

Resumen ejecutivo

Producción de Hidrocarburos

En julio de 2021 la **producción de petróleo aumentó 8.8% i.a. y se redujo 2% a.a.** en los últimos 12 meses.

La producción de petróleo convencional se redujo 0.7% i.a. y cayó 8.8% a.a. en los últimos 12 meses. En cambio, la producción no convencional (28% del total) se incrementó 36.1% i.a y 21.3% a.a.

En julio de 2021 la **producción de Gas aumentó 3% i.a y se redujo 7.5% a.a.** La producción de Gas convencional (56.5% del total) se redujo 8% i.a y 7.4% a.a.

La producción no convencional aumentó 17.3% i.a. aunque disminuyó en los últimos doce meses 7.6% a.a.

La **cuenca Neuquina con el 61% 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 8.4% a.a. en su producción.

La **producción total** acumulada durante los últimos doce meses se redujo 7.5% (9.7 MMm3). Por su parte, en el mismo periodo la **producción acumulada de YPF se redujo 16.7% (6.4 MMm3/d) explicando el 66% de la caída** de la producción total de gas en el periodo y el 84% de la reducción de las cuatro principales productoras.

Demanda

En julio de 2021 **las ventas de naftas y gasoil** aumentaron 10.7% i.m., 24.2% i.a. y 2.6% a.a.

Durante los últimos doce meses, las ventas de Gasoil son 3.4% mayores respecto a igual periodo anterior, mientras que las ventas de nafta son 1.4% superiores.

La **demanda total de gas natural** aumentó 8% i.a. en junio. La **demanda acumula una reducción del 3.5% (4.1 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** se redujo 0.4% en julio de 2021 respecto al mes anterior y aumentó 1.8% respecto a julio de 2020. El consumo eléctrico anual presenta un aumento acumulado del 1.5% a.a.

En términos anuales, se revirtió el comportamiento de la demanda industrial que muestra un aumento del 4% a.a. mientras que la demanda Comercial continúa disminuyendo. Por otra parte, el consumo Residencial aumenta anualmente.

Subsidios energéticos

Según ASAP los subsidios energéticos acumulados a junio de 2021 fueron \$ 471 mil millones, esto es USD 5,162 millones, y aumentaron 115.7% respecto a igual periodo de 2020. CAMMESA lideró las transferencias recibidas con \$ 304 mil millones y un aumento de 100.5%, ocupando el 65% 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	jul.-21	417.8	416.6	393.7	0.3%	6.1%	4.8%
Producción de petróleo	Mm3/d	jul.-21	82.9	81.4	76.2	1.9%	8.8%	-2.0%
Producción de petróleo Convencional	Mm3/d	jul.-21	56.2	56.3	56.6	-0.1%	-0.7%	-8.8%
Producción de petróleo No Convencional	Mm3/d	jul.-21	26.7	25.1	19.6	6.2%	36.1%	21.3%
Producción de gas natural	MMm3/d	jul.-21	130.7	127.0	126.8	2.9%	3.0%	-7.5%
Producción de gas natural Convencional	MMm3/d	jul.-21	65.8	65.7	71.5	0.1%	-8.0%	-7.4%
Producción de gas No Convencional	MMm3/d	jul.-21	64.9	61.3	55.3	5.9%	17.3%	-7.6%
Producción de Bioetanol	MTn.	jun.-21	58.9	47.7	53.6	23.5%	9.9%	-4.4%
Producción de Biodiesel	MTn.	jun.-21	170.4	188.1	133.1	-9.4%	28.0%	-32.6%
Demanda Eléctrica	GWh/d	jul.-21	400.3	401.7	393.0	-0.4%	1.8%	1.5%
Venta de combustibles	Mm3/d	jul.-21	63.6	57.4	51.2	10.7%	24.2%	2.6%
Naftas	Mm3/d	jul.-21	23.5	19.8	16.1	18.7%	46.0%	1.4%
Gasoil	Mm3/d	jul.-21	40.1	37.6	35.1	6.5%	14.1%	3.4%
Gas natural entregado a usuarios	MMm3/d	jun.-21	142.0	120.1	131.5	18.3%	8.0%	-3.5%

* 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 agosto de 2021.

1. [Replanteo en la estrategia energética](#). Por Jorge Lapeña para *Clarín*.
2. [La finalización de las concesiones hidroeléctricas: una necesidad para la transición energética](#). Por Jorge Lapeña para *El Economista*.
3. [La ampliación del presupuesto nacional vino con Gasoductos y mas subsidios](#). Por Alejandro Einstoss para *Nuevos Papeles*.
4. [Tarifas: la política oficial alimenta un déficit fiscal crónico](#). Por Alejandro Einstoss para *Clarín*.
5. [La modificación del Presupuesto refleja la ausencia de un Plan Energético](#). Por Julián Rojo para *Infobae*.
6. [La verdadera crisis energética](#). Por Nicolás Gadano para *Seúl*.
7. [Energía: los subsidios por las tarifas congeladas ya superaron los US\\$6000 millones en lo que va del año](#). *La Nación*.
8. [Subsidios y tarifas: el costo fiscal de una política energética que está de regreso](#). *La Nación*.
9. [Lapeña sobre la ley petrolera: "Habría que ver si está a la altura de Vaca Muerta"](#). *La Mañana Neuquén*.
10. [Represas chinas en Santa Cruz: asignan u\\$s 170 millones para continuar las obras hidroeléctricas](#). *Cronista*.

1. Indicadores de actividad económica y precios

- El **EMAE** (estimador de actividad económica) muestra para el mes de junio de 2021 un aumento del 2.5% respecto al mes anterior mientras que la actividad fue 10.8% superior respecto al mismo mes del 2020 (i.a) y 9.7% 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 junio de 2021 una variación positiva del 10.5% respecto al mes anterior mientras que fue 19.1% i.a. mayor. En el acumulado del año 2021 crece 22.4% respecto a igual periodo del año anterior.

Desagregando el índice, la actividad referida a la **refinación de petróleo** aumentó 11.3% i.a. y 9.7% en el acumulado de 2021. En particular, la refinación de petróleo para naftas aumentó 19.7% i.a y 22.8% acumulado, mientras la de Gasoil aumentó 3.7% i.a y 13.4% acumulado en el año 2021.

- Los precios mayoristas (**IPIM**) aumentaron 2.2% en julio de 2021 respecto del mes anterior. A su vez, tuvo una variación del 63% respecto de igual mes de 2020 y acumula un incremento del 32.7% en 2021.

El IPIM relevado para **petróleo crudo y gas** tuvo variación positiva del 1.9% i.m en julio de 2021, mientras que fue 75% superior respecto a igual mes del año anterior y acumula un aumento del 45.5% en el año 2021.

Los precios mayoristas referidos a los **productos refinados de petróleo** aumentaron 0.2% i.m respecto del mes anterior. A su vez, se incrementaron 81.4% respecto a igual mes del año anterior y acumulan un aumento del 52.1% en año 2021.

Por último, el IPIM relevado para la **energía eléctrica** muestra una variación del 1% i.m. en julio de 2021 con un aumento del 44.8% respecto de igual mes del año anterior. Durante el año 2021 aumentó 45.1% acumulado respecto a igual periodo anterior.

		Respecto mes anterior	Igual mes año anterior	Acumulado anual
EMAE	jun.-21	● 2.5%	● 10.8%	● 9.7%
IPI-M	jun.-21	● 10.5%	● 19.1%	● 22.4%
Refinación del petróleo	jun.-21	-	● 11.3%	● 9.7%
Naftas	jun.-21	-	● 19.7%	● 22.8%
Gasoil	jun.-21	-	● 3.7%	● 13.4%
IPIM	jul.-21	● 2.2%	● 63.0%	● 32.7%
IPIM- Petróleo crudo y gas	jul.-21	● 1.9%	● 75.0%	● 45.5%
IPIM- Refinados de petróleo	jul.-21	● 0.2%	● 81.4%	● 52.1%
IPIM-Energía eléctrica	jul.-21	● 1.0%	● 44.8%	● 45.1%

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 115.7% en el acumulado al mes de junio de 2021 respecto a igual periodo del año anterior. Esto implica mayores subsidios por la suma nominal de \$ 252,888 millones.

