

Resumen ejecutivo

Producción de Hidrocarburos

En mayo de 2021 la **producción de petróleo aumentó 12.1% i.a. y se redujo 4.1% a.a.**

La producción de petróleo convencional en el mes de mayo de 2021 aumentó 0.6% i.a y cayó 11% a.a. en los últimos 12 meses. En cambio, la producción no convencional (24% del total) se incrementó 52.3% i.a y 20.9% a.a.

En mayo de 2021 la **producción de Gas disminuyó 2.6% i.a y 9.6% a.a. Con 16 meses consecutivos de caída inter anual, se observan niveles mensuales similares a los del año 2016.**

En mayo, la producción de Gas convencional (57% del total) se redujo 6.5% i.a y 7.9% a.a.

La producción no convencional aumentó 2.7% i.a. aunque disminuyó más que la convencional en los últimos doce meses: se redujo 11.9% a.a.

La cuenca Neuquina con el 60% de la producción nacional, donde se encuentran la mayoría de los desarrollos No Convencionales, explica gran parte de la caída anual del país mostrando una reducción del 11.7% a.a en su producción.

La producción total acumulada durante los últimos doce meses se redujo 9.6% (12.8 MMm3). Por su parte, en el mismo periodo **la producción acumulada de YPF se redujo 21.8% (8.7 MMm3/d) explicando el 68% de la caída** de la producción total de gas en el periodo y el 82% de la reducción de las cuatro principales productoras.

Demanda

En mayo de 2021 **las ventas de naftas y gasoil** disminuyeron 5.6% i.m y aumentaron 25% i.a. Durante los últimos doce meses la demanda de combustibles líquidos cayó 4.7% a.a respecto a igual periodo anterior.

Es importante recordar que **en mayo de 2021 hubo 9 días con restricciones a la circulación, lo cual tuvo impacto mayormente en la demanda de naftas.**

Durante los últimos doce meses, las ventas de Gasoil son 1.5% inferiores respecto a igual periodo anterior, mientras que las ventas de nafta son 9.6% menores. **YPF redujo sus ventas por encima del promedio.**

La demanda total de gas natural aumentó 13.7% i.a. en abril. **La demanda acumula una reducción del 6.1% (8.1 MMm3/d menos) en los últimos doce meses corridos** respecto a igual periodo del año anterior. Esto indica que la producción interna cayó más que la demanda en igual periodo, lo cual implicó un aumento de las importaciones de gas y utilización de combustibles líquidos en la generación eléctrica.

La **demanda total de Energía Eléctrica** aumentó 8.3% en mayo de 2021 respecto al mes anterior y aumentó 14.2% respecto a mayo de 2020. El consumo eléctrico anual presenta un aumento acumulado del 0.6% a.a.

En términos anuales, se sigue observando que cae toda demanda correlacionada con la actividad comercial e industrial pero no así la demanda Residencial, debido mayormente a un uso más intensivo en los hogares y, en menor medida, a factores climáticos.

Subsidios energéticos

Según ASAP los subsidios energéticos acumulados a mayo de 2021 fueron \$ 231,628 mil millones, esto es USD 2,558 millones, y aumentaron 100.2% respecto a igual periodo de 2020. CAMMESA lideró las transferencias recibidas con \$ 170 mil millones y un aumento de 78.9%, ocupando el 74% de los fondos ejecutados.

Variable	Unidad	Fecha	mes	mes anterior	mes año anterior	% i.m.	% i.a.	% 12 meses i.a.
Generación eléctrica local	GWh/d	may.-21	362.4	338.1	325.1	7.2%	11.5%	3.3%
Producción de petróleo	Mm3/d	may.-21	81.4	81.3	72.6	0.2%	12.1%	-4.1%
Producción de petróleo Convencional	Mm3/d	may.-21	57.1	57.0	56.7	0.1%	0.6%	-11.0%
Producción de petróleo No Convencional	Mm3/d	may.-21	24.3	24.3	15.9	0.4%	53.2%	20.9%
Producción de gas natural	MMm3/d	may.-21	121.2	114.2	124.5	6.2%	-2.6%	-9.6%
Producción de gas natural Convencional	MMm3/d	may.-21	66.9	66.8	71.5	0.1%	-6.5%	-7.9%
Producción de gas No Convencional	MMm3/d	may.-21	54.4	47.4	53.0	14.7%	2.7%	-11.9%
Producción de Bioetanol	MTn.	abr.-21	54.6	63.5	12.6	-13.9%	333.2%	-16.4%
Producción de Biodiesel	MTn.	abr.-21	84.8	126.5	44.8	-32.9%	89.4%	-47.9%
Demanda Eléctrica	GWh/d	may.-21	354.3	327.1	310.2	8.3%	14.2%	0.6%
Venta de combustibles	Mm3/d	may.-21	55.5	58.8	44.4	-5.6%	25.0%	-4.7%
Naftas	Mm3/d	may.-21	18.2	21.5	12.2	-15.2%	49.6%	-9.6%
Gasoil	Mm3/d	may.-21	37.3	37.3	32.3	0.0%	15.7%	-1.5%
Gas natural entregado a usuarios	MMm3/d	abr.-21	105.3	96.4	92.7	9.3%	13.7%	-6.9%

* Var %12 meses: implica la variación acumulada de 12 meses corridos.

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

1. [Posición del IAE Mosconi sobre la Ley de subsidios a Zonas Frías.](#)
2. [Entrevista a Jorge Lapeña en el programa radial Cosechas y Negocios: "Tenemos una producción energética en declive".](#) *Vocación por el periodismo.*
3. [Zonas frías: por qué la ley beneficiaría a los hogares que no requieren asistencia.](#) Alejandro Einstoss para *Clarín.*
4. [El apagón conceptual de la política energética argentina.](#) Inconsistencias. No existe una estrategia definida. Se pasa de los subsidios masivos a regímenes exclusivos para productores con beneficios que no tienen otros sectores. Hay impulso a la explotación de los combustibles más contaminantes. Fernando Navajas para *Clarín.*
5. [Lo barato que sale caro, así se festeja y se redistribuye en Argentina.](#) *El Sol.*
6. [Ley de Zonas Frías: 2,8 millones de hogares que no son pobres pagarán el gas a un cuarto de lo que abona el usuario de garrafa.](#) *Econojournal.*
7. [Impactará en la industria el subsidio de gas a zonas frías.](#) El beneficio era sólo para la Patagonia; Máximo Kirchner propuso extenderlo fundamentalmente a Buenos Aires. Sobrecostos de \$ 2 mil millones al gas industrial y subas para usinas generadoras de energía. *El Litoral.*
8. [Crisis energética: los "ex secretarios" contra el kirchnerismo por tarifas y subsidios.](#) El grupo de ex responsables del área de Energía volvió al ruedo con un alerta sobre una "inminente crisis energética". Quiénes son y por qué sus palabras son escuchadas en el sector. *El Cronista.*
9. [En el último año ya se gastaron USD 7.000 millones en subsidios a la energía.](#) Aún sin entrar en los meses más fríos del año, la tendencia se acelera y el costo del congelamiento de tarifas es cada vez mayor. *Infobae.*
10. [¿Cómo reparten las regalías cada provincia petrolera?](#) El sistema para coparticipar las regalías de la producción de petróleo tiene diferentes formatos en cada provincia, en tanto dueñas de los recursos de sus subsuelos. ¿Cómo es en cada distrito? *La Mañana Neuquén.*

1. Indicadores de actividad económica y precios

- El **EMAE** (estimador de actividad económica) muestra para el mes de abril de 2021 una variación negativa del 1.2% respecto al mes anterior mientras que la actividad aumentó 28.3% respecto al mismo mes del 2020 (i.a) y 11.9% 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 mayo de 2021 una variación positiva del 0.3% respecto al mes anterior mientras que fue 55.9% i.a. mayor. En el acumulado del año 2021 crece 27.7% respecto a igual periodo del año anterior. Desagregando el índice, la actividad referida a la **refinación de petróleo** aumentó 50.8% i.a. y 10.6% en el acumulado de 2021. En particular, la refinación de petróleo para naftas aumentó 169.7% i.a y 31.2% acumulado, mientras la de Gasoil aumentó 51.1% i.a y 17.7% acumulado en el año 2021.

- Los precios mayoristas (**IPIM**) aumentaron 3.2% en mayo de 2021 respecto del mes anterior. A su vez, tuvo una variación del 65.9% respecto de igual mes de 2020 y acumula un incremento del 25.8% acumulado de 2021.

El IPIM relevado para **petróleo crudo y gas** tuvo variación negativa del 1.4% i.m en mayo de 2021, mientras que fue 136.8% superior respecto a igual mes del año anterior y acumula un aumento del 32.9% en el año 2021.

Los precios mayoristas referidos a los **productos refinados de petróleo** aumentaron 6.9% i.m respecto del mes anterior. A su vez, se incrementaron 72.8% respecto a igual mes del año anterior y acumulan un aumento del 43.7% en año 2021.

