \$ 531,991 millones.

Tomando la cotización del dólar mayorista promedio del año, **los subsidios energéticos sumaron USD 9,840 millones acumulados en 2021.**

En cuanto a la desagregación de los subsidios energéticos, las ejecuciones presupuestarias más importantes acumuladas a noviembre de 2021 fueron para CAMMESA (\$604 mil millones o USD 6.4 mil millones) que se incrementó 106% i.a y ocupó el 65% de las transferencias realizadas, para IEASA (\$141,892 millones) con un aumento del 205% y para el Plan Gas no convencional (Resol. 46 MINEM, \$64,993 millones). Los subsidios a la oferta de gas, en total, sumaron \$ 208,817 millones (USD 2,210 millones), es decir un 160% más que en igual periodo anterior.

Transferencias para gastos de capital

Las transferencias acumuladas a noviembre de 2021 para gastos de capital fueron \$ 37,403 millones y se incrementaron 134.5% respecto a igual periodo de 2020. Esto implica un monto mayor en \$ 22,042 millones respecto a igual periodo de 2020. Las transferencias a IEASA y al Fondo Fiduciario de Infraestructura Hídrica (FFIH) explican la dinámica. En el caso de IEASA el aumento es del 52.7% respecto a igual periodo anterior mientras que el FFIH no tuvo transferencia el año anterior.

	Acumulado noviembre 2021	Acumulado a noviembre 2020	Diferencia \$	% Var. Acumulado
SECTOR ENERGÉTICO	929,666	397,675	531,991	133.8%
CAMMESA	604,068	293,241	310,827	106.0%
Incentivos a la producción de Gas Natural (Ex plan gas)	-	-	-	-
Fondo Fid. para consumo GLP y red de Gas Natural	17,625	7,351	10,274	139.8%
YCRT	9,694	6,050	3,644	60.2%
EBY	4,570	4,600	-30	-0.6%
Plan Gas no Convencional Resolución MINEM N° 46/2017	64,993	33,602	31,391	93.4%
IEASA	141,892	46,526	95,366	205.0%
Compensación distribuidoras de Gas	3,557	-133,144	136,701	-102.7%
Productores de gas Propano	3,961	0	3,961	-
Productores de gas Propano y propano indolido por redes	1,933	0	1,933	-
Otros Beneficiarios sin discriminar	77,374	4,116	73,258	1779.8%

Fuente: IAE en base a ASAP

	Acumulado noviembre 2021	Acumulado a noviembre 2020	Diferencia \$	% Var. Acumulado
SECTOR ENERGÉTICO	37,403	15,362	22,042	143.5%
IEASA	12,743	8,344	4,398	52.7%
Nucleoeléctrica S.A.	1,050	1,100	-50	-4.6%
Fondo Fid.de infraestructura hidrica	17,290	0	17,290	-
YCRT	4,103	0	4,103	-
Otros beneficiarios	2,218	5,917	-3,700	-62.5%

Fuente: IAE en base a ASAP

3. Situación del mercado eléctrico

- En el mes de noviembre de 2021 la demanda total de energía eléctrica fue 4.5% mayor al mes anterior y 4.7% superior a la del mismo mes del año anterior. En los datos anuales se observa que en los últimos doce meses la demanda fue 4.6% a.a mayor respecto a igual periodo anterior.

En el mes de noviembre de 2021 la demanda industrial/Comercial aumentó 5.7% i.m. y 5.5% i.a. Esta categoría aumentó su consumo 12.5% anual.

Por otra parte, la demanda comercial aumentó 4.7% i.m. en noviembre de 2021 respecto del mes anterior y fue 5.2% i.a. mayor a igual mes de 2020. El consumo anual de la categoría Comercial fue 3.3% mayor.

El consumo Residencial se incrementó 3.5% i.m. explicado principalmente por factores climáticos y estacionales. Por otra parte, la demanda fue 3.8% mayor a la de igual mes de 2020 y creció 1.2% anual.

El comportamiento detallado de la demanda durante la pandemia, y su comparación respecto a 2019 y 2020 puede consultarse en el Informe de CAMMESA sobre el comportamiento de la demanda del MEM.

El dinamismo anual en la demanda industrial/comercial de energía eléctrica está correlacionada con la evolución de la actividad económica e industrial conforme muestran los índices de la sección 1 para el mismo periodo.

- La oferta neta de energía aumentó 4.4% i.m en noviembre de 2021 se redujo 2.5 % i.a. respecto a igual mes del año anterior. Por otra parte, en los últimos doce meses la oferta neta fue 6.4% superior a igual periodo anterior.

- La generación neta local aumentó 5.5% i.m. en noviembre de 2021 y disminuyó 2.4% i.a. respecto del mismo mes del año anterior. La generación local en los últimos doce meses tuvo un incremento del 6.8% anual. En los datos desagregados i.a se observa crecimiento en la generación Renovable, hidráulica y Nuclear que aumentaron 26.4%, 4.6% y 57% i.a. respectivamente. En los últimos doce meses la generación Renovable y Térmica muestran crecimiento positivo con una variación del 42.2% y 11.7% a.a. respecto a igual periodo anterior. Mientras que la generación Hidráulica y Nuclear disminuyeron 17.9% y 2% anualmente.

- La generación a través de energías renovables definidas en la Ley 27.191 se redujo 3.9% i.m y 26.4% i.a. en noviembre de 2021. A su vez, en los últimos doce meses presentó un incremento del 42.2% respecto a igual periodo anterior.

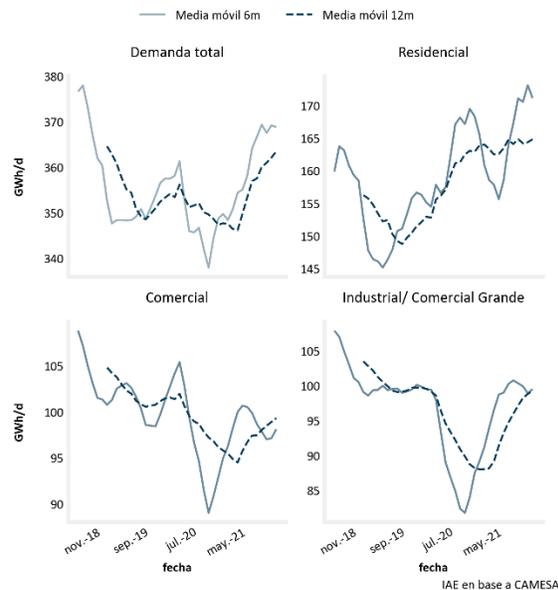
Hubo un aumento anual en las categorías: Biogas, Biomasa, Eólica y Solar se incrementaron 26.2%, 88.4%, 43.2% y 73.9% respectivamente. Por otra parte, la generación Hidráulica Renovable disminuye 5.9% en los últimos doce meses.

El incremento total en los últimos doce meses está impulsado principalmente por el aumento en la generación eólica y solar debido a la representación que tienen en el total.

