www.iae.org.ar
iae@iae.org.ar
Tel: 4334-7715/6751

Lic. Julián Rojo
julian.rojo@iae.org.ar
@julianrojo_

Resumen ejecutivo

Producción de Hidrocarburos

En agosto de 2021 la **producción de petróleo aumentó 7.5% i.a. y se redujo 0.6% a.a**. en los últimos 12 meses.
La producción de petróleo convencional se redujo 1.2% i.a. y cayó 7.7% a.a. en los últimos 12 meses. En cambio, la producción no convencional (28% del total) se incrementó 32.7% i.a y 22.9% a.a.

En agosto de 2021 la **producción de Gas aumentó 6.4% i.a y se redujo 5.8% a.a. que es el equivalente a 7.5 MMm3/día.** La producción de Gas convencional (56% del total) se redujo 7.3% i.a y 7% a.a.
La producción no convencional aumentó 24.1% i.a. aunque disminuyó en los últimos doce meses 4.3% 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 6.2% a.a en su producción.

Demanda

En agosto de 2021 **las ventas de naftas y gasoil** disminuyeron 3.4% i.m. y aumentaron 14.6% i.a. y 5.3% a.a.
Durante los últimos doce meses, las ventas de Gasoil fueron 3.7% mayores respecto a igual periodo anterior, mientras que las ventas de nafta fueron 8.1% superiores.
La demanda total de gas natural aumentó 8**% i.a. en junio. La demanda acumula una reducción del 3.5% (4.1 MMm3/d menos) en los últimos doce meses corridos** respecto a igual periodo del año anterior. Esto indica que la producción interna cayó más que la demanda en igual periodo, lo cual implicó un aumento de las importaciones de gas y utilización de combustibles líquidos en la generación eléctrica.
La **demanda total de Energía Eléctrica** se redujo 6.1% en agosto de 2021 respecto al mes anterior y aumentó 8.7% respecto a igual mes de 2020. El consumo eléctrico anual presenta un aumento acumulado del 2.8% a.a.

Subsidios energéticos

Según ASAP los subsidios energéticos acumulados a julio de 2021 fueron $ 471 mil millones, esto es USD 5,162 millones, y aumentaron 115.7% respecto a igual periodo de 2020. CAMMESA lideró las transferencias recibidas con $ 304 mil millones y un aumento de 100.5%, ocupando el 65% de los fondos ejecutados.

Variable	Unidad	Fecha	mes	mes anterior	mes año anterior	% i.m.	% i.a.	% 12 meses i.a.
Generación eléctrica local	GWh/d	ago.-21	411.6	417.8	353.8	-1.5%	16.3%	6.6%
Producción de petróleo	Mm3/d	ago.-21	82.4	82.9	76.6	-0.7%	7.5%	-0.6%
Producción de petróleo Convencional	Mm3/d	ago.-21	56.2	56.3	56.9	-0.1%	-1.2%	-7.7%
Producción de petróleo No Convencional	Mm3/d	ago.-21	26.2	26.7	19.7	-1.9%	32.7%	22.9%
Producción de gas natural	MMm3/d	ago.-21	133.7	130.7	125.7	2.3%	6.4%	-5.8%
Producción de gas natural Convencional	MMm3/d	ago.-21	65.6	65.8	70.8	-0.3%	-7.3%	-7.0%
Producción de gas No Convencional	MMm3/d	ago.-21	68.0	64.9	54.8	4.9%	24.1%	-4.3%
Producción de Bioetanol	MTn.	jul.-21	78.2	58.9	67.3	32.9%	16.1%	-1.7%
Producción de Biodiesel	MTn.	jul.-21	218.2	170.4	169.8	28.1%	28.5%	-31.2%
Demanda Eléctrica	GWh/d	ago.-21	376.1	400.6	346.1	-6.1%	8.7%	2.8%
Venta de combustibles	Mm3/d	ago.-21	61.4	63.6	53.6	-3.4%	14.6%	5.3%
Naftas	Mm3/d	ago.-21	24.0	23.5	16.5	2.0%	45.4%	8.1%
Gasoil	Mm3/d	ago.-21	37.4	40.1	37.1	-6.6%	0.9%	3.7%
Gas natural entregado a usuarios	MMm3/d	jun.-21	142.0	120.1	131.5	18.3%	8.0%	-3.5%

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

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

1. **Proyecto de Ley de Promoción de Hidrocarburos. El IAE Mosconi promueve el rechazo por parte del Parlamento Nacional del actual proyecto** de Ley ya que compromete recursos fiscales que el Estado no posee, concede beneficios por largos períodos de tiempo, tiene un diseño institucional que no es transparente, crea inequidades que serán motivo de reclamo y, además, se contrapone con criterios elementales de la transición energética. Leé el documento completo.

2. El presupuesto 2022 vuelve a tropezar con la misma piedra: los subsidios. El presupuesto 2022 propone transferencias por "servicios económicos" del orden de los $2 billones (4% del PIB). *Por Alejandro Einstoss* para *El Economista.*

3. Energía y Economía: la necesidad de coordinar dos agendas. Por *Ricardo Carciofi* para *Perfil.*

4. Martínez: "Las tarifas se discutirán en función a la evolución del bolsillo". El secretario de Energía de la Nación, Darío Martínez, aseguró que no hay definiciones tomadas en torno a futuros aumentos de luz y gas. Enfatizó que se apunta a que las subas sean menores que el alza en los salarios y no descartó sumar subsidios para los sectores más carenciados. *Diario Rio Negro.*

5. Pese al boom petrolero en Vaca Muerta, la producción de gas está por debajo de 2019. YPF es la compañía que más redujo la extracción del fluido. Solo dos empresas producen más que hace dos años. *Clarín.*

6. Ley de promoción petrolera: campaña, internas y la manija de Vaca Muerta. La recta final del proyecto clave para el sector hidrocarburífero se tornó más que polémica. Qué contempla la iniciativa y qué se critica desde la Ofephi. *Diario Rio Negro.*

7. El gasoducto Néstor Kirchner de Vaca Muerta no tiene quien lo pague y esperan a China. El Presupuesto 2022 prevé menos de u$s 550 millones para ampliar la capacidad de transporte desde la Cuenca Neuquina. La obra necesita u$s 1200 millones y hay dudas sobre la licitación. *El Cronista.*

1. Indicadores de actividad económica y precios

- El **EMAE** (estimador de actividad económica) muestra para el mes de julio de 2021 un aumento del 0.8% respecto al mes anterior mientras que la actividad fue 11.7% superior respecto al mismo mes del 2020 (i.a) y 10.5% 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 julio de 2021 una variación negativa del 2.6% respecto al mes anterior mientras que fue 13% i.a. mayor. En el acumulado del año 2021 crece 21% respecto a igual periodo del año anterior.
  Desagregando el índice, la actividad referida a la **refinación de petróleo** aumentó 6.6% i.a. y 9.2% en el acumulado de 2021. En particular, la refinación de petróleo para naftas aumentó 22.6% i.a y 22.6% acumulado, mientras la de Gasoil disminuyó 2.9% i.a y aumentó 10.8% acumulado en el año 2021.