Por último, el IPIM relevado para la **energía eléctrica** muestra una variación del 5.2% i.m. en mayo de 2021 con un aumento del 43.7% respecto de igual mes del año anterior. Durante el año 2021 aumentó 42.6% acumulado respecto a igual periodo anterior.

			Respecto mes anterior	Igual mes año anterior	Acumulado anual
EMAE	abr.-21	● -1.2%	● 28.3%	● 11.9%	
IPI-M	abr.-21	● 0.3%	● 55.9%	● 27.7%	
Refinación del petróleo	abr.-21	-	● 50.8%	● 10.6%	
Naftas	abr.-21	-	● 169.7%	● 31.2%	
Gasoil	abr.-21	-	● 51.1%	● 17.7%	
IPIM	may.-21	● 3.2%	● 65.9%	● 25.8%	
IPIM- Petróleo crudo y gas	may.-21	● -1.4%	● 136.8%	● 32.9%	
IPIM- Refinados de petróleo	may.-21	● 6.9%	● 72.8%	● 43.7%	
IPIM-Energía eléctrica	may.-21	● 5.2%	● 43.7%	● 42.6%	

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 100.2% en el acumulado al mes de mayo de 2021 respecto a igual periodo del año anterior. Esto implica mayores subsidios por la suma nominal de \$ 115,671 millones.

Tomando la cotización del dólar mayorista promedio del año, **los subsidios energéticos sumaron USD 2,557 millones acumulados en 2021.**

En cuanto a la desagregación de los subsidios energéticos, las ejecuciones presupuestarias más importantes acumuladas a mayo de 2021 fueron para CAMMESA (\$170,897 millones o USD 1,887 millones) que se incrementó 78.9% i.a y ocupó el 73% de las transferencias realizadas, para el Plan Gas no convencional (Resol. 46 MINEM, \$30,070 millones) y para IEASA (\$19,155 millones) con un aumento del 139%.

Los subsidios a la oferta de gas, en total, sumaron \$ 51,700 millones (USD 571 millones), es decir un 26% más que en igual periodo anterior.

Esta dinámica en el comportamiento de los subsidios a partir del abril de 2020 responde a las necesidades financieras derivadas de una creciente brecha entre costos y precios de la energía debido al congelamiento de los precios de la energía eléctrica y a los sucesivos Plan Gas.

Transferencias para gastos de capital

Las transferencias acumuladas a mayo de 2021 para gastos de capital fueron \$ 9,936 millones incrementándose en 153.4% respecto a igual periodo de 2020. Esto implica un monto mayor en \$ 3,922 millones respecto a igual periodo de 2020. Las transferencias a IEASA explican la dinámica y se incrementaron 201%.

	Acumulado mayo 2021	Acumulado a mayo 2020	Diferencia \$	% Var. Acumulado
SECTOR ENERGÉTICO	231,628	115,671	115,957	100.2%
CAMMESA	170,897	95,500	75,397	78.9%
Incentivos a la producción de Gas Natural (Ex plan gas)	-	-	-	-
Fondo Fid. para consumo GLP y red de Gas Natural	5,432	3,574	1,858	52.0%
YCRT	2,237	2,500	-263	-10.5%
EBY	-	-	-	-
Plan Gas no Convencional Resolución MINEM N° 46/2017	30,071	2,690	27,380	-
IEASA	19,155	8,000	11,155	139.4%
Compensación distribuidoras de Gas	810	0	810	-
Productores de gas Propano	634	0	634	-
Productores de Propano y Gas indiluido por redes	1,838	0	1,838	-
Otros Beneficiarios sin discriminar	554	2,902	-2,348	-80.9%

Fuente: IAE en base a ASAP

	Acumulado mayo 2021	Acumulado a mayo 2020	Diferencia \$	% Var. Acumulado
SECTOR ENERGÉTICO	9,936	3,922	6,014	153.4%
IEASA	8,934	2,968	5,966	201.0%
Nucleoeléctrica S.A.	-	-	-	-
Fondo Fid. para el transporte eléctrico federal	-	-	-	-
Otros beneficiarios	1,001	954	48	5.0%

Fuente: IAE en base a ASAP

3. Situación del mercado eléctrico

- En el mes de mayo de 2021 la demanda total de energía eléctrica fue 8.3% mayor al mes anterior y 14.2% superior a la del mismo mes del año anterior. En los datos anuales se observa que en los últimos doce meses la demanda fue 0.6% a.a mayor respecto a igual periodo anterior.

Es preciso señalar que en abril y mayo de 2020, producto de la pandemia y el ASPO, todos los indicadores energéticos encontraron su valor más bajo de los últimos 36 meses.

En el mes de mayo de 2021 la demanda industrial/Comercial se redujo 2.7% i.m. aunque aumentó 29.8% i.a. Esta categoría redujo su consumo 1.5% anual.

Por otra parte, la demanda comercial aumentó 0.2% i.m. en mayo de 2021 respecto de abril y 13% i.a. El consumo anual de la categoría Comercial fue 3.1% menor.

El consumo Residencial aumentó 22.5% i.m. explicado principalmente por factores climáticos y estacionales afectados por los efectos de la pandemia. Por otra parte, la demanda fue 7% mayor a la de mayo de 2020 y creció 4.2% anual.

En mayo se observa el segundo mes de caída i.m. de la demanda industrial. Sin embargo, el nivel de consumo mensual en mayo se mantiene similar al del promedio pre-pandemia.

En la categoría comercial el efecto de la pandemia redujo significativamente el consumo de energía eléctrica respecto del año anterior. En mayo, esta categoría aún muestra dificultades para recuperar los niveles de consumo pre-pandemia.

Los efectos no han tenido el mismo comportamiento en la categoría residencial que muestra un dinamismo opuesto.

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.

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

- La **oferta neta de energía** aumentó 8.2% i.m en mayo de 2021 y 11.9% respecto a igual mes del año anterior. Por otra parte, en los últimos doce meses la oferta neta fue 2.9% superior a igual periodo anterior.

- La **generación neta local** aumentó 7.2% i.m. en mayo de 2021 y 11.5% i.a. respecto del mismo mes del año anterior. La generación local en los últimos doce meses tuvo un incremento del 3.3% anual.

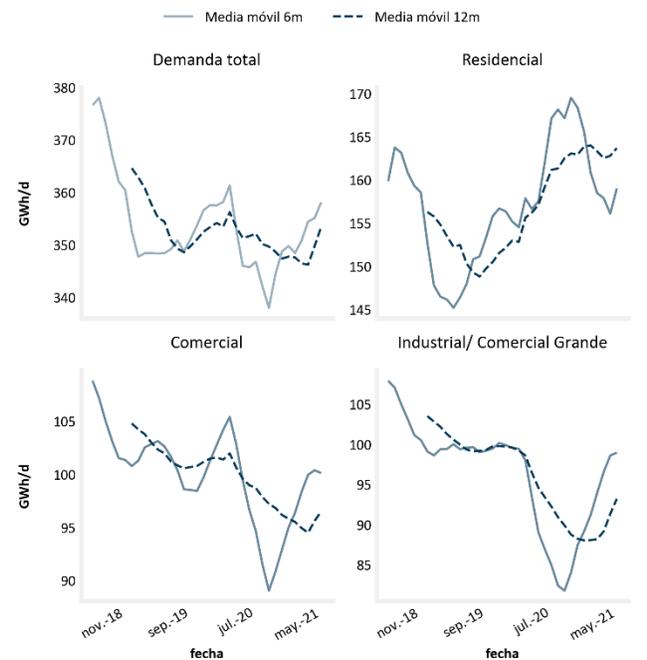
En los datos desagregados i.a se observa crecimiento en la generación renovable que aumentó 41.7% i.a.

En los últimos doce meses la generación Renovable y Térmica muestran crecimiento positivo con una variación del 52.2% y 6% respecto a igual periodo

Demanda de energía eléctrica GWh/d				
	Comercial	Ind./Comercial	Residencial	Total
may.-20	83.2	75.9	151.2	310.2
abr.-21	93.8	101.2	132.1	327.1
may.-21	94.0	98.5	161.8	354.3
12 meses ant.	99.6	94.6	157.1	351.3
12 meses	96.5	93.2	163.7	353.5
Var. % i.m	0.2%	-2.7%	22.5%	8.3%
Var. % i.a	13.0%	29.8%	7.0%	14.2%
Var. % a.a	-3.1%	-1.5%	4.2%	0.6%

Fuente: IAE en base a CAMMESA

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



IAE en base a CAMESA

Oferta de energía eléctrica GWh/d							
	Hidráulica	Nuclear	Renovable	Térmica	Importación	Generación neta local	Total oferta neta
may.-20	67.5	32.7	29.9	195.0	2.8	325.1	328.0
abr.-21	49.7	17.7	43.1	227.6	1.2	338.1	339.3
may.-21	66.0	23.1	42.4	230.9	4.7	362.4	367.2
12 meses ant.	87.8	27.2	26.6	220.3	4.8	361.8	366.6
12 meses	76.2	23.7	40.4	233.5	3.3	373.9	377.1
Var. % i.m	32.9%	30.4%	-1.6%	1.5%	305.2%	7.2%	8.2%
Var. % i.a	-2.2%	-29.4%	41.7%	18.4%	66.1%	11.5%	11.9%
Var. % a.a	-13.2%	-12.7%	52.2%	6.0%	-32.1%	3.3%	2.9%

Fuente: IAE en base a CAMMESA

anterior. Mientras que la generación Hidráulica y Nuclear disminuyeron 13.2% y 12.7% anualmente.