Tomando la cotización del dólar mayorista promedio del año, los subsidios energéticos sumaron USD 5,162 millones acumulados en 2021.

En cuanto a la desagregación de los subsidios energéticos, las ejecuciones presupuestarias más importantes acumuladas a junio de 2021 fueron para CAMMESA (\$304,897 millones o USD 3,338 millones) que se incrementó 100.5% i.a y ocupó el 73% de las transferencias realizadas, para el Plan Gas no convencional (Resol. 46 MINEM, \$49,582 millones) y para IEASA (\$93,773 millones) con un aumento del 179%.

Los subsidios a la oferta de gas, en total, sumaron \$ 149,000 millones (USD 1,570 millones), es decir un 195% 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 junio de 2021 para gastos de capital fueron \$ 13,406 millones incrementándose en 86.7% respecto a igual periodo de 2020. Esto implica un monto mayor en \$ 7,181 millones respecto a igual periodo de 2020. Las transferencias a IEASA explican la dinámica y se incrementaron 95.4%.

	Acumulado junio 2021	Acumulado a junio 2020	Diferencia \$	% Var. Acumulado
SECTOR ENERGÉTICO	471,410	218,522	252,888	115.7%
CAMMESA	304,897	152,061	152,836	100.5%
Incentivos a la producción de Gas Natural (Ex plan gas)	-	-	-	-
Fondo Fid. para consumo GLP y red de Gas Natural	10,165	5,219	4,946	94.8%
YCRT	4,845	3,450	1,395	40.4%
EBY	-	-	-	-
Plan Gas no Convencional Resolución MINEM N° 46/2017	49,582	15,612	33,970	217.6%
IEASA	93,773	33,526	60,247	179.7%
Compensación distribuidoras de Gas	1,344	395	948	240.0%
Productores de gas Propano	1,230	0	1,230	-
Productores de gas Propano y propano indolido por redes	1,873	0	1,873	-
Otros Beneficiarios sin discriminar	3,701	7,753	-4,052	-52.3%

Fuente: IAE en base a ASAP

	Acumulado junio 2021	Acumulado a junio 2020	Diferencia \$	% Var. Acumulado
SECTOR ENERGÉTICO	13,406	7,181	6,226	86.7%
IEASA	11,054	5,658	5,397	95.4%
Nucleoeléctrica S.A.	-	-	-	-
Fondo Fid. para el transporte eléctrico federal	-	-	-	-
Otros beneficiarios	2,352	1,523	829	54.4%

Fuente: IAE en base a ASAP

3. Situación del mercado eléctrico

- En el mes de julio de 2021 la demanda total de energía eléctrica fue 0.4% menor al mes anterior y 1.8% superior a la del mismo mes del año anterior. En los datos anuales se observa que en los últimos doce meses la demanda fue 1.5% a.a mayor respecto a igual periodo anterior.

En el mes de julio de 2021 la demanda industrial/Comercial se redujo 1.2% i.m. aunque aumentó 17.4% i.a. Esta categoría aumentó su consumo 4% anual.

Por otra parte, la demanda comercial aumentó 0.6% i.m. en julio de 2021 respecto de junio y 1.1% i.a. El consumo anual de la categoría Comercial fue 1.3% menor.

El consumo Residencial se redujo 0.4% i.m. explicado principalmente por factores climáticos y estacionales afectados por los efectos de la pandemia. Por otra parte, la demanda fue 4% menor a la de julio de 2020 y creció 1.9% anual.

En la categoría comercial el efecto de la pandemia redujo significativamente el consumo de energía eléctrica respecto del año anterior. En julio, 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 0.5% i.m en julio de 2021 y 2.6% i.a. respecto a igual mes del año anterior. Por otra parte, en los últimos doce meses la oferta neta fue 3.8% superior a igual periodo anterior.

- La generación neta local aumentó 0.3% i.m. en julio de 2021 y 6.1% i.a. respecto del mismo mes del año anterior. La generación local en los últimos doce meses tuvo un incremento del 4.8% anual.

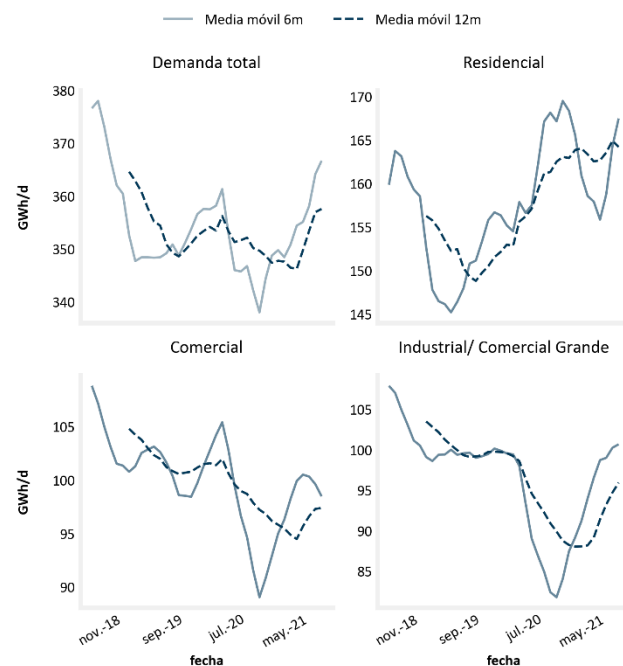
En los datos desagregados i.a se observa crecimiento en la generación Nuclear, Renovable y Térmica que aumentaron 49.5%, 67.6% y 21% i.a. respectivamente. En los últimos doce meses la generación Renovable y Térmica muestran crecimiento positivo con una variación del 53% y 11.2% a.a. respecto a igual periodo anterior. Mientras que la generación Hidráulica y Nuclear disminuyeron 22% y 9.4% anualmente.

- La generación a través de energías renovables definidas en la Ley 27.191 aumentó 11.3% i.m y 67.6% i.a. en julio de 2021. A su vez, en los últimos doce meses presentó un incremento del 53% respecto a igual periodo anterior.

Demanda de energía eléctrica GWh/d				
	Comercial	Ind./Comercial	Residencial	Total
jul.-20	98.7	84.0	210.4	393.0
jun.-21	99.2	99.8	202.7	401.7
jul.-21	99.7	98.6	201.9	400.3
12 meses ant.	98.7	92.3	161.2	352.1
12 meses	97.4	95.9	164.2	357.6
Var. % i.m	0.6%	-1.2%	-0.4%	-0.4%
Var. % i.a	1.1%	17.4%	-4.0%	1.8%
Var. % a.a	-1.3%	4.0%	1.9%	1.5%

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
jul.-20	114.4	23.8	30.8	224.7	15.3	393.7	409.1
jun.-21	59.2	35.5	46.4	275.6	1.1	416.6	417.7
jul.-21	58.7	35.5	51.6	272.0	2.0	417.8	419.8
12 meses ant.	88.5	27.7	28.4	217.8	5.5	362.3	367.7
12 meses	69.0	25.1	43.5	242.2	1.9	379.8	381.7
Var. % i.m	-1.0%	0.2%	11.3%	-1.3%	84.8%	0.3%	0.5%
Var. % i.a	-48.7%	49.5%	67.6%	21.0%	-86.9%	6.1%	2.6%
Var. % a.a	-22.0%	-9.4%	53.0%	11.2%	-65.1%	4.8%	3.8%

Fuente: IAE en base a CAMMESA

Hubo un aumento anual en las categorías: Biogas, Biomasa, Eólica y Solar se incrementaron 17.1%, 98.8%, 59.3% y 74% respectivamente. Por otra parte, la generación Hidráulica Renovable disminuye 2.5% 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 74% del total Renovable.

