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
Sr. Arnoldo Smith

Informe de Tendencias Energéticas Febrero 2023

Resumen ejecutivo

Producción de Hidrocarburos

En enero de 2023 la **producción de petróleo** aumentó 9.9% i.a. y 12.7% a.a. en los últimos 12 meses.
La producción de petróleo convencional se redujo 3.0% i.a. y cayó 3.3% a.a. en los últimos 12 meses. En cambio, la producción no convencional (42% del total) se incrementó 30% i.a y 45% a.a. impulsada por el Shale.

En enero de 2023 la **producción de Gas** se redujo 0.9% i.a y aumentó 5.8% a.a. La producción de Gas convencional se redujo 5% i.a y 7.4% a.a.
Por otra parte, la producción no convencional (55% del total) aumentó 2.7% i.a. y 20% a.a. en los últimos doce meses.
Por otra parte, la cuenca Neuquina junto con la cuenca Golfo San Jorge y Cuyana incrementan la producción anual.

Demanda

En enero de 2023 **las ventas de naftas y gasoil** tuvieron un aumento del 6.2% i.a. y del 9.5% a.a. respectivamente.
Durante los últimos doce meses, las ventas de Gasoil fueron 6.9% mayores respecto a igual periodo anterior, mientras que las ventas de nafta fueron 13.6% superiores. Sin embargo**, la producción de gasoil y naftas**, en el mismo periodo, aumentó por debajo de la demanda: 4.4% y 3.3% a.a. respectivamente.
El gas natural entregado se redujo en diciembre 5.6% i.a. (último dato disponible) y acumuló una baja del 3.8% en los últimos doce meses corridos respecto a igual periodo del año anterior.
La **demanda total de Energía Eléctrica** aumentó 4% en enero de 2023 respecto a igual mes de 2022. El consumo eléctrico anual presenta un aumento acumulado del 3.2% a.a.

Subsidios energéticos

Según ASAP los subsidios energéticos acumulados a diciembre de 2023 fueron $1,595,942 mil millones y aumentaron 52.5% respecto a igual periodo de 2022. CAMMESA lideró las transferencias recibidas con $ 1,154 mil millones y un aumento de 65.9%, ocupando el 70% 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	ene.-23	431.1	412.0	437.2	4.6%	-1.4%	-2.7%
Producción de petróleo	Mm3/d	ene.-23	99.6	99.0	90.6	0.7%	9.9%	12.7%
Producción de petróleo Convencional	Mm3/d	ene.-23	53.5	54.0	55.2	-1.0%	-3.0%	-3.3%
Producción de petróleo No Convencional	Mm3/d	ene.-23	46.1	44.9	35.5	2.6%	30.0%	45.0%
Producción de gas natural	MMm3/d	ene.-23	128.8	128.7	130.0	0.0%	-0.9%	5.8%
Producción de gas natural Convencional	MMm3/d	ene.-23	58.4	58.2	61.4	0.3%	-5.0%	-7.4%
Producción de gas No Convencional	MMm3/d	ene.-23	70.4	70.5	68.5	-0.2%	2.7%	20.0%
Producción de Bioetanol	MTn.	dic.-22	72.1	82.9	69.4	-13.1%	3.8%	14.6%
Producción de Biodiesel	MTn.	dic.-22	98.8	164.6	142.5	-40.0%	-30.7%	10.8%
Demanda Eléctrica	GWh/d	ene.-23	438.5	420.2	421.5	4.3%	4.0%	3.2%
Venta de combustibles	Mm3/d	ene.-23	66.5	70.1	62.6	-5.1%	6.2%	9.5%
Naftas	Mm3/d	ene.-23	29.0	29.2	26.3	-0.8%	10.4%	13.6%
Gasoil	Mm3/d	ene.-23	37.5	40.8	36.3	-8.2%	3.2%	6.9%
Gas natural entregado a usuarios	MMm3/d	dic.-22	97.9	96.5	103.7	1.5%	-5.6%	-3.8%

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

Las siguientes noticias constituyen a juicio del Departamento Técnico de Instituto Mosconi las noticias más relevantes del mes de febrero de 2023.

1. Aumenta la luz: oficializaron el nuevo ajuste de tarifas de febrero para hogares y comercios en todo el país. En el Programa de política energética para el 2023-2027, el IAE establece pilares para la transición energética, Vaca Muerta, hidroeléctricas y otros temas. - *Diario La Nación.*

2. *Inflación, tarifas y salarios: el triángulo inestable que obliga al Gobierno a revisar el plan de aumentos. Además del impacto en el índice de precios, el esquema de ajuste tarifario combinado con el mayor consumo de energía por el verano comienza a tener alto impacto en el ingreso de los hogares, cuyos ingresos no se actualizan a la misma velocidad. – Diario Infobae.*

3. Por la ola de calor, la importación de energía se duplicó en enero y obligó a una mayor salida de divisas. Las compras de electricidad a Brasil se cuadruplicaron y también fue necesario adquirir más gasoil, lo que fue determinante en el rojo comercial del mes pasado. – *Diario Infobae.*

4. ¿La Argentina, se encuentra preparada para ser la Qatar de Sudamérica?. Se han estado haciendo anuncios oficiales de ampliación de gasoductos, sustitución de exportaciones, récords de producción, créditos especiales, pero no está claro sin son sustentables. – *Diario Infobae.*

5. Exportación de petróleo: reclaman a Nación por una millonaria diferencia en los registros. Tras una publicación de Energía On, una diputada nacional presentó un proyecto de resolución en la Cámara Baja. "Hay una diferencia superior a los 550 millones de dólares", indicó. - *Diario Rio Negro.*

6. Importante grupo petrolero, a pasos de obtener permiso ambiental para extraer gas frente a la costa de Tierra del Fuego. El objetivo es que las petroleras extranjeras perforen tres nuevos pozos y así incrementar el volumen de gas del mercado interno. ¿Qué permisos faltan? – *IP Profesional.*

7. Los datos energéticos del inicio de 2023. Una mirada interrelacionada permite inferir tendencias profundas de la evolución del sector. Algunas son alentadoras; otras, preocupantes. - *Por Jorge Lapeña - Diario Perfil.*

8. Edesur: entre la quita de la concesión y la falta de incentivos para invertir. Mientras el Gobierno analiza la caducidad de la concesión Edesur debido a la falta de suministro eléctrico de miles de clientes, especialistas que a la falta de incentivo para invertir es lo que produce el servicio deficiente. – *Agencia Nuevas Palabras.*

9. Además de los subsidios, el sector energético acumula cada vez más deudas. Además de los subsidios figura el endeudamiento de las distribuidoras eléctricas con Cammesa y las deudas de esta con generadoras. – *Diario Clarín.*

10. Vaca Muerta: Shell pone en marcha un oleoducto clave para mejorar la evacuación de petróleo de la cuenca. El proyecto, que tiene a PAE y Pluspetrol como socios, podrá transportar hasta 125.000 barriles diarios entre Sierras Blancas, en Neuquén, y la Estación de Bombeo Allen, en Río Negro. - *Diario La Nación.*

11. Cortes de luz: el problema no es el calor. *El sistema debe estar preparado para su máxima exigencia. La historia se repite todos los años. – Diario Clarín.*

12. Gasoducto Vaca Muerta: Y ahora ¿quién podrá ayudarnos?. Las constructoras no logran revertir el retraso en las obras a menos de cuatro meses de cumplirse el plazo estipulado. – Desarrollo Energético.

13. Hidrógeno verde: crece la expectativa por la ley para desarrollar el combustible del futuro, pero dudan que llegue a tratarse este año. El proyecto de ley estaría listo para ser presentado al Congreso, hoy paralizado por los cruces entre el oficialismo y la oposición; el desembolso anunciado en 2021 fue de US$8400 millones. - *Diario La Nación.*

1. Indicadores de actividad económica y precios

- El **EMAE** (estimador de actividad económica) se muestra para el mes de diciembre de 2022 con una variación negativa del 1% con respecto al mes anterior, mientras que la actividad fue 1.2% menor respecto al mismo mes del 2022 (i.a) y 5.2% mayor en el acumulado del año 2023.