- La generación a través de **energías renovables definidas en la Ley 27.191 se redujo 1.6% i.m aunque aumentó 41.7% i.a. en mayo de 2021. A su vez, en los últimos doce meses presentó un incremento del 52.2% respecto a igual periodo anterior.**

Hubo un aumento anual en las categorías: Biogas, Biomasa, Eólica y Solar se incrementaron 14.5%, 90.6%, 61.4% y 68% respectivamente. Por otra parte, la generación Hidráulica Renovable disminuye 6.3% 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.

En términos anuales la generación Eólica es la de mayor importancia, representando el 73% del total Renovable.

La participación de generación a través de energías Renovables definidas en la Ley 27.191 fue del 11.7% en mayo y del 11.5% 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 9.9% del total generado en los últimos doce meses mientras que la hidráulica representa el 21.3% de la generación neta local.

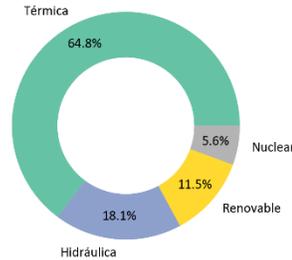
- Precios y costos de la energía:** los datos indican que en mayo de 2021 el costo monómico (costo promedio de generación eléctrica) respecto del mes anterior tuvo un incremento del 8.2% i.m y del 87.6% i.a, mientras que el precio monómico estacional (lo que paga la demanda en promedio) se redujo 2.7% i.m. en mayo de 2021 y aumentó 14.8% 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).

La variación en los costos se encuentra por encima del índice de precios internos mayoristas (IPIM), que en el mismo periodo se incrementó 65.9% 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 mayo. A su vez, en mayo de 2021, debido a un incremento proporcionalmente mayor en los costos de generación respecto al precio, volvió a caer el nivel de cobertura respecto a la porción del costo de generación que paga la demanda.**

Generación por fuente renovable - Ley 27.191 GWh/d						
	Biogas	Biomasa	Eólica	Hidro Renovable	Solar	Total Renovable
may.-20	0.8	0.6	23.5	2.6	2.3	29.9
abr.-21	0.9	1.5	32.0	3.8	4.9	43.1
may.-21	0.9	1.8	33.1	2.7	4.0	42.4
12 meses ant.	0.8	0.8	18.5	3.7	2.8	26.6
12 meses	0.9	1.6	29.8	3.5	4.7	40.4
Var. % i.m	-0.7%	16.5%	3.3%	-29.9%	-18.2%	-1.6%
Var. % i.a	6.9%	191.3%	40.6%	2.6%	69.4%	41.7%
Var. % a.a	14.5%	90.6%	61.4%	-6.3%	68.0%	52.2%

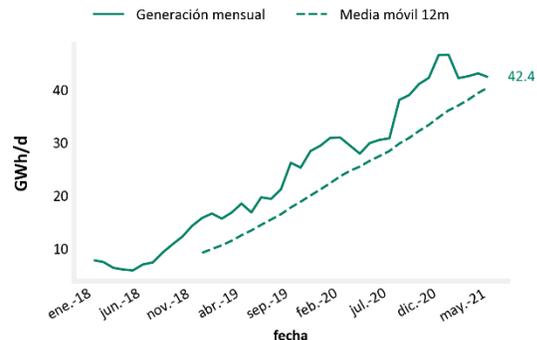
Fuente: IAE en base a CAMMESA

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
may.-20	3,658.6	2,140.2
abr.-21	6,345.6	2,523.0
may.-21	6,865.4	2,456.1
12 meses ant.	3,678.3	2,158.8
12 meses	4,915.7	2,210.9
Var. % i.m	8.2%	-2.7%
Var. % i.a	87.6%	14.8%
Var. % a.a	33.6%	2.4%

Fuente: IAE en base a CAMMESA

Con estos valores, **el precio promedio que paga la demanda alcanzó a cubrir el 36% de los costos de generación en mayo de 2021**. En el mismo mes de 2020 el precio promedio pagado por la demanda cubrió el 58% de los costos de generación eléctrica. Esto revela que desde este punto de vista hubo un retroceso en la cobertura de los costos de 22 puntos porcentuales.

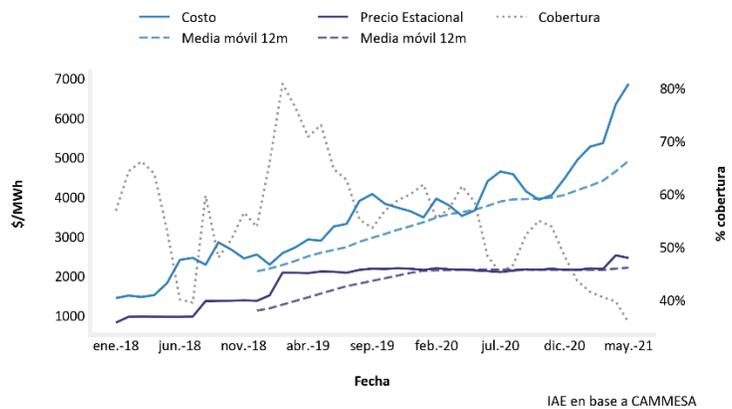
En el contexto de la pandemia del coronavirus Covid-19, y la cuarentena obligatoria, los ingresos de los hogares e industrias se han resentido fuertemente y, de manera temporal, el congelamiento de las tarifas de energía eléctrica ha sido un mecanismo válido para no deteriorar aún más esta delicada situación. Sin embargo, el descalce entre costos, precio y tarifas de la energía eléctrica se ha mantenido por un periodo prolongado mientras: mientras los costos crecen 33% anual, el precio que paga la demanda lo hace en solo 2.4%.

Por otra parte, las Provincias han comenzado a actualizar los cuadros tarifarios, al igual que las concesiones bajo Jurisdicción Nacional. Sin embargo, el precio de la energía 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.

Por último, se observa que el precio que pagó la demanda ha cubierto en promedio el 45% de los costos de generación durante los últimos doce meses.

Costo y precio de la energía eléctrica mayorista | 2018-Hoy | \$/MWh



IAE en base a CAMMESA

Potencia instalada mayo 2021

Potencia instalada (MW)	Potencia máxima bruta (MW)	Potencia máxima histórica (MW)
42,542	20,557 11/05/2021	26,450 25/01/2021

Fuente: IAE en base a CAMMESA

- **La potencia instalada** en mayo de 2021 fue de 42,542 MW, mientras que la potencia máxima bruta ha sido de 20,557 MW.

- **En mayo de 2021 el consumo de combustibles en la generación eléctrica** muestra una reducción del gas natural del 10.2% i.m y del 14% i.a. El consumo de gasoil aumentó 69.5% i.m y fue 44 veces mayor al de mayo de 2020.

En cuanto a la variación en los últimos doce meses, **el Consumo de Gas Natural se redujo 7.5% durante el periodo, equivalente a 2.5 MMm3/d, mientras que se consumió 231% más de Gas Oil.**

Consumo de combustibles en generación eléctrica

	Carbón (MTn.)	Fuel Oil (MTn.)	Gas Natural (MMm3)	Gasoil (Mm3)
may.-20	6.3	0.0	939.8	5.3
abr.-21	82.7	53.9	900.4	138.8
may.-21	95.4	126.5	808.2	235.2
12 meses ant.	297.4	191.8	12,623.0	350.8
12 meses	672.5	880.0	11,678.2	1,161.7
Var. % i.m	15.3%	134.4%	-10.2%	69.5%
Var. % i.a	1421.7%	-	-14.0%	4326.5%
Var. % a.a	126.1%	358.9%	-7.5%	231.1%

Fuente: IAE en base a CAMMESA

4. Hidrocarburos

Upstream

Petróleo

- En mayo de 2021, la producción de petróleo aumentó 0.2% respecto del mes anterior y 12.1% i.a respecto de igual mes de 2020. Por otra parte, en los últimos doce meses la producción acumulada fue 5% inferior respecto a igual periodo anterior.

En el mes de mayo de 2021 la producción total muestra un aumento de 12.1% respecto al mismo mes de 2020, momento en que la producción tuvo su valor mínimo de los últimos años. Este aumento está impulsado por la cuenca Neuquina y en menor medida la Austral.