Demanda de energía eléctrica GWh/d				
	Comercial	Ind./Comercial	Residencial	Total
nov.-20	95.6	96.3	144.4	336.3
oct.-21	96.1	96.1	144.8	337.0
nov.-21	100.6	101.5	149.9	352.0
12 meses ant.	96.2	88.2	163.0	347.4
12 meses	99.3	99.3	164.9	363.5
Var. % i.m	4.7%	5.7%	3.5%	4.5%
Var. % i.a	5.2%	5.5%	3.8%	4.7%
Var. % a.a	3.3%	12.5%	1.2%	4.6%

Fuente: IAE en base a CAMMESA

Demanda de energía eléctrica por categoría tarifaria | 2018 - Hoy | GWh/d



IAE en base a CAMMESA

Oferta de energía eléctrica GWh/d							
	Hidráulica	Nuclear	Renovable	Térmica	Importación	Generación neta local	Total oferta neta
nov.-20	66.0	22.6	42.2	258.8	0.8	389.7	390.5
oct.-21	78.2	29.3	55.6	198.5	3.1	361.7	364.8
nov.-21	69.0	35.5	53.4	222.2	0.5	380.2	380.7
12 meses ant.	81.4	27.5	33.4	221.0	3.4	363.2	366.7
12 meses	66.8	26.9	47.4	246.8	2.3	387.9	390.2
Var. % i.m	-11.8%	21.0%	-3.9%	11.9%	-83.2%	5.1%	4.4%
Var. % i.a	4.6%	57.0%	26.4%	-14.1%	-33.5%	-2.4%	-2.5%
Var. % a.a	-17.9%	-2.0%	42.2%	11.7%	-33.4%	6.8%	6.4%

Fuente: IAE en base a CAMMESA

Generación por fuente renovable - Ley 27.191 GWh/d						
	Biogas	Biomasa	Eólica	Hidro Renovable	Solar	Total Renovable
nov.-20	0.9	1.7	28.9	4.3	6.5	42.2
oct.-21	1.3	2.4	39.8	3.5	8.6	55.6
nov.-21	1.2	2.3	36.9	3.7	9.3	53.4
12 meses ant.	0.8	1.1	24.6	3.5	3.4	33.4
12 meses	1.0	2.0	35.2	3.3	5.9	47.4
Var. % i.m	-4.5%	-6.4%	-7.4%	7.0%	8.6%	-3.9%
Var. % i.a	43.3%	29.6%	27.7%	-13.0%	43.9%	26.4%
Var. % a.a	26.2%	88.4%	43.2%	-5.9%	73.9%	42.2%

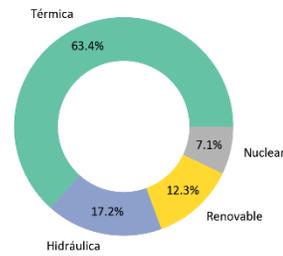
Fuente: IAE en base a CAMMESA

En términos anuales la generación Eólica es la de mayor importancia, representando el 74% del total Renovable.

La participación de generación a través de energías Renovables definidas en la Ley 27.191 fue del 14.1% en noviembre y del 12.2% del total generado durante el año 2021.

Es preciso mencionar que la energía generada a través de la tecnología Hidráulica Renovable (hidráulicas menores a 50 MW) surge mayormente de proyectos antiguos y podrían ser clasificadas como fuente de energía Hidráulica. Bajo este ordenamiento, la energía renovable ocupa el 11.4% del total generado en los últimos doce meses mientras que la hidráulica representa el 18.1% de la generación neta local.

Composición de la generación eléctrica por fuente - Año 2021



IAE en base a CAMMESA

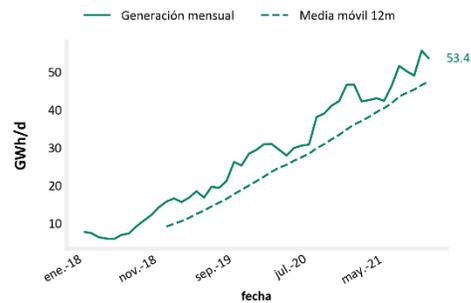
- Precios y costos de la energía:** los datos indican que en noviembre de 2021 el costo monómico (costo promedio de generación eléctrica) respecto del mes anterior tuvo una reducción del 2.3% i.m y creció 58.7% i.a, mientras que el precio monómico estacional (lo que paga la demanda en promedio) aumentó 0.4% i.m. y 22% i.a. Desde el mes de febrero de 2019 este precio se encontraba en niveles aproximadamente similares. Sin embargo, a partir de abril de 2021 se comenzaron a aplicar los nuevos precios de compra de energía para los Grandes Usuarios (Resolución 131/2021) que tienen impacto en el precio estacional.

La variación en los costos se encuentra por encima del índice de precios internos mayoristas (IPIM), que en el mismo periodo se incrementó 54.5% i.a mientras que el precio que paga la demanda aumentó considerablemente menos que ambos en el mismo periodo debido al congelamiento tarifario. Esto indica que los costos de generación crecieron por encima de la inflación mayorista en agosto. Por otra parte, en octubre de 2021, debido a un incremento en los precios que paga la demanda y una caída inter mensual del costo de generación, aumentó levemente el nivel de cobertura respecto a la porción del costo de generación que paga la demanda.

Con estos valores, **el precio promedio que paga la demanda alcanzó a cubrir el 41.4% de los costos de generación en noviembre, mientras en julio y agosto de 2021 se alcanzó la cobertura mínima con 28.5% y 30.9% respectivamente.** En el mismo mes de 2020 el precio promedio pagado por la demanda cubrió el 54% de los costos de generación eléctrica. Esto revela que desde este punto de vista hubo un retroceso en la cobertura de los costos de 13 puntos porcentuales.

En el contexto de la pandemia del coronavirus Covid-19, y la cuarentena obligatoria, los ingresos de los hogares e industrias se han resentido fuertemente y, de manera temporal, el congelamiento de las tarifas de energía eléctrica ha sido un mecanismo válido para no deteriorar aún más esta delicada situación. Sin embargo, el descalce entre costos, precio y tarifas de la energía eléctrica se ha mantenido por un periodo prolongado mientras los costos crecen 64% anual, el precio que paga la demanda lo hace en solo 11%.

Generación Renovable (Ley 27.191) | 2018 - Hoy

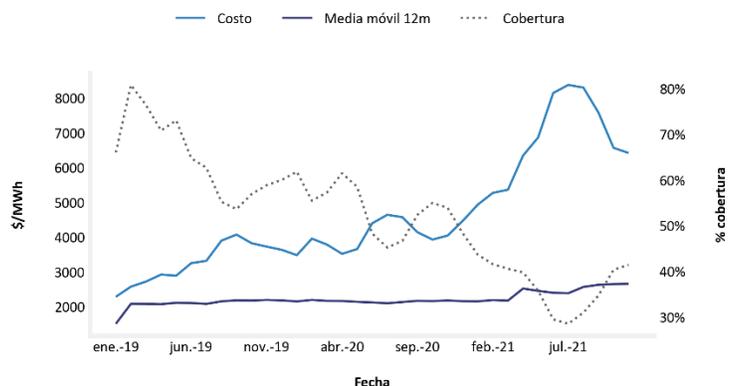


IAE en base a CAMMESA

Costo y precio de la energía eléctrica mayorista (\$/Mwh)		
	Costo	Precio Estacional
nov.-20	4,046.0	2,180.4
oct.-21	6,569.3	2,650.4
nov.-21	6,421.4	2,659.9
12 meses ant.	3,981.3	2,156.3
12 meses	6,554.2	2,413.4
Var. % i.m	-2.3%	0.4%
Var. % i.a	58.7%	22.0%
Var. % a.a	64.6%	11.9%

Fuente: IAE en base a CAMMESA

Costo y precio de la energía eléctrica mayorista | 2019-Hoy | \$/MWh



IAE en base a CAMMESA

Por otra parte, las Provincias han actualizado los cuadros tarifarios, al igual que, parcialmente, las concesiones bajo Jurisdicción Nacional. Sin embargo, el precio de la energía al que compran las Distribuidoras se mantiene congelado. Estas particularidades tendrán invariablemente consecuencias fiscales a través de subsidios crecientes del Estado Nacional. En paralelo, persiste el fuerte deterioro de los ingresos de Distribuidoras y cooperativas de energía eléctrica a pesar de la recomposición en el Valor Agregado de Distribución.