- El **IPI-M** (Índice de producción industrial manufacturera) muestra en diciembre de 2022 una variación negativa del 1.2% respecto al mes anterior mientras que fue 2.7% i.a. menor. En el acumulado del año 2023 aumenta 4.3% respecto a igual periodo del año anterior.
  Desagregando el índice, la actividad referida a la **refinación de petróleo** aumentó 4.9% i.a. y 5.5% en el acumulado de 2023. En particular, la refinación de petróleo para naftas disminuyó 4.9% i.a y aumentó 3.2% acumulado, mientras la de Gasoil fue 5.3% i.a superior y tuvo un aumento del 3.9% en el acumulado en el año 2023.

- Los precios mayoristas **(IPIM)** aumentaron 6.5% en enero de 2023 respecto del mes anterior y tuvo una variación del 100% respecto de igual mes de 2022. A su vez, aumentó 6.5% en el acumulado de 2023.
  El IPIM relevado para **petróleo crudo y gas** tuvo una variación del 7.6% i.m. mientras que fue 93% i.a. superior respecto a igual mes del año anterior. Durante el 2023 acumula un aumento del 7.6%.
  Los precios mayoristas referidos a los **productos refinados de petróleo** aumentaron 3.1% i.m. respecto del mes anterior. A su vez, se incrementaron 108.3% respecto a igual mes del año anterior y acumula un incremento de 3.1% durante 2023.

  Por último, el IPIM relevado para la **energía eléctrica** muestra una variación positiva del 1.8% i.m. mientras aumentó 98.3% i.a. respecto de igual mes del año anterior. En 2023 acumula un aumento del 1.8%.

		Respecto mes anterior	Igual mes año anterior	Acumulado anual
EMAE	**dic.-22**	-1.0%	-1.2%	5.2%
IPI-Manufacturas	**dic.-22**	-1.2%	-2.7%	4.3%
Refinación del petróleo	dic.-22	-	4.9%	5.5%
Naftas	dic.-22	-	-4.9%	3.2%
Gasoil	dic.-22	-	5.3%	3.9%
IPIM-Precios	**ene.-23**	6.5%	100.0%	6.5%
IPIM- Petroleo crudo y gas	ene.-23	7.6%	93.0%	7.6%
IPIM- Refinados de petroleo	ene.-23	3.1%	108.3%	3.1%
IPIM-Energía eléctrica	ene.-23	1.8%	98.3%	1.8%

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 2022 según datos de ASAP.

Las transferencias para gastos corrientes en energía (los subsidios energéticos) aumentaron 52.5% en el acumulado al mes de diciembre de 2023 respecto a igual periodo del año anterior. Esto implica mayores subsidios por la suma nominal de $549,641 millones.

En cuanto a la desagregación de los subsidios energéticos, las ejecuciones presupuestarias más importantes acumuladas a diciembre de 2022 fueron para CAMMESA ($1,154,383 millones) que se incrementó 65.9% y ocupó el 70% de las transferencias y para IEASA ($306,892 millones) que tuvo un crecimiento del 116.3% respecto a igual periodo anterior.

Los subsidios acumulados a CAMMESA tienen la particularidad de haber devengado $0 en el mes de julio de 2022, esta situación no puede tener lugar dado el contexto. Por esto, los subsidios devengados a CAMMESA se incrementan muy por debajo del incremento del costo de generación ante igual cobertura de costos. Es decir, no hay una reducción real significativa, sino que se trata mayormente de un evento anómalo como es devengar $0 en julio para subsidios eléctricos.

En millones de $

	Acumulado a diciembre 2022	Acumulado a diciembre 2021	Diferencia $	% Var. Acumulado
SECTOR ENERGÉTICO	**1,595,942**	**1,046,301**	**549,641**	**52.5%**
CAMMESA	1,154,383	695,831	458,552	65.9%
Fondo Fid. para consumo GLP y red de Gas Natural	41,938	19,124	22,814	119.3%
Plan Gas IV - Gas.Ar	37,566	24,898	12,668	50.9%
YCRT	13,994	9,694	4,300	44.4%
EBY	10,594	8,094	2,500	30.9%
Plan Gas no Convencional Resolución MINEM N° 46/2017	11,664	73,440	-61,776	-84.1%
IEASA	306,892	141,892	165,000	116.3%
Empresas distribuidoras de Gas	469	4,160	-3,691	-88.7%
Productores de gas Propano	2,960	5,385	-2,425	-45.0%
Productores de gas natural y propano indiluído por redes	1	52	-51	-
Asistencia Económica Transitoria a las Empresas Productoras, Fraccionadoras y Distribuidoras de Glp	12,044	198	11,846	-
Otros Beneficiarios sin discriminar	3,437	3,345	92	2.8%

Fuente: IAE en base a ASAP

Transferencias para gastos de capital

Las transferencias de capital acumuladas a diciembre de 2022 fueron de $103,909 millones y crecieron 2.2% respecto a igual periodo del año anterior. Las transferencias más importantes fueron para IEASA con $74,573 millones y para el Fondo Fiduciario de Infraestructura Hídrica con $17,290 millones.

En millones de $

	Acumulado a diciembre 2022	Acumulado a diciembre 2021	Diferencia $	% Var. Acumulado
SECTOR ENERGÉTICO	**103,909**	**101,697**	**2,212**	**2.2%**
IEASA	74,573	69,661	4,912	7.1%
Nucleoeléctrica S.A.	1,800	1,500	300	20.0%
Fondo Fid.de infraestructura hídrica	17,290	0	17,290	-
YCRT	6,000	4,519	1,481	32.8%
Otros beneficiarios	4,246	26,017	-21,771	-83.7%

Fuente: IAE en base a ASAP

3. Situación del mercado eléctrico

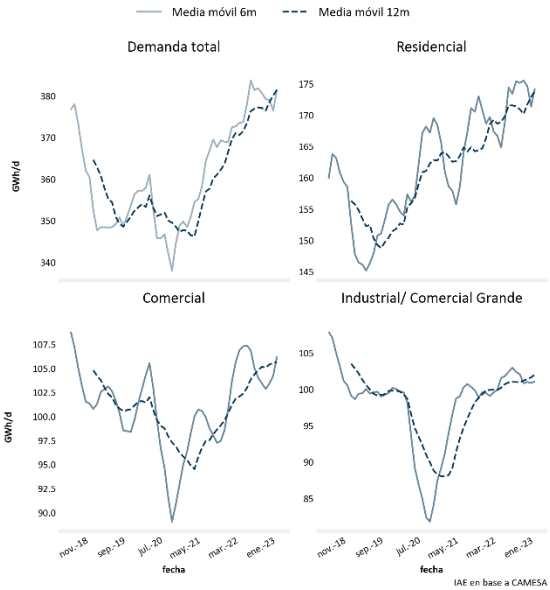
- **En el mes de enero de 2023 la demanda total de energía eléctrica fue 4.3% mayor al mes anterior y 4% superior a la del mismo mes del año anterior.**
  En los datos anuales se observa que en los últimos doce meses la demanda fue 3.2% a.a mayor respecto a igual periodo anterior.
  En el mes de enero de 2023 la demanda industrial/Comercial fue 1.1% menor con respecto al mes anterior y 4.9% mayor al mismo mes del año anterior. Esta categoría incrementó su consumo 2.1% anual.
  Por otra parte, la demanda comercial aumentó 2.7% i.m. en enero de 2023 respecto del mes anterior y fue 0.9% i.a. mayor a igual mes de 2022. El consumo anual de la categoría Comercial fue 4.4% mayor.
  El consumo Residencial se incrementó 8% i.m. explicado principalmente por factores climáticos y estacionales. Por otra parte, la demanda aumentó 5.4% con respecto a la de igual mes de 2022 y creció 3.1% anual.
  El comportamiento detallado de la demanda y su comparación respecto a 2020, 2021 y 2022 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
ene.-22	116.8	96.1	208.5	421.5
dic.-22	114.8	102.0	203.4	420.2
ene.-23	117.9	100.9	219.7	438.5
12 meses ant.	101.2	99.9	168.5	369.6
12 meses	105.6	102.0	173.8	381.5
Var. % i.m	2.7%	-1.1%	8.0%	4.3%
Var. % i.a	0.9%	4.9%	5.4%	4.0%
Var. % a.a	4.4%	2.1%	3.1%	3.2%

Fuente: IAE en base a CAMMESA

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



- La **oferta neta de energía** se incrementó 4.3% i.m en enero de 2023 y fue 4.1% i.a. mayor respecto a igual mes del año anterior. Por otra parte, en los últimos doce meses la oferta neta fue 1.6% superior a igual periodo anterior.

