

Resumen ejecutivo

Producción de Hidrocarburos

En octubre de 2021 la **producción de petróleo aumentó 12% i.a. y 2.7% a.a.** en los últimos 12 meses. El nivel de producción es similar al del año 2013 y 14% inferior al del año 2006.

La producción de petróleo convencional se redujo 4.6% i.a. y cayó 6.1% a.a. en los últimos 12 meses. En cambio, la producción no convencional (30% del total) se incrementó 61.2% i.a y 31% a.a.

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

En octubre de 2021 la **producción de Gas aumentó 4.3% i.a y se redujo 2.8% a.a.** La producción de Gas convencional (54% del total) se redujo 11.5% i.a y 7.2% a.a.

La producción no convencional aumentó 25.4% i.a. y 3.1% 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 todas las mediciones: inter mensual, inter anual y acumulado en doce meses (con excepción de la cuyana en su medición inter anual).

Demanda

En octubre de 2021 **las ventas de naftas y gasoil** aumentaron 1.3% i.m., 30% i.a. y 14.1% a.a.

Durante los últimos doce meses, las ventas de Gasoil fueron 9.7% mayores respecto a igual periodo anterior, mientras que las ventas de nafta fueron 21.8% superiores.

La demanda total de gas natural aumentó 15.6% i.a. en agosto. La demanda acumula un aumento del 1.6% en los últimos doce meses corridos respecto a igual periodo del año anterior.

La **demanda total de Energía Eléctrica** se redujo 2.5% en octubre de 2021 respecto al mes anterior y aumentó 4.3% respecto a igual mes de 2020. El consumo eléctrico anual presenta un aumento acumulado del 3.9% a.a.

Subsidios energéticos

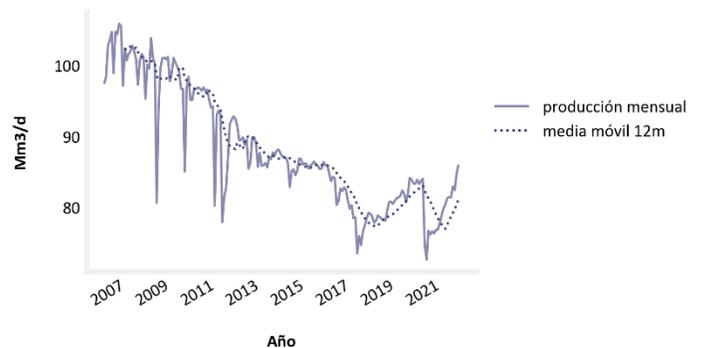
Según ASAP los subsidios energéticos acumulados a octubre de 2021 fueron \$ 850 mil millones (USD 9,055 millones), y aumentaron 138% respecto a igual periodo de 2020. CAMMESA lideró las transferencias recibidas con \$ 544 mil millones (USD 5,800 millones) y un aumento de 107.6%, ocupando el 64% de los fondos ejecutados.

A través de los diferentes subsidios a la oferta se destinaron \$202 mil millones (USD 2,150 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	oct-21	361.7	378.5	345.0	-4.4%	4.8%	7.9%
Producción de petróleo	Mm3/d	oct-21	86.1	84.8	76.9	1.5%	12.0%	2.7%
Producción de petróleo Convencional	Mm3/d	oct-21	54.9	56.1	57.5	-2.2%	-4.6%	-6.1%
Producción de petróleo No Convencional	Mm3/d	oct-21	31.2	28.7	19.3	8.8%	61.2%	31.0%
Producción de gas natural	MMm3/d	oct-21	127.1	132.6	121.9	-4.1%	4.3%	-2.8%
Producción de gas natural Convencional	MMm3/d	oct-21	61.8	64.3	69.8	-4.0%	-11.5%	-7.2%
Producción de gas No Convencional	MMm3/d	oct-21	65.4	68.3	52.1	-4.3%	25.4%	3.1%
Producción de Bioetanol	MTn.	sep-21	84.3	81.0	64.2	4.0%	31.3%	11.1%
Producción de Biodiesel	MTn.	sep-21	170.6	182.5	105.9	-6.5%	61.0%	-13.9%
Demanda Eléctrica	GWh/d	oct-21	337.0	345.7	323.0	-2.5%	4.3%	3.9%
Venta de combustibles	Mm3/d	oct-21	64.5	63.6	49.6	1.3%	30.1%	14.1%
Naftas	Mm3/d	oct-21	26.0	25.0	18.4	4.3%	41.5%	21.8%
Gasoil	Mm3/d	oct-21	38.4	38.6	31.2	-0.6%	23.3%	9.7%
Gas natural entregado a usuarios	MMm3/d	ago-21	145.8	149.0	126.1	-2.2%	15.6%	1.6%

* 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 noviembre de 2021.

1. [Pablo González, presidente de YPF: "Podemos financiar el gasoducto a Vaca Muerta con otras petroleras"](#). El presidente de YPF visitó la redacción de El Cronista y habló sobre el precio de la nafta, el plan de inversiones de la petrolera y la participación en el gasoducto Néstor Kirchner a Vaca Muerta. Su visión de la industria. *El Cronista*.
2. [Entrevista exclusiva a Sean Rooney: "Shell llegó a los 100 pozos en Vaca Muerta"](#). El presidente de Shell Argentina contó los planes de la firma. Abordó las principales dificultades que enfrenta el sector y aseguró que es clave el descongelamiento del precio del crudo para atraer inversiones. *Diario Río Negro*.
3. [Paolo Rocca: "La industria no puede soportar los costos de la transición energética"](#). *Econojournal*.
4. [El atraso tarifario de servicios eléctricos es de al menos un 60%](#). Según un informe del Instituto para el Desarrollo Social Argentino, el Gobierno debe tomar control de las áreas de regulación energética de manera urgente y disminuir los subsidios. *Perfil*.
5. [Tarifas: advierten sobre la necesidad de disminuir subsidios para reducir el déficit fiscal](#). *Ámbito*.
6. [Los subsidios energéticos superan los US\\$ 10.000 millones y se duplicaron desde que Alberto Fernández asumió](#). Pasaron de US\$ 4.400 millones a US\$ 9.488 millones según estimaciones del Instituto Mosconi. *Clarín*.
7. [El Gobierno busca ahorrar \\$ 300.000 millones con la reducción de subsidios a la energía](#). El Presupuesto prevé llevar esa partida del 2 al 1,5% en 2022 y es uno de los gastos que el FMI pide reducir. *Clarín*.
8. [YPF marcó tres nuevos récords y apunta sus cañones al petróleo de Vaca Muerta](#). La firma alcanzó el mes pasado la producción más alta de shale oil. Perforó el pozo más largo de toda Vaca Muerta con 4.100 metros de rama lateral y completó la mayor cantidad de pozos para un trimestre desde el inicio de los trabajos en la formación. *Diario Río Negro*.
9. [Nación define acciones contra Bolivia por el incumplimiento en el envío de gas](#). Desde el mes pasado las entregas del vecino país se ubican por debajo del mínimo previsto en el contrato. El pedido se da en medio de una tensa renegociación de la adenda. *Diario Río Negro*.
10. [Lapeña sobre el proyecto de Hidrógeno verde: "El proyecto anunciado es oportunista, no está maduro"](#). *La Prensa*.