El descalce entre la evolución del costo y del precio que paga la demanda se inició en febrero de 2019 y se mantiene en la actualidad a pesar del incremento en los precios de la energía a Grandes Usuarios y reducciones en el costo de generación.

Por último, se observa que el precio que pagó la demanda ha cubierto en promedio el 37% de los costos de generación durante los últimos doce meses.

- **En noviembre de 2021 el consumo de combustibles en la generación eléctrica muestra aumento del gas natural del 6.4% i.m y una reducción del 13.9% i.a.** El consumo de gasoil se redujo 4.8% i.m y fue 122% superior al de noviembre de 2020.

En cuanto a la variación en los últimos doce meses, **el Consumo de Gas Natural aumentó 0.9% durante el periodo, mientras que se consumió 145% más de Gas Oil y 72% más de Fuel Oil.**

Consumo de combustibles en generación eléctrica				
	Carbón (MTn.)	Fuel Oil (MTn.)	Gas Natural (MMm3)	Gasoil (Mm3)
nov.-20	53.8	125.7	1097.9	40.6
oct.-21	45.3	26.8	888.4	94.8
nov.-21	86.1	28.8	945.1	90.3
12 meses ant.	441.4	461.3	11,949.1	669.2
12 meses	869.4	793.7	12,050.8	1,639.5
Var. % i.m	● 90.1%	● 7.4%	● 6.4%	● -4.8%
Var. % i.a	-	-	● -13.9%	● 122.3%
Var. % a.a	● 96.9%	● 72.0%	● 0.9%	● 145.0%

Fuente: IAE en base a CAMMESA

4. Hidrocarburos

Upstream

Petróleo

- En noviembre de 2021, la producción de petróleo aumentó 2.5% respecto del mes anterior y 15.2% i.a respecto de igual mes de 2020. Por otra parte, en los últimos doce meses la producción acumulada fue 4.7% superior respecto a igual periodo anterior.

En el mes de noviembre de 2021 la producción total muestra un aumento de 15.2% respecto al mismo mes de 2020. Este aumento está impulsado por la cuenca Neuquina que aumentó la producción 2.8% i.m respecto al mes anterior, mientras que es 33.2% i.a mayor respecto a noviembre de 2020.

La cuenca Golfo San Jorge (la segunda cuenca productora en importancia), aumentó la producción 2.8% i.m. respecto del mes anterior aunque se redujo 0.3% i.a.

En la cuenca Austral la producción se redujo 1.4% i.m. y 13.7% i.a. Mientras que en la cuenca Cuyana se redujo 0.1% i.m y 5.6% i.a.

La Cuenca Noroeste aumentó la producción 0.4% i.m. y se redujo 8.9% i.a.

La Cuenca Neuquina representa el 52% de la producción y es la única que crece anualmente con una tasa de 14.5% a.a., mientras que la Cuenca Golfo de San Jorge, con el 40% del total, se presenta con una disminución del 4.1% anual.

En ausencia de la cuenca neuquina, y debido al declino anual de las restantes, la producción cae 4.3% anual.

Desagregando por los principales operadores, se observa que YPF (47% de la producción total de petróleo) aumentó la producción 1.1% en noviembre respecto al mes anterior mientras que fue 19.6% superior respecto de igual mes del año anterior y 5.8% mayor en el acumulado de los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior.

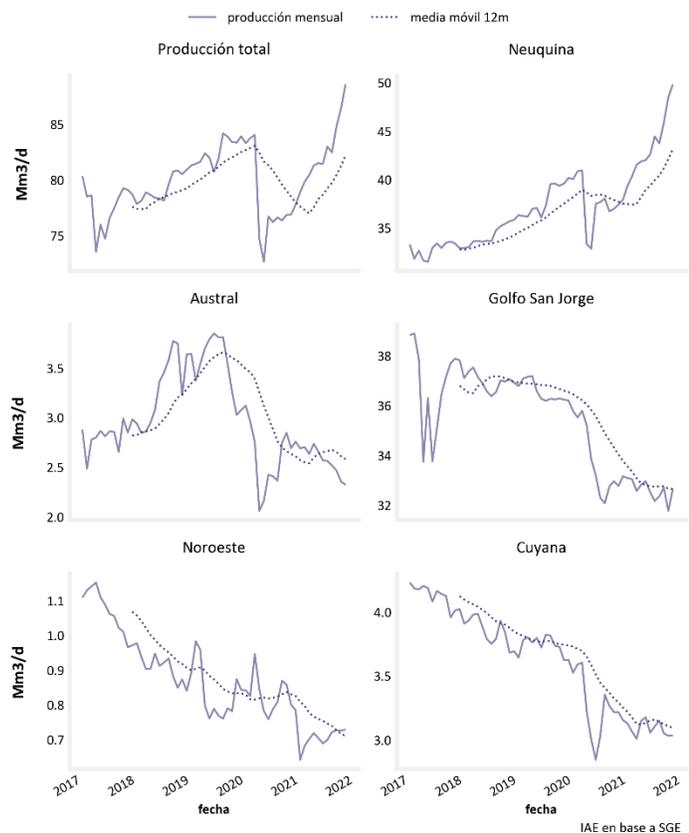
Pan American Energy, con una participación del 19.5% en el total, aumentó la producción 4.9% respecto del mes anterior mientras fue 1.2% i.a. superior. La producción anual de PAE es 4.2% a.a. menor.

Tecpetrol y Vista aumentan su producción 42.4% y 49.3% i.a respectivamente. A su vez, estas empresas aumentaron su producción acumulada en doce meses en 8.2 y 67.5% a.a respectivamente.

Producción de Petróleo por cuenca - Mm3/d						
	Austral	GSJ	Neuquina	Noroeste	Cuyana	Total
nov.-20	2.7	32.8	37.4	0.8	3.2	76.9
oct.-21	2.4	31.8	48.5	0.7	3.0	86.4
nov.-21	2.3	32.7	49.8	0.7	3.0	88.6
12 meses ant.	2.6	34.0	37.7	0.8	3.3	78.5
12 meses	2.6	32.7	43.2	0.7	3.1	82.2
Var. % i.m	-1.4%	2.8%	2.8%	0.4%	0.1%	2.5%
Var. % i.a	-13.7%	-0.3%	33.2%	-8.9%	-5.6%	15.2%
Var. % a.a	-2.0%	-4.1%	14.5%	-14.5%	-6.0%	4.7%

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV

Producción de petróleo | 2017-Hoy | Mm3/d



IAE en base a SGE

Producción de Petróleo por principales operadoras- Mm3/d								
	PAE	Pluspetrol	SINOPEC	Tecpetrol	Vista	YPF	Otras	Total
nov.-20	16.2	4.1	2.4	2.2	3.6	34.9	13.6	76.9
oct.-21	15.6	4.6	2.2	2.9	4.8	41.2	15.0	86.4
nov.-21	16.4	4.5	2.2	3.1	5.4	41.7	15.1	88.6
12 meses ant.	16.6	4.2	2.5	2.3	2.8	36.5	13.5	78.5
12 meses	15.9	4.4	2.2	2.5	4.7	38.6	13.8	82.2
Var. % i.m	4.9%	-2.8%	2.5%	5.8%	12.3%	1.1%	0.6%	2.5%
Var. % i.a	1.2%	9.6%	-5.1%	42.4%	49.3%	19.6%	10.6%	15.2%
Var. % a.a	-4.2%	3.2%	-11.3%	8.2%	67.5%	5.8%	2.5%	4.7%

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV

Crudo convencional y no convencional

- La producción de petróleo convencional, que representa el 68.8% del total, aumentó 1.7% i.m. respecto del mes anterior y se redujo 1.7% i.a. A su vez, disminuyó 5.1% en los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior.
- La producción de petróleo no convencional, que ocupa el 31.2% del total anual, aumentó 4.1% i.m en noviembre de 2021 respecto al mes anterior. Además, creció 64% respecto a igual mes de 2020 y 35.5% en los últimos doce meses.