Oferta de energía eléctrica | GWh/día

	Hidráulica	Nuclear	Renovable	Térmica	Importación	Generación neta local	Generación Total
ene.-22	63.9	31.5	53.5	288.3	3.9	437.2	441.1
dic.-22	92.9	12.7	56.2	250.2	28.4	412.0	440.4
ene.-23	85.0	20.4	53.0	272.7	28.2	431.1	459.3
12 meses ant.	65.8	28.6	48.3	247.5	2.5	390.1	392.6
12 meses	84.3	19.6	52.9	222.8	19.2	379.6	398.8
Var. i.m.	-8.5%	60.9%	-5.7%	9.0%	-0.6%	4.6%	4.3%
Var. i.a.	83.1%	35.2%	-0.9%	-5.4%	621.6%	-1.4%	4.1%
Var. a.a	28.1%	31.5%	9.6%	-10.0%	671.4%	-2.7%	1.6%

Fuente: IAE en base a CAMMESA

- La **generación neta local** en enero de 2023 aumentó 4.6% i.m. y disminuyó 1.4% i.a. respecto del mismo mes del año anterior. La generación local en los últimos doce meses tuvo una reducción del 2.7% anual.
  En los datos desagregados i.a se observa crecimiento en la generación Hidráulica que aumentó 83.1% i.a, mientras que la Renovable disminuyó 0.9%. Por otra parte, la energía Térmica y Nuclear disminuyeron 5.4% y 35.2% i.a. respectivamente.
  En los últimos doce meses la generación Renovable e Hidráulica muestran crecimiento positivo con una variación del 9.6% y 28.1% a.a. respecto a igual periodo anterior. Mientras que la generación Térmica y Nuclear disminuye 10% y 31.5% anualmente.
- **La generación a través de energías renovables definidas en la Ley 27.191** muestra un aumento anual en las categorías: Biogas, Biomasa, Eólica y Solar que se incrementaron 7%, 1.3%, 8.1% y 32% respectivamente. Por otra parte, la generación

Generación por fuente renovable - Ley 27.191 | GWh/día

	Biogás	Biomasa	Eólica	Hidro Renovable	Solar	Total Renovable
ene.-22	1.1	1.9	38.4	3.7	8.3	53.5
dic.-22	1.1	2.1	39.8	3.6	9.7	56.2
ene.-23	1.0	1.9	37.0	3.2	9.9	53.0
12 meses ant.	1.1	2.1	35.8	3.2	6.2	48.3
12 meses	1.1	2.1	38.7	2.9	8.2	52.9
Var. i.m.	-4.2%	-8.5%	-7.0%	-10.5%	1.9%	-5.7%
Var. i.a.	-10.5%	1.2%	-3.8%	-14.0%	19.1%	-0.9%
Var. a.a	7.0%	1.3%	8.1%	-11.0%	32.0%	9.6%

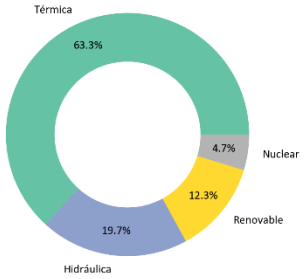
Fuente: IAE en base a CAMMESA

Hidráulica Renovable disminuyó 11% en los últimos doce meses.
El incremento renovable en los últimos doce meses está impulsado principalmente por el aumento en la generación eólica y solar debido a la representación que tienen sobre el total.
En términos anuales la generación Eólica es la de mayor importancia ya que representa el 73% del total Renovable.

La participación de generación a través de energías Renovables definidas en la Ley 27.191 fue del 12.3% en enero y acumulado del año 2023.
Es preciso mencionar que la energía generada a través de la tecnología Hidráulica Renovable (hidráulicas menores a 50 MW) surge mayormente de proyectos antiguos y podrían ser clasificadas como fuente de energía Hidráulica. Bajo este ordenamiento, la energía renovable ocupa el 13.2% del total generado en los últimos doce meses mientras que la hidráulica representa el 23% de la generación neta local.

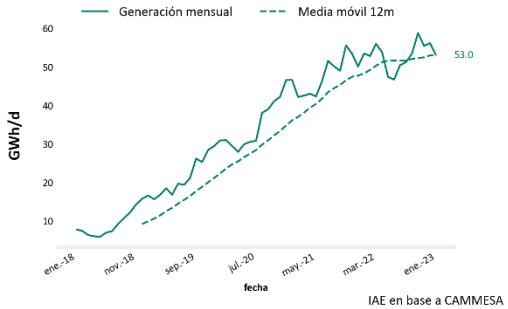
Precios y costos de la energía: los datos indican que en enero de 2023 el costo monómico (costo promedio de generación eléctrica) tuvo un aumento del 9.9% i.m respecto del mes anterior y creció 98% i.a, mientras que el precio monómico estacional (lo que paga la demanda en promedio) se redujo 1% i.m. y aumentó 134.8% i.a.
El crecimiento inter anual de los costos se encuentra por debajo del índice de precios internos mayoristas (IPIM), que en el mismo periodo se incrementó 100% i.a. Esto indica que los precios que paga la demanda crecieron por arriba tanto de la inflación mayorista en enero como del costo de generación en enero de 2023.
Por otra parte, en enero de 2023, debido al aumento en el consumo de gasoil y fueloil, los costos crecieron muy por encima del precio que paga la demanda respecto del mes anterior. Esto conlleva a una disminución del 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 39% de los costos de generación en enero. En el mismo mes de 2022 el precio promedio pagado por la demanda cubrió el 33% de los costos de generación eléctrica.
El descalce entre costos, precio y tarifas de la energía eléctrica se ha mantenido por un periodo prolongado mientras los costos crecen 69.4% anual, el precio promedio que paga la demanda lo hace en 94.3%, esto indica un aumento en la cobertura anual.
Por otra parte, las Provincias han actualizado los cuadros tarifarios (Valor Agregado de Distribución), al igual que, parcialmente, las concesiones bajo Jurisdicción Nacional. Esta particularidad sumada a la aún baja cobertura anual de costos tienen 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.

