INSTITUTO ARGENTINO DE LA ENERGÍA "GENERAL MOSCONI"
www.iae.org.ar
iae@iae.org.ar
Tel: 4334-7715/6751
Lic. Julián Rojo
julian.rojo@iae.org.ar
@julianrojo_

Informe de Tendencias Energéticas Octubre de 2021

Resumen ejecutivo

Producción de Hidrocarburos

En septiembre de 2021 la **producción de petróleo aumentó 11% i.a. y 1% a.a**. en los últimos 12 meses.
La producción de petróleo convencional se redujo 2.8% i.a. y cayó 6.8% a.a. en los últimos 12 meses. En cambio, la producción no convencional (28% del total) se incrementó 53.3% i.a y 26.8% a.a.

En septiembre de 2021 la **producción de Gas aumentó 7.9% i.a y se redujo 4.3% a.a.** La producción de Gas convencional (56% del total) se redujo 9.2% i.a y 7.1% a.a.
La producción no convencional aumentó 31.3% i.a. aunque disminuyó en los últimos doce meses 0.6% a.a.
La **cuenca Neuquina con el 62% 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 3.7% a.a en su producción.

Variable	Unidad	Fecha	mes	mes anterior	mes año anterior	% i.m.	% i.a.	% 12 meses i.a.
Generación eléctrica local	GWh/d	sep.-21	378.4	411.5	344.8	-8.0%	9.7%	7.6%
Producción de petróleo	Mm3/d	sep.-21	84.7	82.4	76.3	2.8%	11.0%	1.0%
Producción de petróleo Convencional	Mm3/d	sep.-21	56.0	56.2	57.6	-0.3%	-2.8%	-6.8%
Producción de petróleo No Convencional	Mm3/d	sep.-21	28.7	26.2	18.7	9.5%	53.3%	26.8%
Producción de gas natural	MMm3/d	sep.-21	132.6	133.7	122.8	-0.8%	7.9%	-4.3%
Producción de gas natural Convencional	MMm3/d	sep.-21	64.3	65.6	70.8	-2.0%	-9.2%	-7.1%
Producción de gas No Convencional	MMm3/d	sep.-21	68.3	68.0	52.0	0.4%	31.3%	-0.6%
Producción de Bioetanol	MTn.	ago.-21	81.0	78.2	61.8	3.6%	31.1%	4.7%
Producción de Biodiesel	MTn.	ago.-21	182.5	218.2	106.8	-16.4%	71.0%	-22.9%
Demanda Eléctrica	GWh/d	sep.-21	345.7	376.1	334.8	-8.1%	3.2%	3.2%
Venta de combustibles	Mm3/d	sep.-21	63.6	61.5	49.1	3.4%	29.6%	9.5%
Naftas	Mm3/d	sep.-21	25.0	24.0	17.2	4.2%	45.2%	14.8%
Gasoil	Mm3/d	sep.-21	38.6	37.6	31.9	2.9%	21.2%	6.5%
Gas natural entregado a usuarios	MMm3/d	jul.-21	148.5	142.1	131.4	4.5%	13.0%	-0.8%

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

Demanda

En septiembre de 2021 **las ventas de naftas y gasoil** aumentaron 3.4% i.m., 29.6% i.a. y 9.5% a.a.
Durante los últimos doce meses, las ventas de Gasoil fueron 6.5% mayores respecto a igual periodo anterior, mientras que las ventas de nafta fueron 14.8% superiores.
La demanda total de gas natural aumentó 4.5% i.a. en julio. La demanda acumula una reducción del 0.8% en los últimos doce meses corridos respecto a igual periodo del año anterior.
La **demanda total de Energía Eléctrica** se redujo 8.1% en septiembre de 2021 respecto al mes anterior y aumentó 3.2% respecto a igual mes de 2020. El consumo eléctrico anual presenta un aumento acumulado del 3.2% a.a.

Subsidios energéticos

Según ASAP los subsidios energéticos acumulados a agosto de 2021 fueron $ 615 mil millones, esto es USD 6,642 millones, y aumentaron 128.2% respecto a igual periodo de 2020. CAMMESA lideró las transferencias recibidas con $ 407 mil millones y un aumento de 124%, ocupando el 65% de los fondos ejecutados.

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

1. En octubre se realizó el Seminario Futuro Energético 2021 organizado por el IAE Mosconi. Las presentaciones de los paneles, junto con los videos de las conferencias, son de acceso público y se encuentran en nuestra página web.
    a. Doble falta: sin plan económico ni política energética. Nota en *La Nación* sobre el Seminario.
    b. Entre 2002 y 2020 los subsidios a la energía sumaron USD 143.000 millones, más del triple que la deuda con el FMI. Nota en *Infobae* sobre el seminario.
    c. Transición energética, cambio climático y tasas: temas con los que el IAE desembarcó en Mendoza. Nota en *Sitio Andino* sobre el seminario y la participación de la Regional Oeste.
    d. Suman rechazos al Régimen de Promoción de Inversiones Hidrocarburíferas por no adecuarse a pactos internacionales. Nota en *Los Andes* sobre el seminario.

2. Los subsidios a la energía superarían este año el 2,5% del PBI. El cálculo marca que se excederá con creces la meta marcada en el presupuesto. Los mayores volúmenes demandados y el incremento de sus costos potenciaron la ecuación que será la mayor desde el 2015. *Diario Rio Negro.*

3. Einstoss: "No debe aplicarse un subsidio generalizado". El estado de situación de las tarifas eléctricas y los ajustes que vienen se ponen en el centro de la escena. *La Mañana Neuquén.*

4. Presupuesto 2022: ¿Cuánto aumentarán las tarifas? Alejandro Einstoss en *Nuevos Papeles.*

5. Martínez dijo que no habrá aumentos tarifarios este año y que la segmentación comenzará en 2022. *Ámbito.*

6. Ley de Promoción de Hidrocarburos: un proyecto inconveniente. Nicolás Gadano en *Perfil.*

7. Los ex Secretarios de Energía se expidieron sobre la Ley de Promoción de Hidrocarburos. *El Estacionero.*

8. Gasoducto Vaca Muerta: el Gobierno estudia usar el aporte de las grandes fortunas para el "Néstor Kirchner". El Gobierno analiza usar unos u$s 500 millones del "impuesto a la riqueza" para financiar el nuevo gasoducto a Vaca Muerta y acelerar su construcción. *El Cronista.*

9. Guerra entre Martínez y Cabandié por la propuesta ambiental argentina en la COP26. *Energia On Line.*

10. Aportes a la política nuclear argentina. Diego Grau para *Memo.*

1. Indicadores de actividad económica y precios

- El **EMAE** (estimador de actividad económica) muestra para el mes de agosto de 2021 un aumento del 1.1% respecto al mes anterior mientras que la actividad fue 12.8% superior respecto al mismo mes del 2020 (i.a) y 10.8% 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 agosto de 2021 una variación negativa del 0.6% respecto al mes anterior mientras que fue 13.8% i.a. mayor. En el acumulado del año 2021 crece 19.9% respecto a igual periodo del año anterior.
  Desagregando el índice, la actividad referida a la **refinación de petróleo** aumentó 13.7% i.a. y 9.8% en el acumulado de 2021. En particular, la refinación de petróleo para naftas aumentó 33.5% i.a y 24% acumulado, mientras la de Gasoil aumentó 3.5% i.a y 9.8% acumulado en el año 2021.

- Los precios mayoristas **(IPIM)** aumentaron 2.8% en septiembre de 2021 respecto del mes anterior. A su vez, tuvo una variación del 59.1% respecto de igual mes de 2020 y acumula un incremento del 39.8% en 2021.
  El IPIM relevado para **petróleo crudo y gas** tuvo variación positiva del 0.9% i.m, mientras que fue 60.4% i.a. superior respecto a igual mes del año anterior y acumula un aumento del 43.5% en el año 2021.
  Los precios mayoristas referidos a los **productos refinados de petróleo** aumentaron 1.5% i.m respecto del mes anterior. A su vez, se incrementaron 74.9% respecto a igual mes del año anterior y acumulan un aumento del 55.9% en año 2021.
  Por último, el IPIM relevado para la **energía eléctrica** muestra una variación negativa del 0.4% i.m. y positiva del 48.7% i.a. respecto de igual mes del año anterior. Durante el año 2021 aumentó 48.4% acumulado respecto a igual periodo anterior.