Producción de Petróleo por tipo y subtipo de recurso - Mm3/d					
	Convencional	No convencional	Shale	Tight	% NC
nov.-20	57.1	19.8	18.9	0.9	25.8%
oct.-21	55.2	31.2	30.3	0.9	36.1%
nov.-21	56.1	32.5	31.5	1.0	36.6%
12 meses ant.	59.6	18.9	17.8	1.1	24.1%
12 meses	56.5	25.7	24.8	0.9	31.2%
Var. % i.m	● 1.7%	● 4.1%	● 4.1%	● 3.5%	
Var. % i.a	● -1.7%	● 64.0%	● 66.9%	● 4.1%	
Var. % a.a	● -5.1%	● 35.5%	● 38.8%	● -17.2%	

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV

La producción de petróleo no convencional se incrementó 64% i.a. debido al aumento del 66.9% i.a en el Shale y del 4.1% i.a en la producción de Tight oil. La producción Shale Oil en los últimos doce meses aumentó 38.8% mientras que la de Tight se redujo 17.2% en el mismo periodo. **El Shale Oil es el único subtipo de petróleo que aumenta en términos anuales debido a que el Tight Oil presenta una importante disminución.** En este sentido, en los últimos doce meses **se observa una caída del 5.3% en la producción conjunta de Convencional y Tight** que representan el 70% del total de la producción nacional.

Gas natural

- La producción de gas natural aumentó 11.8% i.m. en noviembre 2021 respecto al mes anterior y fue 23% i.a. mayor. Por otra parte, la producción acumulada de los últimos doce meses fue 0.2% inferior al año anterior.

Las cuencas Neuquina y Cuyana presentan un incremento inter anual del 42.9% y 7.7% i.a. respectivamente. En las cuencas Austral y GSJ la producción disminuyó 7.1% y 3.8% i.a. En la cuenca Noroeste disminuyó 10.9% i.a.

La producción acumulada en los últimos doce meses cayó en todas las cuencas del país con excepción de la neuquina donde crece 3.1% a.a: en la cuenca Austral es 5% a.a. menor mientras que en las cuencas Golfo San Jorge, Noroeste y Cuyana que disminuyen 5.5%, 9.5% y 1.4% a.a respectivamente.

Desagregando por principales operadores se observa que YPF, que produce el 27% del gas en Argentina, aumentó la producción en noviembre 22.9% i.a. respecto igual mes del año anterior. A su vez, la producción acumulada de YPF en los últimos doce meses fue 2.4% a.a. inferior.

Total Austral aporta el 26% de la producción total y disminuyó 12.2% i.a. su producción que durante los últimos doce meses su producción acumulada fue 4.5% a.a inferior.

Pan American, que representa el 11% de la producción total, mantiene la producción prácticamente invariante respecto a igual mes de 2020. Por otra parte, aumenta su producción anual 1% a.a.

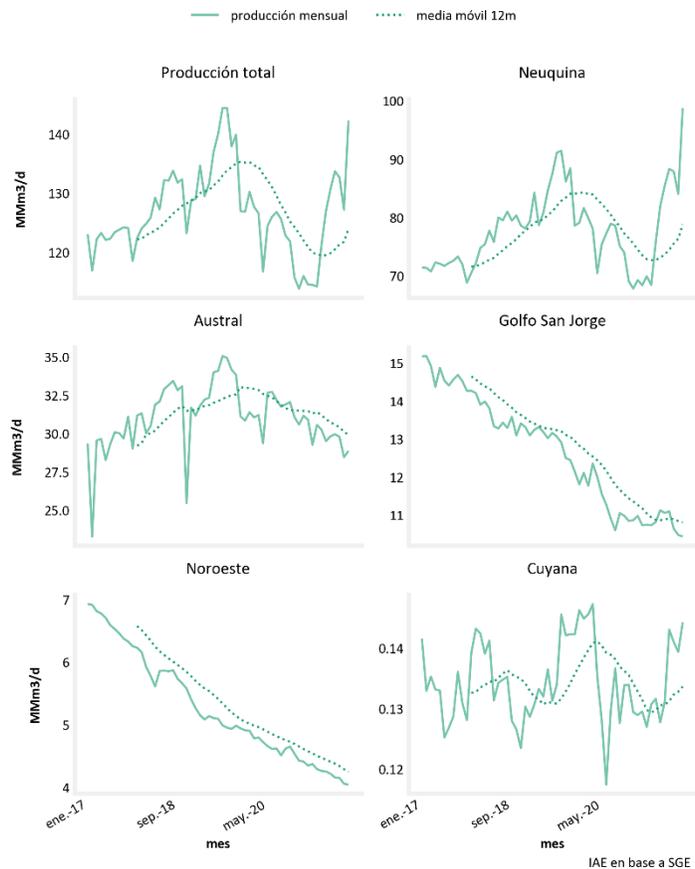
Tecpetrol con un peso 12% en el total, aumentó su producción 44.3% i.a. A su vez, la producción acumulada en doce meses fue 8% a.a superior respecto a igual periodo anterior.

Estas cuatro empresas representan el 75% del total del gas producido y en conjunto redujeron 1.1% su producción acumulada en los últimos doce meses. Esto indica que la producción anual de las principales empresas productoras gas en Argentina se encuentra en un retroceso que es liderado por YPF que explica el 80% de la caída en la producción de estas cuatro principales productoras.

	Austral	GSJ	Neuquina	Noroeste	Cuyana	Total
nov.-20	31.1	10.8	69.1	4.5	0.1	115.7
oct.-21	28.5	10.5	84.1	4.1	0.1	127.2
nov.-21	28.9	10.4	98.8	4.0	0.1	142.3
12 meses ant.	31.5	11.4	76.5	4.7	0.1	124.3
12 meses	29.9	10.8	78.9	4.3	0.1	124.0
Var. % i.m	1.4%	-0.4%	17.5%	-0.3%	3.5%	11.8%
Var. % i.a	-7.1%	-3.8%	42.9%	-10.9%	7.7%	23.0%
Var. % a.a	-5.0%	-5.5%	3.1%	-9.5%	-1.4%	-0.2%

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV

Producción de Gas Natural | 2017-Hoy | MMm3/d



	CGC	Total Austral	PAE	Pampa energía	Pluspetrol	Tecpetrol	YPF	Otras	Total
nov.-20	4.8	33.6	13.4	5.8	5.2	11.2	30.0	12.3	115.7
oct.-21	4.6	29.5	13.5	7.6	7.0	16.3	36.3	12.5	127.2
nov.-21	4.6	29.5	13.5	7.8	7.2	16.1	36.9	26.8	142.3
12 meses ant.	-	32.4	13.1	6.1	5.7	13.8	34.5	13.6	124.3
12 meses	-	31.0	13.2	6.9	5.9	14.9	33.7	13.7	124.0
Var. % i.m	-0.9%	0.0%	0.0%	2.5%	2.9%	-1.2%	1.6%	115.2%	11.8%
Var. % i.a	-5.1%	-12.2%	0.1%	34.2%	36.9%	44.3%	22.9%	117.4%	23.0%
Var. % a.a	-	-4.5%	1.0%	14.1%	3.0%	8.0%	-2.4%	0.8%	-0.2%

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV

Gas convencional y gas no convencional

- La producción de gas natural convencional, que representa el 53.8% del total, **aumentó 22.9% i.m. en noviembre de 2021 respecto al mes anterior y 10.7% i.a respecto a igual mes de 2020. Se reduce 5.8% a.a. en el acumulado de los últimos doce meses.**
- La producción de gas natural no convencional que ocupa el 46.2% de la producción **aumentó 1.5% i.m. respecto al mes anterior, mientras fue 40.9% i.a. superior respecto a igual mes de 2020 y 7.2% a.a mayor.**

La producción de gas no convencional aumentó 40.9% i.a. debido a un incremento en el Shale y Tight del 66.4% y 9.4% i.a. respectivamente.