Composición de la generación eleéctrica por fuente - Año 2023



IAE en base a CAMMESA

Generación Renovable (Ley 27.191) | 2018 - Hoy



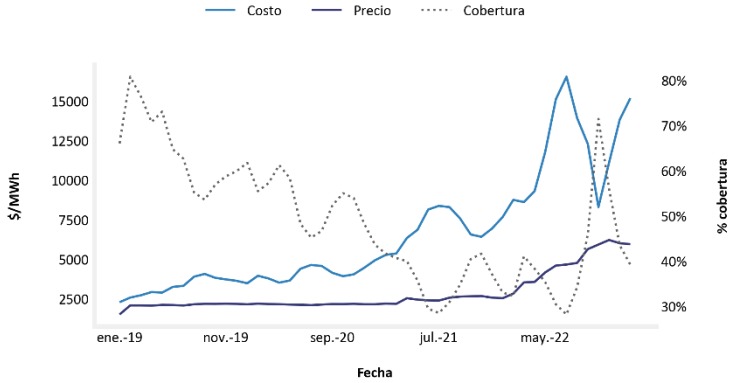
IAE en base a CAMMESA

Costo y precio de la energía eléctrica mayorista ($/Mwh)

	Costo	Precio Estacional	Cobertura
ene.-22	$ 7,671	$ 2,536	33%
dic.-22	$ 13,825	$ 6,016	44%
ene.-23	$ 15,190	$ 5,953	39%
12 meses ant.	$ 7,125	$ 2,484	35%
12 meses	$ 12,067	$ 4,825	40%
Var. i.m.	9.9%	-1.0%	-9.9%
Var. i.a.	98.0%	134.8%	18.6%
Var. a.a	69.4%	94.3%	14.7%

Fuente: IAE en base a CAMMESA

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



IAE en base a CAMMESA

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, reducciones estacionales en el costo de generación y el aumento al segmento distribuidor.
Por último, se observa que el precio que pagó la demanda ha cubierto en promedio el 40% de los costos de generación durante los últimos doce meses.

- **En enero de 2023 el consumo de combustibles en la generación eléctrica** muestra un aumento del gasoil del 12.8% i.m y una variación negativa del 11.1% i.a. El consumo de gas natural aumentó 4% i.m y fue 6.1% menor al de enero de 2022.
  En cuanto a la variación en los últimos doce meses, el Consumo de Gas Natural se redujo 13.7% durante el periodo, mientras que se consumió 9.6% más de Gas Oil y 52.3% más de Fuel Oil.

Consumo de combustibles

	Carbón (MTn.)	Fuel Oil (MTn.)	Gas Natural (MMm3)	Gasoil (Mm3)
ene.-22	86.0	94.0	1221.9	213.6
dic.-22	80.8	74.3	1103.7	168.3
ene.-23	95.2	126.0	1147.5	189.8
12 meses ant.	73.7	62.6	1004.3	155.6
12 meses	65.5	95.4	866.7	170.5
Var. i.m.	17.9%	69.6%	4.0%	12.8%
Var. i.a.	10.7%	34.0%	-6.1%	-11.1%
Var. a.a	-11.1%	52.3%	-13.7%	9.6%

Fuente: IAE en base a CAMMESA

4. Hidrocarburos

Upstream

Petróleo

- **En enero de 2023, la producción de petróleo aumentó 0.7% respecto del mes anterior y creció 9.9% i.a respecto de igual mes de 2022. Por otra parte, en los últimos doce meses la producción acumulada fue 12.7% superior respecto a igual periodo anterior.**

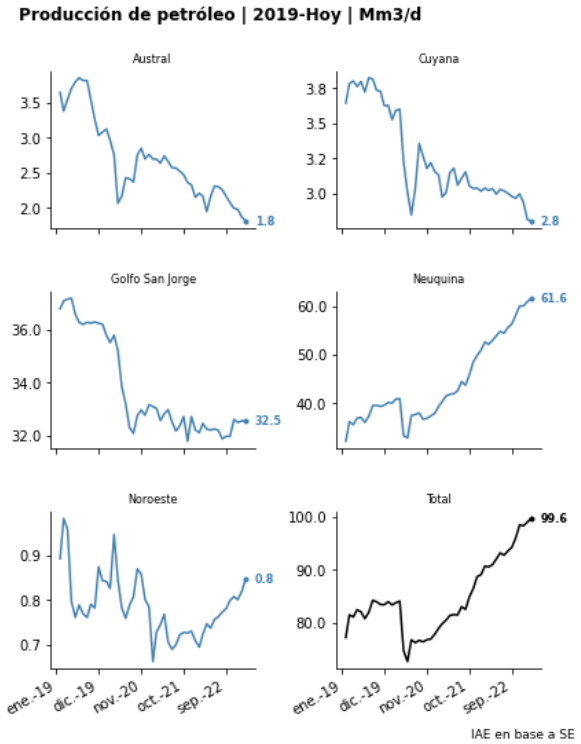
En el mes de enero de 2023 la producción total muestra un aumento de 9.9% respecto al mismo mes de 2022. Este aumento está impulsado por la cuenca Neuquina que incrementó la producción 17.1% i.a respecto a enero de 2022.
La cuenca Golfo San Jorge (la segunda cuenca productora en importancia), aumentó la producción 1.3% i.a respecto a igual mes del año anterior.
En la cuenca Austral la producción se redujo 17.9% i.a. Mientras que en la cuenca Cuyana fue 7.7% i.a. menor.
En la Cuenca Noroeste aumentó la producción 22.1% i.a.
La Cuenca Neuquina representa el 60% de la producción y es la que más crece anualmente con una tasa de 25.1% a.a., luego le sigue la Cuenca Noroeste que crece 8.2% anualmente. La Cuenca Golfo de San Jorge, con el 34% del total, se presenta con una disminución del 0.7% anual.
Debido al declino anual de las restantes, y la suba de la cuenca neuquina y noroeste, la producción sube un 12.7% anual.

Desagregando por los principales operadores, se observa que YPF (47.7% de la producción total de petróleo) aumentó la producción 2.4% en enero respecto al mes anterior mientras que fue 11.7% superior respecto de igual mes del año anterior y 13.9% mayor en el acumulado de los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior.
YPF explica el 52% del crecimiento en la producción anual de petróleo.
Pan American Energy, con una participación del 17.5% en el total, aumentó la producción 0.1% respecto del mes anterior y 3.9% i.a. La producción anual de PAE es 3.8% a.a. mayor.
Tecpetrol representa el 2.8% del total y aumentó su producción 21% i.a. mientras que Vista, con el 7.2% del total, aumentó un 19.3% i.a. A su vez, estas empresas aumentaron su producción acumulada en doce meses en 3.5% y 38.1% a.a respectivamente.

Producción de Petróleo por cuenca - Mm3/d

	Austral	Cuyana	GSJ	Neuquina	Noroeste	Total
ene.-22	2.2	3.0	32.1	52.6	0.7	**90.6**
dic.-22	1.9	2.8	32.6	60.9	0.8	**99.0**
ene.-23	1.8	2.8	32.5	61.6	0.8	**99.6**
12 meses ant.	2.5	3.1	32.5	45.4	0.7	**84.1**
12 meses	2.1	3.0	32.3	56.7	0.8	**94.8**
Var. % i.m	-3.1%	-0.3%	-0.1%	1.2%	3.5%	**0.7%**
Var. % i.a	-17.9%	-7.7%	1.3%	17.1%	22.1%	**9.9%**
Var. % a.a	-16.3%	-3.3%	-0.7%	25.1%	8.2%	**12.7%**

Fuente: IAE en base a SE - Capitulo IV



Producción de Petróleo por principales operadoras- Mm3/d

	PAE	Pluspetrol	SINOPEC	Tecpetrol	Vista	YPF	Otras	Total
ene.-22	16.3	4.4	2.3	2.7	6.2	42.9	15.9	**90.6**
dic.-22	16.9	4.6	0.0	3.3	7.5	46.8	19.8	**99.0**
ene.-23	17.0	4.5	0.0	3.2	7.3	47.9	19.7	**99.6**
12 meses ant.	16.0	4.5	2.2	2.6	5.0	39.7	14.2	**84.1**
12 meses	16.6	4.5	2.3	2.7	6.9	45.2	17.5	**94.8**
Var. % i.m	0.1%	-2.4%	-	-2.2%	-2.4%	2.4%	-0.6%	**0.7%**
Var. % i.a	3.9%	1.6%	-	21.0%	19.3%	11.7%	23.8%	**9.9%**
Var. % a.a	3.8%	-0.2%	4.6%	3.5%	38.1%	13.9%	22.9%	**12.7%**

Fuente: IAE en base a SE - Capitulo IV

Crudo convencional y no convencional

- **La producción de petróleo convencional, que representa el 57.3% del total, se redujo 1% i.m. en enero respecto del mes anterior y disminuyó 3% i.a. A su vez, fue 3.3% inferior en los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior.**

- **La producción de petróleo no convencional, que ocupa el 42.6% del total anual, aumentó 2.6% i.m en enero de 2023 respecto al mes anterior. Además, creció 30% respecto a igual mes de 2022 y 45% en los últimos doce meses.**

La producción de petróleo no convencional se incrementó 30% i.a. debido al aumento del 30.8% i.a en el Shale.
La producción Shale Oil en los últimos doce meses aumentó 46.4% mientras que la de Tight aumentó 2.9% en el mismo periodo.