La cuenca Neuquina, donde se encuentra Vaca Muerta, aumentó su producción 0.3% i.m respecto al mes anterior, mientras que es 27.8% i.a mayor respecto a mayo de 2020. La cuenca Golfo San Jorge (la segunda cuenca productora en importancia), aumentó 0.5% i.m. respecto de abril de 2021 y disminuyó 2.6% i.a.

En la cuenca Austral la producción se redujo 2.8% i.m. y aumentó 23% i.a. Mientras que en la cuenca Cuyana aumentó 0.9% i.m. y 5.8% i.a.

La Cuenca Noroeste redujo su producción 10.1% i.m. y 17.4% i.a.

La producción de petróleo acumulada durante los últimos doce meses fue 5% inferior a la de igual periodo anterior. En este sentido, en ninguna cuenca la producción anual se muestra creciente.

La Cuenca Neuquina representa el 49% de la producción y disminuye 0.3% a.a. aunque con tendencia al alza, mientras que la Cuenca Golfo de San Jorge, con el 42% del total, se presenta con una disminución del 8.2% anual.

La Cuenca Noroeste presenta una reducción del 7% en el acumulado en doce meses, la Cuenca Cuyana disminuye 13.2% anual y la cuenca Austral 15.4%.

Desagregando por los principales operadores, se observa que YPF (47% de la producción total de petróleo) redujo la producción 0.6% en mayo respecto a abril de 2021 mientras que fue 14.4% superior respecto de igual mes del año anterior y 4.4% menor en el acumulado de los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior.

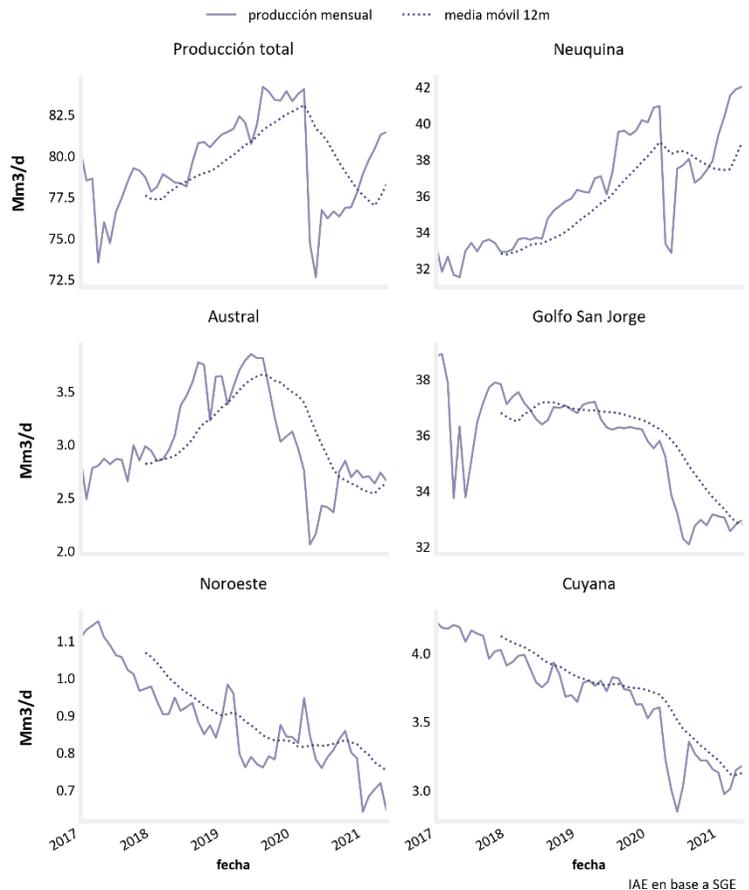
Pan American Energy, con una participación del 21% en el total, aumentó la producción 1.6% respecto del mes anterior y mientras disminuyó 5.5% i.a. La producción anual de PAE es 5.3% a.a. menor.

Pluspetrol, y Tecpetrol aumentan su producción 10%, y 28.1% i.a respectivamente. A su vez, estas empresas redujeron la producción acumulada en doce meses en 4.3% y 8.6% a.a respectivamente. Por otra parte, SINOPEC redujo su producción 7.6% i.a. y 22.1% a.a. mientras que Vista redujo 3.9% i.m. mientras aumentó 159% i.a y 38.6% anualmente la producción. El conjunto de las empresas restantes reduce su producción anual 5.4% a.a.

Producción de Petróleo por cuenca - Mm3/d						
	Austral	GSJ	Neuquina	Noroeste	Cuyana	Total
may.-20	2.2	33.8	32.9	0.8	3.0	72.6
abr.-21	2.7	32.8	41.9	0.7	3.1	81.3
may.-21	2.7	33.0	42.0	0.6	3.2	81.4
12 meses ant.	3.1	35.8	38.3	0.8	3.6	81.7
12 meses	2.6	32.9	38.2	0.8	3.1	77.5
Var. % i.m	-2.8%	0.5%	0.3%	-10.1%	0.9%	0.2%
Var. % i.a	23.0%	-2.6%	27.8%	-17.4%	5.8%	12.1%
Var. % a.a	-15.4%	-8.2%	-0.3%	-7.0%	-13.2%	-5.0%

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV

Producción de petróleo | 2016-Hoy | Mm3/d



Producción de Petróleo por principales operadoras- Mm3/d								
	PAE	Pluspetrol	SINOPEC	Tecpetrol	Vista	YPF	Otras	Total
may.-20	16.7	3.8	2.4	1.7	1.9	33.7	12.3	72.6
abr.-21	15.6	4.3	2.3	2.1	5.3	38.8	13.0	81.3
may.-21	15.8	4.2	2.3	2.2	5.1	38.5	13.4	81.4
12 meses ant.	16.9	4.3	2.9	2.4	2.7	38.2	14.0	81.7
12 meses	16.0	4.2	2.3	2.2	3.8	36.6	13.2	77.5
Var. % i.m	1.6%	-2.8%	-0.5%	4.7%	-3.9%	-0.6%	3.1%	0.2%
Var. % i.a	-5.5%	10.0%	-7.6%	28.1%	159.8%	14.4%	8.6%	12.1%
Var. % a.a	-5.3%	-4.3%	-22.1%	-8.6%	38.6%	-4.4%	-5.4%	-5.0%

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV

Crudo convencional y no convencional

- La producción de petróleo convencional, que representa el 74% del total, se mantuvo prácticamente invariante respecto del mes anterior. A su vez, aumentó 0.6% i.a y disminuyó 11% en los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior.
- La producción de petróleo no convencional, que ocupa el 26% del total anual, aumentó 0.4% i.m en mayo de 2021 respecto al mes anterior. Además, creció 53.2% respecto a igual mes de 2020 y 20.9% en los últimos doce meses.

La producción de petróleo no convencional se incrementó 53.2% i.a. debido al aumento del 58.2% i.a en el Shale que compensó una disminución del 19.1% i.a en la producción de Tight oil.

La producción Shale Oil en los últimos doce meses aumentó 24.7% mientras que la de Tight se redujo 27.8% en el mismo periodo. **El Shale Oil es el único subtipo de petróleo que aumenta debido a que el Tight Oil presenta una importante disminución anual.** En este sentido, en los últimos doce meses se observa una caída del 11.3% en la producción conjunta de Convencional y Tight que representan el 75% del total de la producción nacional.

Producción de Petróleo por tipo y subtipo de recurso - Mm3/d					
	Convencional	No convencional	Shale	Tight	% NC
may.-20	56.7	15.9	14.9	1.0	21.9%
abr.-21	57.0	24.3	23.4	0.8	29.8%
may.-21	57.1	24.3	23.5	0.8	29.9%
12 meses ant.	64.1	17.5	16.3	1.3	21.5%
12 meses	57.1	21.2	20.3	0.9	27.1%
Var. % i.m	0.1%	0.4%	0.3%	3.7%	
Var. % i.a	0.6%	53.2%	58.2%	-19.1%	
Var. % a.a	-11.0%	20.9%	24.7%	-27.8%	

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV

Gas natural

- La producción de gas natural aumentó 6.2% i.m. en mayo 2021 respecto al mes anterior y disminuyó 2.6% i.a. Por otra parte, la producción acumulada de los últimos doce meses fue 9.6% inferior al año anterior. La producción de gas natural suma 16 meses consecutivos de caída inter anual.

En los últimos doce meses, la producción de gas natural disminuyó en todas las cuencas.

Las cuenca Neuquina y Cuyana son las únicas que presentan un incremento inter anual, con un crecimiento del 0.5% y 2.8% i.a. respectivamente. En la cuenca Austral la producción disminuyó 7.4% i.a y en Golfo San Jorge y Noroeste 6.5% y 9% i.a. respectivamente.