La producción acumulada en doce meses de shale gas aumenta 14.7% mientras que la de Tight disminuye 2.7% anual.

Como se ha señalada reiteradamente, es importante destacar que **el 72% de la producción de gas natural (Convencional + Tight) declina 5.1% anual.**

Vaca Muerta en perspectiva

La producción de petróleo en la formación Vaca Muerta, en la cuenca Neuquina, **aumentó 4.1% i.m. a su vez fue 66.8% i.a. y 38.8% a.a mayor durante los últimos doce meses.** Representa el 30.6% del total producido en el país en 2021.

El principal productor de petróleo en Vaca Muerta es YPF, que representa el 60% de la producción de la formación y, durante los últimos doce meses, **aumentó su producción acumulada 33.2% a.a.**

La producción de gas natural en Vaca Muerta **aumentó 3% i.m. y 67.2% i.a. A su vez, fue 15.1% a.a superior durante los últimos doce meses.** Vaca Muerta representa el 28.7% del total del gas producido en el país en 2021. En este caso los tres principales operadores son Tecpetrol que se constituye como el principal operador, YPF y Total Austral.

En la formación Vaca Muerta Tecpetrol aumentó su producción anual 11.1% mientras que la producción de YPF fue 31.2% a.a superior. Por otra parte, Total reduce su producción anual un 10.2% a.a.

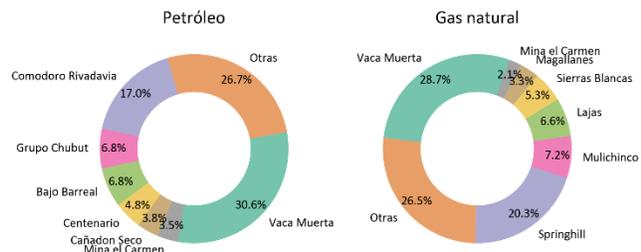
	Convencional	No convencional	Shale	Tight	% NC
nov.-20	68.7	47.1	26.0	21.0	40.7%
oct.-21	61.9	65.4	42.0	23.3	51.4%
nov.-21	76.0	66.3	43.3	23.0	46.6%
12 meses ant.	70.8	53.5	30.4	23.1	43.0%
12 meses	66.7	57.3	34.8	22.5	46.2%
Var. % i.m.	22.9%	1.4%	3.0%	-1.5%	
Var. % i.a	10.7%	40.9%	66.4%	9.4%	
Var. % a.a	-5.8%	7.2%	14.7%	-2.7%	

Fuente: IAE en base a SGE - Capítulo IV

	PAE	Pluspetrol	Shell	Tecpetrol	Vista	YPF	Otras	Total petróleo Vaca Muerta
nov.-20	1.3	0.6	1.9	0.5	2.0	10.9	1.6	18.9
oct.-21	1.7	1.1	3.1	1.0	3.2	18.2	2.0	30.3
nov.-21	2.0	1.0	2.9	1.1	3.9	18.5	2.2	31.5
12 meses ant.	1.5	0.6	1.5	0.6	1.1	11.1	1.4	17.9
12 meses	1.4	0.9	2.3	0.7	3.1	14.8	1.5	24.8
Var. % i.m.	19.3%	-10.4%	-5.3%	9.2%	20.7%	1.6%	7.0%	4.1%
Var. % i.a	49.3%	52.9%	53.0%	125.9%	91.7%	69.9%	33.1%	66.8%
Var. % a.a	-4.0%	38.2%	51.6%	20.0%	189.9%	33.2%	6.8%	38.8%

Fuente: IAE en base a SGE - Capítulo IV

Principales formaciones productivas | Año 2021



IAE en base a SGE

	Exxon	PAE	Pluspetrol	Tecpetrol	Total Austral	YPF	Otras	Total Gas Vaca Muerta
nov.-20	1.2	1.8	2.4	8.4	5.4	5.9	1.0	26.1
oct.-21	0.9	3.1	4.4	13.7	4.3	13.7	2.3	42.3
nov.-21	0.8	3.3	4.6	13.6	4.4	14.8	2.1	43.6
12 meses ant.	1.4	1.7	2.6	11.0	4.8	7.8	1.0	30.4
12 meses	0.9	2.5	3.1	12.2	4.3	10.3	1.6	35.0
Var. % i.m.	-6.8%	6.2%	3.9%	-1.3%	1.5%	8.7%	-4.6%	3.0%
Var. % i.a	-31.5%	83.5%	90.9%	60.7%	-18.6%	151.4%	121.1%	67.2%
Var. % a.a	-32.7%	40.6%	20.7%	11.1%	-10.2%	31.2%	61.2%	15.1%

Fuente: IAE en base a SGE - Capítulo IV

Downstream

- En el mes de noviembre de 2021 **las ventas de naftas y gasoil aumentaron 4.8% i.m. y 25% i.a.** Durante los últimos doce meses la demanda de combustibles líquidos aumentó 18.1% a.a respecto a igual periodo anterior.

El aumento observado en las ventas de combustibles i.a está explicado por un incremento del 21% i.a en las ventas de Gasoil y del 31.6% i.a. en las ventas de las naftas. Esta diferencia en las variaciones se debe a que el consumo de gasoil cayó proporcionalmente menos que el de naftas durante el ASPO/DISPO del año 2020, debido a su utilización principalmente en transporte y carga.

A su vez, los datos indican que en noviembre el consumo de gasoil fue superior al promedio de los últimos ocho meses, incluso con periodos donde hubo días con fuertes restricciones a la circulación. Esto sugiere una recomposición consolidada de la demanda de gasoil que se encuentra en niveles superiores a los pre-pandemia.

Por otra parte, **las ventas de Gasoil acumuladas durante los últimos doce meses aumentaron 12.8% respecto a igual periodo anterior:** las ventas de Gasoil Ultra fueron 30% mayores mientras que las de Gasoil Común, que ocupa el 75% del gasoil comercializado, aumentaron 7.6% a.a.

Las ventas acumuladas de **Naftas aumentaron 21.8% en los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior** debido a un aumento del 38.8% en las ventas de nafta Ultra (25% del total comercializado) y del 23.9% en la Nafta Súper.

- El Gas entregado** en el mes de octubre de 2021 (últimos datos disponible) fue 107.5 MMm3/d. **Las entregas totales aumentaron 1.3% i.a.** La demanda acumula un aumento del 3.4% (3.8 MMm3/d más) en los últimos doce meses corridos respecto a igual periodo del año anterior.