1. Indicadores de actividad económica y precios

- El **EMAE** (estimador de actividad económica) muestra para el mes de octubre de 2021 un aumento del 1.2% respecto al mes anterior mientras que la actividad fue 11.6% superior respecto al mismo mes del 2020 (i.a) y 10.9% 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 positiva del 1.1% respecto al mes anterior mientras que fue 10.1% i.a. mayor. En el acumulado del año 2021 crece 18.7% respecto a igual periodo del año anterior.
Desagregando el índice, la actividad referida a la **refinación de petróleo** aumentó 27.3% i.a. y 11.5% en el acumulado de 2021. En particular, la refinación de petróleo para naftas aumentó 41.9% i.a y 25.8% acumulado, mientras la de Gasoil aumentó 27% i.a y 11.4% acumulado en el año 2021.
- Los precios mayoristas (**IPIM**) aumentaron 2.8% en octubre de 2021 respecto del mes anterior. A su vez, tuvo una variación del 56.4% respecto de igual mes de 2020 y acumula un incremento del 43.8% en 2021.
El IPIM relevado para **petróleo crudo y gas** tuvo variación positiva del 3.5% i.m, mientras que fue 65.2% i.a. superior respecto a igual mes del año anterior y acumula un aumento del 48.6% en el año 2021.
Los precios mayoristas referidos a los **productos refinados de petróleo** aumentaron 0.6% i.m respecto del mes anterior. A su vez, se incrementaron 68.7% respecto a igual mes del año anterior y acumulan un aumento del 61.1% en año 2021.
Por último, el IPIM relevado para la **energía eléctrica** muestra una variación positiva del 9.2% i.m. y del 62.7% i.a. respecto de igual mes del año anterior. Durante el año 2021 aumentó 62.1% acumulado respecto a igual periodo anterior.

		Respecto mes anterior	Igual mes año anterior	Acumulado anual
EMAE	sep.-21	● 1.2%	● 11.6%	● 10.9%
IPI-Manufacturas	sep.-21	● 1.1%	● 10.1%	● 18.7%
Refinación del petróleo	sep.-21	-	● 27.3%	● 11.5%
Naftas	sep.-21	-	● 41.9%	● 25.8%
Gasoil	sep.-21	-	● 27.0%	● 11.4%
IPIM-Precios	oct.-21	● 2.8%	● 56.4%	● 43.8%
IPIM- Petróleo crudo y gas	oct.-21	● 3.5%	● 65.2%	● 48.6%
IPIM- Refinados de petróleo	oct.-21	● 0.6%	● 68.7%	● 61.1%
IPIM-Energía eléctrica	oct.-21	● 9.2%	● 62.7%	● 62.1%

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 138.6% en el acumulado al mes de octubre de 2021 respecto a igual periodo del año anterior. Esto implica mayores subsidios por la suma nominal de \$ 493,936 millones.

Tomando la cotización del dólar mayorista promedio del año, **los subsidios energéticos sumaron USD 9,055 millones acumulados en 2021.**

En cuanto a la desagregación de los subsidios energéticos, las ejecuciones presupuestarias más importantes acumuladas a octubre de 2021 fueron para CAMMESA (\$544,750 millones o USD 5,800 millones) que se incrementó 107.6% i.a y ocupó el 64% de las transferencias realizadas, para IEASA (\$141,892 millones) con un aumento del 205% y para el Plan Gas no convencional (Resol. 46 MINEM, \$58,715 millones). Los subsidios a la oferta de gas, en total, sumaron \$ 202,539 millones (USD 2,158 millones), es decir un 182% más que en igual periodo anterior.

Transferencias para gastos de capital

Las transferencias acumuladas a octubre de 2021 para gastos de capital fueron \$ 33,892 millones incrementándose en 236.3% respecto a igual periodo de 2020. Esto implica un monto mayor en \$ 23,815 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 47.5% respecto a igual periodo anterior mientras que el FFIH no tuvo transferencia el año anterior.

	Acumulado octubre 2021	Acumulado a octubre 2020	Diferencia \$	% Var. Acumulado
SECTOR ENERGÉTICO	850,267	356,331	493,936	138.6%
CAMMESA	544,750	262,366	282,384	107.6%
Incentivos a la producción de Gas Natural (Ex plan gas)	-	-	-	-
Fondo Fid. para consumo GLP y red de Gas Natural	16,154	7,351	8,803	119.8%
YCRT	7,095	4,750	2,345	49.4%
EBY	2,574	4,600	-2,025	-44.0%
Plan Gas no Convencional Resolución MINEM N° 46/2017	58,715	25,231	33,484	132.7%
IEASA	141,892	46,526	95,366	205.0%
Compensación distribuidoras de Gas	3,180	1,411	1,768	125.3%
Productores de gas Propano	3,093	0	3,093	-
Productores de gas Propano y propano indolido por redes	1,933	0	1,933	-
Otros Beneficiarios sin discriminar	70,882	4,096	66,786	1630.5%

Fuente: IAE en base a ASAP

	Acumulado octubre 2021	Acumulado a octubre 2020	Diferencia \$	% Var. Acumulado
SECTOR ENERGÉTICO	33,892	10,077	23,815	236.3%
IEASA	12,304	8,344	3,960	47.5%
Nucleoeléctrica S.A.	900	800	100	12.5%
Fondo Fid.de infraestructura hídrica	17,290	0	17,290	-
YCRT	1,574	0	1,574	-
Otros beneficiarios	1,824	933	891	95.5%

Fuente: IAE en base a ASAP

3. Situación del mercado eléctrico

- En el mes de octubre de 2021 la demanda total de energía eléctrica fue 2.5% menor al mes anterior y 4.3% superior a la del mismo mes del año anterior. En los datos anuales se observa que en los últimos doce meses la demanda fue 3.9% a.a mayor respecto a igual periodo anterior.

En el mes de octubre de 2021 la demanda industrial/Comercial se redujo 5.3% i.m. y aumentó 7.5% i.a. Esta categoría aumentó su consumo 11.3% anual.

Por otra parte, la demanda comercial aumentó solo 0.1% i.m. en octubre de 2021 respecto del mes anterior y fue 5% i.a. mayor a igual mes de 2020. El consumo anual de la categoría Comercial fue 2.1% mayor.

El consumo Residencial se redujo 2.3% i.m. explicado principalmente por factores climáticos y estacionales. Por otra parte, la demanda fue 2% mayor a la de igual mes de 2020 y creció 0.9% 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 se redujo 1.9% i.m en octubre de 2021 y aumentó 7 % i.a. respecto a igual mes del año anterior. Por otra parte, en los últimos doce meses la oferta neta fue 7% superior a igual periodo anterior.

- La generación neta local disminuyó 4.4% i.m. en octubre de 2021 y aumentó 4.8% i.a. respecto del mismo mes del año anterior. La generación local en los últimos doce meses tuvo un incremento del 7.9% anual. En los datos desagregados i.a se observa crecimiento en la generación Renovable, hidráulica y nuclear que aumentaron 35.4%, 9.2% y 31.6% i.a. respectivamente. En los últimos doce meses la generación Renovable y Térmica muestran crecimiento positivo con una variación del 44.4% y 15.4% a.a. respecto a igual periodo anterior. Mientras que la generación Hidráulica y Nuclear disminuyeron 20.7% y 6.7% anualmente.

- La generación a través de energías renovables definidas en la Ley 27.191 aumentó 13.5% i.m y 35.4% i.a. en octubre de 2021. A su vez, en los últimos doce meses presentó un incremento del 44.4% respecto a igual periodo anterior.