		Respecto mes anterior	Igual mes año anterior	Acumulado anual
EMAE	**ago.-21**	1.1%	12.8%	10.8%
IPI-M	**ago.-21**	-0.6%	13.8%	19.9%
Refinación del petróleo	ago.-21	-	13.7%	9.8%
Naftas	ago.-21	-	33.5%	24.0%
Gasoil	ago.-21	-	3.5%	9.8%
IPIM	**sep.-21**	2.8%	59.1%	39.8%
IPIM- Petroleo crudo y gas	sep.-21	0.9%	60.4%	43.5%
IPIM- Refinados de petroleo	sep.-21	1.5%	74.9%	55.9%
IPIM-Energía eléctrica	sep.-21	-0.4%	48.7%	48.4%

Fuente: IAE en base a INDEC

2. Situación fiscal del sector energético

Evolución de los subsidios energéticos

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

Las transferencias para gastos corrientes (los subsidios energéticos) aumentaron 128.2% en el acumulado al mes de agosto de 2021 respecto a igual periodo del año anterior. Esto implica mayores subsidios por la suma nominal de $ 345,771 millones.

Tomando la cotización del dólar mayorista promedio del año, **los subsidios energéticos sumaron USD 6,642 millones acumulados en 2021.**

En cuanto a la desagregación de los subsidios energéticos, las ejecuciones presupuestarias más importantes acumuladas a agosto de 2021 fueron para CAMMESA ($407,832 millones o USD 4,400 millones) que se incrementó 124% i.a y ocupó el 66% de las transferencias realizadas, para IEASA ($123,892 millones) con un aumento del 166% y para el Plan Gas no convencional (Resol. 46 MINEM, $54,011 millones). Los subsidios a la oferta de gas, en total, sumaron $ 199,000 millones (USD 1,940 millones), es decir un 162% más que en igual periodo anterior.

	Acumulado agosto 2021	Acumulado a agosto 2020	Diferencia $	% Var. Acumulado
SECTOR ENERGÉTICO	**615,553**	**269,782**	**345,771**	**128.2%**
CAMMESA	407,832	182,061	225,771	124.0%
Incentivos a la producción de Gas Natural (Ex plan gas)	-	-	-	-
Fondo Fid. para consumo GLP y red de Gas Natural	13,231	6,073	7,158	117.9%
YCRT	5,595	3,450	2,145	62.2%
EBY	1,638	505	1,133	224.3%
Plan Gas no Convencional Resolución MINEM N° 46/2017	54,011	21,970	32,041	145.8%
IEASA	123,892	46,526	77,366	166.3%
Compensación distribuidoreas de Gas	1,854	1,218	636	52.2%
Productores de gas Propano	1,230	0	1,230	-
Productores de gas Propano y propano indulido por redes	1,933	0	1,933	-
Otros Beneficiarios sin discriminar	4,339	7,979	-3,640	-45.6%

Fuente: IAE en base a ASAP

Transferencias para gastos de capital

Las transferencias acumuladas a agosto de 2021 para gastos de capital fueron $ 15,404 millones incrementándose en 111.3% respecto a igual periodo de 2020. Esto implica un monto mayor en $ 8,114 millones respecto a igual periodo de 2020. Las transferencias a IEASA explican la dinámica y se incrementaron 117.5%.

	Acumulado agosto 2021	Acumulado a agosto 2020	Diferencia $	% Var. Acumulado
SECTOR ENERGÉTICO	**15,404**	**7,291**	**8,114**	**111.3%**
IEASA	12,304	5,658	6,647	117.5%
Nucleoeléctrica S.A.	-	-	-	-
Fondo Fid. para el transporte eléctrico federal	-	-	-	-
Otros beneficiarios	3,100	1,633	1,467	89.9%

Fuente: IAE en base a ASAP

3. Situación del mercado eléctrico

- **En el mes de septiembre de 2021 la demanda total de energía eléctrica fue 8.1% menor al mes anterior y 3.2% superior a la del mismo mes del año anterior. En los datos anuales se observa que en los últimos doce meses la demanda fue 3.2% a.a mayor respecto a igual periodo anterior.**

En el mes de septiembre de 2021 la demanda industrial/Comercial aumentó 0.9% i.m. y 14.3% i.a. Esta categoría aumentó su consumo 9.3% anual.

Por otra parte, la demanda comercial se redujo 2% i.m. en septiembre de 2021 respecto del mes anterior y fue 5.7% i.a. mayor a igual mes de 2020. El consumo anual de la categoría Comercial fue 1.2 % mayor.

El consumo Residencial se redujo 16.4% i.m. explicado principalmente por factores climáticos y estacionales. Por otra parte, la demanda fue 4.4% menor a la de septiembre de 2020 y creció 1.1% anual.

En la categoría comercial el efecto de la pandemia redujo significativamente el consumo de energía eléctrica respecto del año anterior. En septiembre, esta categoría aún muestra algunas 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.

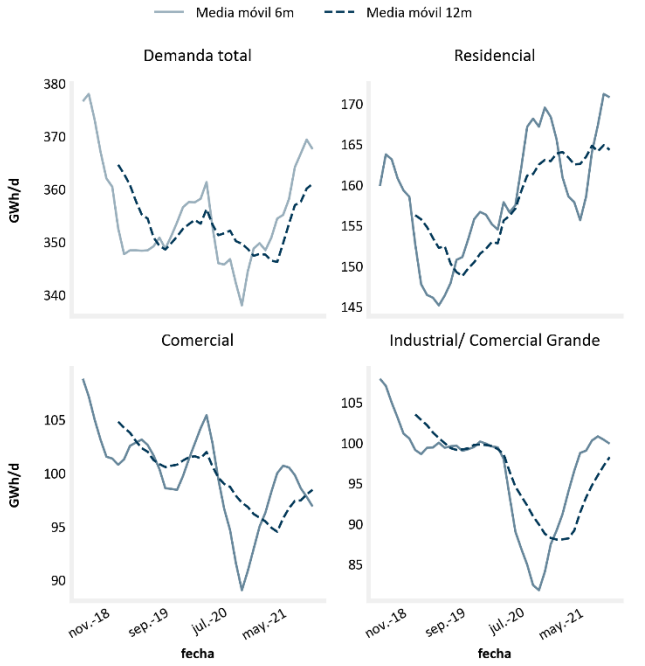
El comportamiento detallado de la demanda durante la pandemia, y su comparación respecto a 2019 y 2020 puede consultarse en el Informe de CAMMESA sobre el comportamiento de la demanda del MEM.

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

Demanda de energía eléctrica | GWh/d				
	Comercial	Ind./Comercial	Residencial	Total
sep.-20	90.4	88.0	156.4	**334.8**
ago.-21	97.5	99.7	178.9	**376.1**
sep.-21	95.5	100.6	149.6	**345.7**
12 meses ant.	97.2	89.9	162.5	**349.7**
12 meses	98.4	98.2	164.3	**361.0**
Var. % i.m	-2.0%	0.9%	-16.4%	**-8.1%**
Var. % i.a	5.7%	14.3%	-4.4%	**3.2%**
Var. % a.a	1.2%	9.3%	1.1%	**3.2%**

Fuente: IAE en base a CAMMESA

Demanda de energía eléctria por categoria tarifaria | 2018 - Hoy | GWh/d



IAE en base a CAMESA

- La **oferta neta de energía** se redujo 5.7% i.m en septiembre de 2021 y aumentó 11.9% i.a. respecto a igual mes del año anterior. Por otra parte, en los últimos doce meses la oferta neta fue 6.7% superior a igual periodo anterior.

- La **generación neta local** disminuyó 8% i.m. en agosto de 2021 y aumentó 9.7% i.a. respecto del mismo mes del año anterior. La generación local en los últimos doce meses tuvo un incremento del 7.6% anual.