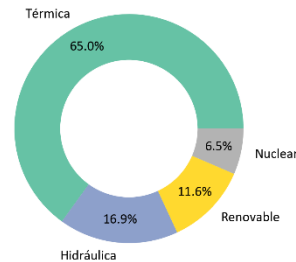
Generación por fuente renovable - Ley 27.191 GWh/d						
	Biogas	Biomasa	Eólica	Hidro Renovable	Solar	Total Renovable
jul.-20	0.9	1.4	24.4	1.9	2.2	30.8
jun.-21	1.1	2.5	37.2	2.0	3.5	46.4
jul.-21	1.2	2.2	41.7	2.1	4.5	51.6
12 meses ant.	0.8	0.9	20.3	3.6	2.9	28.4
12 meses	0.9	1.8	32.3	3.5	5.0	43.5
Var. % i.m	9.8%	-12.9%	12.0%	2.6%	27.3%	11.3%
Var. % i.a	35.1%	51.7%	70.7%	9.7%	107.1%	67.6%
Var. % a.a	17.1%	98.8%	59.3%	-2.5%	74.0%	53.0%

Fuente: IAE en base a CAMMESA

La participación de generación a través de energías Renovables definidas en la Ley 27.191 fue del 12.4% en julio y del 11.6% 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 10.5% del total generado en los últimos doce meses mientras que la hidráulica representa el 19% de la generación neta local.

Composición de la generación eléctrica por fuente - Año 2021



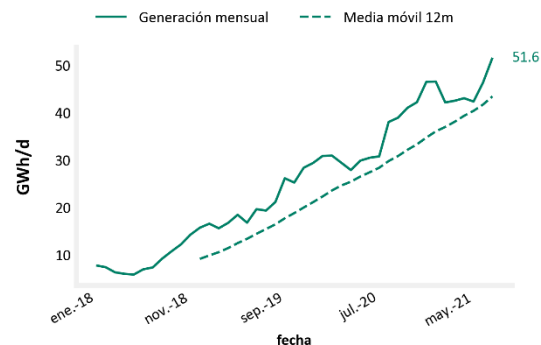
IAE en base a CAMMESA

- Precios y costos de la energía:** los datos indican que en julio de 2021 el costo monómico (costo promedio de generación eléctrica) respecto del mes anterior tuvo un incremento del 2.8% i.m y del 80.4% i.a, mientras que el precio monómico estacional (lo que paga la demanda en promedio) se redujo 0.6% i.m. en julio de 2021 y aumentó 13.7% 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 63% 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 julio. A su vez, en julio 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.

Con estos valores, el precio promedio que paga la demanda alcanzó a cubrir el 28.5% de los costos de generación en julio de 2021. En el mismo mes de 2020 el precio promedio pagado por la demanda cubrió el 45% de los costos de generación eléctrica. Esto revela que desde este punto de vista hubo un retroceso en la cobertura de los costos de 17 puntos porcentuales.

En el contexto de la pandemia del coronavirus Covid-19, y la cuarentena obligatoria, los ingresos de los

Generación Renovable (Ley 27.191) | 2018 - Hoy



IAE en base a CAMMESA

Costo y precio de la energía eléctrica mayorista (\$/Mwh)		
	Costo	Precio Estacional
jul.-20	4,644.2	2,100.2
jun.-21	8,145.4	2,401.7
jul.-21	8,376.8	2,387.9
12 meses ant.	3,884.3	2,161.8
12 meses	5,539.0	2,258.1
Var. % i.m	2.8%	-0.6%
Var. % i.a	80.4%	13.7%
Var. % a.a	42.6%	4.5%

Fuente: IAE en base a CAMMESA

hogares e industrias se han resentido fuertemente y, de manera temporal, el congelamiento de las tarifas de energía eléctrica ha sido un mecanismo válido para no deteriorar aún más esta delicada situación. Sin embargo, el descalce entre costos, precio y tarifas de la energía eléctrica se ha mantenido por un periodo prolongado mientras los costos crecen 42.6% anual, el precio que paga la demanda lo hace en solo 4.5%.

Por otra parte, las Provincias han actualizado los cuadros tarifarios, al igual que las concesiones bajo Jurisdicción Nacional. Sin embargo, el precio de la energía se mantiene prácticamente 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.

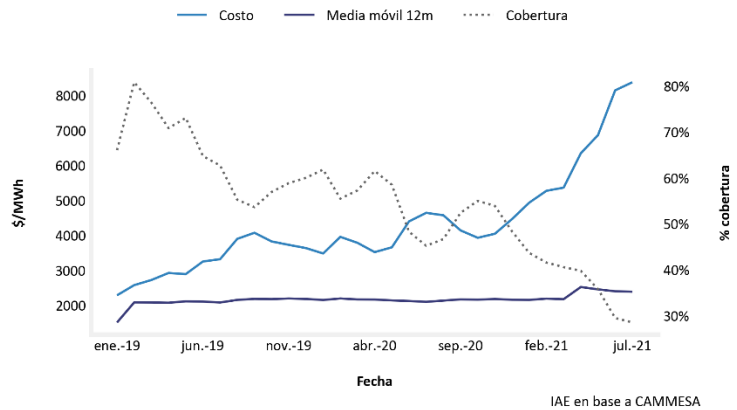
Por último, se observa que el precio que pagó la demanda ha cubierto en promedio el 41% de los costos de generación durante los últimos doce meses.

- **La potencia instalada** en julio de 2021 fue de 42,557 MW, mientras que la potencia máxima bruta ha sido de 24,816 MW.

- **En julio de 2021 el consumo de combustibles en la generación eléctrica** muestra un aumento del gas natural del 14.7% i.m y del 49.9% i.a. El consumo de gasoil se redujo 33% i.m y fue 23.8% menor al de julio de 2020.

En cuanto a la variación en los últimos doce meses, **el Consumo de Gas Natural se redujo 1.1% durante el periodo, mientras que se consumió 114.9% más de Gas Oil.**

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



IAE en base a CAMMESA

Potencia instalada julio 2021

Potencia instalada (MW)	Potencia máxima bruta (MW)	Potencia máxima histórica (MW)
42,557	24,816 01/07/2021	26,450 25/01/2021

Fuente: IAE en base a CAMMESA

Consumo de combustibles en generación eléctrica

	Carbón (MTn.)	Fuel Oil (MTn.)	Gas Natural (MMm3)	Gasoil (Mm3)
jul.-20	115.7	176.8	678.6	338.0
jun.-21	85.3	91.6	886.8	384.8
jul.-21	79.9	95.3	1017.0	257.7
12 meses ant.	353.5	315.2	12,114.8	641.9
12 meses	695.9	846.7	11,983.8	1,379.4
Var. % i.m	-6.4%	4.0%	14.7%	-33.0%
Var. % i.a	-31.0%	-	49.9%	-23.8%
Var. % a.a	96.8%	168.6%	-1.1%	114.9%

Fuente: IAE en base a CAMMESA

4. Hidrocarburos

Upstream

Petróleo

- En julio de 2021, la producción de petróleo aumentó 1.9% respecto del mes anterior y 8.8% i.a respecto de igual mes de 2020. Por otra parte, en los últimos doce meses la producción acumulada fue 2% inferior respecto a igual periodo anterior.