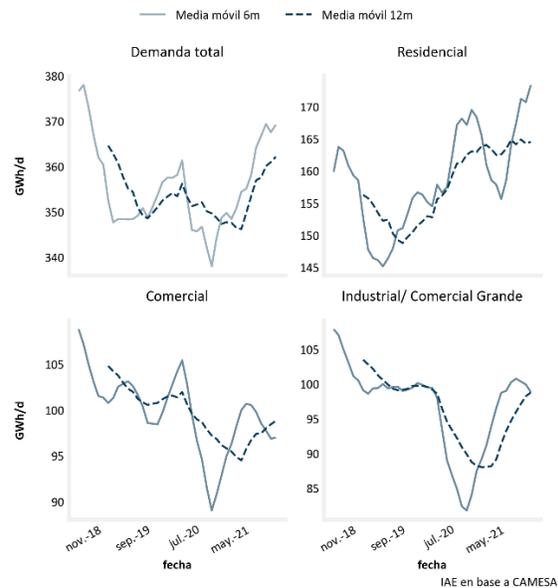
Hubo un aumento anual en las categorías: Biogas, Biomasa, Eólica y Solar se incrementaron 24.2%, 95.6%, 45.9% y 79.4% respectivamente. Por otra parte, la generación Hidráulica Renovable disminuye 4.5% en los últimos doce meses.

El incremento total en los últimos doce meses está impulsado principalmente por el aumento en la

Demanda de energía eléctrica GWh/d				
	Comercial	Ind./Comercial	Residencial	Total
oct.-20	91.2	89.0	142.9	323.0
sep.-21	95.7	100.9	149.1	345.7
oct.-21	95.7	95.6	145.7	337.0
12 meses ant.	96.8	88.8	163.1	348.7
12 meses	98.8	98.8	164.5	362.2
Var. % i.m	0.1%	-5.3%	-2.3%	-2.5%
Var. % i.a	5.0%	7.5%	2.0%	4.3%
Var. % a.a	2.1%	11.3%	0.9%	3.9%

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
oct.-20	71.6	22.3	41.1	210.0	2.6	345.0	347.6
sep.-21	74.5	25.9	49.0	229.1	0.5	378.5	379.0
oct.-21	78.2	29.3	55.6	198.5	10.2	361.7	371.9
12 meses ant.	83.9	27.7	32.2	216.5	4.9	360.3	365.2
12 meses	66.6	25.8	46.5	249.8	2.2	388.7	390.9
Var. % i.m	5.1%	13.0%	13.5%	-13.3%	1774.8%	-4.4%	-1.9%
Var. % i.a	9.2%	31.6%	35.4%	-5.5%	294.0%	4.8%	7.0%
Var. % a.a	-20.7%	-6.7%	44.4%	15.4%	-55.9%	7.9%	7.0%

Fuente: IAE en base a CAMMESA

Generación por fuente renovable - Ley 27.191 GWh/d						
	Biogas	Biomasa	Eólica	Hidro Renovable	Solar	Total Renovable
oct.-20	0.9	1.6	29.4	4.4	4.9	41.1
sep.-21	1.3	2.5	35.1	3.6	6.5	49.0
oct.-21	1.3	2.4	39.8	3.5	8.6	55.6
12 meses ant.	0.8	1.0	23.7	3.5	3.2	32.2
12 meses	1.0	2.0	34.5	3.3	5.7	46.5
Var. % i.m	0.1%	-2.4%	13.3%	-3.7%	32.4%	13.5%
Var. % i.a	45.1%	53.4%	35.6%	-20.1%	76.0%	35.4%
Var. % a.a	24.2%	95.6%	45.5%	-4.5%	79.4%	44.4%

Fuente: IAE en base a CAMMESA

generación eólica y solar debido a la representación que tienen en el total.

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 15.4% en octubre y del 12.1% del total generado durante el año 2021 habiendo cerrado el año 2020 con una representación del 9.5% anual.

Es preciso mencionar que la energía generada a través de la tecnología Hidráulica Renovable (hidráulicas menores a 50 MW) surge de proyectos antiguos y podrían ser clasificadas como fuente de energía Hidráulica. Bajo este ordenamiento, la energía renovable ocupa el 11.1% del total generado en los últimos doce meses mientras que la hidráulica representa el 18% de la generación neta local.

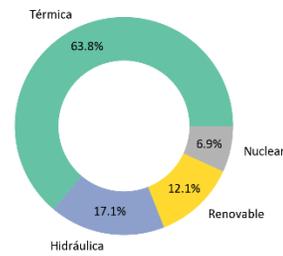
- Precios y costos de la energía:** los datos indican que en octubre de 2021 el costo monómico (costo promedio de generación eléctrica) respecto del mes anterior tuvo una reducción del 13.4% i.m y creció 67.1% i.a, mientras que el precio monómico estacional (lo que paga la demanda en promedio) aumentó 0.7% i.m. y 22.6% 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 56.4% 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 40% de los costos de generación en octubre, 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 55% de los costos de generación eléctrica. Esto revela que desde este punto de vista hubo un retroceso en la cobertura de los costos de 15 puntos porcentuales.

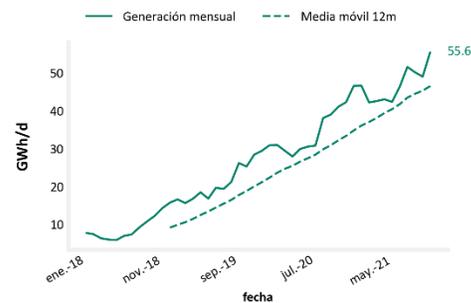
En el contexto de la pandemia del coronavirus Covid-19, y la cuarentena obligatoria, los ingresos de los hogares e industrias se han resentido fuertemente y, de manera temporal, el congelamiento de las tarifas de energía eléctrica ha sido un mecanismo válido para no deteriorar aún más esta delicada situación. Sin embargo, el descalce entre costos, precio y tarifas de la energía eléctrica se ha mantenido por un periodo

Composición de la generación eléctrica por fuente - Año 2021



IAE en base a CAMMESA

Generación Renovable (Ley 27.191) | 2018 - Hoy

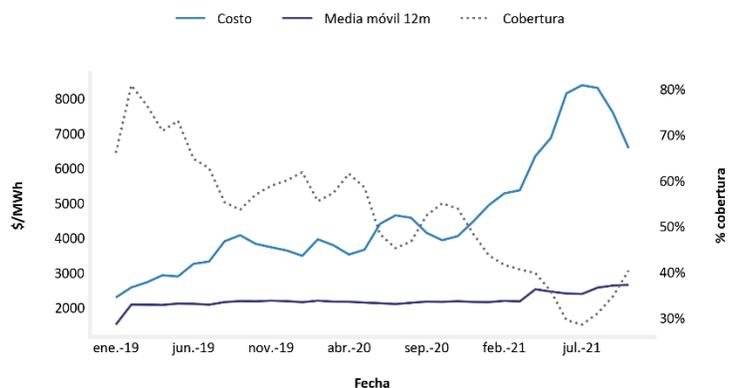


IAE en base a CAMMESA

Costo y precio de la energía eléctrica mayorista (\$/Mwh)		
	Costo	Precio Estacional
oct.-20	3,930.9	2,162.3
sep.-21	7,582.7	2,630.9
oct.-21	6,569.3	2,650.4
12 meses ant.	3,954.9	2,157.5
12 meses	6,356.2	2,373.4
Var. % i.m	-13.4%	0.7%
Var. % i.a	67.1%	22.6%
Var. % a.a	60.7%	10.0%

Fuente: IAE en base a CAMMESA

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



IAE en base a CAMMESA

prolongado mientras los costos crecen 60% anual, el precio que paga la demanda lo hace en solo 10%.