En los datos desagregados i.a se observa crecimiento en la generación Renovable y Térmica que aumentaron 25.7% y 16.9% i.a. respectivamente.

En los últimos doce meses la generación Renovable y Térmica muestran crecimiento positivo con una variación del 46.6% y 16.1% a.a. respecto a igual periodo anterior. Mientras que la generación Hidráulica y Nuclear disminuyeron 22.6% y 9% anualmente.

- **La generación a través de energías renovables definidas en la Ley 27.191** se redujo 2.3% i.m y aumentó 25.7% i.a. en septiembre de 2021. A su vez, en los últimos doce meses presentó un incremento del 46.6% respecto a igual periodo anterior.

Oferta de energía eléctrica | GWh/d							
	Hidráulica	Nuclear	Renovable	Térmica	Importación	Generación neta local	Total oferta neta
sep.-20	80.6	29.3	39.0	195.9	2.6	**344.8**	**347.4**
ago.-21	52.2	34.3	50.1	274.9	0.5	**411.5**	**412.1**
sep.-21	74.5	25.9	49.0	229.0	10.2	**378.4**	**388.7**
12 meses ant.	85.3	27.8	30.9	216.0	4.9	**360.0**	**364.9**
12 meses	66.0	25.2	45.3	250.8	2.2	**387.3**	**389.5**
Var. % i.m	42.7%	-24.3%	-2.3%	-16.7%	1774.8%	**-8.0%**	**-5.7%**
Var. % i.a	-7.6%	-11.5%	25.7%	16.9%	294.0%	**9.7%**	**11.9%**
Var. % a.a	-22.6%	-9.0%	46.6%	16.1%	-55.9%	**7.6%**	**6.7%**

Fuente: IAE en base a CAMMESA

Hubo un aumento anual en las categorías: Biogas, Biomasa, Eólica y Solar se incrementaron 21.9%, 96.1%, 48.7% y 78% respectivamente. Por otra parte, la generación Hidráulica Renovable disminuye 2% 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.

La participación de generación a través de energías Renovables definidas en la Ley 27.191 fue del 12.9% en septiembre y del 11.8% 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 10.8% del total generado en los últimos doce meses mientras que la hidráulica representa el 17.9% de la generación neta local.

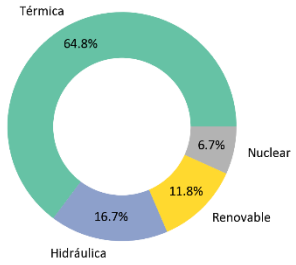
- **Precios y costos de la energía:** los datos indican que en septiembre de 2021 el costo monómico (costo promedio de generación eléctrica) respecto del mes anterior tuvo una reducción del 8.7% i.m y creció 83.1% i.a, mientras que el precio monómico estacional (lo que paga la demanda en promedio) aumentó 2.4% i.m. y 21.3% 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 59.1% i.a mientras que el precio que paga la demanda aumentó considerablemente menos que ambos en el mismo periodo debido al congelamiento tarifario. Esto indica que los costos de generación crecieron por encima de la inflación mayorista en agosto. Por otra parte, en septiembre de 2021, debido a un incremento en los precios que paga la demanda y una leve caída inter mensual del costo de generación, aumentó levemente el nivel de cobertura respecto a la porción del costo de generación que paga la demanda.
  Con estos valores, **el precio promedio que paga la demanda alcanzó a cubrir el 34.7% de los costos de generación en septiembre, mientras en julio y agosto de 2021 fue de 28.5% y 30.9% respectivamente**. En el mismo mes de 2020 el precio promedio pagado por la demanda cubrió el 52% de los costos de generación eléctrica. Esto revela que desde este punto de vista hubo un retroceso en la cobertura de los costos de 18 puntos porcentuales.

Generación por fuente renovable - Ley 27.191 | GWh/d

	Biogas	Biomasa	Eólica	Hidro Renovable	Solar	Total Renovable
sep.-20	0.9	1.7	28.4	3.8	4.2	**39.0**
ago.-21	1.3	2.5	38.9	2.2	5.3	**50.1**
sep.-21	1.3	2.5	35.1	3.6	6.5	**49.0**
12 meses ant.	0.8	1.0	22.6	3.5	3.0	**30.9**
12 meses	1.0	1.9	33.6	3.4	5.4	**45.3**
Var. % i.m	2.2%	-2.3%	-9.6%	68.0%	21.7%	**-2.3%**
Var. % i.a	47.2%	44.2%	23.6%	-4.7%	55.2%	**25.7%**
Var. % a.a	21.9%	96.1%	48.7%	-2.0%	78.0%	**46.6%**

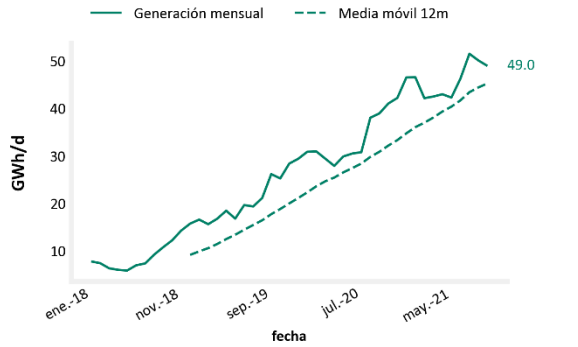
Fuente: IAE en base a CAMMESA

Composición de la generación eleéctrica 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
sep.-20	4,141.6	2,169.6
ago.-21	8,301.6	2,568.9
sep.-21	7,582.7	2,630.9
12 meses ant.	3,946.1	2,158.9
12 meses	6,136.4	2,332.8
Var. % i.m	-8.7%	2.4%
Var. % i.a	83.1%	21.3%
Var. % a.a	55.5%	8.1%

Fuente: IAE en base a CAMMESA

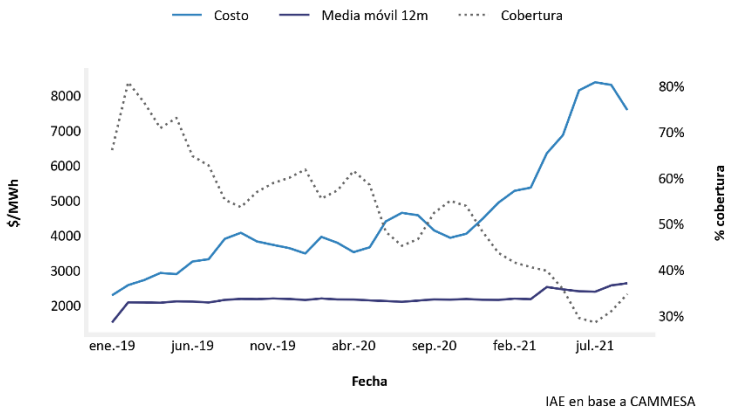
En el contexto de la pandemia del coronavirus Covid-19, y la cuarentena obligatoria, los ingresos de los hogares e industrias se han resentido fuertemente y, de manera temporal, el congelamiento de las tarifas de energía eléctrica ha sido un mecanismo válido para no deteriorar aún más esta delicada situación. Sin embargo, el descalce entre costos, precio y tarifas de la energía eléctrica se ha mantenido por un periodo prolongado mientras los costos crecen 55.5% anual, el precio que paga la demanda lo hace en solo 8.1%.

Por otra parte, las Provincias han actualizado los cuadros tarifarios, al igual que, parcialmente, las concesiones bajo Jurisdicción Nacional. Sin embargo, el precio de la energía 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 38% de los costos de generación durante los últimos doce meses.