En el mes de julio de 2021 la producción total muestra un aumento de 8.8% respecto al mismo mes de 2020. Este aumento está impulsado por la cuenca Neuquina y en menor medida por las cuencas Cuyana y Austral. La cuenca Neuquina, donde se encuentra Vaca Muerta, aumentó su producción 4.3% i.m respecto al mes anterior, mientras que es 18% i.a mayor respecto a julio de 2020. La cuenca Golfo San Jorge (la segunda cuenca productora en importancia), redujo la producción 1.1% i.m. respecto de junio de 2021 y disminuyó 0.4% i.a.

En la cuenca Austral la producción se redujo 0.3% i.m. y aumentó 6.4% i.a. Mientras que en la cuenca Cuyana aumentó 1.6% i.m. y 2.4% i.a.

La Cuenca Noroeste redujo su producción 0.1% i.m. y 18.9% i.a.

La producción de petróleo acumulada durante los últimos doce meses fue 2% inferior a la de igual periodo anterior.

La Cuenca Neuquina representa el 50% de la producción y es la única que crece anualmente con una tasa de 3.8% a.a., mientras que la Cuenca Golfo de San Jorge, con el 41% del total, se presenta con una disminución del 7.1% anual.

La Cuenca Noroeste presenta una reducción del 10.7% en el acumulado en doce meses, la Cuenca Cuyana disminuye 8.3% anual y la cuenca Austral 7.6%.

Desagregando por los principales operadores, se observa que YPF (47% de la producción total de petróleo) redujo la producción 0.4% en julio respecto al mes anterior mientras que fue 5.6% superior respecto de igual mes del año anterior y 2.4% menor en el acumulado de los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior.

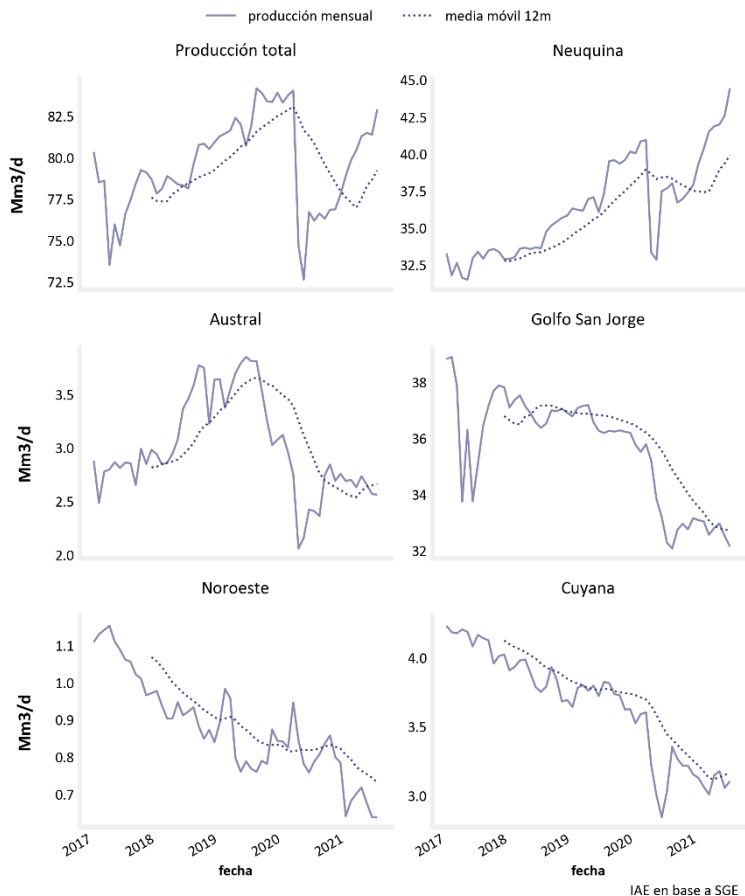
Pan American Energy, con una participación del 20% en el total, aumentó la producción 0.3% respecto del mes anterior mientras disminuyó 1.5% i.a. La producción anual de PAE es 5.3% a.a. menor.

Pluspetrol, y Tecpetrol aumentan su producción 13.2%, y 19.3% i.a respectivamente. A su vez, estas empresas redujeron la producción acumulada en doce meses en 2.6% y 5.5% a.a respectivamente. Por otra parte, SINOPEC aumentó la producción 3.8% i.a. aunque disminuye 18.2% a.a. mientras que Vista aumentó la producción 9.6% i.m., 66.3% i.a y 42.8% anualmente. El conjunto de las empresas restantes reduce su producción anual 2% a.a.

Producción de Petróleo por cuenca - Mm3/d						
	Austral	GSJ	Neuquina	Noroeste	Cuyana	Total
jul.-20	2.4	32.3	37.7	0.8	3.0	76.2
jun.-21	2.6	32.5	42.6	0.6	3.1	81.4
jul.-21	2.6	32.2	44.5	0.6	3.1	82.9
12 meses ant.	2.9	35.2	38.5	0.8	3.4	80.8
12 meses	2.7	32.7	39.9	0.7	3.2	79.2
Var. % i.m	-0.3%	-1.1%	4.3%	-0.1%	1.6%	1.9%
Var. % i.a	6.4%	-0.4%	18.0%	-18.9%	2.4%	8.8%
Var. % a.a	-7.6%	-7.1%	3.8%	-10.7%	-8.3%	-2.0%

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
jul.-20	16.1	4.3	2.1	2.4	3.1	36.0	12.2	76.2
jun.-21	15.8	4.3	2.1	2.5	4.6	38.2	13.8	81.4
jul.-21	15.9	4.8	2.2	2.8	5.1	38.0	14.0	82.9
12 meses ant.	16.9	4.3	2.8	2.4	2.8	37.8	13.8	80.8
12 meses	16.0	4.2	2.3	2.3	4.1	36.9	13.5	79.2
Var. % i.m	0.3%	11.7%	3.9%	13.4%	9.6%	-0.4%	2.0%	1.9%
Var. % i.a	-1.5%	13.2%	3.8%	19.3%	66.3%	5.6%	14.6%	8.8%
Var. % a.a	-5.3%	-2.6%	-18.2%	-5.5%	42.8%	-2.4%	-2.0%	-2.0%

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV

Crudo convencional y no convencional

- La producción de petróleo convencional, que representa el 71.9% del total, se redujo 0.1% i.m. respecto del mes anterior y 0.7% i.a. A su vez, disminuyó 8.8% en los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior.
- La producción de petróleo no convencional, que ocupa el 28.1% del total anual, aumentó 6.2% i.m en julio de 2021 respecto al mes anterior. Además, creció 36.1% respecto a igual mes de 2020 y 21.3% en los últimos doce meses.

La producción de petróleo no convencional se incrementó 36.1% i.a. debido al aumento del 38% i.a en el Shale que compensó una disminución del 0.2% i.a en la producción de Tight oil.

La producción Shale Oil en los últimos doce meses aumentó 24.6% mientras que la de Tight se redujo 25.7% 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 9.2% en la producción conjunta de Convencional y Tight que representan el 73% del total de la producción nacional.

Producción de Petróleo por tipo y subtipo de recurso - Mm3/d					
	Convencional	No convencional	Shale	Tight	% NC
jul.-20	56.6	19.6	18.6	1.0	25.7%
jun.-21	56.3	25.1	24.2	0.9	30.8%
jul.-21	56.2	26.7	25.7	1.0	32.2%
12 meses ant.	62.5	18.4	17.1	1.2	22.7%
12 meses	57.0	22.3	21.4	0.9	28.1%
Var. % i.m	-0.1%	6.2%	6.2%	7.1%	
Var. % i.a	-0.7%	36.1%	38.0%	-0.2%	
Var. % a.a	-8.8%	21.3%	24.6%	-25.7%	

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV

Gas natural

- La producción de gas natural aumentó 2.9% i.m. en julio 2021 respecto al mes anterior y 3% i.a. Por otra parte, la producción acumulada de los últimos doce meses fue 7.5% inferior al año anterior.