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 octubre de 2021 el consumo de combustibles en la generación eléctrica muestra una reducción del gas natural del 1.5% i.m y del 13.3% i.a. El consumo de gasoil se redujo 25.1% i.m y fue 12 veces superior al de octubre de 2020.**

En cuanto a la variación en los últimos doce meses, **el Consumo de Gas Natural aumentó 2.9% durante el periodo, mientras que se consumió 142.9% más de Gas Oil y 164.1% más de Fuel Oil.**

Consumo de combustibles en generación eléctrica				
	Carbón (MTn.)	Fuel Oil (MTn.)	Gas Natural (MMm3)	Gasoil (Mm3)
oct.-20	0.0	0.0	1023.3	7.6
sep.-21	95.8	66.4	900.9	126.5
oct.-21	45.3	26.8	887.7	94.7
12 meses ant.	390.9	337.2	11,858.5	654.3
12 meses	837.1	890.5	12,204.3	1,589.7
Var. % i.m	● -52.7%	● -59.7%	● -1.5%	● -25.1%
Var. % i.a	-	-	● -13.3%	● 1152.9%
Var. % a.a	● 114.1%	● 164.1%	● 2.9%	● 142.9%

Fuente: IAE en base a CAMMESA

4. Hidrocarburos

Upstream

Petróleo

- En octubre de 2021, la producción de petróleo aumentó 1.5% respecto del mes anterior y 12% i.a respecto de igual mes de 2020. Por otra parte, en los últimos doce meses la producción acumulada fue 2.7% superior respecto a igual periodo anterior.

En el mes de octubre de 2021 la producción total muestra un aumento de 12% respecto al mismo mes de 2020. Este aumento está impulsado por la cuenca Neuquina que aumentó la producción 5.6% i.m respecto al mes anterior, mientras que es 31% i.a mayor respecto a octubre de 2020.

La cuenca Golfo San Jorge (la segunda cuenca productora en importancia), redujo la producción 3% i.m. respecto del mes anterior y 3.7% i.a.

En la cuenca Austral la producción se redujo 4.5% i.m. y disminuyó 17.2% i.a. Mientras que en la cuenca Cuyana se redujo 7% i.m y 11.8% i.a.

La Cuenca Noroeste redujo su producción 1.8% i.m. y 21.2% i.a.

La Cuenca Neuquina representa el 52% de la producción y es la única que crece anualmente con una tasa de 11.2% a.a., mientras que la Cuenca Golfo de San Jorge, con el 40% del total, se presenta con una disminución del 4.8% anual.

En ausencia de la cuenca neuquina, y debido al declino anual de las restantes, la producción cae 5.1% anual.

Desagregando por los principales operadores, se observa que YPF (47% de la producción total de petróleo) aumentó la producción 3% en octubre respecto al mes anterior mientras que fue 18.7% superior respecto de igual mes del año anterior y 3.2% mayor en el acumulado de los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior.

Pan American Energy, con una participación del 20% en el total, redujo la producción 3.5% respecto del mes anterior mientras aumentó 4.7% i.a. La producción anual de PAE es 4.7% a.a. menor.

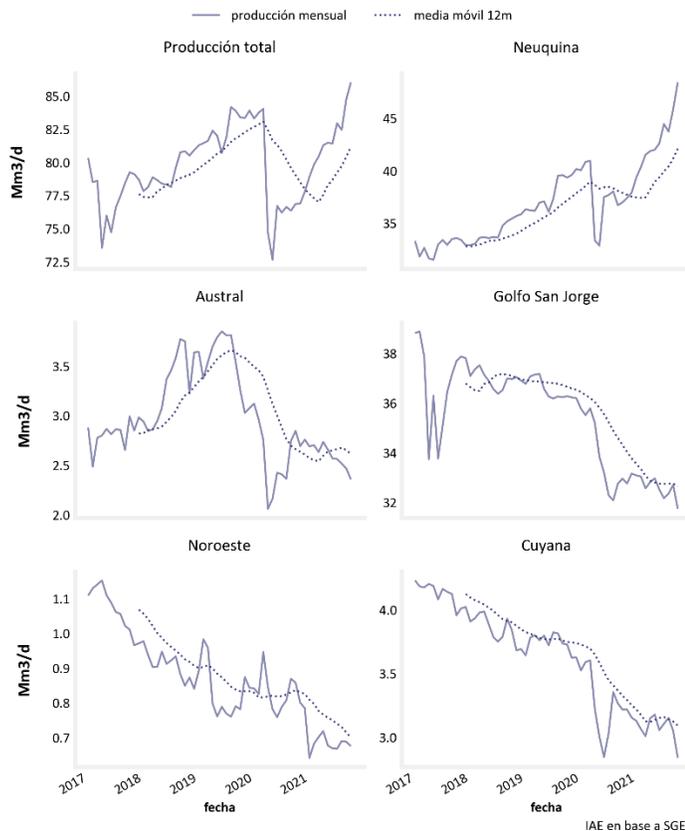
Pluspetrol, y Tecpetrol aumentan su producción 11.6% y 29.5% i.a respectivamente. A su vez, estas empresas aumentaron su producción acumulada en doce meses en 1.2% y 3.5% a.a respectivamente.

SINOPEC reduce su producción 1.1% i.m., 6% i.a. y 12.8% a.a. Vista aumentó la producción 2.5% i.m., 40.8% i.a y 65.3% anualmente. El conjunto de las empresas restantes muestra una producción anual 1.2% a.a. superior.

Producción de Petróleo por cuenca - Mm3/d						
	Austral	GSJ	Neuquina	Noroeste	Cuyana	Total
oct.-20	2.8	33.0	37.0	0.9	3.2	76.9
sep.-21	2.5	32.7	45.9	0.7	3.1	84.8
oct.-21	2.4	31.7	48.4	0.7	2.8	86.1
12 meses ant.	2.7	34.3	37.9	0.8	3.3	79.0
12 meses	2.6	32.7	42.1	0.7	3.1	81.2
Var. % i.m	-4.5%	-3.0%	5.6%	-1.8%	-7.0%	1.5%
Var. % i.a	-17.2%	-3.7%	31.0%	-21.2%	-11.8%	12.0%
Var. % a.a	-1.9%	-4.8%	11.2%	-16.4%	-7.0%	2.7%

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV

Producción de petróleo | 2017-Hoy | Mm3/d



Producción de Petróleo por principales operadoras- Mm3/d								
	PAE	Pluspetrol	SINOPEC	Tecpetrol	Vista	YPF	Otras	Total
oct.-20	16.4	4.1	2.3	2.3	3.4	34.8	13.5	76.9
sep.-21	16.2	4.6	2.2	2.7	4.7	40.1	14.3	84.8
oct.-21	15.6	4.6	2.2	2.9	4.8	41.2	14.7	86.1
12 meses ant.	16.7	4.3	2.6	2.3	2.7	36.9	13.5	79.0
12 meses	15.9	4.3	2.2	2.4	4.5	38.1	13.7	81.2
Var. % i.m	-3.5%	-1.2%	-1.1%	8.2%	2.5%	3.0%	2.8%	1.5%
Var. % i.a	-4.7%	11.6%	-6.0%	29.5%	40.8%	18.7%	8.5%	12.0%
Var. % a.a	-4.7%	1.2%	-12.8%	3.5%	65.3%	3.2%	1.2%	2.7%

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV

Crudo convencional y no convencional

- La producción de petróleo convencional, que representa el 69.7% del total, se redujo 2.2% i.m. respecto del mes anterior y 4.6% i.a. A su vez, disminuyó 6.1% en los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior.
- La producción de petróleo no convencional, que ocupa el 30.3% del total anual, aumentó 8.8% i.m en octubre de 2021 respecto al mes anterior. Además, creció 61.2% respecto a igual mes de 2020 y 31% en los últimos doce meses.