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



IAE en base a CAMMESA

- **En septiembre de 2021 el consumo de combustibles en la generación eléctrica** muestra una reducción del gas natural del 25.2% i.m y un aumento del 5.3% i.a. El consumo de gasoil aumentó 27.6% i.m y fue 168% mayor al de septiembre de 2020. En cuanto a la variación en los últimos doce meses, **el Consumo de Gas Natural aumentó 3.7% durante el periodo, mientras que se consumió 124.1% más de Gas Oil y 149.8% más de Fuel Oil.**

Consumo de combustibles en generación eléctrica

	Carbón (MTn.)	Fuel Oil (MTn.)	Gas Natural (MMm3)	Gasoil (Mm3)
sep.-20	14.1	16.7	855.2	47.1
ago.-21	84.2	30.7	1203.4	99.1
sep.-21	95.8	66.4	900.5	126.5
12 meses ant.	399.9	345.8	11,903.4	670.2
12 meses	791.8	863.6	12,339.7	1,501.9
Var. % i.m	13.8%	116.1%	-25.2%	27.6%
Var. % i.a	578.7%	-	5.3%	168.4%
Var. % a.a	98.0%	149.8%	3.7%	124.1%

Fuente: IAE en base a CAMMESA

4. Hidrocarburos

Upstream

Petróleo

- **En septiembre de 2021, la producción de petróleo aumentó 2.8% respecto del mes anterior y 11% i.a respecto de igual mes de 2020. Por otra parte, en los últimos doce meses la producción acumulada fue 1% superior respecto a igual periodo anterior.**

En el mes de septiembre de 2021 la producción total muestra un aumento de 11% respecto al mismo mes de 2020. Este aumento está impulsado por la cuenca Neuquina que aumentó la producción 4.8% i.m respecto al mes anterior, mientras que es 24.8% i.a mayor respecto a septiembre de 2020.

La cuenca Golfo San Jorge (la segunda cuenca productora en importancia), aumentó la producción 1.1% i.m. respecto del mes anterior y redujo 0.2% i.a.

En la cuenca Austral la producción se redujo 2% i.m. y disminuyó 10.2% i.a. Mientras que en la cuenca Cuyana se redujo 3.2% i.m y 6.6% i.a.

La Cuenca Noroeste redujo su producción 0.4% i.m. y 21.2% i.a.

La Cuenca Neuquina representa el 51% de la producción y es la única que crece anualmente con una tasa de 8.1% a.a., mientras que la Cuenca Golfo de San Jorge, con el 41% del total, se presenta con una disminución del 5.3% anual.

Desagregando por los principales operadores, se observa que YPF (47% de la producción total de petróleo) aumentó la producción 4.8% en septiembre respecto al mes anterior mientras que fue 13.5% superior respecto de igual mes del año anterior y 0.8% mayor en el acumulado de los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior.

Pan American Energy, con una participación del 20% en el total, aumentó la producción 0.7% respecto del mes anterior mientras disminuyó 0.4% i.a. La producción anual de PAE es 4.6% a.a. menor.

Pluspetrol, y Tecpetrol aumentan su producción 10.7%, y 16.8% i.a respectivamente. A su vez, estas empresas redujeron la producción acumulada en doce meses en 0.6% y 0.2% a.a respectivamente.

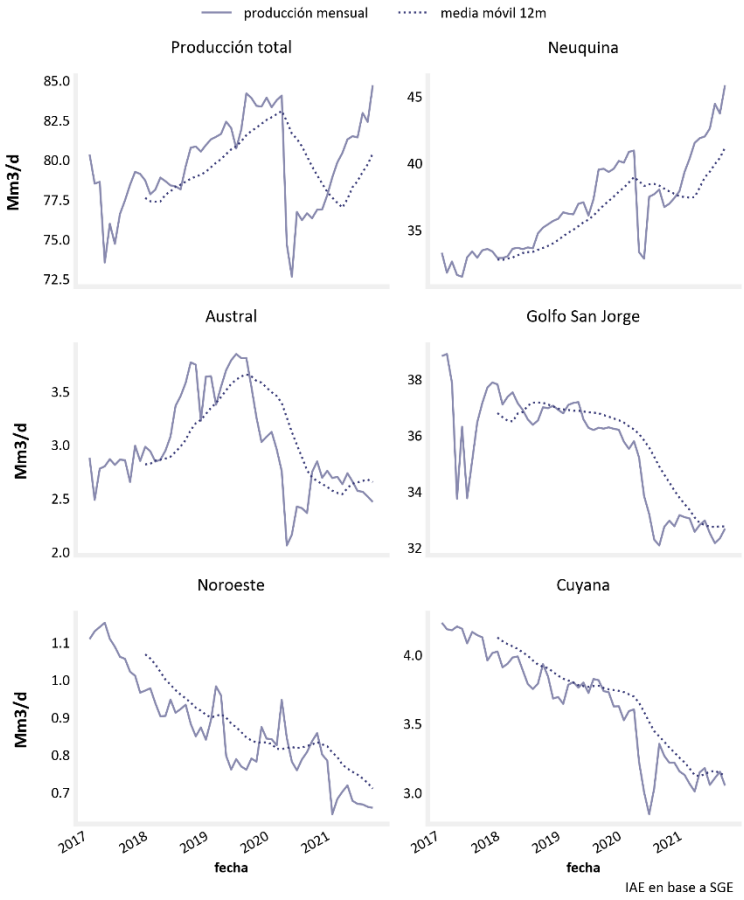
SINOPEC reduce su producción 1% i.m., 5.3% i.a. y 14.2% a.a. Vista aumentó la producción 91.6% i.a y 62.9% anualmente. El conjunto de las empresas restantes muestra su producción anual virtualmente estancada.

Producción de Petróleo por cuenca - Mm3/d

	Austral	GSJ	Neuquina	Noroeste	Cuyana	Total
sep.-20	2.7	32.8	36.7	0.8	3.3	**76.3**
ago.-21	2.5	32.3	43.7	0.7	3.2	**82.4**
sep.-21	2.5	32.7	45.8	0.7	3.1	**84.7**
12 meses ant.	2.7	34.6	38.1	0.8	3.4	**79.6**
12 meses	2.7	32.8	41.2	0.7	3.1	**80.4**
Var. % i.m	-2.0%	1.1%	4.8%	-0.4%	-3.2%	**2.8%**
Var. % i.a	-10.2%	-0.2%	24.8%	-21.2%	-6.6%	**11.0%**
Var. % a.a	-1.6%	-5.3%	8.1%	-14.2%	-7.3%	**1.0%**

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV

Producción de petróleo | 2017-Hoy | Mm3/d



IAE en base a SGE

Producción de Petróleo por principales operadoras- Mm3/d

	PAE	Pluspetrol	SINOPEC	Tecpetrol	Vista	YPF	Otras	Total
sep.-20	16.2	4.2	2.3	2.3	2.4	35.3	13.5	**76.3**
ago.-21	16.0	4.7	2.2	2.7	4.9	38.2	13.6	**82.4**
sep.-21	16.2	4.6	2.2	2.7	4.7	40.1	14.3	**84.7**
12 meses ant.	16.7	4.3	2.6	2.4	2.7	37.2	13.6	**79.6**
12 meses	16.0	4.3	2.3	2.3	4.4	37.5	13.6	**80.4**
Var. % i.m	0.7%	-2.2%	-1.0%	0.5%	-4.5%	4.8%	5.2%	**2.8%**
Var. % i.a	-0.4%	10.7%	-5.3%	16.8%	91.6%	13.5%	5.4%	**11.0%**
Var. % a.a	-4.6%	-0.6%	-14.2%	-0.2%	62.9%	0.8%	0.0%	**1.0%**

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV

Crudo convencional y no convencional

- **La producción de petróleo convencional, que representa el 70.6% del total, se redujo 0.3% i.m. respecto del mes anterior y 2.8% i.a. A su vez, disminuyó 6.8% en los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior.**

- **La producción de petróleo no convencional, que ocupa el 29.4% del total anual, aumentó 9.5% i.m en septiembre de 2021 respecto al mes anterior. Además, creció 53.3% respecto a igual mes de 2020 y 26.8% en los últimos doce meses.**

  La producción de petróleo no convencional se incrementó 53.3% i.a. debido al aumento del 54.4% i.a en el Shale mientras se observa una reducción del 2.8% i.a en la producción de Tight oil.
  La producción Shale Oil en los últimos doce meses aumentó 26.8% mientras que la de Tight se redujo 21.8% en el mismo periodo. **El Shale Oil es el único subtipo de petróleo que aumenta en términos anuales debido a que el Tight Oil presenta una importante disminución**. En este sentido, en los últimos doce meses **se observa una caída del 7.1% en la producción conjunta de Convencional y Tight** que representan el 72% del total de la producción nacional.