La producción acumulada en los últimos doce meses muestra una significativa declinación en las principales Cuencas del país: en la Cuenca Neuquina disminuye 11.7% a.a. mientras que en la cuenca Austral es 3.9% 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 11.7%, y 8.6% a.a respectivamente. La cuenca Cuyana disminuye la producción anual 7.9% a.a.

Desagregando por principales operadores se observa que YPF, que produce el 26% del gas en Argentina, aumentó la producción en mayo de 2021 respecto a marzo 2020 10.8% i.m. mientras produce 2.4% menos de gas que en igual mes del año anterior. A su vez, la producción acumulada de YPF en los últimos doce meses fue 21.8% a.a. inferior. En los últimos doce meses, YPF ha perdido 7.3 puntos porcentuales en la participación anual de la producción total, esto es equivalente a 8.7 MMm3/d.

La producción total acumulada durante los últimos doce meses se redujo 9.6% (12.8 MMm3). Por su parte, en el mismo periodo la producción acumulada de YPF se redujo 21.8% (8.7 MMm3/d) explicando el 68.5% de la caída de la producción total de gas en el periodo.

Total Austral aporta el 27% de la producción total y disminuyó 5.1% i.a. su producción respecto a mayo de 2020 mientras que durante los últimos doce meses su producción acumulada fue 0.9% a.a. superior.

Pan American, que representa el 11% de la producción total, aumentó la producción 5.5% i.a respecto a mayo de 2020. Por otra parte, disminuye su producción anual 6% a.a.

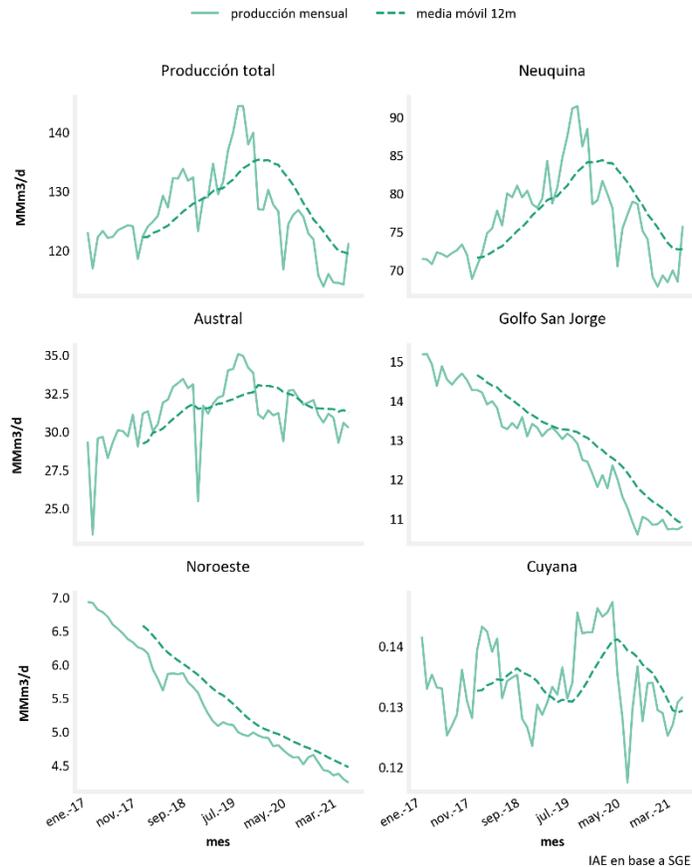
Tecpetrol con un peso 11% en el total, aumentó su producción 7% i.a. A su vez, la producción acumulada en doce meses fue 9.2% a.a inferior respecto a igual periodo anterior.

Estas cuatro empresas representan el 76% del total del gas producido y en conjunto redujeron 10.5% su producción acumulada en los últimos doce meses.

	Austral	GSJ	Neuquina	Noroeste	Cuyana	Total
may.-20	32.7	11.6	75.4	4.7	0.1	124.5
abr.-21	30.6	10.7	68.5	4.3	0.1	114.2
may.-21	30.3	10.8	75.8	4.2	0.1	121.2
12 meses ant.	32.5	12.3	82.3	4.9	0.1	132.2
12 meses	31.2	10.9	72.7	4.5	0.1	119.4
Var. % i.m	-1.0%	0.7%	10.7%	-1.2%	0.7%	6.2%
Var. % i.a	-7.4%	-6.5%	0.5%	-9.0%	2.8%	-2.6%
Var. % a.a	-3.9%	-11.7%	-11.7%	-8.6%	-7.9%	-9.6%

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV

Producción de Gas Natural | 2016-Hoy | MMm3/d



	CGC	Total Austral	PAE	Pampa energía	Pluspetrol	Tecpetrol	YPF	Otras	Total
may.-20	5.1	33.4	12.7	6.0	5.7	13.1	34.0	13.6	124.5
abr.-21	4.8	31.4	13.3	6.0	4.8	12.1	30.0	11.8	114.2
may.-21	4.6	31.7	13.4	6.5	5.2	14.0	33.2	12.6	121.2
12 meses ant.	-	32.5	13.7	6.0	5.0	14.9	40.0	12.8	132.2
12 meses	-	32.8	12.9	6.2	5.3	13.5	31.3	12.7	119.4
Var. % i.m	-2.5%	0.9%	1.0%	8.2%	6.9%	15.9%	10.8%	6.2%	6.2%
Var. % i.a	-8.8%	-5.1%	5.5%	8.1%	-9.9%	7.0%	-2.4%	-7.3%	-2.6%
Var. % a.a	-	0.9%	-6.0%	2.9%	6.7%	-9.2%	-21.8%	-0.5%	-9.6%

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV

Esto indica que la producción anual de las principales empresas productoras gas en Argentina se encuentra en un retroceso que, en la cuarentena, es liderado por YPF que explica el 82.2% de la caída en la producción de estas cuatro principales productoras.

Gas convencional y gas no convencional

- La producción de gas natural convencional, que representa el 57.7% del total, se mantuvo prácticamente invariante en mayo de 2021 respecto al mes anterior mientras disminuyó 6.5% i.a respecto a mayo de 2020 y 7.9% a.a. en el acumulado de los últimos doce meses.
- La producción de gas natural no convencional aumentó 14.7% i.m. en mayo de 2021 respecto a abril, mientras fue 2.7% i.a. superior respecto de mayo de 2020. Por otra parte, presenta una caída anual mayor a la del convencional ya que disminuye 11.9% en el acumulado de doce meses. La producción anual de Shale y Tight gas se reducen anualmente.

La producción de gas no convencional aumentó 2.7% i.a. debido a un incremento en el Shale del 9.8% i.a. que compensó la caída en el Tight del 6.1% i.a.

La producción acumulada en doce meses de shale gas, que representa el 24% de la producción total, disminuye 9.6% mientras que la de Tight disminuye 14.8% anual, representando el 18% de la producción total. De esta manera, la producción de gas natural no convencional acumulada durante doce meses representó el 42.5% del total y presentó una caída del 11.9% a.a. respecto a igual periodo anterior.

Como se ha señalada reiteradamente, es importante destacar que el 76% de la producción de gas natural (Convencional + Tight) declina 9.7% anual.

El aporte de Tecpetrol en Fortín de Piedra a la producción gasífera sigue siendo determinante en el dinamismo gasífero del país.

Durante los últimos doce meses la producción anual de gas natural de Tecpetrol en el yacimiento Fortín de Piedra se redujo 8.6% aportando 10.8 MMm3/d sobre un total de 119.4 Mm3/d (9% del total).

Estos datos indican que Tecpetrol aportó 1 MMm3/d menos respecto del año anterior mientras que el total nacional se redujo 12.8 MMm3/d. De esta manera, Tecpetrol explicó el 8% de la caída en la producción de gas.

Dentro de la producción no convencional el aporte de Tecpetrol a partir del yacimiento Fortín de Piedra, que representa el 21% del total del gas no convencional, se muestra como determinante al momento de evaluar las tasas de crecimiento.