Producción de Petróleo por tipo y subtipo de recurso - Mm3/d					
	Convencional	No convencional	Shale	Tight	% NC
oct.-20	57.5	19.3	18.4	1.0	25.2%
sep.-21	56.1	28.7	27.7	1.0	33.8%
oct.-21	54.9	31.2	30.3	0.9	36.2%
12 meses ant.	60.3	18.8	17.7	1.1	23.8%
12 meses	56.6	24.6	23.7	0.9	30.3%
Var. % i.m	● -2.2%	● 8.8%	● 9.3%	● -4.6%	
Var. % i.a	● -4.6%	● 61.2%	● 64.6%	● -4.6%	
Var. % a.a	● -6.1%	● 31.0%	● 34.3%	● -19.8%	

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV

La producción de petróleo no convencional se incrementó 61.2% i.a. debido al aumento del 64.6% i.a en el Shale mientras se observa una reducción del 4.6% i.a en la producción de Tight oil.

La producción Shale Oil en los últimos doce meses aumentó 34.3% mientras que la de Tight se redujo 19.8% 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 6.4% 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 se redujo 4.1% i.m. en octubre 2021 respecto al mes anterior y fue 4.3% i.a. mayor. Por otra parte, la producción acumulada de los últimos doce meses fue 2.8% inferior al año anterior.

Las cuencas Neuquina y Cuyana presentan un incremento inter anual del 13.5% y 1.1% i.a. respectivamente. En las cuencas Austral y GSJ la producción disminuyó 11.2% y 4.8% i.a. En la cuenca Noroeste disminuyó 13.6% i.a.

La producción acumulada en los últimos doce meses cayó en todas las cuencas del país: en la Cuenca Neuquina disminuye 1.2% a.a. mientras que en la cuenca Austral es 4.5% a.a. menor. Estas dos cuencas concentran el 87% del total de gas producido en el país.

Sumados a la cuenca Neuquina, en los últimos doce meses la producción de gas natural presentó una fuerte disminución en las cuencas Golfo San Jorge y Noroeste que disminuyen 6.1%, y 9.5% a.a respectivamente. La cuenca Cuyana disminuye la producción anual 2.8% a.a.

Desagregando por principales operadores se observa que YPF, que produce el 27% del gas en Argentina, aumentó la producción en octubre 15.1% i.a. respecto igual mes del año anterior. A su vez, la producción acumulada de YPF en los últimos doce meses fue 6.3% a.a. inferior y explica el 64% de la disminución total anual.

Total Austral aporta el 26% de la producción total y disminuyó 12.3% i.a. su producción que durante los últimos doce meses su producción acumulada fue 2.8% a.a inferior.

Pan American, que representa el 11% de la producción total, redujo la producción 3.9% i.a. Por otra parte, aumenta su producción anual 0.2% a.a.

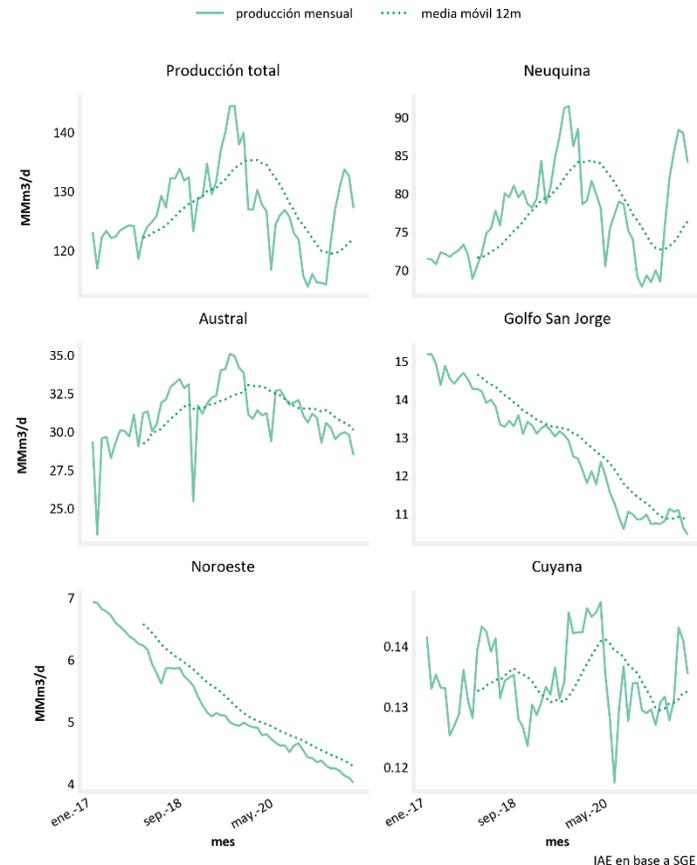
Tecpetrol con un peso 12% en el total, aumentó su producción 14.7% i.a. A su vez, la producción acumulada en doce meses fue 4.8% a.a superior respecto a igual periodo anterior.

Estas cuatro empresas representan el 76% del total del gas producido y en conjunto redujeron 2.6% 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 92% de la caída en la producción de estas cuatro principales productoras.

Producción de Gas Natural por cuenca - MMm3/d						
	Austral	GSJ	Neuquina	Noroeste	Cuyana	Total
oct.-20	32.1	11.0	74.0	4.7	0.1	121.9
sep.-21	29.8	10.6	87.9	4.1	0.1	132.6
oct.-21	28.5	10.5	84.0	4.0	0.1	127.1
12 meses ant.	31.5	11.5	77.3	4.7	0.1	125.2
12 meses	30.1	10.8	76.4	4.3	0.1	121.8
Var. % i.m	-4.5%	-1.8%	-4.4%	-1.9%	-4.0%	-4.1%
Var. % i.a	-11.2%	-4.8%	13.5%	-13.6%	1.1%	4.3%
Var. % a.a	-4.5%	-6.1%	-1.2%	-9.5%	-2.8%	-2.8%

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV

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



IAE en base a SGE

Producción de Gas Natural por principales operadoras- MMm3/d									
	CGC	Total Austral	PAE	Pampa energía	Pluspetrol	Tecpetrol	YPF	Otras	Total
oct.-20	4.9	33.6	14.0	6.3	5.6	14.2	31.5	12.9	121.9
sep.-21	4.6	30.4	13.4	8.4	6.8	17.6	38.7	12.7	132.6
oct.-21	4.6	29.5	13.5	7.6	7.0	16.3	36.3	12.4	127.1
12 meses ant.	-	32.2	13.2	6.1	5.7	13.8	35.3	12.5	125.2
12 meses	-	31.3	13.2	6.8	5.7	14.5	33.1	12.5	121.8
Var. % i.m	0.3%	-2.9%	0.2%	-10.1%	2.7%	-7.0%	-6.4%	-2.0%	-4.1%
Var. % i.a	-6.5%	-12.3%	-3.9%	20.9%	25.5%	14.7%	15.1%	-4.1%	4.3%
Var. % a.a	-	-2.8%	0.2%	10.9%	0.4%	4.8%	-6.3%	-0.3%	-2.8%

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV

Gas convencional y gas no convencional

- La producción de gas natural convencional, que representa el 54.3% del total, se redujo 4% i.m. en octubre de 2021 respecto al mes anterior mientras disminuyó 11.5% i.a respecto a octubre de 2020 y 7.2% a.a. en el acumulado de los últimos doce meses.
- La producción de gas natural no convencional que ocupa el 45.7% de la producción se redujo 4.3% i.m. respecto al mes anterior, mientras fue 25.4% i.a. superior respecto a igual mes de 2020 y 3.1% a.a. mayor.