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

	Convencional	No convencional	Shale	Tight	% NC
ene.-22	55.2	35.5	34.6	0.9	39.1%
dic.-22	54.0	44.9	44.0	0.9	45.4%
ene.-23	53.5	46.1	45.2	0.9	46.3%
12 meses ant.	56.2	27.9	27.0	0.9	33.1%
12 meses	54.4	40.4	39.5	0.9	42.6%
Var. % i.m	-1.0%	2.6%	2.9%	-8.7%	
Var. % i.a	-3.0%	30.0%	30.8%	-3.0%	
Var. % a.a	-3.3%	45.0%	46.4%	2.9%	

Fuente: IAE en base a SE - Capitulo IV

Gas natural

- **La producción de gas natural en enero 2023 se mantuvo igual con respecto al mes anterior y fue 0.9% i.a. menor. Por otra parte, la producción acumulada de los últimos doce meses fue 5.8% mayor al año anterior.**

Las cuencas Cuyana, Noroeste y Austral presentan una disminución inter anual del 1.4%, 6% y 5.3% i.a. respectivamente. En las cuencas Golfo San Jorge y Neuquina la producción aumentó 4.1%, 0.1% i.a.

La producción acumulada en los últimos doce meses aumenta en 3 de las 5 cuencas del país: crece en las cuencas Neuquina, Cuyana y Golfo San Jorge. 12%, 3% y 4.1% a.a. Por otra parte, en la cuenca Austral disminuyó 8.2% a.a. La cuenca Noroeste disminuye 8.6% a.a.

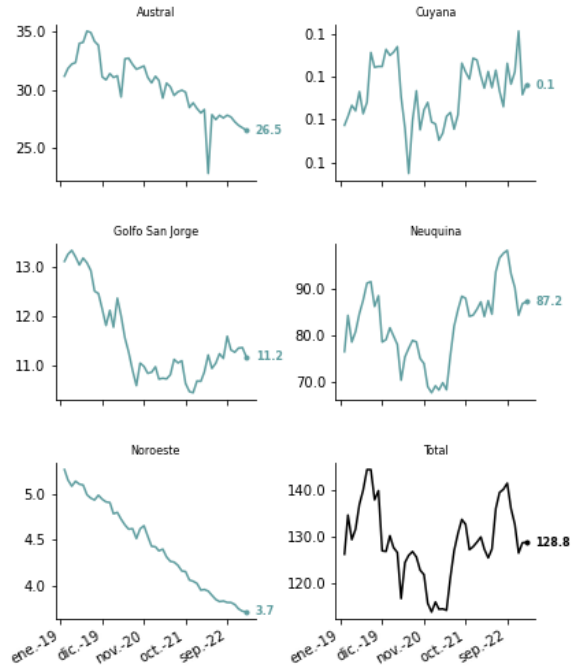
Desagregando por principales operadores se observa que YPF, que produce el 28% del gas en Argentina, disminuyó la producción en enero 10.2% i.a. respecto igual mes del año anterior. A su vez, la producción acumulada de YPF en los últimos doce meses fue 2.8% a.a. superior.
Total Austral aporta el 23% de la producción total y aumentó 3.9% i.a. mientras que su producción acumulada durante los últimos doce meses fue 1.3% a.a inferior.
Pan American, que representa el 12% de la producción total, disminuyó la producción 6.2% i.a. respecto a igual mes de 2022. Por otra parte, aumentó su producción anual 20% a.a.
Tecpetrol con un peso 13.3% en el total, aumentó su producción 5.4% i.a. A su vez, la producción acumulada en doce meses fue 14.8% a.a superior respecto a igual periodo anterior.
Estas cuatro empresas representan el 76% del total del gas producido y en conjunto aumentaron 6% su producción acumulada en los últimos doce meses. Esto indica que la producción anual de las principales empresas productoras de gas en Argentina se encuentra en crecimiento.

Producción de Gas Natural por cuenca - MMm3/d

	Austral	Cuyana	GSJ	Neuquina	Noroeste	Total
ene.-22	28.0	0.1	10.7	87.2	3.9	**130.0**
dic.-22	26.7	0.1	11.4	86.8	3.7	**128.7**
ene.-23	26.5	0.1	11.2	87.2	3.7	**128.8**
12 meses ant.	29.5	0.1	10.8	80.6	4.2	**125.2**
12 meses	27.1	0.1	11.2	90.3	3.8	**132.5**
Var. % i.m	-0.8%	1.7%	-1.7%	0.5%	-0.2%	**0.0%**
Var. % i.a	-5.3%	-1.4%	4.6%	0.1%	-6.0%	**-0.9%**
Var. % a.a	-8.2%	3.0%	4.1%	12.0%	-8.6%	**5.8%**

Fuente: IAE en base a SE - Capitulo IV

Producción de Gas Natural | 2019-Hoy | MMm3/d



IAE en base a SE

Producción de Gas Natural por principales operadoras- MMm3/d

	CGC	Total Austral	PAE	Pampa energía	Pluspetrol	Tecpetrol	YPF	Otras	Total
ene.-22	4.6	29.9	16.5	8.1	6.9	15.4	38.1	12.2	**130.0**
dic.-22	4.2	31.2	16.2	8.0	6.5	16.4	33.6	12.4	**128.7**
ene.-23	4.2	31.1	15.4	8.6	6.9	16.3	34.2	12.1	**128.8**
12 meses ant.	4.6	30.7	13.5	7.3	6.2	15.4	35.0	12.2	**125.2**
12 meses	4.4	30.3	16.3	9.0	6.7	17.7	36.0	12.2	**132.5**
Var. % i.m	-1.7%	-0.5%	-4.7%	7.4%	5.0%	-0.8%	1.9%	-3.0%	**0.0%**
Var. % i.a	-9.0%	3.9%	-6.2%	6.4%	-1.2%	5.4%	-10.2%	-0.8%	**-0.9%**
Var. % a.a	-6.4%	-1.3%	20.0%	24.0%	7.5%	14.8%	2.8%	0.0%	**5.8%**

Fuente: IAE en base a SE - Capitulo IV

Gas convencional y gas no convencional

- **La producción de gas natural convencional,** que representa el 45.1% del total, **aumentó 0.3% i.m. en enero de 2023 respecto al mes anterior y disminuyó 5% i.a respecto a igual mes de 2022. A su vez, disminuye 7.4% a.a. en el acumulado de los últimos doce meses**.

- **La producción de gas natural no convencional que ocupa el 54.9% de la producción disminuyó 0.2% i.m. respecto al mes anterior mientras fue 2.7% i.a. superior respecto a igual mes de 2022 y 20% a.a mayor.**

La producción de gas no convencional aumentó 2.7% i.a. debido a un incremento en el Shale del 11% y una disminución en el Tight del 13.5% i.a. respectivamente.