La producción no convencional acumulada en doce meses cae 11.9% anual, mientras que descontando la

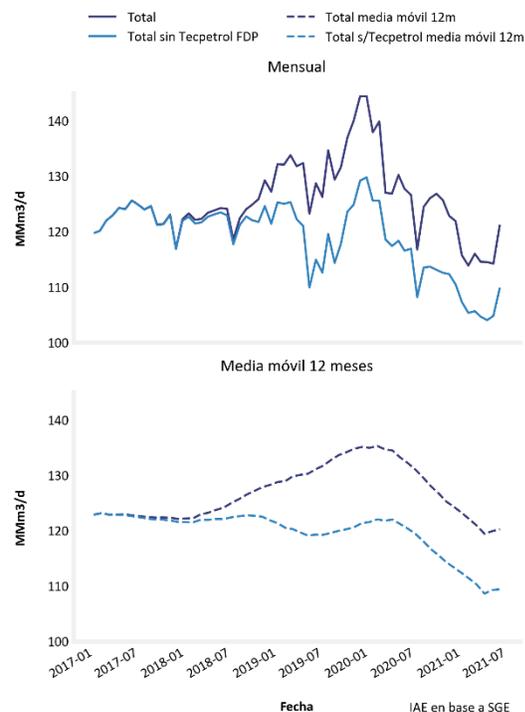
	Convencional	No convencional	Shale	Tight	% NC
may.-20	71.5	53.0	29.4	23.6	42.6%
abr.-21	66.8	47.4	26.2	21.2	41.5%
may.-21	66.9	54.4	32.3	22.1	44.9%
12 meses ant.	74.6	57.6	32.0	25.7	43.6%
12 meses	68.7	50.8	28.9	21.9	42.5%
Var. % i.m	0.1%	14.7%	23.1%	4.3%	
Var. % i.a	-6.5%	2.7%	9.8%	-6.1%	
Var. % a.a	-7.9%	-11.9%	-9.6%	-14.8%	

Fuente: IAE en base a SGE - Capítulo IV

	Tecpetrol FDP	Total	Total sin Tecpetrol	Total No Convencional	No Convencional sin Tecpetrol
may.-20	11.0	124.5	113.5	53.0	42.0
abr.-21	9.4	114.2	104.8	47.4	38.0
may.-21	11.4	121.2	109.9	54.4	43.0
12 meses ant.	11.8	132.2	120.4	57.6	45.8
12 meses	10.8	119.4	108.6	50.8	39.9
Var. % i.m	20.7%	6.2%	4.9%	14.7%	13.2%
Var. % i.a	3.9%	-2.6%	-3.2%	2.7%	2.4%
Var. % a.a	-8.6%	-9.6%	-9.7%	-11.9%	-12.8%

Fuente: IAE en base a SGE - Capítulo IV

Gas Natural | El aporte de Tecpetrol en FDP | 2016-Hoy



producción de Tecpetrol en el yacimiento Fortín de Piedra (10.8 MMm3/d anuales), la producción no convencional cae 12.8% anual.

Cabe destacar que gran parte de esta producción ha sido beneficiaria de los subsidios otorgados por la Resolución 46/2017 del Ex MINEM que establece el programa de incentivos a la producción de gas natural no convencional.

Vaca Muerta en perspectiva

La producción de petróleo en la formación Vaca Muerta, en la cuenca Neuquina, aumentó 0.2% i.m, 58.5% i.a. y 24.8% durante los últimos doce meses. Representa el 28.2% del total producido en el país en 2021.

El principal productor de petróleo en Vaca Muerta es YPF, que representa el 61% de la producción de la formación y, durante los últimos doce meses, aumentó su producción acumulada 14.5% a.a.

La producción de gas natural en Vaca Muerta aumentó 23.1% i.m. y 9.8% i.a. aunque disminuyó 9.6% a.a durante los últimos doce meses. Vaca Muerta representa el 24.1% 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.

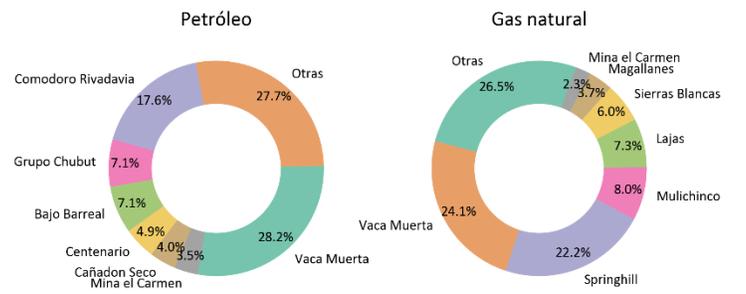
En la formación Vaca Muerta Tecpetrol redujo su producción anual 9.2% mientras que la producción de YPF fue 30% a.a menor. Por otra parte, Total aumentó 1.1% a.a su producción en Vaca Muerta durante los últimos doce meses.

YPF y Tecpetrol explican la caída de la producción de Vaca Muerta en los últimos doce meses ya que, en ausencia de éstas, la producción en la formación aumentó 9.1% aportando 0.9 MMm3/d adicionales.

Vaca Muerta : Producción de Petróleo por principales operadoras - Mm3/d								Total petróleo Vaca Muerta
PAE	Pluspetrol	Shell	Tecpetrol	Vista	YPF	Otras		
may.-20	1.5	0.5	1.5	0.4	0.2	9.4	1.3	14.9
abr.-21	1.2	0.6	2.0	0.3	3.7	14.7	1.0	23.5
may.-21	1.2	0.7	2.0	0.5	3.5	14.4	1.4	23.5
12 meses ant.	1.3	0.4	1.2	0.6	0.8	10.8	1.2	16.3
12 meses	1.3	0.7	1.8	0.5	2.2	12.3	1.4	20.3
Var. % i.m	2.0%	9.7%	0.4%	41.9%	-5.7%	-2.2%	35.2%	0.2%
Var. % i.a	-23.4%	44.2%	32.6%	13.4%	1445.3%	52.9%	3.3%	58.5%
Var. % a.a	1.2%	77.2%	47.3%	-11.8%	182.4%	14.5%	16.9%	24.8%

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV

Principales formaciones productivas | Año 2021



IAE en base a SGE

Vaca Muerta : Producción de Gas Natural por principales operadoras - MMm3/d								Total Gas Vaca Muerta
Exxon	PAE	Pluspetrol	Tecpetrol	Total Austral	YPF	Otras		
may.-20	1.4	1.9	2.6	11.0	4.5	7.3	0.7	29.4
abr.-21	0.6	2.5	2.0	9.4	4.0	6.5	1.3	26.3
may.-21	1.0	2.7	2.4	11.4	4.2	9.1	1.6	32.3
12 meses ant.	1.4	1.7	1.6	11.9	4.8	9.7	0.9	32.0
12 meses	1.1	1.9	2.4	10.8	4.8	6.8	1.1	28.9
Var. % i.m	71.8%	7.4%	20.8%	20.7%	4.8%	39.5%	25.6%	23.1%
Var. % i.a	-29.3%	44.3%	-8.5%	3.5%	-6.8%	24.2%	114.6%	9.8%
Var. % a.a	-20.4%	10.9%	46.9%	-9.2%	1.1%	-30.0%	25.0%	-9.6%

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV

Downstream

- En el mes de mayo de 2021 **las ventas de naftas y gasoil disminuyeron 5.6% i.m. y aumentaron 25% i.a.**, en este último caso se mide contra un mes con registros de consumo muy bajos debido al ASPO, aunque es importante también destacar que **en mayo de 2021 hubo 9 días con restricciones a la circulación**, lo cual tuvo impacto mayormente en la demanda de naftas. **Durante los últimos doce meses la demanda de combustibles líquidos cayó 4.7% a.a** respecto a igual periodo anterior.

El aumento observado en las ventas de combustibles i.a está explicado por un aumento del 15.7% i.a en las ventas de Gasoil y del 49.6% 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, debido a su utilización principalmente en transporte y carga.

A su vez, los datos indican que no hubo una variación significativa del consumo de gasoil en los últimos tres meses, periodo en el que hubo días con fuertes restricciones a la circulación. Esto sugiere una recomposición sostenida de la demanda de gasoil.

Desagregando las ventas de naftas, en mayo de 2021 se observa un incremento respecto a igual mes del año anterior en la nafta Súper (43.6% i.a) y en las ventas de nafta Ultra (71.8% i.a.) Por su parte, el aumento i.a. en las ventas de gasoil es explicada por un incremento del consumo de gasoil ultra y común del 42.5% y 9.3% i.a. respectivamente.

Por otra parte, **las ventas de Gasoil acumuladas durante los últimos doce meses disminuyeron 1.5% respecto a igual periodo anterior**: las ventas de Gasoil Ultra fueron 1.5% menores mientras que las de Gasoil Común, que ocupa el 75% del gasoil comercializado, disminuyeron también 1.5%.

Las ventas acumuladas de **Naftas disminuyeron 9.6% en los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior** debido a la caída del 8.2% en las ventas de nafta Ultra (25% del total comercializado) y del 10.1% en la Nafta Súper.

Durante los últimos doce meses **YPF redujo las ventas acumuladas de gasoil y naftas un 3.1% y 12.9% respecto a iguales meses del año anterior**. Es decir, por encima del total consolidado.