- Los precios mayoristas **(IPIM)** aumentaron 2.5% en agosto de 2021 respecto del mes anterior. A su vez, tuvo una variación del 60.5% respecto de igual mes de 2020 y acumula un incremento del 36% en 2021.
  El IPIM relevado para **petróleo crudo y gas** tuvo variación positiva del 0.4% i.m, mientras que fue 59.7% i.a. superior respecto a igual mes del año anterior y acumula un aumento del 42.2% en el año 2021.
  Los precios mayoristas referidos a los **productos refinados de petróleo** aumentaron 1% i.m respecto del mes anterior. A su vez, se incrementaron 81.2% respecto a igual mes del año anterior y acumulan un aumento del 53.7% en año 2021.
  Por último, el IPIM relevado para la **energía eléctrica** muestra una variación del 2.6% i.m. y del 48.7% i.a. respecto de igual mes del año anterior. Durante el año 2021 aumentó 48.9% acumulado respecto a igual periodo anterior.

		Respecto mes anterior	Igual mes año anterior	Acumulado anual
EMAE	**jul.-21**	0.8%	11.7%	10.5%
IPI-M	**jul.-21**	-2.6%	13.0%	21.0%
Refinación del petróleo	jul.-21	-	6.6%	9.2%
Naftas	jul.-21	-	22.6%	22.6%
Gasoil	jul.-21	-	-2.9%	10.8%
IPIM	**ago.-21**	2.5%	60.5%	36.0%
IPIM- Petroleo crudo y gas	ago.-21	0.4%	59.7%	42.2%
IPIM- Refinados de petroleo	ago.-21	1.0%	81.2%	53.7%
IPIM-Energía eléctrica	ago.-21	2.6%	48.7%	48.9%

Fuente: IAE en base a INDEC

2. Situación fiscal del sector energético

Evolución de los subsidios energéticos

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

Las transferencias para gastos corrientes (los subsidios energéticos) aumentaron 115.7% en el acumulado al mes de junio de 2021 respecto a igual periodo del año anterior. Esto implica mayores subsidios por la suma nominal de $ 252,888 millones.

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

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

Los subsidios a la oferta de gas, en total, sumaron $ 149,000 millones (USD 1,570 millones), es decir un 195% más que en igual periodo anterior.

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

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

Fuente: IAE en base a ASAP

Transferencias para gastos de capital

Las transferencias acumuladas a junio de 2021 para gastos de capital fueron $ 13,406 millones incrementándose en 86.7% respecto a igual periodo de 2020. Esto implica un monto mayor en $ 7,181 millones respecto a igual periodo de 2020. Las transferencias a IEASA explican la dinámica y se incrementaron 95.4%.

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

Fuente: IAE en base a ASAP

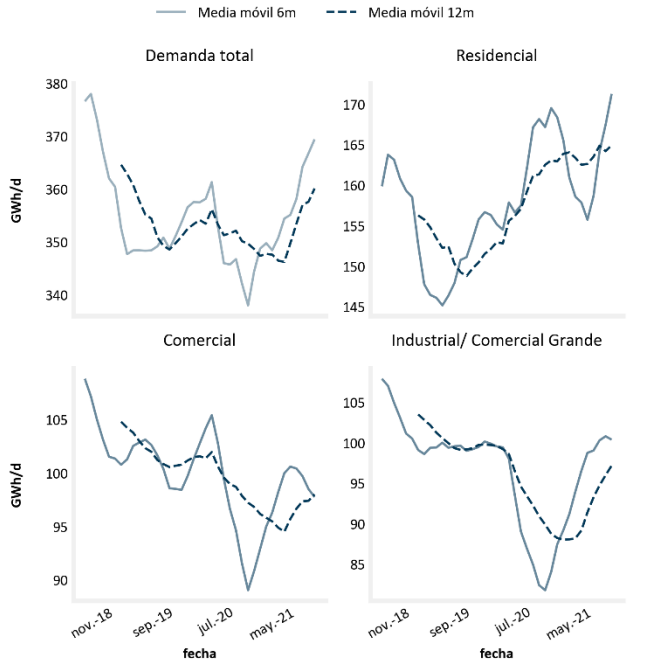
3. Situación del mercado eléctrico

- **En el mes de agosto de 2021 la demanda total de energía eléctrica fue 6.1% menor al mes anterior y 8.7% superior a la del mismo mes del año anterior. En los datos anuales se observa que en los últimos doce meses la demanda fue 2.8% a.a mayor respecto a igual periodo anterior.**
  En el mes de agosto de 2021 la demanda industrial/Comercial aumentó 0.6% i.m. y 16.6% i.a. Esta categoría aumentó su consumo 6.9% anual.
  Por otra parte, la demanda comercial se redujo 1.5% i.m. en agosto de 2021 respecto del mes anterior y fue 7.9 i.a. mayor a igual mes de 2020. El consumo anual de la categoría Comercial fue solo 0.1% mayor.
  El consumo Residencial se redujo 6.1% i.m. explicado principalmente por factores climáticos y estacionales afectados por los efectos de la pandemia. Por otra parte, la demanda fue 5.1% mayor a la de agosto de 2020 y creció 2.2% anual.
  En la categoría comercial el efecto de la pandemia redujo significativamente el consumo de energía eléctrica respecto del año anterior. En agosto, 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 y 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
ago.-20	90.7	85.5	169.9	346.1
jul.-21	99.3	99.1	202.3	400.6
ago.-21	97.8	99.7	178.6	376.1
12 meses ant.	97.9	90.9	161.3	350.2
12 meses	98.0	97.2	164.9	360.1
Var. % i.m	-1.5%	0.6%	-11.7%	-6.1%
Var. % i.a	7.9%	16.6%	5.1%	8.7%
Var. % a.a	0.1%	6.9%	2.2%	2.8%

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 1.8% i.m en agosto de 2021 y aumentó 14.9% i.a. respecto a igual mes del año anterior. Por otra parte, en los últimos doce meses la oferta neta fue 5.6% superior a igual periodo anterior.

- La **generación neta local** disminuyó 1.5% i.m. en agosto de 2021 y aumentó 16.3% i.a. respecto del mismo mes del año anterior. La generación local en los últimos doce meses tuvo un incremento del 6.6% anual.
  En los datos desagregados i.a se observa crecimiento en la generación Nuclear, Renovable y Térmica que aumentaron 19.3%, 31.9% y 34.3% i.a. respectivamente.
  En los últimos doce meses la generación Renovable y Térmica muestran crecimiento positivo con una variación del 49.2% y 14.6% a.a. respecto a igual periodo anterior. Mientras que la generación Hidráulica y Nuclear disminuyeron 23.2% y 8% anualmente.

Oferta de energía eléctrica | GWh/d							
	Hidráulica	Nuclear	Renovable	Térmica	Importación	Generación neta local	Total oferta neta
ago.-20	82.3	28.7	38.1	204.7	4.9	353.8	358.7
jul.-21	58.7	35.5	51.6	272.0	2.0	417.8	419.8
ago.-21	52.2	34.3	50.2	274.9	0.5	411.6	412.1
12 meses ant.	86.6	27.7	29.8	216.5	4.9	360.7	365.6
12 meses	66.5	25.5	44.5	248.0	1.5	384.6	386.1
Var. % i.m	-11.1%	-3.5%	-2.8%	1.1%	-72.8%	-1.5%	-1.8%
Var. % i.a	-36.6%	19.3%	31.9%	34.3%	-88.8%	16.3%	14.9%
Var. % a.a	-23.2%	-8.0%	49.2%	14.6%	-68.7%	6.6%	5.6%

Fuente: IAE en base a CAMMESA

- **La generación a través de energías renovables definidas en la Ley 27.191** se redujo 2.8% i.m y aumentó 31.9% i.a. en agosto de 2021. A su vez, en los últimos doce meses presentó un incremento del 49.2% respecto a igual periodo anterior.