Producción de Petróleo por tipo y subtipo de recurso - Mm3/d

	Convencional	No convencional	Shale	Tight	% NC
sep.-20	57.6	18.7	17.7	1.0	24.5%
ago.-21	56.2	26.2	25.1	1.0	31.8%
sep.-21	56.0	28.7	27.7	1.0	33.8%
12 meses ant.	60.9	18.6	17.5	1.2	23.4%
12 meses	56.8	23.6	22.7	0.9	29.4%
Var. % i.m	-0.3%	9.5%	10.2%	-6.2%	
Var. % i.a	-2.8%	53.3%	56.4%	-2.8%	
Var. % a.a	-6.8%	26.8%	30.0%	-21.8%	

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV

Gas natural

- **La producción de gas natural se redujo 0.8% i.m. en septiembre 2021 respecto al mes anterior y fue 7.9% i.a. mayor. Por otra parte, la producción acumulada de los últimos doce meses fue 4.3% inferior al año anterior.**

En los últimos doce meses, la producción de gas natural disminuyó en todas las cuencas.
Las cuencas Neuquina y Cuyana presentan un incremento inter anual del 17% y 10.5% i.a. respectivamente. En las cuencas Austral y GSJ la producción disminuyó 6.6% y 3.9% i.a. En la cuenca Noroeste disminuyó 11.4% 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 3.7% a.a. mientras que en la cuenca Austral es 4% a.a. menor. Estas dos cuencas concentran el 87% del total de gas producido en el país.
Sumados a la cuenca Neuquina, en los últimos doce meses la producción de gas natural presentó una fuerte disminución en las cuencas Golfo San Jorge y Noroeste que disminuyen 6.7%, y 9% a.a respectivamente. La cuenca Cuyana disminuye la producción anual 3.4% a.a.

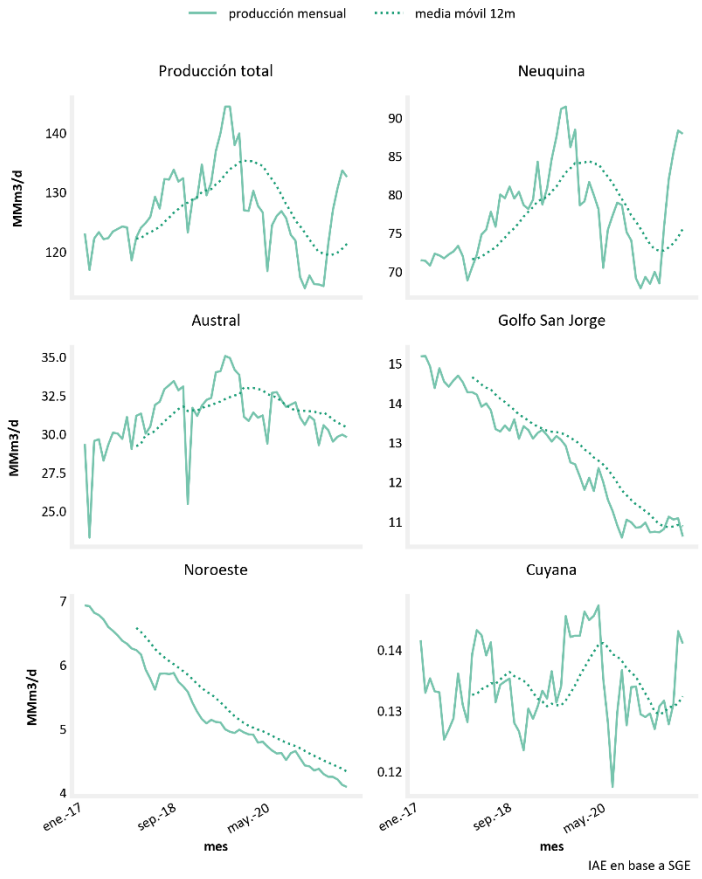
Desagregando por principales operadores se observa que YPF, que produce el 27% del gas en Argentina, aumentó la producción en septiembre 18.7% i.a. respecto igual mes del año anterior. A su vez, la producción acumulada de YPF en los últimos doce meses fue 9.7% a.a. inferior y explica el 65% de la disminución total anual.
Total Austral aporta el 26% de la producción total y disminuyó 10.4% i.a. su producción que durante los últimos doce meses su producción acumulada fue 1.9% a.a inferior.
Pan American, que representa el 11% de la producción total, aumentó la producción 1.3% i.a. Por otra parte, disminuye su producción anual 1% a.a.
Tecpetrol con un peso 12% en el total, aumentó su producción 31.6% i.a. A su vez, la producción acumulada en doce meses fue 1.5% a.a superior respecto a igual periodo anterior.
Estas cuatro empresas representan el 76% del total del gas producido y en conjunto redujeron 4% su producción acumulada en los últimos doce meses. Esto indica que la producción anual de las principales empresas productoras gas en Argentina se encuentra en un retroceso que es liderado por YPF que explica el 87% de la caída en la producción de estas cuatro principales productoras.

Producción de Gas Natural por cuenca - MMm3/d

	Austral	GSJ	Neuquina	Noroeste	Cuyana	Total
sep.-20	31.9	11.1	75.1	4.6	0.1	**122.8**
ago.-21	30.0	11.1	88.3	4.1	0.1	**133.7**
sep.-21	29.8	10.6	87.9	4.1	0.1	**132.6**
12 meses ant.	31.7	11.7	78.5	4.8	0.1	**126.7**
12 meses	30.4	10.9	75.6	4.3	0.1	**121.3**
Var. % i.m	-0.6%	-4.2%	-0.5%	-0.8%	-1.4%	**-0.8%**
Var. % i.a	-6.6%	-3.9%	17.0%	-11.4%	10.5%	**7.9%**
Var. % a.a	-4.0%	-6.7%	-3.7%	-9.0%	-3.4%	**-4.3%**

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
sep.-20	4.7	33.9	13.6	6.5	5.7	13.4	32.6	13.0	**122.8**
ago.-21	4.6	30.8	14.0	8.2	6.8	18.5	38.0	12.9	**133.7**
sep.-21	4.6	30.4	13.4	8.4	6.8	17.6	38.7	12.7	**132.6**
12 meses ant.	-	32.3	13.3	6.1	5.6	14.1	36.2	12.6	**126.7**
12 meses	-	31.7	13.1	6.7	5.6	14.3	32.7	12.5	**121.3**
Var. % i.m	0.3%	-1.4%	-4.1%	3.2%	0.6%	-4.8%	1.9%	-1.5%	**-0.8%**
Var. % i.a	-2.1%	-10.4%	-1.3%	29.8%	19.2%	31.6%	18.7%	-2.6%	**7.9%**
Var. % a.a	-	-1.9%	-1.0%	9.2%	-0.6%	1.5%	-9.7%	-0.3%	**-4.3%**

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV

Gas convencional y gas no convencional

- **La producción de gas natural convencional,** que representa el 55% del total, **se redujo 2% i.m. en septiembre de 2021 respecto al mes anterior mientras disminuyó 9.2% i.a respecto a septiembre de 2020 y 7.1% a.a. en el acumulado de los últimos doce meses**.

- **La producción de gas natural no convencional que ocupa el 45% de la producción aumentó 0.4% i.m. respecto al mes anterior, mientras fue 31.3% i.a. superior respecto a igual mes de 2020 y 0.6% a.a menor.**

La producción de gas no convencional aumentó 31.3% i.a. debido a un incremento en el Shale y Tight del 47.1% y 9.9 i.a. respectivamente.

La producción acumulada en doce meses de shale gas, que representa el 26.7% de la producción total aumenta 4.4% mientras que la de Tight disminuye 7% anual, representando el 18.3% de la producción total.