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

Las cuencas Neuquina, Cuyana y Golfo de San Jorge presentan un incremento inter anual del 8.3%, 1.1% y 1.2% i.a. respectivamente. En la cuenca Austral la producción disminuyó 7.4% i.a y en Noroeste 9.1% i.a.

La producción acumulada en los últimos doce meses muestra una significativa declinación en las principales Cuencas del país: en la Cuenca Neuquina disminuye 8.4% a.a. mientras que en la cuenca Austral es 4.3% 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 9.2%, y 8.6% a.a respectivamente. La cuenca Cuyana disminuye la producción anual 5.9% a.a.

Desagregando por principales operadores se observa que YPF, que produce el 26% del gas en Argentina, aumentó la producción en julio de 2021 respecto a mayo 4.1% i.m. mientras produce 11.1% más de gas que en igual mes del año anterior. A su vez, la producción acumulada de YPF en los últimos doce meses fue 16.7% a.a. inferior. En los últimos doce meses, **YPF ha perdido 5.3 puntos porcentuales en la participación anual de la producción total, esto es equivalente a 6.4 MMm3/día** aunque viene recuperándose conforme al aumento en la producción. **La producción total acumulada durante los últimos doce meses se redujo 7.5% (9.7 MMm3).** Por su parte, en el mismo periodo la producción acumulada de YPF se redujo 16.7% (6.4 MMm3/d) explicando el 66% de la caída de la producción total de gas en el periodo.

Total Austral aporta el 27% de la producción total y disminuyó 8.3% i.a. su producción respecto a julio de 2020 mientras que durante los últimos doce meses su producción acumulada se encuentra estancada.

Pan American, que representa el 11% de la producción total, aumentó la producción 1.5% i.a respecto a julio de 2020. Por otra parte, disminuye su producción anual 3.5% a.a.

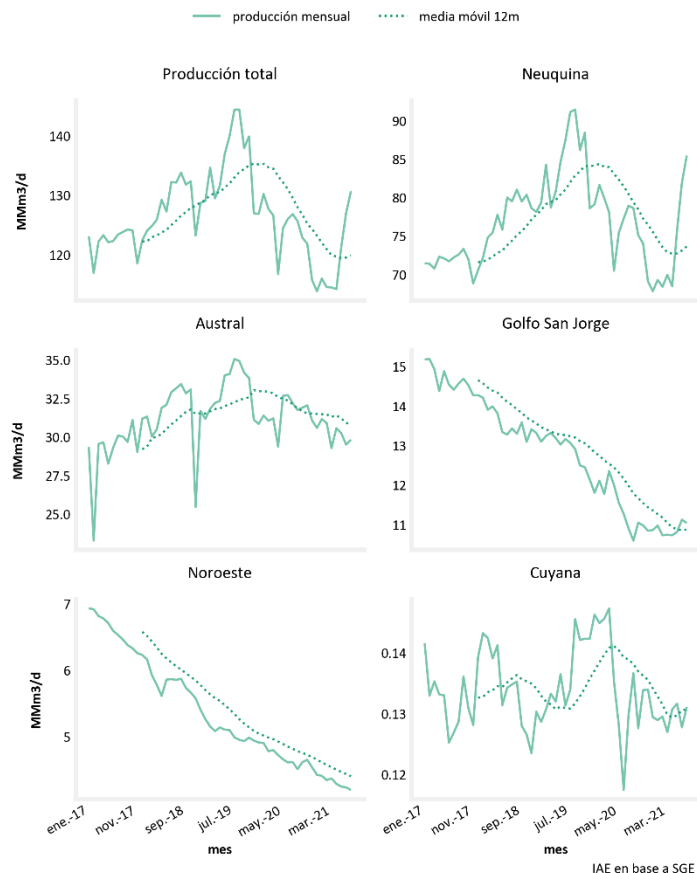
Tecpetrol con un peso 11% en el total, **aumentó su producción 5.1% i.a.** A su vez, **la producción acumulada en doce meses fue 5.1% a.a inferior respecto a igual periodo anterior.**

Estas cuatro empresas representan el 76% del total del gas producido y en conjunto redujeron 7.7% 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**

Producción de Gas Natural por cuenca - MMm3/d						
	Austral	GSJ	Neuquina	Noroeste	Cuyana	Total
jul.-20	32.2	10.9	79.0	4.6	0.1	126.8
jun.-21	29.5	11.1	82.0	4.2	0.1	127.0
jul.-21	29.8	11.0	85.5	4.2	0.1	130.7
12 meses ant.	32.1	12.0	80.5	4.8	0.1	129.6
12 meses	30.7	10.9	73.7	4.4	0.1	119.8
Var. % i.m	1.1%	-0.7%	4.3%	-0.9%	2.6%	2.9%
Var. % i.a	-7.4%	1.2%	8.3%	-9.1%	1.1%	3.0%
Var. % a.a	-4.3%	-9.2%	-8.4%	-8.6%	-5.9%	-7.5%

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV

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



Producción de Gas Natural por principales operadoras- MMm3/d									
	CGC	Total Austral	PAE	Pampa energía	Pluspetrol	Tecpetrol	YPF	Otras	Total
jul.-20	4.5	34.1	13.4	6.4	5.8	16.6	33.5	13.1	126.8
jun.-21	4.5	30.7	14.0	6.8	6.2	16.4	35.7	12.7	127.0
jul.-21	4.6	31.2	13.6	7.6	6.4	17.4	37.2	12.6	130.7
12 meses ant.	-	32.3	13.5	6.0	5.3	14.4	38.2	12.6	129.6
12 meses	-	32.2	13.0	6.4	5.4	13.7	31.8	12.6	119.8
Var. % i.m	1.5%	1.7%	-2.6%	11.0%	4.7%	6.3%	4.1%	-0.5%	2.9%
Var. % i.a	1.8%	-8.3%	1.5%	18.6%	11.7%	5.1%	11.1%	-3.5%	3.0%
Var. % a.a	-	-0.1%	-3.5%	5.6%	1.6%	-5.1%	-16.7%	-0.3%	-7.5%

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV

liderado por YPF que explica el 84% 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 56.5% del total, se redujo 0.1% i.m. en julio de 2021 respecto al mes anterior mientras disminuyó 8% i.a respecto a julio de 2020 y 7.4% a.a. en el acumulado de los últimos doce meses.
- La producción de gas natural no convencional aumentó 5.9% i.m. en julio de 2021 respecto al mes anterior, mientras fue 17.3% i.a. superior respecto de julio de 2020. Por otra parte, continúa presentando una caída anual levemente mayor a la del convencional ya que disminuye 7.6% en el acumulado de doce meses. La producción anual de Shale y Tight gas se reducen anualmente.

La producción de gas no convencional aumentó 17.3% i.a. debido a un incremento en el Shale y Tight del 28% y 2.4% i.a. respectivamente.

La producción acumulada en doce meses de shale gas, que representa el 25.2% de la producción total, disminuye 4.5% mientras que la de Tight disminuye 11.6% anual, representando el 18.3% de la producción total. De esta manera, la producción de gas natural no convencional acumulada durante doce meses representó el 43.5% del total y presentó una caída del 7.6% a.a. respecto a igual periodo anterior.

Como se ha señalada reiteradamente, es importante destacar que el 75% de la producción de gas natural (Convencional + Tight) declina 8.5% anual.

Vaca Muerta en perspectiva

La producción de petróleo en la formación Vaca Muerta, en la cuenca Neuquina, aumentó 6.2% i.m, 38.2% i.a. y 24.7% durante los últimos doce meses. Representa el 28.8% 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 16.3% a.a.

La producción de gas natural en Vaca Muerta aumentó 7.8% i.m. y 28.8% i.a. aunque disminuyó 4.4% a.a durante los últimos doce meses. Vaca Muerta representa el 26.2% 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 4.6% mientras que la producción de YPF fue 16.4% a.a menor. Por otra parte, Total mantiene prácticamente invariante su producción en Vaca Muerta durante los últimos doce meses con una reducción de sólo 0.3% a.a..