Hubo un aumento anual en las categorías: Biogas, Biomasa, Eólica y Solar se incrementaron 19.4%, 97.9%, 52.7% y 78.1% respectivamente. Por otra parte, la generación Hidráulica Renovable disminuye 2.3% en los últimos doce meses.
El incremento total en los últimos doce meses está impulsado principalmente por el aumento en la generación eólica y solar debido a la representación que tienen en el total.
En términos anuales la generación Eólica es la de mayor importancia, representando el 74% del total Renovable.

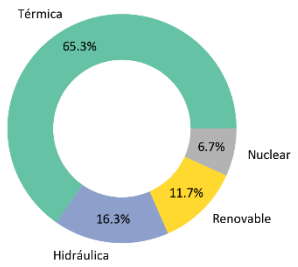
Generación por fuente renovable - Ley 27.191 | GWh/d

	Biogas	Biomasa	Eólica	Hidro Renovable	Solar	Total Renovable
ago.-20	0.9	1.6	30.0	2.8	2.8	**38.1**
jul.-21	1.2	2.2	41.7	2.1	4.5	**51.6**
ago.-21	1.3	2.5	38.9	2.2	5.3	**50.2**
12 meses ant.	0.8	0.9	21.7	3.5	2.9	**29.8**
12 meses	0.9	1.8	33.1	3.4	5.2	**44.5**
Var. % i.m	2.6%	16.4%	-6.7%	6.3%	18.7%	**-2.8%**
Var. % i.a	41.2%	58.5%	29.5%	-20.4%	90.6%	**31.9%**
Var. % a.a	19.4%	97.9%	52.7%	-2.3%	78.1%	**49.2%**

Fuente: IAE en base a CAMMESA

La participación de generación a través de energías Renovables definidas en la Ley 27.191 fue del 12.2% en agosto y del 11.7% 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 10.7% del total generado en los últimos doce meses mientras que la hidráulica representa el 18.2% de la generación neta local.

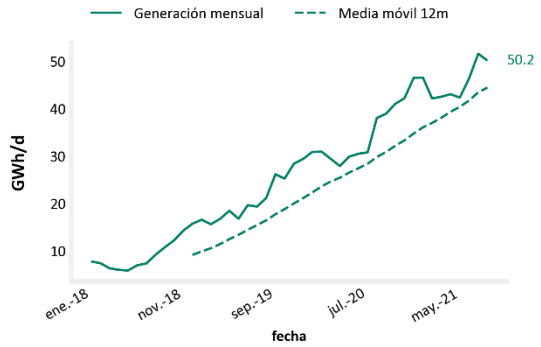
Composición de la generación eleéctrica por fuente - Año 2021



IAE en base a CAMMESA

- **Precios y costos de la energía:** los datos indican que en agosto de 2021 el costo monómico (costo promedio de generación eléctrica) respecto del mes anterior tuvo una reducción del 0.9% i.m y creció 81.5% i.a, mientras que el precio monómico estacional (lo que paga la demanda en promedio) aumentó 7.6% i.m. en agosto de 2021 y 20.3% 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 60.5% 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 agosto de 2021, debido a un incremento proporcionalmente mayor 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 30.9% de los costos de generación en agosto, mientras en julio de 2021 fue de 28.5%**. En el mismo mes de 2020 el precio promedio pagado por la demanda cubrió el 47% de los costos de generación eléctrica. Esto revela que desde este punto de vista hubo un retroceso en la cobertura de los costos de 16 puntos porcentuales.

Generación Renovable (Ley 27.191) | 2018 - Hoy



IAE en base a CAMMESA

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

	Costo	Precio Estacional
ago.-20	4,573.9	2,134.6
jul.-21	8,376.8	2,387.9
ago.-21	8,301.6	2,568.9
12 meses ant.	3,940.5	2,160.1
12 meses	5,849.6	2,294.3
Var. % i.m	-0.9%	7.6%
Var. % i.a	81.5%	20.3%
Var. % a.a	48.4%	6.2%

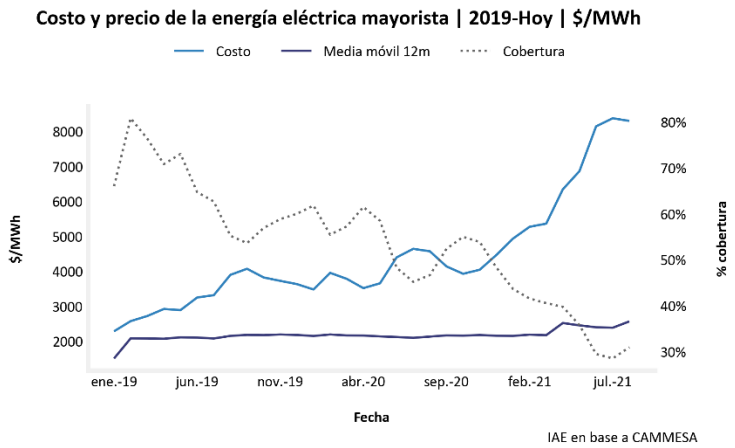
Fuente: IAE en base a CAMMESA

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 48.4% anual, el precio que paga la demanda lo hace en solo 6.2%.

Por otra parte, las Provincias han actualizado los cuadros tarifarios, al igual que las concesiones bajo Jurisdicción Nacional. Sin embargo, el precio de la energía se mantiene 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 39% de los costos de generación durante los últimos doce meses.



- **La potencia instalada** en agosto de 2021 fue de 42,584 MW, mientras que la potencia máxima bruta ha sido de 23,851 MW.

Potencia instalada agosto 2021

Potencia instalada (MW)	Potencia máxima bruta (MW)	Potencia máxima histórica (MW)
42,584	23,851 10/08/2021	26,450 25/01/2021

Fuente: IAE en base a CAMMESA

- **En agosto de 2021 el consumo de combustibles en la generación eléctrica** muestra un aumento del gas natural del 18.4% i.m y del 34.4% i.a. El consumo de gasoil se redujo 61.6% i.m y fue 74.2% mayor al de agosto de 2020.

  En cuanto a la variación en los últimos doce meses, **el Consumo de Gas Natural aumentó 2.2% durante el periodo, mientras que se consumió 116.9% más de Gas Oil.**

Consumo de combustibles en generación eléctrica

	Carbón (MTn.)	Fuel Oil (MTn.)	Gas Natural (MMm3)	Gasoil (Mm3)
ago.-20	69.9	61.3	895.2	56.9
jul.-21	79.9	95.1	1016.7	258.0
ago.-21	84.2	30.8	1203.4	99.1
12 meses ant.	423.4	353.1	11,975.3	655.7
12 meses	710.2	815.3	12,294.0	1,421.9
Var. % i.m	5.4%	-67.6%	18.4%	-61.6%
Var. % i.a	20.5%	-	34.4%	74.2%
Var. % a.a	67.7%	130.9%	2.7%	116.9%

Fuente: IAE en base a CAMMESA

4. Hidrocarburos

Upstream

Petróleo

- **En agosto de 2021, la producción de petróleo se redujo 0.7% respecto del mes anterior y aumentó 7.5% i.a respecto de igual mes de 2020. Por otra parte, en los últimos doce meses la producción acumulada fue 0.6% inferior respecto a igual periodo anterior.**

En el mes de agosto de 2021 la producción total muestra un aumento de 7.5% respecto al mismo mes de 2020. Este aumento está impulsado por la cuenca Neuquina y en menor medida por las cuencas Golfo de San Jorge y Austral.