La producción acumulada en doce meses de Shale gas aumenta 32.1% mientras que el Tight disminuye 0.2% anual respectivamente.

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

	Convencional	No convencional	Shale	Tight	% NC
ene.-22	61.4	68.5	45.3	23.3	52.7%
dic.-22	58.2	70.5	49.6	20.9	54.8%
ene.-23	58.4	70.4	50.3	20.2	54.7%
12 meses ant.	64.5	60.7	37.8	22.8	48.5%
12 meses	59.7	72.8	50.0	22.8	54.9%
Var. % i.m	0.3%	-0.2%	1.3%	-3.7%	
Var. % i.a	-5.0%	2.7%	11.0%	-13.5%	
Var. % a.a	-7.4%	20.0%	32.1%	-0.2%	

Fuente: IAE en base a SE - Capitulo IV

Vaca Muerta en perspectiva

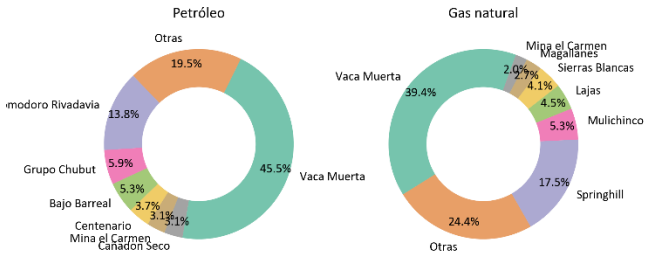
En enero, la producción de petróleo en la formación Vaca Muerta, en la cuenca Neuquina, aumentó 2.9% i.m. a su vez fue 30.8% i.a. y 46.4% a.a mayor durante los últimos doce meses. En el acumulado anual a enero de 2023, representó el 45.5% del total producido en el país en 2023.
El principal productor de petróleo en Vaca Muerta es YPF, que ocupa el 58% de la producción de la formación y, durante los últimos doce meses, aumentó su producción acumulada 41.8% a.a. Por esto, YPF explicó el 53.5% del crecimiento de la producción en la formación.

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

	PAE	Pluspetrol	Shell	Tecpetrol	Vista	YPF	Otras	Total petróleo Vaca Muerta
ene.-22	2.3	0.8	3.9	0.9	4.6	20.0	2.0	34.6
dic.-22	3.1	1.0	4.8	1.6	6.1	24.8	2.6	44.1
ene.-23	3.1	1.1	4.6	1.6	6.0	26.1	2.7	45.3
12 meses ant.	1.6	0.9	2.6	0.8	3.4	16.1	1.6	27.0
12 meses	2.6	0.9	4.7	1.0	5.4	22.8	2.1	39.5
Var. % i.m	0.7%	10.2%	-3.3%	2.8%	-2.6%	5.3%	3.6%	2.9%
Var. % i.a	33.2%	34.3%	19.0%	78.2%	28.2%	30.5%	37.2%	30.8%
Var. % a.a	63.1%	2.1%	80.9%	32.2%	57.7%	41.8%	27.5%	46.4%

Fuente: IAE en base a SE - Capitulo IV

Principales formaciones productivas | Año 2023



IAE en base a SE

Vaca Muerta : Producción de Gas Natural por principales operadoras - MMm3/d

	Exxon	PAE	Pluspetrol	Tecpetrol	Total Austral	YPF	Otras	Total Gas Vaca Muerta
ene.-22	1.0	4.2	4.3	13.0	4.7	15.9	2.3	45.5
dic.-22	0.9	6.0	4.2	13.9	7.9	14.8	2.2	49.9
ene.-23	0.8	5.6	4.5	13.9	7.5	15.4	3.1	50.8
12 meses ant.	0.9	2.8	3.5	12.9	4.3	11.9	1.8	38.0
12 meses	0.8	5.8	4.2	15.4	6.3	15.5	2.3	50.3
Var. % i.m	-5.5%	-7.6%	8.2%	0.0%	-4.8%	3.6%	39.6%	1.8%
Var. % i.a	-20.7%	32.4%	4.4%	7.0%	57.7%	-3.5%	37.7%	11.6%
Var. % a.a	-9.1%	106.3%	19.3%	19.5%	46.8%	31.0%	27.3%	32.3%

Fuente: IAE en base a SE - Capitulo IV

En enero, la producción de gas natural en Vaca Muerta aumentó 1.8% i.m. y 11.6% i.a. A su vez, fue 32.3% a.a superior durante los últimos doce meses. Vaca Muerta representa el 39.4% del total del gas producido en el país en 2023. En este caso los tres operadores en importancia son YPF, Tecpetrol y Total Austral.
En la formación Vaca Muerta Tecpetrol aumentó su producción anual 19.5% mientras que la producción de YPF fue 31% a.a superior. Por otra parte, Total Austral aumentó su producción anual un 46.8% a.a.
Al igual que en el caso del petróleo, YPF explicó el 31% del crecimiento de la producción de gas en la formación.

Downstream

- En el mes de enero de 2023 **las ventas de combustibles disminuyeron 5.1% i.m. y aumentaron 6.2% 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 3.2% i.a en las ventas de Gasoil y del 10.4% i.a en las ventas de nafta. Por otra parte, las ventas de Gasoil acumuladas durante los últimos doce meses aumentaron 6.9% respecto a igual periodo anterior: las ventas de Gasoil Ultra fueron 16.6% mayores mientras que las de Gasoil Común, que ocupa el 70% del gasoil comercializado, aumentaron 3.4% a.a.
  Las ventas acumuladas de Naftas aumentaron 13.6% en los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior debido a un aumento del 17% en las ventas de nafta Ultra (28% del total comercializado) y del 12.3% en la Nafta Súper.

- El **petróleo procesado** total en el mes de enero aumentó 9.6% i.a. y 4.4% a.a. Por otra parte, el **gasoil obtenido** fue 8.5% i.a. y 4.4% a.a. mayor mientras que la **producción de naftas** fue 11.8% i.a. mayor y 3.3% a.a mayor.
  Estos datos indican que en el acumulado de los últimos doce meses el crecimiento de la demanda de gasoil y naftas fue superior al crecimiento de la producción.
  En el periodo de doce meses corridos se consumieron 40.6 Mm3/día de gasoil y se produjo 34.5 Mm3/día. A su vez, se consumieron 27.4 Mm3/día de naftas y se produjeron 24 Mm3/día.

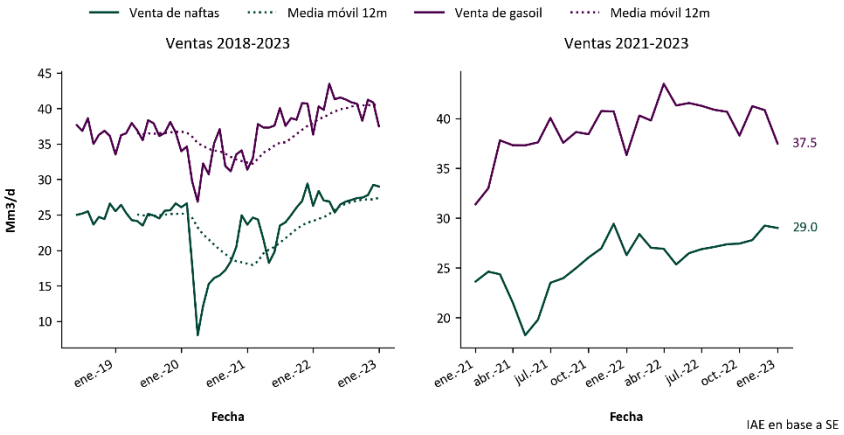
  El Gas entregado en el mes de diciembre de 2022 (últimos datos disponibles) fue 97.9 MMm3/d. Las entregas totales disminuyeron 5.6% i.a. La demanda acumula una disminución del 3.8% (4.5 MMm3/d) en los últimos doce meses corridos respecto a igual periodo del año anterior.
  En términos desagregados por tipo de usuarios, el Gas entregado a los usuarios residenciales disminuyó 2.2% i.a a la vez que en el acumulado del último año móvil presenta un aumento del 7.2% respecto a igual periodo del año anterior. Por otra parte, el Gas entregado a la Industria fue del 1.3% i.a. menor. A su vez, presenta un aumento anual de 1.6% a.a.
  Las Centrales Eléctricas consumieron 11.9% más respecto del mes anterior, mientras que redujeron su demanda 13% i.a. A su vez, acumulan una disminución del 17.2% anual en el consumo.