La producción de gas no convencional aumentó 25.4% i.a. debido a un incremento en el Shale y Tight del 40.1% y 5.6% i.a. respectivamente.

La producción acumulada en doce meses de shale gas aumenta 9.2% mientras que la de Tight disminuye 4.9% anual.

Como se ha señalada reiteradamente, es importante destacar que el 72% de la producción de gas natural (Convencional + Tight) declina 6.6% anual.

Vaca Muerta en perspectiva

La producción de petróleo en la formación Vaca Muerta, en la cuenca Neuquina, aumentó 9.3% i.m. a su vez fue 64.6% i.a. y 34.4% a.a. mayor durante los últimos doce meses. Representa el 30.1% 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 27.3% a.a.

La producción de gas natural en Vaca Muerta se redujo 4.2% i.m. y aumentó 41% i.a. A su vez, fue 9.5% a.a. superior durante los últimos doce meses. Vaca Muerta representa el 28.5% del total del gas producido en el país en 2021. En este caso hay tres operadores de importancia: Tecpetrol que se constituye como el principal operador, YPF y Total Austral.

En la formación Vaca Muerta Tecpetrol aumentó su producción anual 7.3% mientras que la producción de YPF fue 17.2% a.a. superior. Por otra parte, Total reduce su producción anual un 8% a.a.

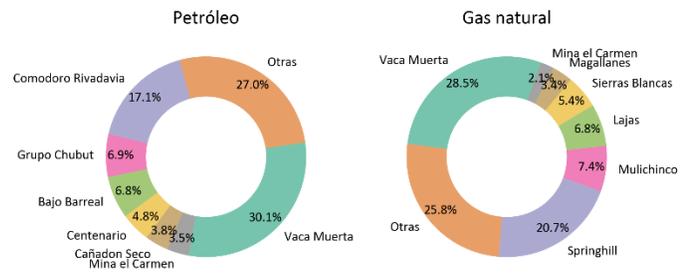
	Convencional	No convencional	Shale	Tight	% NC
oct.-20	69.8	52.1	30.0	22.1	42.8%
sep.-21	64.3	68.3	43.9	24.4	51.5%
oct.-21	61.8	65.4	42.0	23.3	51.4%
12 meses ant.	71.2	54.0	30.6	23.5	43.1%
12 meses	66.1	55.7	33.4	22.3	45.7%
Var. % i.m.	-4.0%	-4.3%	-4.2%	-4.3%	
Var. % i.a.	-11.5%	25.4%	40.1%	5.6%	
Var. % a.a.	-7.2%	3.1%	9.2%	-4.9%	

Fuente: IAE en base a SGE - Capítulo IV

	PAE	Pluspetrol	Shell	Tecpetrol	Vista	YPF	Otras	Total petróleo Vaca Muerta
oct.-20	1.4	0.7	1.7	0.5	1.8	10.6	1.6	18.4
sep.-21	1.6	1.1	2.6	0.9	3.1	16.6	1.8	27.7
oct.-21	1.7	1.1	3.1	1.0	3.2	18.2	2.0	30.3
12 meses ant.	1.5	0.6	1.5	0.6	1.0	11.1	1.4	17.7
12 meses	1.4	0.8	2.3	0.6	3.0	14.2	1.5	23.8
Var. % i.m.	1.9%	-3.3%	16.9%	12.1%	4.2%	9.8%	15.5%	9.3%
Var. % i.a.	21.4%	49.4%	82.5%	84.2%	75.8%	71.4%	25.6%	64.6%
Var. % a.a.	-7.3%	37.2%	53.4%	9.4%	199.4%	27.3%	6.4%	34.4%

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
oct.-20	1.1	1.7	2.6	11.4	5.3	6.7	1.1	30.0
sep.-21	0.8	2.9	4.1	15.1	4.1	14.9	2.3	44.2
oct.-21	0.9	3.1	4.4	13.7	4.3	13.7	2.3	42.3
12 meses ant.	1.4	1.7	2.5	11.0	4.8	8.1	1.0	30.6
12 meses	0.9	2.3	2.9	11.8	4.4	9.5	1.5	33.5
Var. % i.m.	1.3%	7.3%	6.8%	-8.7%	5.1%	-8.5%	-0.4%	-4.2%
Var. % i.a.	-24.1%	80.1%	68.3%	20.3%	-18.6%	102.6%	107.3%	41.0%
Var. % a.a.	-29.9%	35.2%	16.3%	7.3%	-8.0%	17.2%	48.8%	9.5%

Fuente: IAE en base a SGE - Capítulo IV

Downstream

- En el mes de octubre de 2021 **las ventas de naftas y gasoil aumentaron 1.3% i.m. y 30.1% i.a.** Durante los últimos doce meses la demanda de combustibles líquidos aumentó 14.1% a.a respecto a igual periodo anterior.

El aumento observado en las ventas de combustibles i.a está explicado por un incremento del 23.3% i.a en las ventas de Gasoil y del 41.5% 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 octubre hubo el consumo de gasoil fue similar 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 pre-pandemia. Por otra parte, **las ventas de Gasoil acumuladas durante los últimos doce meses aumentaron 9.7% respecto a igual periodo anterior:** las ventas de Gasoil Ultra fueron 24.6% mayores mientras que las de Gasoil Común, que ocupa el 75% del gasoil comercializado, aumentaron 5.2% 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 31.2% en las ventas de nafta Ultra (25% del total comercializado) y del 18.7% en la Nafta Súper.

- El Gas entregado** en el mes de agosto de 2021 (últimos datos disponible) fue 145.8 MMm3/d. **Las entregas totales aumentaron 15.6% i.a.** La demanda acumula un aumento del 1.6% (1.8 MMm3/d más) en los últimos doce meses corridos respecto a igual periodo del año anterior.

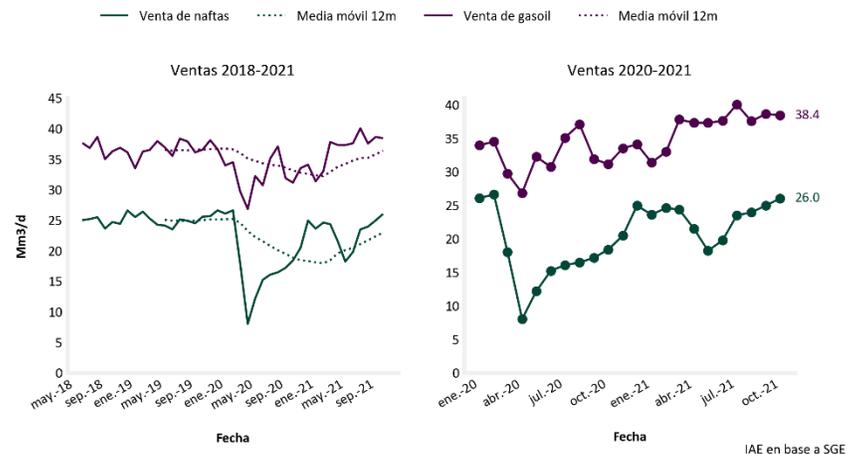
En términos desagregados por tipo de usuarios, el Gas entregado a los usuarios residenciales aumentó 1.4% i.a a la vez que en el acumulado del último año móvil presenta un aumento del 1.6% respecto a igual periodo del año anterior. Por otra parte, el Gas entregado a la Industria fue 1% i.m. mayor y 1.8% i.a. menor. A su vez, presenta una reducción anual de 9.8% a.a.