La cuenca Neuquina, donde se encuentra Vaca Muerta, redujo la producción 1.6% i.m respecto al mes anterior, mientras que es 15% i.a mayor respecto a agosto de 2020. La cuenca Golfo San Jorge (la segunda cuenca productora en importancia), aumentó la producción 0.6% i.m. respecto de julio de 2021 y 0.8% i.a.

En la cuenca Austral la producción se redujo 1.8% i.m. y aumentó 6.5% i.a. Mientras que en la cuenca Cuyana aumentó 1.5% i.m. y se redujo 6% i.a.

La Cuenca Noroeste redujo su producción 1% i.m. y 18.1% i.a.

La producción de petróleo acumulada durante los últimos doce meses fue 0.6% inferior a la de igual periodo anterior.

La Cuenca Neuquina representa el 50% de la producción y es la única que crece anualmente con una tasa de 5.4% a.a., mientras que la Cuenca Golfo de San Jorge, con el 41% del total, se presenta con una disminución del 6.1% anual.

La Cuenca Noroeste presenta una reducción del 12% en el acumulado en doce meses, la Cuenca Cuyana disminuye 7.8% anual y la cuenca Austral 3.1%.

Desagregando por los principales operadores, se observa que YPF (47% de la producción total de petróleo) aumentó la producción 0.5% en agosto respecto al mes anterior mientras que fue 6.2% superior respecto de igual mes del año anterior y 1.1% menor en el acumulado de los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior.

Pan American Energy, con una participación del 20% en el total, aumentó la producción 1% respecto del mes anterior mientras disminuyó sólo 0.1% i.a. La producción anual de PAE es 4.9% a.a. menor.

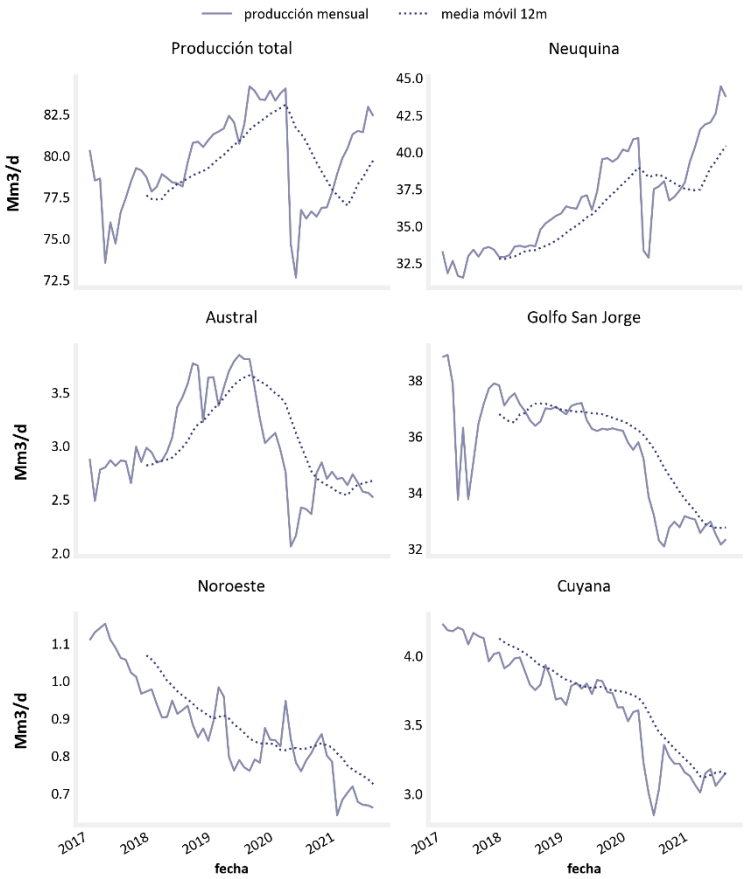
Pluspetrol, y Tecpetrol aumentan su producción 11.5%, y 17.2% i.a respectivamente. A su vez, estas empresas redujeron la producción acumulada en doce meses en 1.8% y 3% a.a respectivamente. Por otra parte, SINOPEC aumentó la producción 3.5% i.a. aunque disminuye 15.6% a.a. mientras que Vista aumentó la producción 77% i.a y 52% anualmente. El conjunto de las empresas restantes reduce su producción anual 0.8% a.a.

Producción de Petróleo por cuenca - Mm3/d

	Austral	GSJ	Neuquina	Noroeste	Cuyana	Total
ago.-20	2.4	32.1	38.0	0.8	3.4	76.6
jul.-21	2.6	32.2	44.5	0.7	3.1	82.9
ago.-21	2.5	32.3	43.7	0.7	3.2	82.4
12 meses ant.	2.8	34.9	38.3	0.8	3.4	80.2
12 meses	2.7	32.8	40.4	0.7	3.1	79.7
Var. % i.m	-1.8%	0.6%	-1.6%	-1.0%	1.5%	-0.7%
Var. % i.a	6.5%	0.8%	15.0%	-18.1%	-6.0%	7.5%
Var. % a.a	-3.1%	-6.1%	5.4%	-12.0%	-7.8%	-0.6%

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
ago.-20	16.0	4.3	2.1	2.3	2.8	36.0	13.1	76.6
jul.-21	15.9	4.8	2.2	2.8	5.1	38.0	14.0	82.9
ago.-21	16.0	4.7	2.2	2.7	4.9	38.2	13.6	82.4
12 meses ant.	16.8	4.3	2.7	2.4	2.8	37.6	13.6	80.2
12 meses	16.0	4.3	2.3	2.3	4.2	37.1	13.5	79.7
Var. % i.m	1.0%	-1.7%	-0.1%	-3.9%	-3.7%	0.5%	-3.4%	-0.7%
Var. % i.a	0.1%	11.5%	3.5%	17.2%	77.0%	6.2%	3.2%	7.5%
Var. % a.a	-4.9%	-1.8%	-15.6%	-3.0%	52.0%	-1.1%	-0.8%	-0.6%

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV

Crudo convencional y no convencional

- **La producción de petróleo convencional, que representa el 71.4% del total, se redujo 0.1% i.m. respecto del mes anterior y 1.2% i.a. A su vez, disminuyó 7.7% en los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior.**

- **La producción de petróleo no convencional, que ocupa el 28.6% del total anual, se redujo 1.9% i.m en agosto de 2021 respecto al mes anterior. Además, creció 32.7% respecto a igual mes de 2020 y 22.9% en los últimos doce meses.**

  La producción de petróleo no convencional se incrementó 32.7% i.a. debido al aumento del 34.4% i.a en el Shale y del 2.5% i.a en la producción de Tight oil. La producción Shale Oil en los últimos doce meses aumentó 26.1% mientras que la de Tight se redujo 23.7% 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 8% en la producción conjunta de Convencional y Tight** que representan el 72.5% del total de la producción nacional.