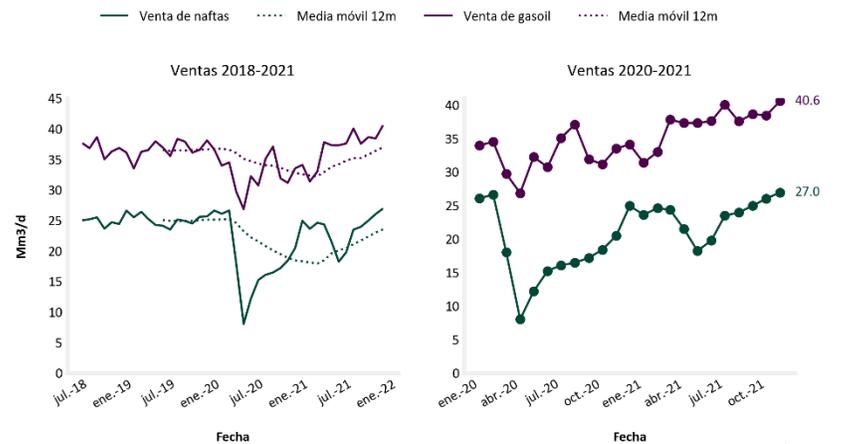
En términos desagregados por tipo de usuarios, el Gas entregado a los usuarios residenciales aumentó 0.8% i.a a la vez que en el acumulado del último año móvil presenta un aumento del 0.4% respecto a igual periodo del año anterior. Por otra parte, el Gas entregado a la Industria fue 5.4% i.m. y 2.9% i.a. mayor. A su vez, presenta una reducción anual de 7.2% a.a.

Las Centrales Eléctricas consumieron 7.3% más respecto del mes anterior, mientras que redujeron su demanda 4.3% i.a. A su vez, acumulan un aumento del 13.7% anual en el consumo.

Venta de principales combustibles líquidos Mm3/d							
	Gasoil Común	Gasoil Ultra	Nafta Súper	Nafta Ultra	Total Gasoil	Total Nafta	Total Combustibles
nov.-20	25.2	8.4	15.3	5.2	33.5	20.5	54.0
oct.-21	27.6	10.9	18.7	7.4	38.4	26.0	64.5
nov.-21	29.0	11.6	19.3	7.7	40.6	27.0	67.5
12 meses ant.	25.2	7.6	13.9	4.5	32.8	18.5	51.2
12 meses	27.1	9.8	17.3	6.3	37.0	23.5	60.5
Var. % i.m.	5.1%	6.9%	3.2%	4.4%	5.6%	3.5%	4.8%
Var. % i.a.	15.1%	38.9%	26.0%	47.8%	21.0%	31.6%	25.0%
Var. % a.a.	7.6%	30.0%	23.9%	38.8%	12.8%	27.6%	18.1%

Fuente: IAE en base a SGE

Ventas de combustibles 2018-Hoy | Mm3/d

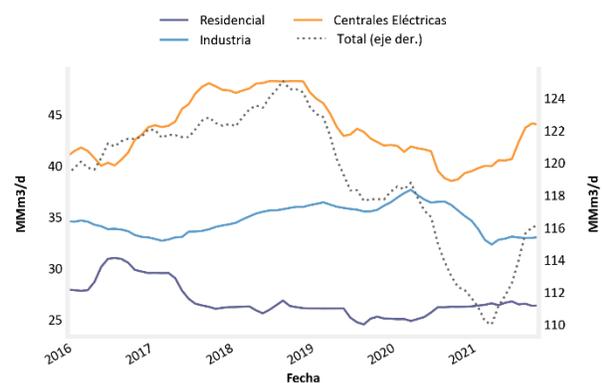


IAE en base a SGE

Demanda de gas por redes MMm3/d								
	Residencial	Comercial	Entes oficiales	Industria	Centrales Eléctricas	SDB	GNC	Total
oct.-20	23.5	2.7	0.9	33.0	39.0	1.8	5.3	106.2
sep.-21	32.7	3.4	1.6	32.2	40.3	2.5	6.8	119.5
oct.-21	23.7	2.9	1.1	33.9	37.3	1.8	6.8	107.5
12 meses ant.	26.3	3.2	0.9	35.6	38.7	2.4	5.3	112.3
12 meses	26.4	3.1	1.1	33.1	44.0	2.2	6.3	116.1
Var. % i.m.	-27.6%	-14.8%	-33.7%	5.4%	-7.3%	-26.2%	0.4%	-10.0%
Var. % i.a.	0.8%	5.2%	22.0%	2.9%	-4.3%	0.9%	28.7%	1.3%
Var. % a.a.	0.4%	-0.9%	25.9%	-7.2%	13.7%	-9.0%	19.0%	3.4%

Fuente: IAE en base a ENARGAS

Demanda de gas natural - Principales consumidores | Media móvil 12m



IAE en base a ENARGAS

Precios

- El precio del barril de petróleo **BRENT** en noviembre de 2021 fue de USD/bbl 81 cual implica un precio 3.3% menor respecto al mes anterior mientras que es 85.3% superior al registrado en igual mes de 2020. Por otra parte, el precio del barril de crudo **WTI** fue USD/bbl 78.8 teniendo una variación negativa del 2.9% respecto del mes anterior y un aumento del 89.7% respecto a igual mes de 2020.

Los precios del crudo a nivel mundial comenzaron a caer rápidamente a partir de enero de 2020, llegando al mínimo en abril de 2020. Por otra parte, los niveles de precios a partir de julio de 2020 muestran una respuesta al colapso de la demanda mundial de crudo durante la pandemia del Covid-19 y a las dificultades en el almacenamiento disponible. Como se observa, los precios internacionales han tenido una considerable recuperación y se presentan crecientes en niveles superiores a los pre-pandemia.

- El barril argentino del tipo **Escalante** tuvo un precio de USD/bbl 67.1 en noviembre de 2021 esto implica una baja de solo 0.1% respecto al mes anterior mientras fue 53.9% mayor al precio de igual mes de 2020. Por otra parte, el barril del tipo **Medanito** muestra un precio que se ubicó en los USD/bbl 57.1 en el mes de noviembre de 2021: 2.8% menor al mes anterior y 46.7% mayor respecto al de igual mes del año anterior.
- Estos precios muestran que la **brecha BRENT-ESCALANTE** fue del 20.6% en el mes de noviembre.
- El precio spot del gas natural **Henry Hub** fue de USD 5.05 MMBtu (millón de Btu) en noviembre de 2021. Así, el precio principal que rige en el NYMEX de USA se redujo 8.3% respecto al mes anterior y aumentó 93.5% respecto de igual mes del año anterior.

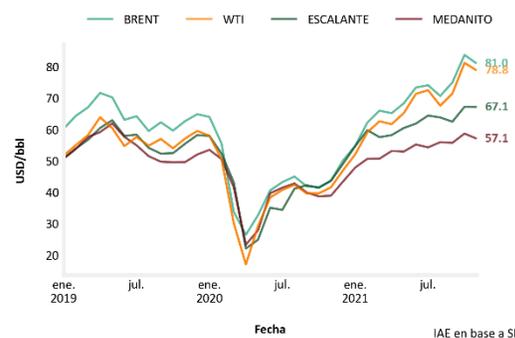
En el caso argentino, el precio del **Gas Natural en boca de pozo en base al cálculo de regalías (lo que reciben los productores locales)** fue de 2.77 USD/MMBtu en noviembre de 2021 lo cual implica un precio 3.7% mayor al mes anterior y 48.9% superior a igual mes del año 2020.

- El Precio de importación del GNL.** Según se publica en la web de IEASA, el precio promedio de las compras del año 2021 fue de 8.33 USD/MMBtu, mientras que para el año 2020 había sido de USD 2.96 USD/MMBtu. **El gas importado por gasoductos de Bolivia (y marginalmente de Chile) tuvo un precio de importación de 7 USD/MMBTU** para el mes de octubre de 2021 (último dato disponible). Esto representa un precio 10.6% mayor al del mes anterior y 80.5% superior al de igual mes del año 2020.