Las Centrales Eléctricas consumieron 12% más respecto del mes anterior, mientras que aumentaron su demanda 47.4% i.a a la vez que acumulan un aumento del 12.7% anual en el consumo.

	Gasoil Común	Gasoil Ultra	Nafta Súper	Nafta Ultra	Total Gasoil	Total Nafta	Total Combustibles
oct.-20	23.5	7.7	13.9	4.5	31.2	18.4	49.6
sep.-21	28.1	10.6	18.3	6.7	38.6	25.0	63.6
oct.-21	27.6	10.9	18.7	7.4	38.4	26.0	64.5
12 meses ant.	25.5	7.7	14.3	4.6	33.2	18.9	52.1
12 meses	26.8	9.6	16.9	6.1	36.4	23.0	59.4
Var. % i.m.	-1.8%	2.8%	2.2%	9.7%	-0.6%	4.3%	1.3%
Var. % i.a	17.5%	41.2%	34.2%	64.0%	23.3%	41.5%	30.1%
Var. % a.a	5.2%	24.6%	18.7%	31.2%	9.7%	21.8%	14.1%

Fuente: IAE en base a SGE

Ventas de combustibles 2018-Hoy | Mm3/d

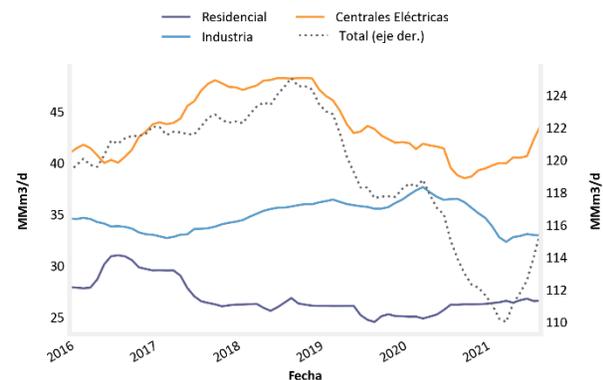


IAE en base a SGE

	Residencial	Comercial	Entes oficiales	Industria	Centrales Eléctricas	SDB	GNC	Total
ago.-20	45.3	3.9	1.5	31.7	35.4	3.4	4.9	126.1
jul.-21	54.2	4.5	2.1	30.8	46.6	4.2	6.5	149.0
ago.-21	45.9	4.2	2.1	31.1	52.2	3.6	6.6	145.8
12 meses ant.	26.2	3.3	1.0	36.5	38.8	2.5	5.6	113.9
12 meses	26.6	3.1	1.1	32.9	43.7	2.2	6.0	115.7
Var. % i.m.	-15.3%	-6.4%	0.2%	1.0%	12.0%	-15.6%	1.9%	-2.2%
Var. % i.a	1.4%	9.3%	38.2%	-1.8%	47.4%	3.5%	36.1%	15.6%
Var. % a.a	1.6%	-6.0%	11.1%	-9.8%	12.7%	-11.8%	7.6%	1.6%

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 octubre de 2021 fue de USD/bbl 83.7 cual implica un precio 11.7% mayor respecto al mes anterior mientras que es 101.5% superior al registrado en igual mes de 2020. Por otra parte, el precio del barril de crudo **WTI** fue USD/bbl 81.2 teniendo una variación positiva del 13.6% respecto del mes anterior y un aumento del 104.9% 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 67.2 en octubre de 2021 esto implica un aumento del 8.4% respecto al mes anterior mientras fue 62.3% 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 58.7 en el mes de octubre de 2021: 4.8% superior al mes anterior y 51.7% mayor respecto al de igual mes del año anterior.

- Estos precios muestran que la **brecha BRENT-ESCALANTE** fue del 24.6% en el mes de octubre.

- El precio spot del gas natural **Henry Hub** fue de USD 5.51 MMBtu (millón de Btu) en octubre de 2021. Así, el precio principal que rige en el NYMEX de USA aumentó 6.8% respecto al mes anterior y 130.5% respecto de igual mes del año anterior.

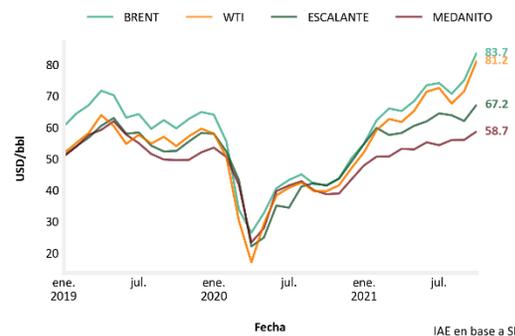
En el caso argentino, el precio del **Gas Natural en boca de pozo en base al cálculo de regalías (lo que reciben los productores locales)** fue de 2.65 USD/MMBtu en octubre de 2021 lo cual implica un precio 26.8% menor al mes anterior y 37.3% superior a igual mes del año 2020.

- 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. Por otra parte, los datos de comercio exterior indica que en octubre hay registros de precio de GNL importado. **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. Esto representa un precio 10.6% mayor al del mes anterior y 80.5% superior al de igual mes del año 2020. Este precio es 165% más alto que el precio del gas local.

Precios del petróleo USD/bbl				
	BRENT	WTI	Escalante	Medanito
oct.-20	41.6	39.6	41.4	38.7
sep.-21	75.0	71.4	62.0	56.0
oct.-21	83.7	81.2	67.2	58.7
Var. % i.m	11.7%	13.6%	8.4%	4.8%
Var. % i.a	101.5%	104.9%	62.3%	51.7%

Fuente: IAE en base a SE

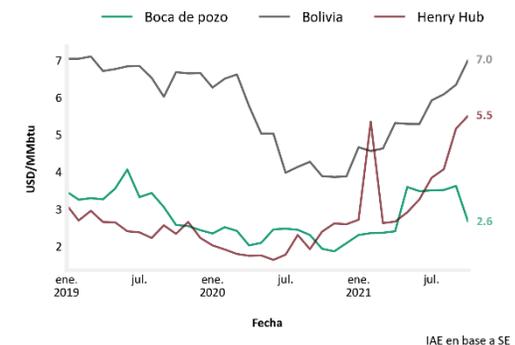
Precios del petróleo | 2019-Hoy | USD/bbl



Precios del Gas Natural USD/MMbtu				
	Boca de pozo Arg.	Bolivia	GNL	Henry Hub
oct.-20	1.93	3.89	0.00	2.39
sep.-21	3.62	6.34	13.26	5.16
oct.-21	2.65	7.01	12.25	5.51
Var. % i.m	-26.8%	10.6%	-7.6%	6.8%
Var. % i.a	37.3%	80.5%	-	130.5%