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

	Convencional	No convencional	Shale	Tight	% NC
ago.-20	56.9	19.7	18.7	1.0	25.7%
jul.-21	56.3	26.7	25.7	1.0	32.1%
ago.-21	56.2	26.2	25.1	1.0	31.8%
12 meses ant.	61.7	18.5	17.4	1.2	23.1%
12 meses	56.9	22.8	21.9	0.9	28.6%
Var. % i.m	-0.1%	-1.9%	-2.2%	5.7%	
Var. % i.a	-1.2%	32.7%	34.4%	2.5%	
Var. % a.a	-7.7%	22.9%	26.1%	-23.7%	

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV

Gas natural

- **La producción de gas natural aumentó 2.3% i.m. en agosto 2021 respecto al mes anterior y 6.4% i.a. Por otra parte, la producción acumulada de los últimos doce meses fue 5.8% inferior al año anterior.**

En los últimos doce meses, la producción de gas natural disminuyó en todas las cuencas.
Las cuencas Neuquina, Cuyana y Golfo de San Jorge presentan un incremento inter anual del 12.3%, 4.7% y 4.6% i.a. respectivamente. En la cuenca Austral la producción disminuyó 5.7% i.a y en Noroeste 8.6% 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 6.2% 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 7.4%, y 8.5% a.a respectivamente. La cuenca Cuyana disminuye la producción anual 5% a.a.

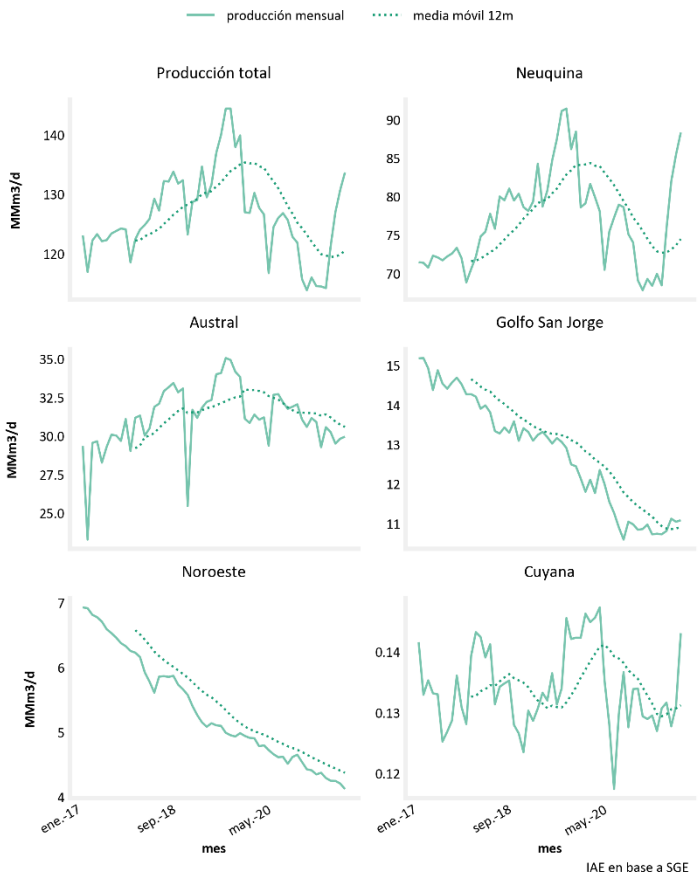
Desagregando por principales operadores se observa que YPF, que produce el 26% del gas en Argentina, aumentó la producción en agosto 14.8% i.a. respecto igual mes del año anterior. A su vez, la producción acumulada de YPF en los últimos doce meses fue 13.3% a.a. inferior.
La producción total acumulada durante los últimos doce meses se redujo 5.9% (7.5 MMm3). Por su parte, en el mismo periodo la producción acumulada de YPF se redujo 13.3% (5 MMm3/d) explicando el 66% de la caída de la producción total de gas en el periodo.
Total Austral aporta el 27% de la producción total y disminuyó 9.8% i.a. su producción respecto a agosto de 2020 mientras que durante los últimos doce meses su producción acumulada fue 0.6% a.a inferior.
Pan American, que representa el 11% de la producción total, aumentó la producción 0.3% i.a respecto a agosto de 2020. Por otra parte, disminuye su producción anual 1.7% a.a.
Tecpetrol con un peso 11% en el total, aumentó su producción 16.7% i.a. A su vez, la producción acumulada en doce meses fue 2.3% a.a inferior respecto a igual periodo anterior.
Estas cuatro empresas representan el 76% del total del gas producido y en conjunto redujeron 5.9% 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 89% 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
ago.-20	31.8	10.6	78.6	4.5	0.1	125.7
jul.-21	29.8	11.0	85.5	4.2	0.1	130.7
ago.-21	30.0	11.1	88.3	4.1	0.1	133.7
12 meses ant.	31.9	11.8	79.4	4.8	0.1	128.0
12 meses	30.6	10.9	74.5	4.4	0.1	120.5
Var. % i.m	0.5%	0.4%	3.4%	-2.0%	9.1%	2.3%
Var. % i.a	-5.7%	4.6%	12.3%	-8.6%	4.7%	6.4%
Var. % a.a	-4.0%	-7.4%	-6.2%	-8.5%	-5.0%	-5.8%

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
ago.-20	4.5	34.1	14.0	6.5	5.8	15.8	33.1	13.0	125.7
jul.-21	4.6	31.2	13.6	7.6	6.4	17.4	37.2	12.6	130.7
ago.-21	4.6	30.8	14.0	8.2	6.8	18.5	38.0	12.9	133.7
12 meses ant.	-	32.2	13.3	6.1	5.5	14.3	37.1	12.6	128.0
12 meses	-	32.0	13.1	6.5	5.5	13.9	32.2	12.6	120.5
Var. % i.m	-0.5%	-1.3%	3.0%	7.4%	4.9%	6.1%	2.3%	1.7%	2.3%
Var. % i.a	0.8%	-9.8%	0.3%	25.9%	17.2%	16.7%	14.8%	-0.9%	6.4%
Var. % a.a	-	-0.6%	-1.7%	7.0%	0.0%	-2.3%	-13.3%	-0.2%	-5.8%

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV

Gas convencional y gas no convencional

- **La producción de gas natural convencional,** que representa el 55.8% del total, se redujo 0.3% i.m. en **agosto de 2021 respecto al mes anterior mientras disminuyó 7.3% i.a respecto a agosto de 2020 y 7% a.a. en el acumulado de los últimos doce meses**.

- **La producción de gas natural no convencional que ocupa el 44.2% de la producción aumentó 4.9% i.m. en agosto de 2021 respecto al mes anterior, mientras fue 24.1% i.a. superior respecto de agosto de 2020.** La producción anual de Shale y Tight gas se reducen anualmente.

La producción de gas no convencional aumentó 17.3% i.a. debido a un incremento en el Shale y Tight del 36.3% y 6.6 i.a. respectivamente.