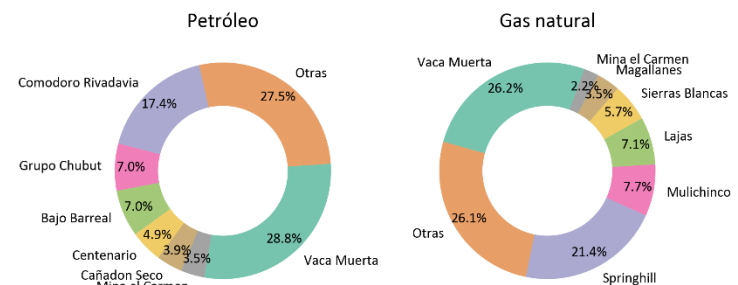
Producción de Gas Natural por tipo y subtipo de recurso - MMm3/d					
	Convencional	No convencional	Shale	Tight	% NC
jul.-20	71.5	55.3	32.2	23.1	43.6%
jun.-21	65.7	61.3	38.5	22.8	48.2%
jul.-21	65.8	64.9	41.2	23.7	49.6%
12 meses ant.	73.1	56.4	31.6	24.8	43.6%
12 meses	67.7	52.1	30.2	21.9	43.5%
Var. % i.m	0.1%	5.9%	7.1%	3.7%	
Var. % i.a	-8.0%	17.3%	28.0%	2.4%	
Var. % a.a	-7.4%	-7.6%	-4.5%	-11.6%	

Fuente: IAE en base a SGE - Capítulo IV

Vaca Muerta : Producción de Petróleo por principales operadoras - Mm3/d								
	PAE	Pluspetrol	Shell	Tecpetrol	Vista	YPF	Otras	Total petróleo Vaca Muerta
jul.-20	1.4	0.7	1.5	0.7	1.5	11.8	0.9	18.6
jun.-21	1.4	0.9	2.6	0.7	3.1	14.3	1.2	24.2
jul.-21	1.6	1.1	2.8	1.0	3.5	14.4	1.3	25.7
12 meses ant.	1.4	0.5	1.3	0.6	1.0	11.0	1.3	17.1
12 meses	1.3	0.7	2.0	0.6	2.5	12.8	1.4	21.4
Var. % i.m	18.3%	20.0%	8.7%	29.8%	15.0%	0.6%	5.8%	6.2%
Var. % i.a	13.1%	50.6%	83.3%	42.2%	138.7%	21.7%	39.0%	38.2%
Var. % a.a	-7.7%	51.0%	51.2%	-9.0%	156.3%	16.3%	11.8%	24.7%

Fuente: IAE en base a SGE - Capítulo IV

Principales formaciones productivas | Año 2021



IAE en base a SGE

Vaca Muerta : Producción de Gas Natural por principales operadoras - MMm3/d								
	Exxon	PAE	Pluspetrol	Tecpetrol	Total Austral	YPF	Otras	Total Gas Vaca Muerta
jul.-20	1.2	1.8	2.7	13.7	4.7	7.4	0.8	32.2
jun.-21	0.9	2.9	3.4	13.8	4.1	12.0	1.5	38.5
jul.-21	0.9	2.7	3.7	14.8	4.1	13.9	1.5	41.5
12 meses ant.	1.4	1.7	2.1	11.5	4.7	9.2	1.0	31.7
12 meses	1.0	2.1	2.6	11.0	4.7	7.7	1.2	30.3
Var. % i.m	-6.3%	-8.2%	10.2%	7.4%	-0.2%	16.0%	2.8%	7.8%
Var. % i.a	-24.9%	49.0%	37.4%	7.8%	-12.7%	87.3%	96.1%	28.8%
Var. % a.a	-26.6%	18.1%	23.9%	-4.6%	-0.3%	-16.4%	24.7%	-4.4%

Fuente: IAE en base a SGE - Capítulo IV

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 6.1% aportando 0.7 MMm3/d adicionales.

Downstream

- En el mes de julio de 2021 **las ventas de naftas y gasoil aumentaron 10.7% i.m. y 24.2% i.a.**, en este último caso se mide contra un mes con registros de consumo bajos debido al ASPO. **Durante los últimos doce meses la demanda de combustibles líquidos aumentó 2.6% a.a** respecto a igual periodo anterior.

El aumento observado en las ventas de combustibles i.a está explicado por un incremento del 14.1% i.a en las ventas de Gasoil y del 46% 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 del año 2020, debido a su utilización principalmente en transporte y carga. A su vez, los datos indican que en julio hubo una variación significativa del consumo de gasoil respecto de los últimos cinco meses, periodo en el que 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. Desagregando las ventas de naftas, en julio de 2021 se observa un incremento respecto a igual mes del año anterior en la nafta Súper (40.3% i.a) y en las ventas de nafta Ultra (64.8% 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 43.9% y 6.2% i.a. respectivamente.

Por otra parte, **las ventas de Gasoil acumuladas durante los últimos doce meses aumentaron 3.4% respecto a igual periodo anterior:** las ventas de Gasoil Ultra fueron 8.2% mayores mientras que las de Gasoil Común, que ocupa el 75% del gasoil comercializado, aumentaron 1.9% a.a.

Las ventas acumuladas de **Naftas aumentaron 1.4% en los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior** debido a un aumento del 5% en las ventas de nafta Ultra (25% del total comercializado) y del 0.3% en la Nafta Súper.

Durante los últimos doce meses **YPF aumentó las ventas acumuladas de gasoil 1.3% a.a. aunque las de naftas se redujeron 0.9% a.a. respecto a iguales meses del año anterior.**

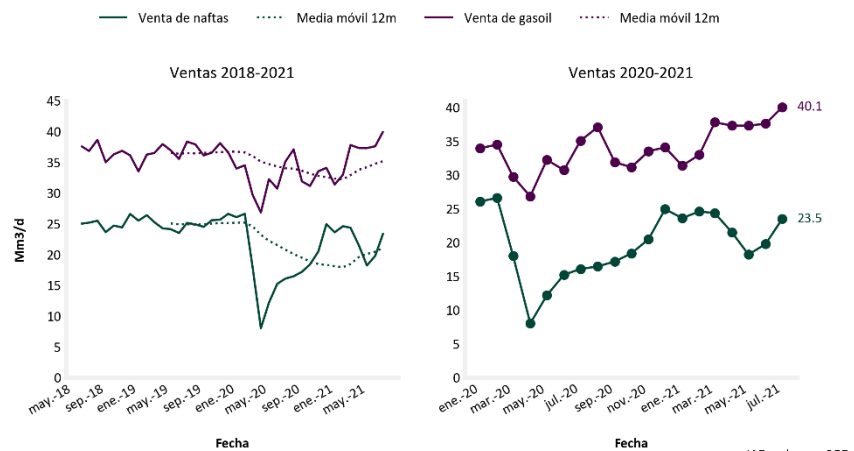
- El Gas entregado** en el mes de junio de 2021 (últimos datos disponible) fue 142 MMm3/d. **Las entregas totales aumentaron 8% i.a. La demanda acumula una reducción del 3.5% (4.1 MMm3/d menos) en los últimos doce meses corridos** respecto a igual periodo del año anterior.