Como se ha señalada reiteradamente, es importante destacar que **el 73% de la producción de gas natural (Convencional + Tight) declina 7.1% anual.**

Vaca Muerta en perspectiva

La producción de petróleo en la formación Vaca Muerta, en la cuenca Neuquina, aumentó 10.2% i.m. a su vez fue 56.5% i.a. y 30.1% a.a mayor durante los últimos doce meses. Representa el 29.5% 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 21.6% a.a.

La producción de gas natural en Vaca Muerta se redujo 0.2% i.m. y aumentó 48.2% i.a. A su vez, fue 4.7% a.a superior durante los últimos doce meses. Vaca Muerta representa el 27.9% del total del gas producido en el país en 2021. En este caso hay tres operadores de importancia: Tecpetrol que se constituye como el principal operador, YPF y Total Austral.
En la formación Vaca Muerta Tecpetrol aumentó su producción anual 3.2% mientras que la producción de YPF fue 5.8% a.a superior. Por otra parte, Total reduce su producción anual un 5.8% a.a.

Producción de Gas Natural por tipo y subtipo de recurso - MMm3/d

	Convencional	No convencional	Shale	Tight	% NC
sep.-20	70.8	52.0	29.8	22.2	42.3%
ago.-21	65.6	68.0	43.9	24.1	50.9%
sep.-21	64.3	68.3	43.9	24.4	51.5%
12 meses ant.	71.8	54.9	31.0	23.9	43.3%
12 meses	66.7	54.6	32.4	22.2	45.0%
Var. % i.m	-2.0%	0.4%	-0.1%	1.2%	
Var. % i.a	-9.2%	31.3%	47.1%	9.9%	
Var. % a.a	-7.1%	-0.6%	4.4%	-7.0%	

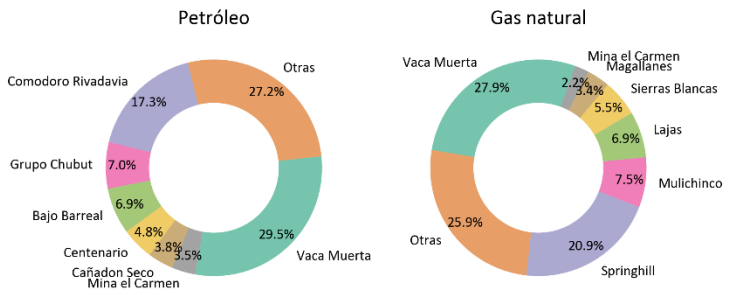
Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV

Vaca Muerta : Producción de Petróleo por principales operadoras - Mm3/d

	PAE	Pluspetrol	Shell	Tecpetrol	Vista	YPF	Otras	Total petróleo Vaca Muerta
sep.-20	1.4	0.7	1.7	0.6	0.9	11.0	1.6	17.7
ago.-21	1.8	1.2	2.1	0.9	3.4	14.5	1.4	25.2
sep.-21	1.6	1.1	2.6	0.9	3.1	16.6	1.8	27.7
12 meses ant.	1.5	0.6	1.4	0.6	0.9	11.1	1.4	17.5
12 meses	1.4	0.8	2.1	0.6	2.9	13.5	1.5	22.8
Var. % i.m	-6.3%	-5.2%	24.7%	1.3%	-8.5%	14.4%	28.4%	10.2%
Var. % i.a	20.8%	48.9%	59.5%	55.0%	262.0%	51.4%	12.6%	56.5%
Var. % a.a	-8.7%	38.6%	50.8%	1.5%	208.2%	21.6%	7.2%	30.1%

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

	Exxon	PAE	Pluspetrol	Tecpetrol	Total Austral	YPF	Otras	Total Gas Vaca Muerta
sep.-20	1.2	2.0	2.7	10.5	5.4	7.1	1.0	29.8
ago.-21	0.8	3.0	4.1	15.9	4.0	14.6	2.0	44.3
sep.-21	0.8	2.9	4.1	15.1	4.1	14.9	2.3	44.2
12 meses ant.	1.3	1.7	2.4	11.3	4.8	8.5	1.0	31.0
12 meses	1.0	2.2	2.8	11.6	4.5	9.0	1.4	32.5
Var. % i.m	7.5%	-2.5%	1.2%	-5.5%	4.2%	2.0%	14.5%	-0.2%
Var. % i.a	-28.4%	47.2%	54.8%	43.0%	-23.3%	108.6%	133.1%	48.2%
Var. % a.a	-28.1%	27.9%	15.4%	3.2%	-5.8%	5.8%	39.6%	4.7%

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV

Downstream

- En el mes de septiembre de 2021 **las ventas de naftas y gasoil aumentaron 3.4% i.m. y 29.6% i.a**. **Durante los últimos doce meses la demanda de combustibles líquidos aumentó 9.5% a.a** respecto a igual periodo anterior.

  El aumento observado en las ventas de combustibles i.a está explicado por un incremento del 21.2% i.a en las ventas de Gasoil y del 45.2 i.a. en las ventas de las naftas. Esta diferencia en las variaciones se debe a que el consumo de gasoil cayó proporcionalmente menos que el de naftas durante el ASPO/DISPO del año 2020, debido a su utilización principalmente en transporte y carga.
  A su vez, los datos indican que en septiembre hubo el consumo de gasoil fue similar al de los últimos cinco meses, incluso con periodos donde hubo días con fuertes restricciones a la circulación. Esto sugiere una recomposición consolidada de la demanda de gasoil que se encuentra en niveles pre-pandemia.
  Por otra parte, **las ventas de Gasoil acumuladas durante los últimos doce meses aumentaron 6.5% respecto a igual periodo anterior:** las ventas de Gasoil Ultra fueron 19% mayores mientras que las de Gasoil Común, que ocupa el 75% del gasoil comercializado, aumentaron 2.7% a.a.
  Las ventas acumuladas de **Naftas aumentaron 14.8% en los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior** debido a un aumento del 21.6% en las ventas de nafta Ultra (25% del total comercializado) y del 12.6% en la Nafta Súper.

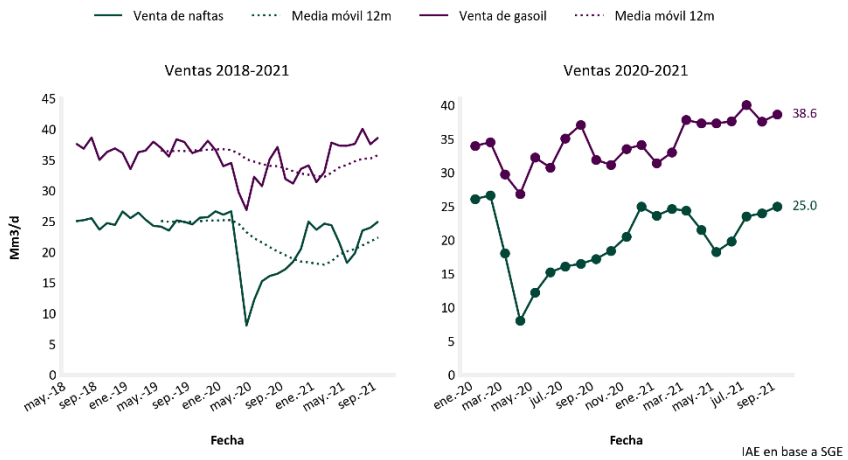
- **El Gas entregado** en el mes de julio de 2021 (últimos datos disponible) fue 148.5 MMm3/d. **Las entregas totales aumentaron 13% i.a. La demanda acumula una reducción del 0.8% (0.9 MMm3/d menos) en los últimos doce meses corridos** respecto a igual periodo del año anterior.
  En términos desagregados por tipo de usuarios, el Gas entregado a los usuarios residenciales se redujo 5.9% i.a a la vez que en el acumulado del último año móvil presenta un aumento del 1.5% respecto a igual periodo del año anterior. Por otra parte, el Gas entregado a la Industria fue 3.9% i.m. y 3.5% i.a. menor. A su vez, presenta una reducción anual de 9.6% a.a.
  Las Centrales Eléctricas consumieron 10.7% más en julio de 2021 respecto del mes anterior, mientras que aumentaron su demanda 73.8% i.a a la vez que acumulan un aumento del 7.1% anual en el consumo.