La producción acumulada en doce meses de shale gas, que representa el 25.9% de la producción total, disminuye 0.5% mientras que la de Tight disminuye 9.3% anual, representando el 18.3% de la producción total.

Como se ha señalada reiteradamente, es importante destacar que **el 74% de la producción de gas natural (Convencional + Tight) declina 7.6% anual.**

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

	Convencional	No convencional	Shale	Tight	% NC
ago.-20	70.8	54.8	32.2	22.6	43.6%
jul.-21	65.8	64.9	41.2	23.7	49.6%
ago.-21	65.6	68.0	43.9	24.1	50.9%
12 meses ant.	72.4	55.6	31.4	24.3	43.5%
12 meses	67.3	53.2	31.2	22.0	44.2%
Var. % i.m	-0.3%	4.9%	6.6%	1.9%	
Var. % i.a	-7.3%	24.1%	36.3%	6.6%	
Var. % a.a	-7.0%	-4.3%	-0.5%	-9.3%	

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV

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

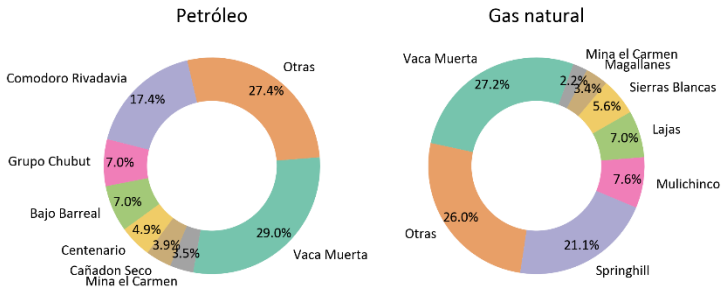
	PAE	Pluspetrol	Shell	Tecpetrol	Vista	YPF	Otras	Total petróleo Vaca Muerta
ago.-20	1.4	0.7	1.6	0.6	1.2	11.7	1.5	18.7
jul.-21	1.6	1.1	2.8	1.0	3.5	14.4	1.3	25.7
ago.-21	1.8	1.2	2.1	0.9	3.4	14.5	1.4	25.2
12 meses ant.	1.5	0.5	1.4	0.6	1.0	11.1	1.3	17.4
12 meses	1.3	0.8	2.1	0.6	2.7	13.1	1.4	21.9
Var. % i.m	7.2%	5.5%	-24.0%	-7.8%	-5.2%	1.0%	4.5%	-2.1%
Var. % i.a	21.7%	58.7%	35.8%	40.3%	183.9%	24.3%	-7.9%	34.5%
Var. % a.a	-8.7%	42.7%	50.9%	-4.8%	178.3%	17.6%	8.2%	26.2%

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV

Vaca Muerta en perspectiva

La producción de petróleo en la formación Vaca Muerta, en la cuenca Neuquina, disminuyó 2.1% i.m, y fue 34.5% i.a. superior y 26.2% a.a mayor durante los últimos doce meses. Representa el 29% 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 17.6% a.a.
La producción de gas natural en Vaca Muerta aumentó 6.7% i.m. y 37.4% i.a. aunque disminuyó 0.3% a.a durante los últimos doce meses. Vaca Muerta representa el 27.2% del total del gas producido en el país en 2021. En este caso hay tres operadores de importancia: Tecpetrol que se constituye como el principal operador, YPF y Total Austral.
En la formación Vaca Muerta Tecpetrol redujo su producción anual 1.5% mientras que la producción de YPF fue 5.9% a.a menor. Por otra parte, Total reduce su producción anual un 2.6% a.a.
YPF y Tecpetrol explican performance de la producción de Vaca Muerta en los últimos doce meses. En ausencia de éstas, la producción en la formación aumentó 5.3%.

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
ago.-20	1.2	1.9	2.7	13.1	5.1	7.3	1.0	32.2
jul.-21	0.9	2.7	3.7	14.8	4.1	13.9	1.5	41.5
ago.-21	0.8	3.0	4.1	15.9	4.0	14.6	2.0	44.3
12 meses ant.	1.4	1.7	2.3	11.4	4.7	8.8	1.0	31.4
12 meses	1.0	2.1	2.7	11.3	4.6	8.3	1.3	31.3
Var. % i.m	-10.1%	11.0%	10.1%	7.6%	-3.0%	5.4%	29.9%	6.7%
Var. % i.a	-36.9%	53.4%	52.3%	21.6%	-22.0%	101.4%	106.6%	37.4%
Var. % a.a	-28.0%	23.8%	18.0%	-1.5%	-2.6%	-5.9%	28.1%	-0.3%

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV

Downstream

- En el mes de agosto de 2021 **las ventas de naftas y gasoil disminuyeron 3.4% i.m. y 14.6% i.a**. **Durante los últimos doce meses la demanda de combustibles líquidos aumentó 5.3% a.a** respecto a igual periodo anterior.

  El aumento observado en las ventas de combustibles i.a está explicado por un incremento del 0.9% i.a en las ventas de Gasoil y del 45.4% i.a. en las ventas de las naftas. Esta diferencia en las variaciones se debe a que el consumo de gasoil cayó proporcionalmente menos que el de naftas durante el ASPO del año 2020, debido a su utilización principalmente en transporte y carga.
  A su vez, los datos indican que en agosto 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 3.7% respecto a igual periodo anterior:** las ventas de Gasoil Ultra fueron 13.3% mayores mientras que las de Gasoil Común, que ocupa el 75% del gasoil comercializado, aumentaron 0.7% a.a.
  Las ventas acumuladas de **Naftas aumentaron 8.1% en los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior** debido a un aumento del 13.1% en las ventas de nafta Ultra (25% del total comercializado) y del 6.5% en la Nafta Súper.

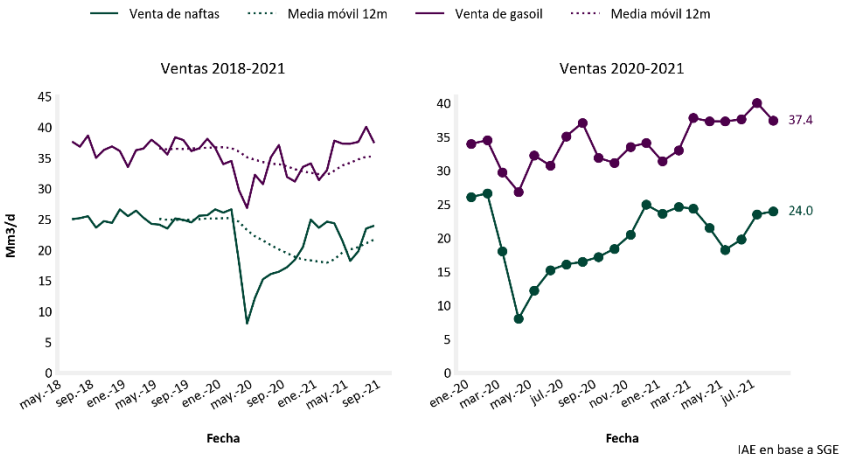
- **El Gas entregado** en el mes de junio de 2021 (últimos datos disponible) fue 142 MMm3/d. **Las entregas totales aumentaron 8% i.a. La demanda acumula una reducción del 3.5% (4.1 MMm3/d menos) en los últimos doce meses corridos** respecto a igual periodo del año anterior.
  En términos desagregados por tipo de usuarios, el Gas entregado a los usuarios residenciales aumentó 5.9% i.a a la vez que en el acumulado del último año móvil presenta un aumento del 4.3% respecto a igual periodo del año anterior. Por otra parte, el Gas entregado a la Industria fue 2.1% i.m. y 7.9% i.a. mayor. A su vez, presenta una reducción anual de 9.1% a.a.
  Las Centrales Eléctricas consumieron 10.5% más en junio de 2021 respecto del mes anterior, mientras que aumentaron su demanda 4.2% i.a a la vez que acumulan una reducción del 1.8% anual en el consumo.