En términos desagregados por tipo de usuarios, el Gas entregado a los usuarios residenciales aumentó 5.9% i.a a la vez que en el acumulado del último año móvil presenta un aumento del 4.3% respecto a igual periodo del año anterior. Por otra parte, el Gas entregado a la

Venta de principales combustibles líquidos Mm3/d							
	Gasoil Común	Gasoil Ultra	Nafta Súper	Nafta Ultra	Total Gasoil	Total Nafta	Total Combustibles
jul.-21	27.7	7.4	12.3	3.8	35.1	16.1	51.2
jun.-21	28.6	9.0	14.9	4.9	37.6	19.8	57.4
jul.-21	29.4	10.6	17.3	6.2	40.1	23.5	63.6
12 meses ant.	25.9	8.1	15.6	5.2	34.0	20.8	54.8
12 meses	26.4	8.8	15.7	5.4	35.2	21.1	56.3
Var. % i.m	3.0%	17.7%	15.9%	27.3%	6.5%	18.7%	10.7%
Var. % i.a	6.2%	43.9%	40.3%	64.8%	14.1%	46.0%	24.2%
Var. % a.a	1.9%	8.2%	0.3%	5.0%	3.4%	1.4%	2.6%

Fuente: IAE en base a SGE

Ventas de combustibles 2018-Hoy | Mm3/d

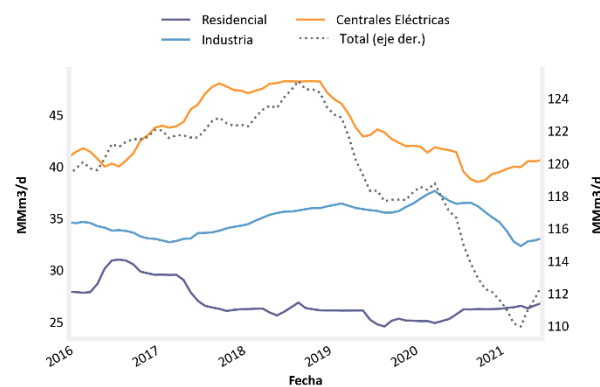


IAE en base a SGE

Demanda de gas por redes MMm3/d								
	Residencial	Comercial	Entes oficiales	Industria	Centrales Eléctricas	SDB	GNC	Total
jun.-20	47.9	3.8	1.4	29.8	40.4	3.7	4.6	131.5
may.-21	36.8	3.8	1.5	31.4	38.1	2.9	5.5	120.1
jun.-21	50.7	5.0	2.2	32.1	42.1	4.0	5.9	142.0
12 meses ant.	25.7	3.6	1.1	36.4	41.4	2.5	5.9	116.7
12 meses	26.8	3.1	1.0	33.1	40.6	2.2	5.7	112.6
Var. % i.m	37.6%	31.2%	42.5%	2.1%	10.5%	38.7%	8.3%	18.3%
Var. % i.a	5.9%	33.1%	52.1%	7.9%	4.2%	7.5%	29.6%	8.0%
Var. % a.a	4.3%	-13.1%	-9.5%	-9.1%	-1.8%	-13.2%	-3.6%	-3.5%

Fuente: IAE en base a ENARGAS

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



IAE en base a ENARGAS

Industria fue 2.1% i.m. y 7.9% i.a. mayor. A su vez, presenta una reducción anual de 9.1% a.a.

Las Centrales Eléctricas consumieron 10.5% más en junio de 2021 respecto del mes anterior, mientras que aumentaron su demanda 4.2% i.a a la vez que acumulan una reducción del 1.8% anual en el consumo.

Precios: recuperación consolidada

- El precio del barril de petróleo **BRENT** en julio de 2021 fue de USD/bbl 74.1 cual implica un precio 1% mayor respecto al mes anterior mientras que es 71.5% superior al registrado en julio de 2020. Por otra parte, el precio del barril de crudo **WTI** fue USD/bbl 72.5 teniendo una variación positiva del 1.6% respecto del mes anterior y un aumento del 78.1% respecto a julio 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 superiores a los pre-pandemia.

- El barril argentino del tipo **Escalante** tuvo un precio de USD/bbl 64.4 en julio de 2021 esto implica un aumento del 4.8% respecto al mes anterior mientras fue 87.4% mayor al precio de julio de 2020. Por otra parte, el barril del tipo **Medanito** muestra un precio que se ubicó en los USD/bbl 54.3 en el mes de julio de 2021: 1.6% menor al mes anterior y 31.1% superior respecto al de igual mes del año anterior.

- El precio spot del gas natural **Henry Hub** fue de USD 3.84 MMBtu (millón de Btu) en julio de 2021. Así, el precio principal que rige en el NYMEX de USA aumentó 17.8% respecto al mes anterior y 116% 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 3.49 USD/MMBtu en julio de 2021 lo cual implica un precio 0.6% mayor al mes anterior y 41.3% superior a igual mes del año 2020.

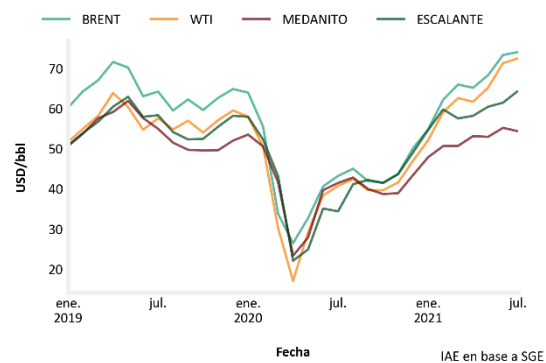
- El Precio de importación del GNL.** Según se publica en la web de IEASA, el precio promedio de las compras del año 2021 fue de 8.33 USD/MMBtu, mientras que para el año 2020 había sido de USD 2.96 USD/MMBtu. Por otra parte, los datos de comercio exterior indica que en julio el precio de GNL importado fue de USD/MMBtu 7.60.

El gas importado por gasoductos de Bolivia (y marginalmente de Chile) tuvo un precio de importación de 5.92 USD/MMBTU para el mes de julio de 2021. Esto representa un precio 12% mayor al del mes anterior y 49% superior al de igual mes del año

Precios del petróleo USD/bbl				
	BRENT	WTI	Escalante	Medanito
jul.-20	43.2	40.7	34.4	41.4
jun.-21	73.4	71.3	61.5	55.2
jul.-21	74.1	72.5	64.4	54.3
Var. % i.m	1.0%	1.6%	4.8%	-1.6%
Var. % i.a	71.5%	78.1%	87.4%	31.1%

Fuente: IAE en base a SGE

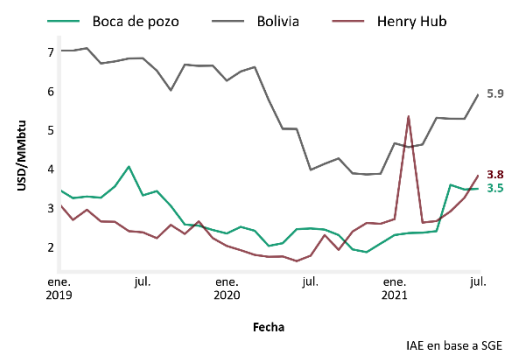
Precios del petróleo | 2019-Hoy | USD/bbl



Precios del Gas Natural USD/MMbtu				
	Boca de pozo Arg.	Bolivia	GNL	Henry Hub
jul.-20	2.47	3.98	2.74	1.77
jun.-21	3.47	5.29	7.61	3.26
jul.-21	3.49	5.92	7.60	3.84
Var. % i.m	0.6%	12.0%	-0.2%	17.8%
Var. % i.a	41.3%	49.0%	177.6%	116.9%

Fuente: IAE en base a SGE y EIA

Precios del gas | 2018-Hoy | USD/MMbtu



2020. Este precio es 69% más alto que el precio del gas local.

5. Biocombustibles

- La **producción de Bioetanol** en base a maíz y caña de azúcar aumentó en junio de 2021 respecto al mes anterior 23.5% i.m. y fue 9.9% i.a. mayor. En el cálculo acumulado durante los últimos 12 meses al mes de referencia la producción es 4.4% inferior.