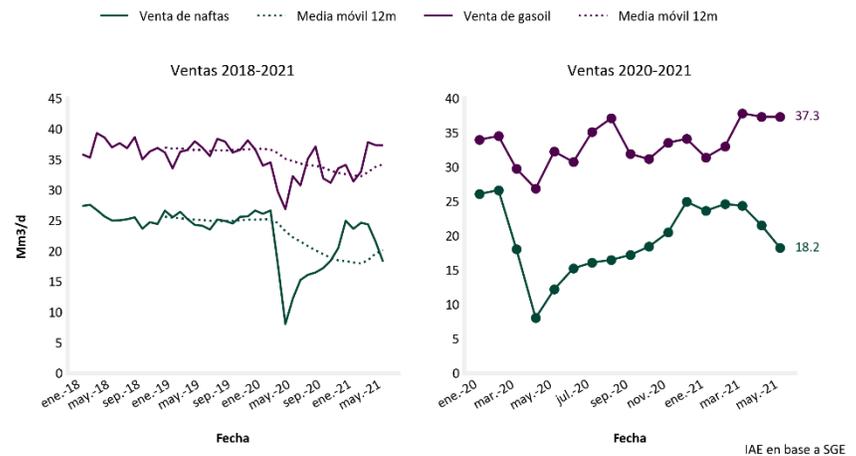
- El Gas entregado** en el mes de abril de 2021 (últimos datos disponible) fue 105.3 MMm3/d. **Las entregas totales aumentaron 13.7% i.a. La demanda acumula una reducción del 6.9% (8.1 MMm3/d menos) en los últimos doce meses corridos** respecto a igual periodo del año anterior.

En términos desagregados por tipo de usuarios, el Gas entregado a los usuarios residenciales se redujo 14.9% i.a a la vez que en el acumulado del último año móvil presenta un aumento del 5% respecto a igual periodo del año anterior. Por otra parte, el Gas entregado a la Industria fue 19.3% i.m. y 17.3% i.a. mayor. A su vez, presenta una reducción anual de 14.7% a.a.

	Gasoil Común	Gasoil Ultra	Nafta Súper	Nafta Ultra	Total Gasoil	Total Nafta	Total Combustibles
may.-20	26.1	6.2	9.6	2.6	32.3	12.2	44.4
abr.-21	28.3	9.1	16.0	5.5	37.3	21.5	58.8
may.-21	28.5	8.8	13.8	4.5	37.3	18.2	55.5
12 meses ant.	26.2	8.5	16.7	5.6	34.7	22.2	57.0
12 meses	25.9	8.3	15.0	5.1	34.2	20.1	54.3
Var. % i.m.	1.0%	-3.1%	-14.1%	-18.7%	0.0%	-15.2%	-5.6%
Var. % i.a	9.3%	42.5%	43.6%	71.8%	15.7%	49.6%	25.0%
Var. % a.a	-1.5%	-1.5%	-10.1%	-8.2%	-1.5%	-9.6%	-4.7%

Fuente: IAE en base a SGE

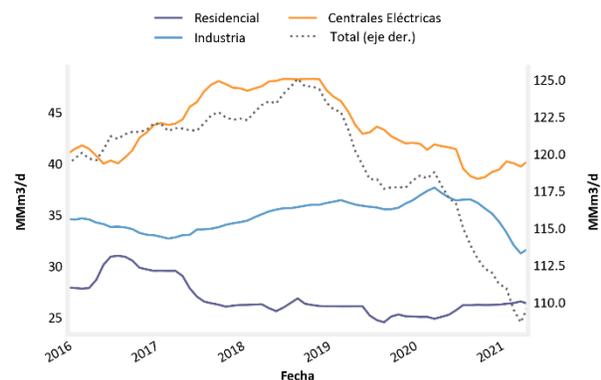
Ventas de combustibles 2018-Hoy | Mm3/d



	Residencial	Comercial	Entes oficiales	Industria	Centrales Eléctricas	SDB	GNC	Total
abr.-20	18.9	2.5	0.5	31.5	34.6	1.9	2.7	92.7
mar.-21	12.6	2.5	0.4	31.0	42.0	1.3	6.5	96.4
abr.-21	16.1	2.7	0.6	37.0	41.3	1.5	6.1	105.3
12 meses ant.	25.1	3.8	1.2	37.1	41.7	2.6	6.4	117.8
12 meses	26.3	3.0	0.9	31.7	40.3	2.2	5.5	109.7
Var. % i.m.	27.5%	4.8%	41.6%	19.3%	-1.6%	22.7%	-6.4%	9.3%
Var. % i.a	-14.9%	7.0%	38.5%	17.3%	19.2%	-19.7%	125.6%	13.7%
Var. % a.a	5.0%	-22.5%	-25.5%	-14.7%	-3.4%	-17.4%	-14.2%	-6.9%

Fuente: IAE en base a ENARGAS

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



Las Centrales Eléctricas consumieron 1.6% menos en abril de 2021 respecto de marzo, mientras que aumentaron su demanda 19.2% i.a a la vez que acumulan una reducción del 3.4% anual en el consumo.

Precios: recuperación consolidada

- El precio del barril de petróleo **BRENT** en mayo de 2021 fue de USD/bbl 68.3 cual implica un precio 4.8% mayor respecto al mes anterior mientras que es 109% superior al registrado en mayo de 2020. Por otra parte, el precio del barril de crudo **WTI** fue USD/bbl 65.2 teniendo una variación positiva del 5.7% respecto del mes anterior y un aumento del 123.3% respecto a mayo 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, lo precios internacionales ha tenido una considerable recuperación y se presentan estables en niveles similares a los pre-pandemia.

- El barril argentino del tipo **Escalante** tuvo un precio de USD/bbl 59.9 en mayo de 2021 esto implica un aumento del 4% respecto al mes anterior mientras fue 141% mayor al precio de mayo de 2020. Por otra parte, el barril del tipo **Medanito** muestra un precio que se ubicó en los USD/bbl 52.8 en el mes de mayo de 2021: 1% mayor al mes anterior y 89.7% superior respecto al de igual mes del año anterior.

- El precio spot del gas natural **Henry Hub** fue de USD 2.91 MMBtu (millón de Btu) en mayo de 2021. Así, el precio principal que rige en el NYMEX de USA aumentó 9.4% respecto al mes anterior y 66.3% 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 3.32 USD/MMBtu en mayo de 2021 lo cual implica un precio 37.8% mayor al mes anterior y 58.9% superior a igual mes del año 2020.

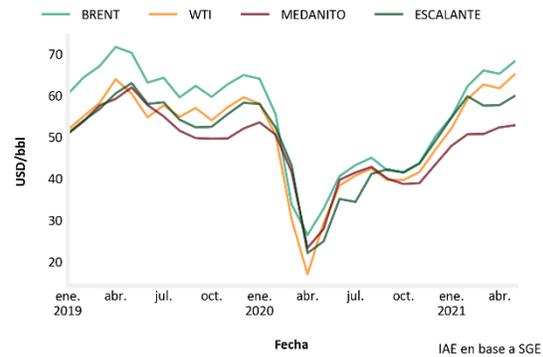
- El Precio de importación del GNL.** Según se publica en la web de IEASA, el precio promedio de las compras del año 2021 fue de 7.77 USD/MMBtu para el año 2021, mientras que para el año 2020 había sido de USD 2.96 USD/MMbtu.

Por otra parte, los datos de comercio exterior indica que en mayo el precio de GNL importado fue de USD/MMbtu 6.71, coincidente con la primera licitación de cargamentos en el mes. En mayo de 2020 se observa un precio de importación de USD 7.99 USD/MMbtu aunque no es representativo ya que se observa muy poco volumen en ese mes a la vez que se encuentra fuera de los precios de las Cargamentos informados por IEASA.

Precios del petróleo USD/bbl				
	BRENT	WTI	Escalante	Medanito
may.-20	32.7	29.2	24.9	27.8
abr.-21	65.2	61.7	57.6	52.3
may.-21	68.3	65.2	59.9	52.8
Var. % i.m	4.8%	5.7%	4.0%	1.0%
Var. % i.a	109.0%	123.3%	141.0%	89.7%

Fuente: IAE en base a SGE

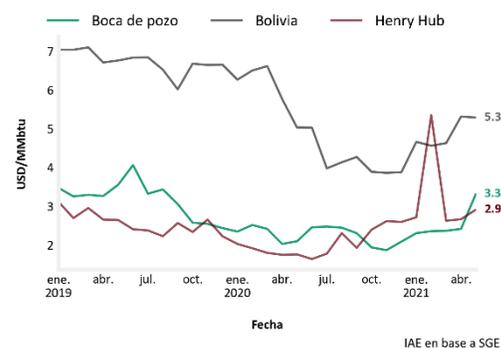
Precios del petróleo | 2019-Hoy | USD/bbl



Precios del Gas Natural USD/MMbtu				
	Boca de pozo Arg.	Bolivia	GNL	Henry Hub
may.-20	2.09	5.03	7.99	1.75
abr.-21	2.41	5.31	6.38	2.66
may.-21	3.32	5.29	6.71	2.91
Var. % i.m	37.8%	-0.4%	-	9.4%
Var. % i.a	58.9%	5.2%	-	66.3%

Fuente: IAE en base a SGE y EIA

Precios del gas | 2018-Hoy | USD/MMBtu



El gas importado por gasoductos de Bolivia (y marginalmente de Chile) tuvo un precio de importación de 5.29 USD/MMBTU para el mes de mayo de 2021. Esto representa un precio 0.4% menor al del mes anterior y 5.2% mayor al de igual mes del año 2020. Este precio es 60% superior al precio del gas local.