Precios del petróleo USD/bbl				
	BRENT	WTI	Escalante	Medanito
nov.-20	43.7	41.5	43.6	38.9
oct.-21	83.7	81.2	67.2	58.7
nov.-21	81.0	78.8	67.1	57.1
Var. % i.m	-3.3%	-2.9%	-0.1%	-2.8%
Var. % i.a	85.3%	89.7%	53.9%	46.7%

Fuente: IAE en base a SE

Precios del petróleo | 2019-Hoy | USD/bbl

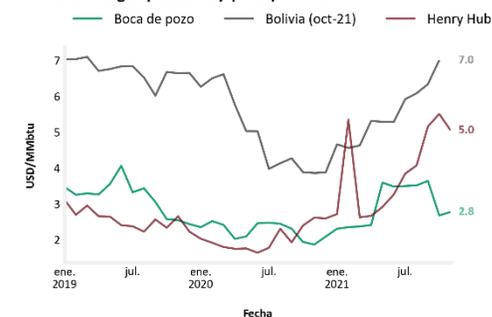


IAE en base a SE

Precios del Gas Natural USD/MMbtu				
	Boca de pozo Arg.	Bolivia	GNL	Henry Hub
nov.-20	1.86	3.86	0.00	2.61
oct.-21	2.67	7.01	12.25	5.51
nov.-21	2.77	-	-	5.05
Var. % i.m	3.7%	-	-	-8.3%
Var. % i.a	48.9%	-	-	93.5%

Fuente: IAE en base a SE y EIA

Precios del gas | 2018-Hoy | USD/MMbtu



IAE en base a SE

5. Biocombustibles

- La **producción de Bioetanol** en base a maíz y caña de azúcar se redujo en octubre de 2021 respecto al mes anterior 4.7% i.m. y fue 45.7% i.a. mayor. En el cálculo acumulado durante los últimos 12 meses al mes de referencia la producción es 19.5% superior. Por otra parte, las ventas se redujeron en octubre de 2021 respecto al mes anterior 0.5% i.m. y son 43.2% i.a. superiores a igual mes del año anterior. A su vez, fueron 19.6% mayores en el cálculo acumulado de doce meses respecto a igual periodo anterior.

	Bioetanol Miles de Tn.		Biodiesel Miles de Tn.			Total en miles de Tn.
	Producción	Ventas totales	Producción	Ventas internas	Exportación	
oct.-20	55.1	48.7	12.3	1.6	0.0	67.4
sep.-21	84.3	70.0	170.6	50.2	93.8	254.9
oct.-21	80.3	69.7	147.6	39.7	170.0	227.9
12 meses ant.	657.5	636.4	1,447.3	712.1	805.9	2,104.8
12 meses	785.8	761.2	1,518.6	350.2	1,199.6	2,304.4
Var. % i.m.	● -4.7%	● -0.5%	● -13.5%	● -21.0%	● 81.4%	● -10.6%
Var. % i.a.	● 45.7%	● 43.2%	● 1101.3%	● 2440.5%	-	● 238.1%
Var. % a.a.	● 19.5%	● 19.6%	● 4.9%	● -50.8%	● 48.9%	● 9.5%

Fuente: IAE en base a SE

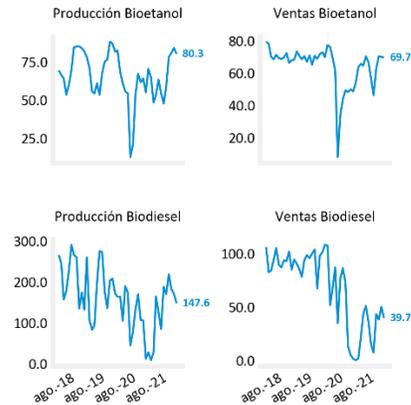
- La **producción de Biodiesel** se redujo en octubre de 2021 respecto al mes anterior 13.5% i.m. y fue 12 veces superior respecto al mismo mes del año anterior. A su vez, la producción es 4.9% a.a. menor en el último año móvil.

Las ventas de biodiesel disminuyeron respecto al mes anterior 21% i.m. Por otra parte, las ventas fueron 25 veces superiores a las registradas el mismo mes de año anterior. En el año móvil registra una caída del 50.8% a.a.

Las exportaciones de Biodiesel acumuladas en los últimos 12 meses a octubre de 2021 fueron 48.9% mayores a igual periodo del año anterior.

Octubre de 2020 fue, para el biodiesel, uno de los peores meses ya que la producción y venta tuvo valores anormalmente bajos.

Producción y ventas de Biodiesel y Bioetanol | Miles de Tn.



IAE en base a SGE

6. Balanza comercial energética

- La **balanza comercial energética** del mes de noviembre de 2021 se muestra superavitaria en USD 19 millones.

Las exportaciones aumentaron 25.3% i.a. mientras que las importaciones fueron 217.1% i.a. mayores.

En 2021 se observa un déficit acumulado de USD 515 millones con las exportaciones creciendo 44.9% y las importaciones incrementándose 105.7% a.a.

- Los índices de valor, precio y cantidad** indican que en noviembre de 2021 se exportó un 42.1% menos de combustible y energía en términos de cantidades respecto a igual mes de 2020, mientras que los precios de exportación aumentaron 115.3% i.a. dando como resultado un aumento en el valor exportado del 25.3% i.a.

Por otra parte, las importaciones de combustibles y lubricantes aumentaron 88.4% en cantidades en noviembre de 2021 respecto a igual mes de 2020, mientras que en precios se observa un aumento del 69.5%. Esto generó un incremento en el valor importado del 217.1% i.a.

En el cálculo acumulado en 2021 de se observa una reducción en las cantidades exportadas del 16.2% mientras las importaciones aumentaron 59.3%. A su vez, los precios energéticos de exportación aumentaron 73.1% mientras que los de importación fueron 29.9% a.a. superiores. Esto implica que el valor exportado en energía aumentó 44.9%, y el valor

Balanza comercial energética en millones de USD			
	Saldo comercial energético	Exportación combustibles y energía	Importación combustibles y lubricantes
nov.-20	257	415	158
nov.-21	19	520	501
Acumulado 2020	692	3,188	2,496
Acumulado 2021	-515	4,620	5,135
% i.a.	-	● 25.3%	● 217.1%
% var. a.a.	-	● 44.9%	● 105.7%

Fuente: IAE en base a INDEC

Balanza comercial energética por valor, precio y cantidad (var %)			
		Exportación combustibles y energía	Importación combustibles y lubricantes
Respecto de noviembre de 2020	Valor	● 25.3%	● 217.1%
	Precio	● 115.3%	● 69.5%
	Cantidad	● -42.1%	● 88.4%
Respecto al acumulado a noviembre de 2021	Valor	● 44.9%	● 105.7%
	Precio	● 73.1%	● 29.9%
	Cantidad	● -16.2%	● 59.3%

Fuente: IAE en base a INDEC

importado se incrementó 105.7% durante los once meses de 2021.

- Según datos de comercio exterior, las **exportaciones medidas en cantidades** de los principales combustibles para el acumulado en los últimos doce meses muestran menores ventas al exterior. En el caso del petróleo y el gas natural las ventas fueron 27.6% y 61.5% a.a. inferiores.

En cuanto a las **importaciones**, hubo un aumento en las compras de naftas al exterior del 116% a.a durante los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior.

Por otra parte, en doce meses se importó un total de 1,833 Mm3 de Gasoil, es decir un 34.9% a.a. más.

A noviembre los datos de gas natural por gasoducto no han sido cargados, con lo cual su análisis no es válido en cualquiera de las mediciones. Sin embargo, aunque nulos, los de GNL se muestran iguales a los de noviembre de 2020 (es decir, no pareciera ser extraño). En este caso, el total importado de GNL en doce meses aumentó 90.7% a.a.