Venta de principales combustibles líquidos | Mm3/d

	Gasoil Común	Gasoil Ultra	Nafta Súper	Nafta Ultra	Total Gasoil	Total Nafta	Total Combustibles
ene.-22	25.3	11.0	18.3	8.0	36.3	26.3	62.6
dic.-22	29.5	11.3	21.2	8.0	40.8	29.2	70.1
ene.-23	26.6	10.9	20.8	8.2	37.5	29.0	66.5
12 meses ant.	27.7	10.3	17.6	6.6	38.0	24.1	62.1
12 meses	28.6	12.0	19.7	7.7	40.6	27.4	68.0
Var. % i.m	-9.9%	-3.8%	-1.8%	1.9%	-8.2%	-0.8%	-5.1%
Var. % i.a	5.1%	-1.1%	14.2%	1.7%	3.2%	10.4%	6.2%
Var. % a.a	3.4%	16.6%	12.3%	17.0%	6.9%	13.6%	9.5%

Fuente: IAE en base a SE

Ventas de combustibles 2018-Hoy | Mm3/d



Petróleo procesado y productos obtenidos Mm3/dìa

	Petróleo procesado	Gasoil obtenido	Nafta obtenida
ene.-22	76.6	33.6	23.3
dic.-22	84.9	36.0	25.2
ene.-23	83.9	36.5	26.1
12 meses ant.	75.0	33.0	23.2
12 meses	78.3	34.5	24.0
Var. % i.m	-1.2%	1.4%	3.3%
Var. % i.a	9.6%	8.5%	11.8%
Var. % a.a	4.4%	4.4%	3.3%

Fuente: IAE en base a SE

Demanda de gas por redes | MMm3/d

	Residencial	Comercial	Entes oficiales	Industria	Centrales Eléctricas	SDB	GNC	Total
dic.-21	11.4	2.1	0.4	34.8	47.1	1.0	6.9	103.7
nov.-22	13.6	2.4	0.6	35.6	36.6	1.2	6.4	96.5
dic.-22	11.1	2.9	0.4	35.3	40.9	1.0	6.3	97.9
12 meses ant.	26.5	3.2	1.1	33.2	44.2	2.2	6.4	116.9
12 meses	28.4	3.4	1.3	33.7	36.6	2.5	6.5	112.4
Var. % i.m	-18.5%	18.9%	-38.8%	-0.8%	11.9%	-18.4%	-1.2%	1.5%
Var. % i.a	-2.2%	35.8%	-1.0%	1.3%	-13.0%	-1.8%	-8.2%	-5.6%
Var. % a.a	7.2%	8.1%	12.0%	1.6%	-17.2%	9.6%	1.3%	-3.8%

Fuente: IAE en base a ENARGAS

Precios

- El precio del barril de petróleo **BRENT** en enero de 2023 fue de USD/bbl 82.4, lo cual implica un precio 1.6% superior respecto al mes anterior mientras que es 3.7% inferior al registrado en igual mes de 2022. Por otra parte, el precio del barril de crudo **WTI** fue USD/bbl 78.4 teniendo una variación positiva del 2.3% respecto del mes anterior y una disminución del 5.8% respecto a igual mes de 2022.
  Los precios del crudo a nivel mundial comenzaron a caer rápidamente a partir de enero de 2020, llegando al mínimo en mayo de 2020. Por otra parte, los niveles de precios a partir de enero de 2020 muestran una respuesta al colapso de la demanda mundial de crudo durante la pandemia del Covid-19 y a las dificultades en el almacenamiento disponible. Como se observa, los precios internacionales han tenido una considerable recuperación con picos en el primer semestre de 2022.

- El barril argentino del tipo **Escalante** tuvo un precio de USD/bbl 72.7 en enero de 2023 esto implica una disminución del 0.7% respecto al mes anterior mientras fue 6.5% mayor al precio de igual mes de 2022. Por otra parte, el barril del tipo **Medanito** muestra un precio que se ubicó en los USD/bbl 65.9 en el mes de enero de 2023: 1.1% menor al mes anterior y 12.6% superior respecto al de igual mes del año anterior.

- Estos precios muestran que la **brecha BRENT-ESCALANTE** fue del 14% en el mes de enero mientras que la **brecha BRENT-MEDANITO** es del 25%.

- El precio spot del gas natural **Henry Hub** fue de USD 3.27 MMBtu (millón de Btu) en enero de 2023. Así, el precio principal que rige en el NYMEX de USA disminuyó 40.9% respecto al mes anterior y fue 25.3% menor respecto de igual mes del año anterior.

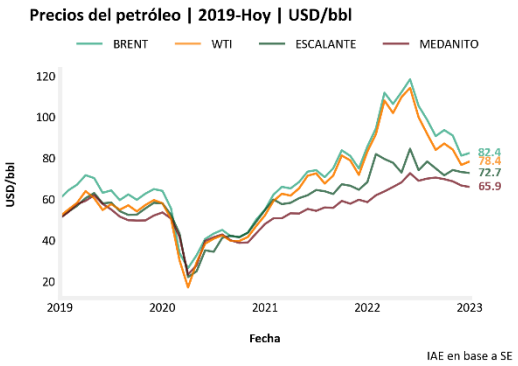
- En el caso argentino, el precio del **Gas Natural en boca de pozo en base al cálculo de regalías (lo que reciben los productores locales)** fue de 3.24 USD/MMBtu en enero de 2023 lo cual implica un precio 3% mayor al del mes anterior y 15.8% superior a igual mes del año 2022.

- **El Precio de importación del GNL.** Según se pública en la web de IEASA, el precio promedio de las compras del año 2023 fue de 28.82 USD/MMbtu mientras que en 2022 y 2020 fue de 8.33 y 2.96 USD/MMbtu respectivamente. Las compras de GNL al mes de enero totalizan USD 2,884 millones por 41 cargamentos.
  Según las estadísticas de comercio exterior, el gas importado por gasoductos de Bolivia (y marginalmente de Chile) tuvo un precio de importación de 16.74 USD/MMBTU para el mes de enero de 2023.