5. Biocombustibles

- La **producción de Bioetanol** en base a maíz y caña de azúcar se redujo en abril de 2021 respecto a marzo 13.9% i.m. y fue 333.2% i.a. mayor (medido contra abril de 2020, momento de mayores restricciones por ASPO donde se observa el mínimo valor desde 2017). En el cálculo acumulado durante los últimos 12 meses al mes de referencia la producción es 16.4% inferior. A su vez, las ventas aumentaron en abril de 2021 respecto al mes anterior 5.3% i.m. y son 742.2% i.a. superiores a igual mes del año anterior. A su vez, fueron 15.8% menores en el cálculo acumulado de doce meses respecto a igual periodo anterior.

- La **producción de Biodiesel** se redujo en marzo de 2021 respecto al mes anterior 28.5% i.m. aunque fue 8.6% i.a. superior respecto al mismo mes del año anterior. A su vez, la producción es 57% a.a. menor en el último año móvil.

En abril de 2021 las ventas de biodiesel se redujeron respecto a marzo 28.8% i.m. Por otra parte, las ventas fueron 4.4% i.a. mayores a las registradas el mismo mes de año anterior. En el año móvil registra una caída del 59.7% a.a.

Las exportaciones de Biodiesel acumuladas en los últimos 12 meses a marzo de 2021 fueron 43.5% menores a igual periodo del año anterior.

- Por último, la **producción total de biocombustibles** medida en toneladas se redujo en abril de 2021 20.4% i.m. y aumentó 97.5% i.a. respecto a abril de 2020. En el acumulado para el último año móvil es 38.2% inferior.

6. Balanza comercial energética

- La **balanza comercial energética** del mes de mayo de 2021 se muestra deficitaria en USD 138 millones. En mayo de 2021 las exportaciones aumentaron 45.5% i.a. mientras que las importaciones fueron 170.7% i.a. mayores.

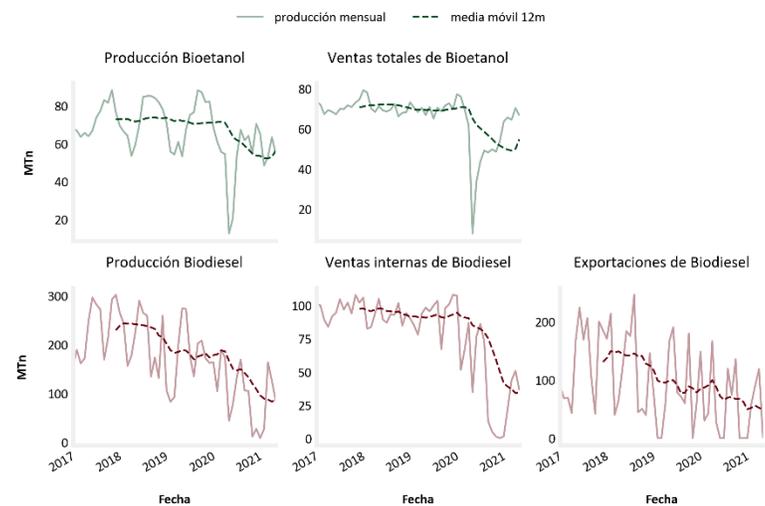
En 2021 se observa un superávit acumulado de USD 18 millones con las exportaciones cayendo 0.7% y las importaciones incrementándose 28.1% a.a.

- Los **índices de valor, precio y cantidad** indican que en mayo de 2021 se exportó un 52.5% menos de combustible y energía en términos de cantidades respecto de mayo de 2020, mientras que los precios de exportación aumentaron 204.1% i.a. dando como resultado un aumento en el valor exportado del 45.5% i.a.

	Bioetanol Miles de Tn.		Biodiesel Miles de Tn.			Total en miles de Tn.
	Producción	Ventas totales	Producción	Ventas internas	Exportación	
abr.-20	12.6	7.9	33.4	34.8	27.8	46.0
mar.-21	63.5	70.5	50.8	51.0	118.9	114.2
abr.-21	54.6	66.8	36.3	36.3	0.0	90.9
12 meses ant.	811.6	782.9	944.4	1,021.8	1,056.8	1,756.0
12 meses	678.1	659.2	406.4	411.9	596.8	1,084.5
Var. % i.m.	-13.9%	-5.3%	-28.5%	-28.8%	-	-20.4%
Var. % i.a.	333.2%	742.2%	8.6%	4.4%	-	97.5%
Var. % a.a.	-16.4%	-15.8%	-57.0%	-59.7%	-43.5%	-38.2%

Fuente: IAE en base a SGE

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



IAE en base a SGE

Balanza comercial energética en millones de USD

	Saldo comercial energético	Exportación combustibles y energía	Importación combustibles y lubricantes
may.-20	61	242	181
may.-21	-138	352	490
Acumulado 2020	362	1,549	1,187
Acumulado 2021	18	1,538	1,520
% i.a.	-	45.5%	170.7%
% var. a.a.	-95.0%	-0.7%	28.1%

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 mayo de 2020	Valor	45.5%	170.7%
	Precio	204.1%	-5.7%
	Cantidad	-52.5%	187.8%
Respecto al acumulado a mayo de 2021	Valor	-0.7%	28.1%
	Precio	40.6%	-8.0%
	Cantidad	-29.4%	39.3%

Fuente: IAE en base a INDEC

Cabe recordar que mayo de 2021 se compara contra mayo de 2020, momento en que los precios del petróleo tocaron muy bajos a la vez que las restricciones por el ASPO tuvieron su efecto más notorio.

Por otra parte, las importaciones de combustibles y lubricantes aumentaron 187.8% en cantidades en mayo de 2021 respecto a igual mes de 2020, mientras que en precios se observa una caída del 5.7%. Esto generó un aumento en el valor importado del 170.7% i.a.

En el cálculo acumulado a mayo de se observa una reducción en las cantidades exportadas del 29.4% en mientras las importaciones aumentaron 39.3%. A su vez, los precios energéticos de exportación aumentaron 40.6% mientras que los de importación cayeron 8%. Esto implica que el valor exportado en energía cayó 0.7% y aumentó en el caso de las importaciones un 28.1% en el acumulado 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 de petróleo (-6.9%) y de Gas Natural (-80.1%). La exportación de Gas Natural durante los últimos doce meses fue de 356.3 MMm3, esto equivale a 0.97 MMm3/d y muestra una notable caída en los últimos siete meses respecto a iguales meses del año anterior.

En cuanto a las **importaciones**, hubo una disminución en las compras de naftas al exterior del 35% a.a durante los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior.

Por otra parte, se importó un total de 154.5 Mm3 de Gasoil (concentrados entre septiembre de 2020 y enero de 2021), presentando un incremento importante debido a que las importaciones de igual periodo anterior fueron nulas.

Las importaciones totales de gas natural de Bolivia y Chile fueron 2.2% i.m mayores en mayo de 2021 respecto a igual mes del año anterior mientras presenta un aumento del 10.9% en 12 meses.

En los últimos 12 meses las compras de GNL por barco fueron 46.4% 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 22.1 MMm3/d mientras la exportación registrada por comercio exterior ha sido de 0.97 MMm3/d anuales.

Principales productos energéticos exportados - Cantidades				
	Butano (Mtn.)	Gas Natural (MMm3)	Petróleo (Mm3)	Propano (MTn.)
may.-20	21.8	92.8	615.2	16.7
abr.-21	40.7	5.6	0.0	46.1
may.-21	27.2	7.2	412.5	30.7
12 meses ant.	511.3	1,793.2	3,349.8	611.9
12 meses	422.4	356.3	3,120.1	613.1
Var. % i.m	● -33.3%	● 27.8%	-	● -33.4%
Var. % i.a	● 24.5%	● -92.2%	● -32.9%	● 83.9%
Var. % a.a	● -17.4%	● -80.1%	● -6.9%	● 0.2%

Fuente: IAE en base a SGE

Principales productos energéticos importados - Cantidades				
	GNL (MMm3)	Gas Natural (MMm3)	Gasoil (Mm3)	Nafta (Mm3)
may.-20	58.8	484.2	0.0	7.6
abr.-21	59.7	442.7	0.0	56.9
may.-21	488.7	452.3	0.0	34.3
12 meses ant.	1,602.4	5,181.1	0.0	409.8
12 meses	2,345.3	5,743.3	154.5	266.3
Var. % i.m	-	● 2.2%	-	● -39.8%
Var. % i.a	-	● -6.6%	-	● 353.5%
Var. % a.a	● 46.4%	● 10.9%	-	● -35.0%

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.

El informe de tendencias se publicará el primer viernes de cada mes.

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.