Venta de principales combustibles liquidos | Mm3/d

	Gasoil Común	Gasoil Ultra	Nafta Súper	Nafta Ultra	Total Gasoil	Total Nafta	Total Combustibles
sep.-20	24.5	7.4	13.1	4.1	31.9	17.2	**49.1**
ago.-21	27.4	10.2	17.6	6.4	37.6	24.0	**61.5**
sep.-21	28.1	10.6	18.3	6.7	38.6	25.0	**63.6**
12 meses ant.	25.8	7.8	14.7	4.8	33.6	19.5	**53.1**
12 meses	26.5	9.3	16.5	5.8	35.8	22.4	**58.2**
Var. % i.m	2.6%	3.8%	3.8%	5.6%	2.9%	4.2%	**3.4%**
Var. % i.a	14.4%	43.5%	39.5%	63.3%	21.2%	45.2%	**29.6%**
Var. % a.a	2.7%	19.0%	12.6%	21.6%	6.5%	14.8%	**9.5%**

Fuente: IAE en base a SGE

Ventas de combustibles 2018-Hoy | Mm3/d



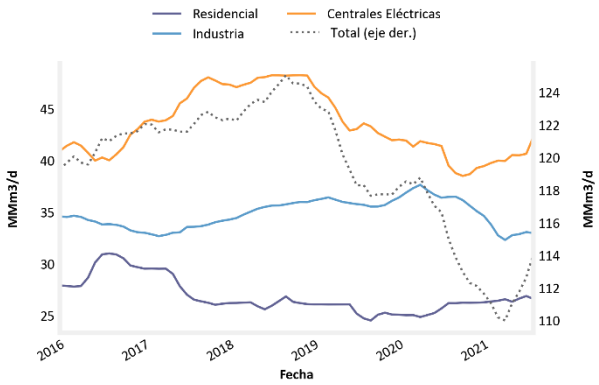
IAE en base a SGE

Demanda de gas por redes | MMm3/d

	Residencial	Comercial	Entes oficiales	Industria	Centrales Eléctricas	SDB	GNC	Total
jul.-20	57.0	4.6	1.8	32.0	26.8	4.4	4.8	**131.4**
jun.-21	50.8	5.0	2.2	32.1	42.1	4.0	5.9	**142.1**
jul.-21	53.6	4.6	2.1	30.9	46.6	4.1	6.5	**148.5**
12 meses ant.	26.2	3.5	1.0	36.5	39.5	2.6	5.7	**115.0**
12 meses	26.6	3.1	1.0	33.0	42.3	2.2	5.9	**114.1**
Var. % i.m	5.5%	-8.2%	-0.2%	-3.9%	10.7%	3.3%	9.4%	**4.5%**
Var. % i.a	-5.9%	-0.9%	22.1%	-3.5%	73.8%	-5.9%	34.7%	**13.0%**
Var. % a.a	1.5%	-10.5%	-1.4%	-9.6%	7.1%	-14.3%	1.8%	**-0.8%**

Fuente: IAE en base a ENARGAS

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



IAE en base a ENARGAS

Precios

- El precio del barril de petróleo **BRENT** en septiembre de 2021 fue de USD/bbl 75 cual implica un precio 6.1% mayor respecto al mes anterior mientras que es 78.9% superior al registrado en igual mes de 2020. Por otra parte, el precio del barril de crudo **WTI** fue USD/bbl 71.4 teniendo una variación positiva del 5.7% respecto del mes anterior y un aumento del 80.2% respecto a igual mes de 2020.
  Los precios del crudo a nivel mundial comenzaron a caer rápidamente a partir de enero de 2020, llegando al mínimo en abril de 2020. Por otra parte, los niveles de precios a partir de julio de 2020 muestran una respuesta al colapso de la demanda mundial de crudo durante la pandemia del Covid-19 y a las dificultades en el almacenamiento disponible. Como se observa, lo precios internacionales ha tenido una considerable recuperación y se presentan crecientes y en niveles superiores a los pre-pandemia.

- El barril argentino del tipo **Escalante** tuvo un precio de USD/bbl 62 en septiembre de 2021 esto implica una disminución del 2.8% respecto al mes anterior mientras fue 46.9% mayor al precio de igual mes de 2020. Por otra parte, el barril del tipo **Medanito** muestra un precio que se ubicó en los USD/bbl 56 en el mes de septiembre de 2021: igual al mes anterior y 40.2% superior respecto al de igual mes del año anterior.

- El precio spot del gas natural **Henry Hub** fue de USD 5.16 MMBtu (millón de Btu) en septiembre de 2021. Así, el precio principal que rige en el NYMEX de USA aumentó 26.8% respecto al mes anterior y 168.8% 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 3.62 USD/MMBtu en septiembre de 2021 lo cual implica un precio 4.3% mayor al mes anterior y 57.4% superior a igual mes del año 2020.

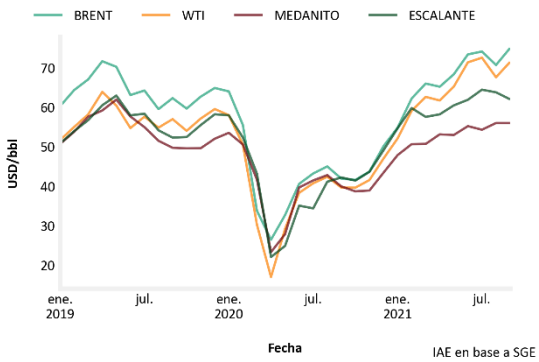
- **El Precio de importación del GNL.** Según se pública en la web de IEASA, el precio promedio de las compras del año 2021 fue de 8.33 USD/MMBtu, mientras que para el año 2020 había sido de USD 2.96 USD/MMbtu. Por otra parte, los datos de comercio exterior indica que en septiembre el precio de GNL importado fue de USD/MMbtu 13.26.
  El gas importado por gasoductos de Bolivia (y marginalmente de Chile) tuvo un precio de importación de 6.34 USD/MMBTU para el mes de septiembre de 2021. Esto representa un precio 4.2% mayor al del mes anterior y 48.5% superior al de igual mes del año 2020. Este precio es 75% más alto que el precio del gas local.

Precios del petróleo USD/bbl

	BRENT	WTI	Escalante	Medanito
sep.-20	41.9	39.7	42.2	39.9
ago.-21	70.7	67.6	63.8	56.0
sep.-21	75.0	71.4	62.0	56.0
Var. % i.m	6.1%	5.7%	-2.8%	0.0%
Var. % i.a	78.9%	80.2%	46.9%	40.2%

Fuente: IAE en base a SGE

Precios del petróleo | 2019-Hoy | USD/bbl



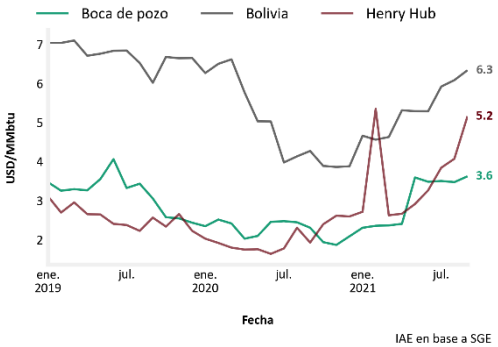
IAE en base a SGE

Precios del Gas Natural | USD/Mmbtu

	Boca de pozo Arg.	Bolivia	GNL	Henry Hub
sep.-20	2.30	4.27	3.51	1.92
ago.-21	3.47	6.09	9.65	4.07
sep.-21	3.62	6.34	13.26	5.16
Var. % i.m	4.3%	4.2%	37.4%	26.8%
Var. % i.a	57.4%	48.5%	277.6%	168.8%

Fuente: IAE en base a SGE y EIA

Precios del gas | 2018-Hoy | USD/MMbtu



IAE en base a SGE

5. Biocombustibles

- La **producción de Bioetanol** en base a maíz y caña de azúcar aumentó en agosto de 2021 respecto al mes anterior 3.6% i.m. y fue 31.1% i.a. mayor. En el cálculo acumulado durante los últimos 12 meses al mes de referencia la producción es 4.7% superior.
  Por otra parte, las ventas aumentaron en agosto de 2021 respecto al mes anterior 12.7% i.m. y son 45.9% i.a superiores a igual mes del año anterior. A su vez, fueron 5.5% mayores en el cálculo acumulado de doce meses respecto a igual periodo anterior.