A su vez, las ventas bajaron en junio de 2021 respecto al mes anterior 18.4% i.m. y son 5.6% i.a. superiores a igual mes del año anterior. A su vez, fueron 5.5% menores en el cálculo acumulado de doce meses respecto a igual periodo anterior.

- La **producción de Biodiesel** se redujo en junio de 2021 respecto al mes anterior 9.4% i.m. y fue 28% i.a. superior respecto al mismo mes del año anterior. A su vez, la producción es 32.6% a.a. menor en el último año móvil.

En junio de 2021 las ventas de biodiesel se redujeron respecto a abril 50.4% i.m. Por otra parte, las ventas fueron 91.4% i.a. menores a las registradas el mismo mes de año anterior. En el año móvil registra una caída del 72.6% a.a.

Las exportaciones de Biodiesel acumuladas en los últimos 12 meses a junio de 2021 fueron 15.3% mayores a igual periodo del año anterior.

- Por último, la **producción total de biocombustibles** medida en toneladas se redujo en junio de 2021 2.8% i.m. y aumentó 22.8% i.a. respecto a junio de 2020. En el acumulado para el último año móvil es 24.3% inferior.

6. Balanza comercial energética

- La **balanza comercial energética** del mes de julio de 2021 se muestra deficitaria en USD 362 millones. En julio de 2021 las exportaciones aumentaron 15.6% i.a. mientras que las importaciones fueron 163% i.a. mayores. En 2021 se observa un déficit acumulado de USD 715 millones con las exportaciones creciendo 8.6% y las importaciones incrementándose 75.9% a.a.

- Los índices de valor, precio y cantidad** indican que en julio de 2021 se exportó un 48.2% menos de combustible y energía en términos de cantidades respecto de julio de 2020, mientras que los precios de exportación aumentaron 128% i.a. dando como resultado un aumento en el valor exportado del 15.6% i.a.

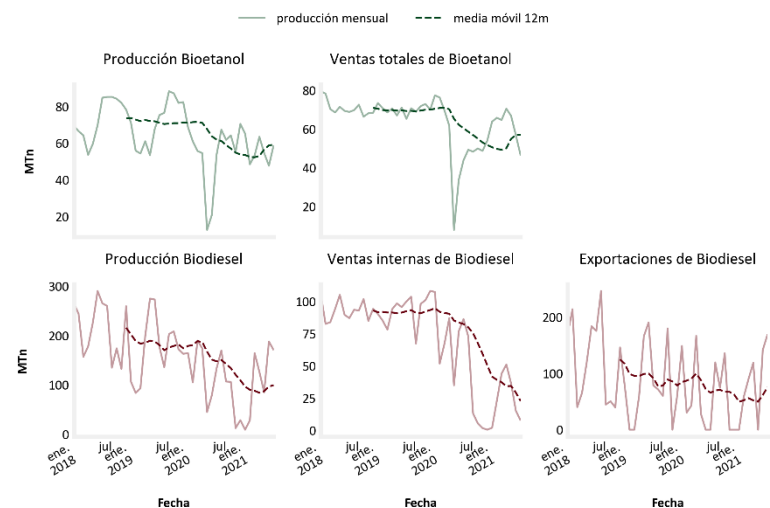
Por otra parte, las importaciones de combustibles y lubricantes aumentaron 58.1% en cantidades en julio de 2021 respecto a igual mes de 2020, mientras que en precios se observa un aumento del 67.1%. Esto generó un incremento en el valor importado del 163% i.a.

En el cálculo acumulado a julio de se observa una reducción en las cantidades exportadas del 31.2% mientras las importaciones aumentaron 58%. A su vez,

	Bioetanol Miles de Tn.		Biodiesel Miles de Tn.			Total en miles de Tn.
	Producción	Ventas totales	Producción	Ventas internas	Exportación	
jun.-20	53.6	43.9	133.1	86.3	0.0	186.7
may.-21	47.7	56.8	188.1	15.1	141.8	235.7
jun.-21	58.9	46.3	170.4	7.4	169.3	229.2
12 meses ant.	743.0	724.4	1,772.1	989.4	787.8	2,515.1
12 meses	710.4	684.6	1,194.4	271.3	907.9	1,904.8
Var. % i.m.	23.5%	-18.4%	-9.4%	-50.8%	19.4%	-2.8%
Var. % i.a.	9.9%	5.6%	28.0%	-91.4%	-	22.8%
Var. % a.a.	-4.4%	-5.5%	-32.6%	-72.6%	15.3%	-24.3%

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
jul.-20	35	308	273
jul.-21	-362	356	718
Acumulado 2020	399	2,104	1,705
Acumulado 2021	-715	2,284	2,999
% i.a.	-	15.6%	163.0%
% var. a.a.	-	8.6%	75.9%

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 julio de 2020	Valor	15.6%	163.0%
	Precio	128.0%	67.1%
	Cantidad	-48.2%	58.1%
Respecto al acumulado a julio de 2021	Valor	8.6%	75.9%
	Precio	57.7%	11.4%
	Cantidad	-31.2%	58.0%

Fuente: IAE en base a INDEC

los precios energéticos de exportación aumentaron 57.7% mientras que los de importación fueron 11.4% a.a superiores. Esto implica que el valor exportado en energía aumentó 8.6%, y el valor importado se incrementó 75.9% durante los siete meses de 2021.

- Según datos de comercio exterior, las **exportaciones medidas en cantidades** de los principales combustibles para el acumulado en los últimos doce meses muestran menores ventas al exterior de petróleo (-19.7%) y de Gas Natural (-79%). La exportación de Gas Natural durante los últimos doce meses fue de 343.9 MMm3, esto equivale a 0.93 MMm3/d.

En cuanto a las **importaciones**, hubo una disminución en las compras de naftas al exterior del 25.7% a.a durante los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior.

Por otra parte, se importó un total de 235.7 Mm3 de Gasoil (concentrados principalmente entre septiembre de 2020 y enero de 2021), presentando un incremento importante debido a que las importaciones de igual periodo anterior fueron bajas. Es importante destacar que **en junio de importó el mayor volumen de gasoil desde abril de 2014.**

Las importaciones totales de gas natural de Bolivia y Chile fueron 23.3% i.a. menores en julio de 2021 respecto a igual mes del año anterior mientras presenta un aumento del 6.3% en 12 meses.

En los últimos 12 meses las compras de GNL por barco fueron 85.8% 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 23.2 MMm3/d, esto es un 25% superior a igual periodo anterior. La exportación registrada por comercio exterior ha sido de 0.93 MMm3/d anuales.

Principales productos energéticos exportados - Cantidades				
	Butano (Mtn.)	Gas Natural (MMm3)	Petróleo (Mm3)	Propano (MTn.)
jul.-20	42.1	9.4	411.4	46.4
jun.-21	7.0	8.4	116.5	2.1
jul.-21	12.5	18.4	162.4	10.1
12 meses ant.	538.1	1,636.9	3,407.1	668.4
12 meses	374.6	343.9	2,734.6	527.7
Var. % i.m	78.5%	120.1%	39.4%	390.9%
Var. % i.a	-70.4%	94.7%	-60.5%	-78.2%
Var. % a.a	-30.4%	-79.0%	-19.7%	-21.0%

Fuente: IAE en base a SGE

Principales productos energéticos importados - Cantidades				
	GNL (MMm3)	Gas Natural (MMm3)	Gasoil (Mm3)	Nafta (Mm3)
jul.-20	579.4	588.1	0.0	0.0
jun.-21	765.6	417.8	81.2	0.0
jul.-21	1055.0	450.9	0.0	0.0
12 meses ant.	1,616.9	5,172.1	0.0	358.6
12 meses	3,004.0	5,497.4	235.7	266.3
Var. % i.m	37.8%	7.9%	-	-
Var. % i.a	82.1%	-23.3%	-	-
Var. % a.a	85.8%	6.3%	-	-25.7%

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.