Fuente: IAE en base a SE y EIA

Precios del gas | 2018-Hoy | USD/MMbtu



5. Biocombustibles

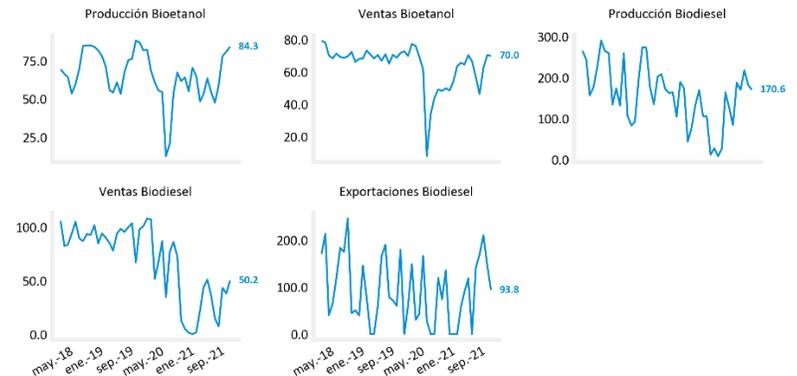
- La **producción de Bioetanol** en base a maíz y caña de azúcar aumentó en septiembre de 2021 respecto al mes anterior 4% i.m. y fue 31.3% i.a. mayor. En el cálculo acumulado durante los últimos 12 meses al mes de referencia la producción es 11.1% superior. Por otra parte, las ventas se redujeron en septiembre de 2021 respecto al mes anterior 0.6% i.m. y son 40.3% i.a. superiores a igual mes del año anterior. A su vez, fueron 12% 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	
sep.-20	64.2	49.9	105.9	5.3	135.8	170.1
ago.-21	81.0	70.5	182.5	38.3	146.8	263.5
sep.-21	84.3	70.0	170.6	50.2	93.8	254.9
12 meses ant.	684.3	660.6	1,607.3	811.6	805.9	2,291.6
12 meses	760.6	740.2	1,383.3	312.1	1,029.5	2,143.8
Var. % i.m.	4.0%	-0.6%	-6.5%	31.3%	-36.1%	-3.3%
Var. % i.a.	31.3%	40.3%	61.0%	848.8%	-30.9%	49.8%
Var. % a.a.	11.1%	12.0%	-13.9%	-61.5%	27.8%	-6.4%

Fuente: IAE en base a SGE

- La **producción de Biodiesel** se redujo en agosto de 2021 respecto al mes anterior 6.5% i.m. y fue 61% i.a. superior respecto al mismo mes del año anterior. A su vez, la producción es 13.9% a.a. menor en el último año móvil. Las ventas de biodiesel aumentaron respecto al mes anterior 31.3% i.m. Por otra parte, las ventas fueron 848% i.a. superiores a las registradas el mismo mes de año anterior. En el año móvil registra una caída del 61.5% a.a. Las exportaciones de Biodiesel acumuladas en los últimos 12 meses a septiembre de 2021 fueron 27.8% mayores a igual periodo del año anterior.

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 octubre de 2021 se muestra superavitaria en USD 164 millones. Las exportaciones aumentaron 153.2% i.a. mientras que las importaciones fueron 191.1% i.a. mayores. En 2021 se observa un déficit acumulado de USD 568 millones con las exportaciones creciendo 46.6% y las importaciones incrementándose 98.2% a.a.
- Los índices de valor, precio y cantidad** indican que en octubre de 2021 se exportó un 25% más de combustible y energía en términos de cantidades respecto a igual mes de 2020, mientras que los precios de exportación aumentaron 102.6% i.a. dando como resultado un aumento en el valor exportado del 153.2% i.a.

Por otra parte, las importaciones de combustibles y lubricantes aumentaron 98.1% en cantidades en octubre de 2021 respecto a igual mes de 2020, mientras que en precios se observa un aumento del 47%. Esto generó un incremento en el valor importado del 191.1% i.a.

En el cálculo acumulado en 2021 se observa una reducción en las cantidades exportadas del 13% mientras las importaciones aumentaron 57.3%. A su vez, los precios energéticos de exportación aumentaron 68.4% mientras que los de importación fueron 26.1% a.a. superiores. Esto implica que el valor exportado en energía aumentó 46.6%, y el valor importado se incrementó 98.2% durante los diez meses de 2021.

Balanza comercial energética en millones de USD			
	Saldo comercial energético	Exportación combustibles y energía	Importación combustibles y lubricantes
oct.-20	85	220	135
oct.-21	164	557	393
Acumulado 2020	435	2,773	2,338
Acumulado 2021	-568	4,066	4,634
% i.a.	-	153.2%	191.1%
% var. a.a.	-	46.6%	98.2%

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 octubre de 2020	Valor	153.2%	191.1%
	Precio	102.6%	47.0%
	Cantidad	25.0%	98.1%
Respecto al acumulado a octubre de 2021	Valor	46.6%	98.2%
	Precio	68.4%	26.1%
	Cantidad	-13.0%	57.3%

Fuente: IAE en base a INDEC

- 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 12.9% y 70.5% a.a. inferiores.

En cuanto a las **importaciones**, hubo un aumento en las compras de naftas al exterior del 53.6% a.a durante los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior.

Por otra parte, en doce meses se importó un total de 1,748 Mm3 de Gasoil, es decir un 27.6% a.a. mayor.

Las importaciones totales de gas natural de Bolivia y Chile fueron 40.5% i.a. menores en octubre de 2021 respecto a igual mes del año anterior mientras presenta una reducción del 5.1% en 12 meses.

En los últimos 12 meses las compras de GNL por barco fueron 90.7% a.a superiores respecto a igual periodo anterior.

De esta manera, el balance exterior en material de Gas nos indica que durante los últimos doce meses se importaron 23.3 MMm3/d, esto es un 20% superior a igual periodo anterior. La exportación registrada por comercio exterior ha sido de 1.1 MMm3/d anuales.

Principales productos energéticos exportados - Cantidades				
	Butano (Mtn.)	Gas Natural (MMm3)	Petróleo (Mm3)	Propano (MTn.)
oct.-20	45.3	49.1	163.4	50.2
sep.-21	54.9	19.9	25.0	46.2
oct.-21	30.3	126.9	276.9	15.2
12 meses ant.	515.7	1,398.3	3,214.6	656.4
12 meses	366.2	412.4	2,798.9	471.4
Var. % i.m	● -44.7%	● 537.4%	● 1009.6%	● -67.0%
Var. % i.a	● -33.1%	● 158.6%	● 69.5%	● -69.6%
Var. % a.a	● -29.0%	● -70.5%	● -12.9%	● -28.2%

Fuente: IAE en base a SGE

Principales productos energéticos importados - Cantidades				
	GNL (MMm3)	Gas Natural (MMm3)	Gasoil (Mm3)	Nafta (Mm3)
oct.-20	0.0	432.6	114.3	0.0
sep.-21	169.3	294.4	165.9	45.9
oct.-21	54.4	257.2	263.7	62.8
12 meses ant.	1,855.8	5,229.6	1,370.4	244.1
12 meses	3,539.5	4,960.4	1,748.3	374.9
Var. % i.m	● -67.9%	● -12.6%	● 58.9%	● 36.8%
Var. % i.a	-	● -40.5%	● 130.7%	-
Var. % a.a	● 90.7%	● -5.1%	● 27.6%	● 53.6%

Fuente: IAE en base a SGE

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.