Venta de principales combustibles liquidos | Mm3/d

	Gasoil Común	Gasoil Ultra	Nafta Súper	Nafta Ultra	Total Gasoil	Total Nafta	Total Combustibles
ago.-20	29.7	7.4	12.5	4.0	37.1	16.5	53.6
jul.-21	29.4	10.6	17.3	6.2	40.1	23.5	63.6
ago.-21	27.2	10.2	17.6	6.4	37.4	24.0	61.4
12 meses ant.	26.0	8.0	15.1	5.0	34.0	20.1	54.1
12 meses	26.2	9.0	16.1	5.6	35.2	21.7	56.9
Var. % i.m	-7.5%	-4.0%	1.7%	2.7%	-6.6%	2.0%	-3.4%
Var. % i.a	-8.4%	38.1%	40.5%	61.0%	0.9%	45.4%	14.6%
Var. % a.a	0.7%	13.3%	6.5%	13.1%	3.7%	8.1%	5.3%

Fuente: IAE en base a SGE

Ventas de combustibles 2018-Hoy | Mm3/d



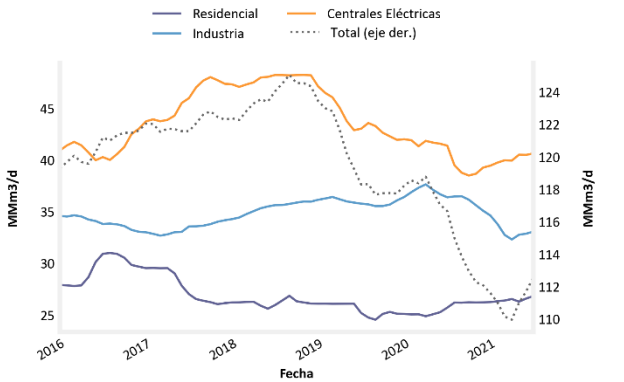
IAE en base a SGE

Demanda de gas por redes | MMm3/d

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

Fuente: IAE en base a ENARGAS

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



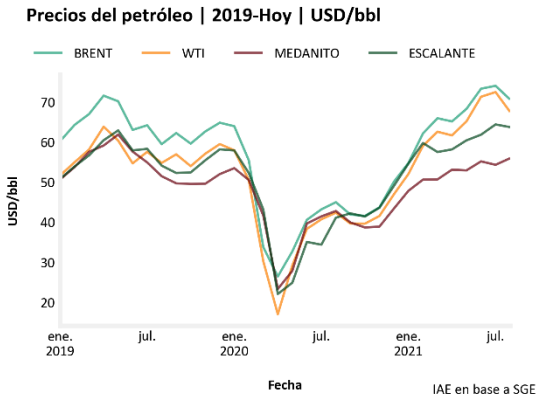
IAE en base a ENARGAS

Precios: tendencia alcista

- El precio del barril de petróleo **BRENT** en agosto de 2021 fue de USD/bbl 70.7 cual implica un precio 4.6% menor respecto al mes anterior mientras que es 57.1% superior al registrado en igual mes de 2020. Por otra parte, el precio del barril de crudo **WTI** fue USD/bbl 67.6 teniendo una variación negativa del 6.8% respecto del mes anterior y un aumento del 59.5% respecto a agosto 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.

Precios del petróleo USD/bbl				
	BRENT	WTI	Escalante	Medanito
ago.-20	45.0	42.4	41.1	42.8
jul.-21	74.1	72.5	64.4	54.3
ago.-21	70.7	67.6	63.8	56.0
Var. % i.m	-4.6%	-6.8%	-1.0%	3.0%
Var. % i.a	57.1%	59.5%	55.1%	30.8%

Fuente: IAE en base a SGE



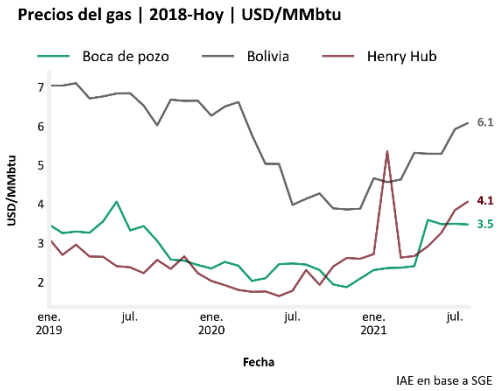
- El barril argentino del tipo **Escalante** tuvo un precio de USD/bbl 63.8 en agosto de 2021 esto implica una disminución del 1% respecto al mes anterior mientras fue 55.1% mayor al precio de agosto de 2020. Por otra parte, el barril del tipo **Medanito** muestra un precio que se ubicó en los USD/bbl 56 en el mes de agosto de 2021: 3% mayor al mes anterior y 30.8% superior respecto al de igual mes del año anterior.

- El precio spot del gas natural **Henry Hub** fue de USD 4.07 MMBtu (millón de Btu) en agosto de 2021. Así, el precio principal que rige en el NYMEX de USA aumentó 6% respecto al mes anterior y 77% 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 3.47 USD/MMBtu en agosto de 2021 lo cual implica un precio 0.6% menor al mes anterior y 42.2% superior a igual mes del año 2020.

Precios del Gas Natural | USD/Mmbtu				
	Boca de pozo Arg.	Bolivia	GNL	Henry Hub
ago.-20	2.44	4.13	3.03	2.30
jul.-21	3.49	5.92	7.60	3.84
ago.-21	3.47	6.09	9.65	4.07
Var. % i.m	-0.6%	2.8%	27.0%	6.0%
Var. % i.a	42.2%	47.3%	218.1%	77.0%

Fuente: IAE en base a SGE y EIA



- **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 agosto el precio de GNL importado fue de USD/MMbtu 9.65.
  El gas importado por gasoductos de Bolivia (y marginalmente de Chile) tuvo un precio de importación de 6.09 USD/MMBTU para el mes de agosto de 2021. Esto representa un precio 2.8% mayor al del mes anterior y 47.3% superior al de igual mes del año 2020. Este precio es 75% más alto que el precio del gas local.

5. Biocombustibles

- La **producción de Bioetanol** en base a maíz y caña de azúcar aumentó en julio de 2021 respecto al mes

anterior 32.9% i.m. y fue 16.1% i.a. mayor. En el cálculo acumulado durante los últimos 12 meses al mes de referencia la producción es 1.7% inferior.
A su vez, las ventas aumentaron en julio de 2021 respecto al mes anterior 35% i.m. y son 26.9% i.a superiores a igual mes del año anterior. A su vez, fueron 0.7% menores en el cálculo acumulado de doce meses respecto a igual periodo anterior.