Precios del petróleo USD/bbl

	BRENT	WTI	Escalante	Medanito
ene.-22	85.6	83.2	68.3	58.5
dic.-22	81.2	76.6	73.2	66.6
ene.-23	82.4	78.4	72.7	65.9
Var. % i.m	1.6%	2.3%	-0.7%	-1.1%
Var. % i.a	-3.7%	-5.8%	6.5%	12.6%

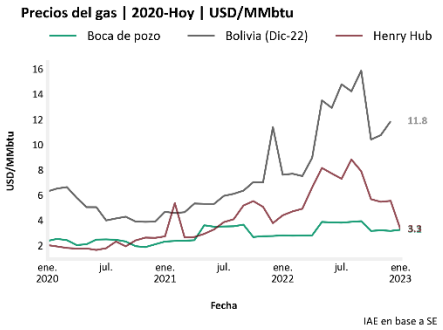
Fuente: IAE en base a SE



Precios del Gas Natural | USD/Mmbtu

	Boca de pozo Arg.	Bolivia	GNL	Henry Hub
ene.-22	2.79	7.60	0.00	4.38
dic.-22	3.14	11.84	0.00	5.53
ene.-23	3.24	0.00	0.00	3.27
Var. % i.m	3.0%	-	-	-40.9%
Var. % i.a	15.8%	-	-	-25.3%

Fuente: IAE en base a SE y EIA



	Precio Promedio	Volumen (MMm3)	Monto (MM USD)
Licitación 1	27.74	56.9	$ 58.3
Licitación 2	39.96	536.5	$ 791.1
Licitación 3	29.08	620.5	$ 665.9
Licitación 4	25.11	791.2	$ 733.2
Licitación 5	24.38	707.2	$ 636.3
Total	**28.82**	**2712.3**	**$ 2,884.8**

Fuente: IAE en base a IEASA

1. Biocombustibles

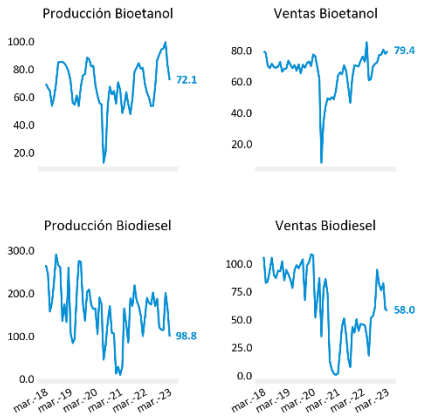
- La **producción de Bioetanol** en base a maíz y caña de azúcar disminuyó en diciembre de 2022 13.1% i.m. respecto al mes anterior y fue 3.8% i.a. mayor. En el cálculo acumulado durante los últimos 12 meses al mes de referencia la producción es 14.6% a.a. superior.
  Por otra parte, las ventas disminuyeron en diciembre de 2023 respecto al mes anterior 2.2% i.m. y fueron 4.5% i.a mayores a igual mes del año anterior. A su vez, fueron 11.6% mayores en el cálculo acumulado de doce meses respecto a igual periodo anterior.

- La **producción de Biodiesel** se redujo en diciembre de 2023 respecto al mes anterior 40% i.m. y 30.7% i.a. respecto al mismo mes del año anterior. A su vez, la producción es 10.8% a.a mayor en el último año móvil.
  Las ventas internas de biodiesel disminuyeron 1.4% i.m. respecto al mes anterior. Por otra parte, las ventas fueron 27.4% mayores a las registradas en el mismo mes de año anterior. En el año móvil registra un aumento del 62.6% a.a.
  Las exportaciones de Biodiesel acumuladas en los últimos 12 meses a diciembre de 2023 fueron 2.6% menores a igual periodo del año anterior.

	Bioetanol | Miles de Tn.		Biodiesel | Miles de Tn.			Total en miles de Tn.
	Producción	Ventas totales	Producción	Ventas internas	Exportación	
dic.-21	69.4	76.0	142.5	45.5	45.0	211.9
nov.-22	82.9	77.7	164.6	58.8	157.4	247.6
dic.-22	72.1	79.4	98.8	58.0	59.3	170.9
12 meses ant.	800.4	792.8	1,723.7	439.4	1,269.6	2,524.1
12 meses	917.0	885.0	1,909.6	714.3	1,236.4	2,826.6
Var. % i.m	-13.1%	2.2%	-40.0%	-1.4%	-62.3%	-31.0%
Var. % i.a	3.8%	4.5%	-30.7%	27.4%	-	-19.4%
Var. % a.a	14.6%	11.6%	10.8%	62.6%	-2.6%	12.0%

Fuente: IAE en base a SE

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



IAE en base a SE

2. Balanza comercial energética

- La **balanza comercial energética** del mes de enero de 2023 se muestra en déficit en USD 205 millones.
  Las exportaciones disminuyeron 5.2% i.a mientras que las importaciones fueron 96.1% i.a. mayores.
  En el acumulado anual de 2023 las exportaciones disminuyeron 5.2% mientras que las importaciones fueron 96.1% superiores a.a.

- **Los índices de valor, precio y cantidad** indican que en enero de 2023 se exportó 3.9% menos de combustible y energía en términos de cantidades respecto a igual mes de 2022, mientras que los precios de exportación disminuyeron 1.5% i.a dando como resultado una disminución en el valor exportado del 5.2% i.a.
  Por otra parte, las importaciones de combustibles y lubricantes aumentaron 67% en cantidades en enero de 2023 respecto a igual mes de 2022, mientras que en precios se observa un aumento del 14.4%. Esto generó un aumento en el valor importado del 96.1% i.a.
  Para este mes, los datos acumulados son los expuestos para el mes de enero.
  .

- Según datos de comercio exterior disponibles a diciembre de 2022 (datos de enero con inconsistencias al momento de elaborar el informe), las **exportaciones medidas en cantidades** de los principales combustibles para el acumulado en los últimos doce meses muestran mayores ventas al exterior. En el caso del petróleo las ventas anuales fueron 50.1% superiores.
  En cuanto a las **importaciones**, hubo un aumento en las compras de naftas al exterior del 100.8% a.a

Balanza comercial energética en millones de USD

	Saldo comercial energético	Exportación combustibles y energía	Importación combustibles y lubricantes
ene.-22	172	535	363
ene.-23	-205	507	712
Acumulado 2022	172	535	363
Acumulado 2023	-205	507	712
% i.a	-	-5.2%	96.1%
% var. a.a	-	-5.2%	96.1%

Fuente: IAE en base a INDEC

Balanza comercial energética por valor, precio y cantidad (var %)

dciembre de 2022		Exportacion combustibles y energía	Importación combustibles y lubricantes
Respecto de enero de 2022	Valor	-5.2%	96.1%
	Precio	-1.5%	14.4%
	Cantidad	-3.9%	67.0%
Respecto al acumulado a enero	Valor	-5.2%	96.1%
	Precio	-1.5%	14.4%
	Cantidad	-3.9%	67.0%

Fuente: IAE en base a INDEC

durante los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior.

Por otra parte, en doce meses se importó un total de 2,557 Mm3 de Gasoil, es decir 29.7% a.a. más.

Por último, las importaciones de GNL totalizaron 2,352.1 MMm3 durante los últimos doce meses relevados por estadísticas de comercio exterior (6.4 MMm3/día) y disminuyeron 33.5% a.a. respecto al año anterior. Mientras que las importaciones de gas de Bolivia totalizaron 3,835.2 MMm3 (10.5 MMm3/día) y se redujeron 18.9% a.a.

Principales productos energéticos exportados - Cantidades

	Butano (Mtn.)	Gas Natural (MMm3)	Petróleo (Mm3)	Propano (MTn.)
dic.-21	78.9	260.2	678.6	82.9
nov.-22	62.2	174.2	587.5	82.6
dic.-22	66.0	135.0	797.3	100.0
12 meses ant.	447.9	876.2	4,330.5	527.1
12 meses	537.4	1,898.3	6,501.2	682.7
Var. % i.m	6.1%	-22.5%	35.7%	21.0%
Var. % i.a	-16.3%	-48.1%	17.5%	20.6%
Var. % a.a	20.0%	116.7%	50.1%	29.5%

Fuente: IAE en base a SE

Principales productos energéticos importados - Cantidades

	GNL (MMm3)	Gas Natural (MMm3)	Gasoil (Mm3)	Nafta (Mm3)
dic.-21	0.0	377.1	232.8	133.8
nov.-22	0.0	177.9	150.5	93.7
dic.-22	0.0	215.2	139.8	68.9
12 meses ant.	3,539.5	4,726.1	1,971.7	580.7
12 meses	2,352.1	3,835.2	2,557.9	1,165.9
Var. % i.m	-	21.0%	-7.1%	-26.4%
Var. % i.a	-	-42.9%	-39.9%	-48.5%
Var. % a.a	-33.5%	-18.9%	29.7%	100.8%

Fuente: IAE en base a SE

Glosario

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