Principales productos energéticos exportados - Cantidades				
	Butano (Mtn.)	Gas Natural (MMm3)	Petróleo (Mm3)	Propano (MTn.)
nov.-20	24.6	40.0	460.2	44.0
oct.-21	42.0	126.9	276.9	31.7
nov.-21	38.0	134.8	133.7	32.1
12 meses ant.	494.3	1,318.0	3,415.3	618.1
12 meses	391.2	507.3	2,472.5	476.0
Var. % i.m	● -9.5%	● 6.3%	● -51.7%	● 1.3%
Var. % i.a	● 54.4%	● 237.2%	● -70.9%	● -27.0%
Var. % a.a	● -20.8%	● -61.5%	● -27.6%	● -23.0%

Fuente: IAE en base a SE

Principales productos energéticos importados - Cantidades				
	GNL (MMm3)	Gas Natural (MMm3)	Gasoil (Mm3)	Nafta (Mm3)
nov.-20	0.0	420.8	139.5	0.0
oct.-21	54.4	257.2	263.7	62.8
nov.-21	0.0	0.0	224.9	72.1
12 meses ant.	1,855.8	5,327.2	1,359.2	206.9
12 meses	3,539.5	4,539.6	1,833.7	447.0
Var. % i.m	-	-	● -14.7%	● 14.8%
Var. % i.a	-	-	● 61.2%	-
Var. % a.a	● 90.7%	● -14.8%	● 34.9%	● 116.0%

Fuente: IAE en base a SE

Glosario

Año móvil: son los últimos doce meses corridos al mes de cálculo. En base a esto se puede calcular la "media del año móvil" que es un promedio simple de los datos de los últimos meses corridos, el "acumulado para el año móvil" (suma de los últimos 12 meses corridos) y la "variación año móvil" que indica la variación de la media del año móvil respecto a igual período (mismos doce meses corridos) del año anterior.

ASAP: Asociación Argentina de Presupuesto y Administración Financiera Pública.

Balanza comercial energética: surge de las estadísticas del INDEC particularmente del informe de "intercambio comercial argentino" donde se desagregan los ítems "combustibles y energía" para la exportación y "combustibles y lubricantes para la importación". Adicionalmente de informan los índices de valor, precio y cantidad de comercio exterior para cada uno de ellos.

Bioetanol: la producción de Bioetanol se refiere a la suma de producción a base de Maíz y caña de azúcar.

BRENT: petróleo denominado BRENT, de referencia en los mercados Europeos.

CAMMESA: Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista.

Costo medio de generación: Precio monómico según lo define CAMMESA.

La demanda de energía eléctrica: se toma según los establece CAMMESA es base a la resolución 6/2016 de Ministerio de Energía y Minería.

EMAE: El Estimador Mensual de Actividad Económica (EMAE) refleja la evolución mensual de la actividad económica del conjunto de los sectores productivos a nivel nacional. Este indicador permite anticipar las tasas de variación del Producto Interno Bruto (PIB) trimestral.

EMI: El Estimador Mensual Industrial (EMI) mide el desempeño del sector manufacturero sobre la base de información proporcionada por empresas líderes, cámaras empresarias y organismos públicos. El cálculo del EMI se efectúa en base a unidades físicas de producción de distintos sectores industriales.

ENARSA: Energía Argentina Sociedad Anónima.

ENRE: Ente Nacional Regulador de la Electricidad.

Energías renovables incluye: Eólico, Solar, Biogas, Biomasa e Hidráulicas menores a 50 MW. Según Ley 27.191.

Exportación e importación de principales combustibles: se refiere al comercio exterior mensual con destino a todos los países a los cuales se exporta. Los totales figuran en cantidad (metros cúbicos) y en Dólares Estadounidenses. En el presente informe se utilizan las cantidades.

Fondo Fiduciario para consumo GLP y red de gas natural: Fondo Fiduciario para Subsidios de Consumos Residenciales de GLP de Sectores de Bajos Recursos y para la Expansión de Redes de Gas Natural.

Fondo fiduciario consumo residencial de gas: Fondo Fiduciario Subsidio Consumidores Residenciales de Gas (Ley N° 25,565).

Gas: la producción total se refiere a datos según lo informa el Ministerio de Energía y Minería de la Nación para todas las cuencas, concesiones, provincias y yacimientos, así como también tanto para la producción ON y OFF Shore. Por otra parte, los conceptos de los cuales se establece la reproducción de datos son los fijados originalmente en las tablas dinámicas "Sesco Web": gas de alta presión, gas de media presión y gas de baja presión.

Generación de energía eléctrica por tipo: la generación térmica se refiere a la suma de la generación por Ciclos combinados, Turbo vapor, Turbina a gas y Motor diésel. Por otro lado, la generación por fuentes renovables se refiere a la suma de generación Solar, Eólica, Hidráulica renovable (menor a 50 MW según Ley 27.191), Biomasa y Biogas. Las generaciones de tipo Nuclear e Hidroeléctrica no tienen desagregación. Adicionalmente, la importación hace referencia a la suma de compras de todos los países.

i.a: Abreviación de "inter anual", datos correspondientes a igual mes del año anterior.

i.m: Abreviación de "inter mensual", datos correspondientes a un mes respecto al mes anterior.

Ingresos y gastos: se refieren a los ingresos y gastos corrientes según informa ASAP.

INDEC: Instituto Nacional de Estadísticas y Censos.

IPC: Los índices de precios al consumidor miden la variación de precios de los bienes y servicios representativos del gasto de consumo de los hogares residentes en la zona seleccionada en comparación con los precios vigentes en el año base.

IPIM: El Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM) tiene por objeto medir la evolución promedio de los precios de los productos de origen nacional e importado ofrecidos en el mercado interno. Una de las desagregaciones ponderadas es la correspondiente a Energía Eléctrica.

Petróleo: la producción total se refiere a datos según lo informa el Ministerio de Energía y Minería de la Nación para todas las cuencas, concesiones, provincias y yacimientos, así como también para la producción ON y OFF Shore. Por otra parte, los conceptos de los cuales se establece la reproducción de datos son los fijados originalmente en las tablas dinámicas "Sesco Web": Producción de condensado, producción por recuperación asistida, producción primaria y producción secundaria.

Precio monómico estacional: Precio Monómico ponderado Estacional (Energía + Potencia) + Otros Ingresos.

Resultado financiero: es la diferencia entre los gastos totales e ingresos totales.

Resultado primario: es la diferencia entre los gastos primarios y los ingresos totales. La nueva metodología del resultado primario quita de los ingresos aquellos provenientes de rentas de la propiedad, y a los gastos los referidos a intereses. Este se empieza a implementar a partir de Enero de 2016.

SADI: Sistema Argentino de Interconexión.

Tn: abreviación de toneladas

Ventas de principales combustibles: se refiere a las "ventas no al sector". Es decir, para todos los sectores excepto las empresas que se desempeñen en el sector hidrocarburos (Upstream y Downstream) y para todas las provincias.

WTI: petróleo denominado "West Texas Intermediate", de referencia para el mercado Estadounidense.

Publicación del
Departamento Técnico del
INSTITUTO ARGENTINO DE LA ENERGÍA "GENERAL MOSCONI"
Moreno 943 3º Piso, (C1091AAS) Ciudad Autónoma de Buenos Aires – Argentina
Teléfono: 43347715 / 6751
iae@iae.org.ar
www.iae.org.ar

El Instituto Argentino de Energía "Gral. Mosconi" no produce datos primarios, sino que procesa, elabora y comenta información basada en datos publicados por organismos oficiales del sector energético citando debidamente las fuentes que se encuentran consignadas al pie de cada cuadro y figura.