- La **producción de Biodiesel** se redujo en agosto de 2021 respecto al mes anterior 16.4% i.m. y fue 71% i.a. superior respecto al mismo mes del año anterior. A su vez, la producción es 22.9% a.a menor en el último año móvil.
  Las ventas de biodiesel se redujeron respecto al mes anterior 11.9% i.m. Por otra parte, las ventas fueron 193% i.a. superiores a las registradas el mismo mes de año anterior. En el año móvil registra una caída del 70.5% a.a.
  Las exportaciones de Biodiesel acumuladas en los últimos 12 meses a agosto de 2021 fueron 26.1% mayores a igual periodo del año anterior.

6. Balanza comercial energética

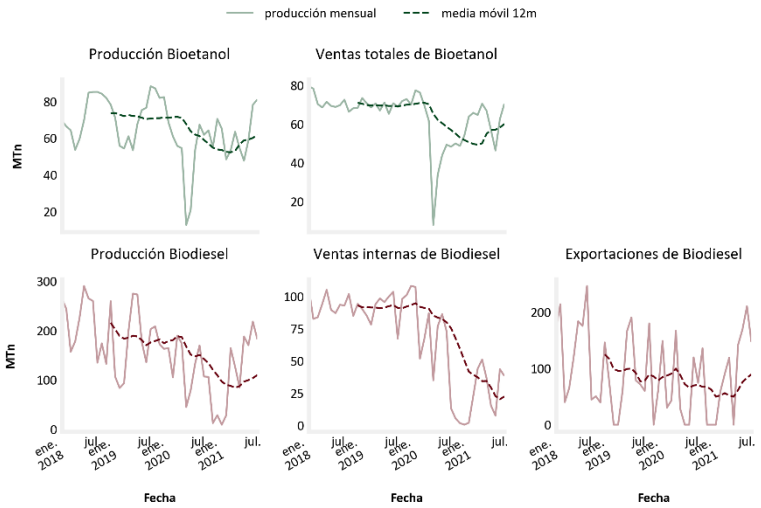
- La **balanza comercial energética** del mes de septiembre de 2021 se muestra superavitaria en USD 116 millones.
  Las exportaciones aumentaron 135% i.a mientras que las importaciones fueron 77.8% i.a. mayores.
  En 2021 se observa un déficit acumulado de USD 751 millones con las exportaciones creciendo 36.6% y las importaciones incrementándose 92.5% a.a.

- **Los índices de valor, precio y cantidad** indican que en septiembre de 2021 se exportó un 36.7% más de combustible y energía en términos de cantidades respecto a igual mes de 2020, mientras que los precios de exportación aumentaron 73% i.a dando como resultado un aumento en el valor exportado del 135% i.a.
  Por otra parte, las importaciones de combustibles y lubricantes disminuyeron 6.1% en cantidades en septiembre de 2021 respecto a igual mes de 2020, mientras que en precios se observa un aumento del 82.8%. Esto generó un incremento en el valor importado del 77.8% i.a.
  En el cálculo acumulado en 2021 de se observa una reducción en las cantidades exportadas del 15.5% mientras las importaciones aumentaron 55.1%. A su vez, los precios energéticos de exportación aumentaron 61.7% mientras que los de importación fueron 24.1% a.a superiores. Esto implica que el valor exportado en energía aumentó 36.6%, y el valor importado se incrementó 92.5% durante los nueve meses de 2021.

	Bioetanol | Miles de Tn.		Biodiesel | Miles de Tn.			Total en miles de Tn.
	Producción	Ventas totales	Producción	Ventas internas	Exportación	
ago.-20	61.8	48.3	106.8	13.0	74.2	168.5
jul.-21	78.2	62.5	218.2	43.4	210.5	296.4
ago.-21	81.0	70.5	182.5	38.3	146.8	263.5
12 meses ant.	707.3	682.4	1,709.8	904.4	849.9	2,417.1
12 meses	740.5	720.1	1,318.6	267.2	1,071.5	2,059.1
Var. % i.m	3.6%	12.7%	-16.4%	-11.9%	-30.3%	-11.1%
Var. % i.a	31.1%	45.9%	71.0%	193.5%	97.7%	56.4%
Var. % a.a	4.7%	5.5%	-22.9%	-70.5%	26.1%	-14.8%

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
sep.-20	-12	240	252
sep.-21	116	564	448
Acumulado 2020	351	2,554	2,203
Acumulado 2021	-751	3,490	4,241
% i.a	-	135.0%	77.8%
% var. a.a	-	36.6%	92.5%

Fuente: IAE en base a INDEC

Balanza comercial energética por valor, precio y cantidad (var %)			
		Exportacion combustibles y energía	Importación combustibles y lubricantes
Respecto de septiembre de 2020	Valor	135.0%	77.8%
	Precio	73.0%	82.8%
	Cantidad	36.7%	-6.1%
Respecto al acumulado a septiembre de 2021	Valor	36.6%	92.5%
	Precio	61.7%	24.1%
	Cantidad	-15.5%	55.1%

Fuente: IAE en base a INDEC

- Según datos de comercio exterior, las **exportaciones medidas en cantidades** de los principales combustibles para el acumulado en los últimos doce meses muestran menores ventas al exterior. En el caso del petróleo y el gas natural las ventas fueron 20.2% y 77.9% a.a. inferiores.

  En cuanto a las **importaciones**, hubo un aumento en las compras de naftas al exterior del 24.3% a.a durante los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior.

  Por otra parte, en doce meses se importó un total de 1,598 Mm3 de Gasoil, es decir un 19.1% a.a**.** mayor.

  Las importaciones totales de gas natural de Bolivia y Chile fueron 37% i.a. menores en septiembre de 2021 respecto a igual mes del año anterior mientras presenta una reducción del 0.6% en 12 meses.

  En los últimos 12 meses las compras de GNL por barco fueron 87.8% 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 23.6 MMm3/d, esto es un 22.8% superior a igual periodo anterior. La exportación registrada por comercio exterior ha sido de 0.9 MMm3/d anuales.

Principales productos energéticos exportados - Cantidades

	Butano (Mtn.)	Gas Natural (MMm3)	Petróleo (Mm3)	Propano (MTn.)
sep.-20	25.2	30.4	329.0	52.6
ago.-21	11.1	10.7	393.8	19.2
sep.-21	54.9	19.9	25.0	46.2
12 meses ant.	532.7	1,511.4	3,364.1	687.0
12 meses	381.2	334.6	2,685.4	506.3
Var. % i.m	394.6%	85.2%	-93.7%	140.6%
Var. % i.a	117.4%	-34.6%	-92.4%	-12.1%
Var. % a.a	-28.4%	-77.9%	-20.2%	-26.3%

Fuente: IAE en base a SGE

Principales productos energéticos importados - Cantidades

	GNL (MMm3)	Gas Natural (MMm3)	Gasoil (Mm3)	Nafta (Mm3)
sep.-20	228.2	467.3	107.3	0.0
ago.-21	946.8	383.1	168.1	0.0
sep.-21	169.3	294.4	165.9	45.9
12 meses ant.	1,855.8	5,166.0	1,342.8	251.1
12 meses	3,485.1	5,135.8	1,598.9	312.1
Var. % i.m	-82.1%	-23.2%	-1.3%	-
Var. % i.a	-25.8%	-37.0%	54.7%	-
Var. % a.a	87.8%	-0.6%	19.1%	24.3%

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 periodo (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 de 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.