- La **producción de Biodiesel** aumentó en julio de 2021 respecto al mes anterior 28.1% i.m. y fue 28.5% i.a. superior respecto al mismo mes del año anterior. A su vez, la producción es 31.2% a.a menor en el último año móvil.
  Las ventas de biodiesel se incrementaron respecto a junio 485% i.m. Por otra parte, las ventas fueron 40.3% i.a. menores a las registradas el mismo mes de año anterior. En el año móvil registra una caída del 74.8% a.a.
  Las exportaciones de Biodiesel acumuladas en los últimos 12 meses a julio de 2021 fueron 19.5% mayores a igual periodo del año anterior.

- Por último**, la producción total de biocombustibles** medida en toneladas aumentó en julio de 2021 29.3% i.m y 25% i.a. En el acumulado para el último año móvil es 22.7% inferior.

6. Balanza comercial energética

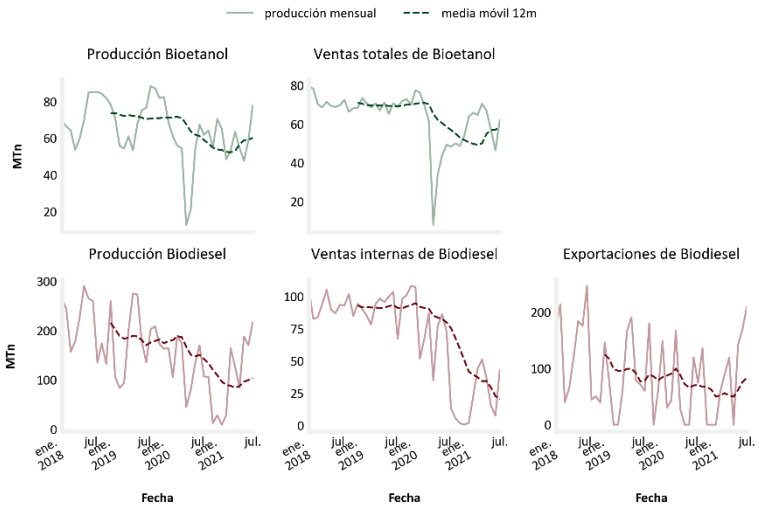
- La **balanza comercial energética** del mes de agosto de 2021 se muestra deficitaria en USD 204 millones.
  Las exportaciones aumentaron 181% i.a mientras que las importaciones fueron 22.8% i.a. mayores.
  En 2021 se observa un déficit acumulado de USD 887 millones con las exportaciones creciendo 25.6% y las importaciones incrementándose 94.4% a.a.

- **Los índices de valor, precio y cantidad** indican que en agosto de 2021 se exportó un 67% más de combustible y energía en términos de cantidades respecto de agosto de 2020, mientras que los precios de exportación aumentaron 75.4% i.a dando como resultado un aumento en el valor exportado del 181% i.a.
  Por otra parte, las importaciones de combustibles y lubricantes aumentaron 80.1% en cantidades en agosto de 2021 respecto a igual mes de 2020, mientras que en precios se observa un aumento del 79.2%. Esto generó un incremento en el valor importado del 222.8% i.a.
  En el cálculo acumulado en 2021 de se observa una reducción en las cantidades exportadas del 23.1% mientras las importaciones aumentaron 61.4%. A su vez, los precios energéticos de exportación aumentaron 63.2% mientras que los de importación fueron 20.4% a.a superiores. Esto implica que el valor exportado en energía aumentó 25.6%, y el valor importado se incrementó 94.4% durante los ocho meses de 2021.

	Bioetanol | Miles de Tn.		Biodiesel | Miles de Tn.			Total en miles de Tn.
	Producción	Ventas totales	Producción	Ventas internas	Exportación	
jul.-20	67.3	49.3	169.8	72.8	119.4	237.2
jun.-21	58.9	46.3	170.4	7.4	169.3	229.2
jul.-21	78.2	62.5	218.2	43.4	210.5	296.4
12 meses ant.	733.8	703.0	1,806.1	958.6	835.7	2,539.9
12 meses	721.2	697.9	1,242.8	241.9	999.0	1,964.1
Var. % i.m	32.9%	35.0%	28.1%	485.1%	24.4%	29.3%
Var. % i.a	16.1%	26.9%	28.5%	-40.3%	-	25.0%
Var. % a.a	-1.7%	-0.7%	-31.2%	-74.8%	19.5%	-22.7%

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
ago.-20	-36	210	246
ago.-21	-204	590	794
Acumulado 2020	363	2,314	1,951
Acumulado 2021	-887	2,906	3,793
% i.a	-	181.0%	222.8%
% var. a.a	-	25.6%	94.4%

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 agosto de 2020	Valor	181.0%	222.8%
	Precio	75.4%	79.2%
	Cantidad	67.0%	80.1%
Respecto al acumulado a agosto de 2021	Valor	25.6%	94.4%
	Precio	63.2%	20.4%
	Cantidad	-23.1%	61.6%

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 de petróleo (-8.5%). La exportación de Gas Natural no ha sido presentada para agosto ya que la Secretaría informa un valor que al parecer reflejaría un error de cómputos en su base de datos.

  En cuanto a las **importaciones**, hubo una disminución en las compras de naftas al exterior del 11.4% a.a durante los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior.

  Por otra parte, se importó un total de 1,540 Mm3 de Gasoil que aumentaron 68.8% i.a. y 4.5% a.a**.**

  Las importaciones totales de gas natural de Bolivia y Chile fueron 35.9% i.a. mayores en agosto de 2021 respecto a igual mes del año anterior mientras presenta un aumento del 28.4% en 12 meses.

  En los últimos 12 meses las compras de GNL por barco fueron 110.6% 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 24.3 MMm3/d, esto es un 28.4% superior a igual periodo anterior. La exportación registrada por comercio exterior ha sido de 0.93 MMm3/d anuales hasta el mes anterior.

Principales productos energéticos exportados - Cantidades

	Butano (Mtn.)	Gas Natural (MMm3)	Petróleo (Mm3)	Propano (MTn.)
ago.-20	34.2	9.5	139.0	34.3
jul.-21	12.5	18.4	162.4	10.1
ago.-21	11.1	-	393.8	19.2
12 meses ant.	534.8	1,560.6	3,267.6	672.3
12 meses	351.5	-	2,989.4	512.7
Var. % i.m	-11.0%	-	142.5%	90.0%
Var. % i.a	-67.6%	-	183.2%	-43.9%
Var. % a.a	-34.3%	-	-8.5%	-23.7%

Fuente: IAE en base a SGE

Principales productos energéticos importados - Cantidades

	GNL (MMm3)	Gas Natural (MMm3)	Gasoil (Mm3)	Nafta (Mm3)
ago.-20	406.9	571.9	99.5	0.0
jul.-21	1055.0	450.9	154.5	0.0
ago.-21	946.8	383.1	168.1	0.0
12 meses ant.	1,683.1	5,209.2	1,473.5	300.6
12 meses	3,543.9	5,308.7	1,540.2	266.3
Var. % i.m	-10.3%	-15.0%	8.8%	-
Var. % i.a	132.7%	-33.0%	68.9%	-
Var. % a.a	110.6%	1.9%	4.5%	-11.4%

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.