

Resumen ejecutivo

Producción de Hidrocarburos

En febrero de 2021 la **producción de petróleo se redujo 5.1% i.a y 6.8% a.a.** La producción de petróleo convencional en el mes de febrero de 2021 cayó 10.9% i.a y se redujo 12.7% a.a. en los últimos 12 meses. En cambio, la producción no convencional (24% del total) se incrementó 13.4% i.a y 16.7% a.a.

En febrero de 2021 la **producción de Gas disminuyó 10.7% i.a y 10.3% a.a. Se redujo en todas las mediciones.**

En febrero, la producción de Gas convencional (57% del total) se redujo 7.5% i.a y 9.1% a.a.

Por quinto mes consecutivo, la producción no convencional disminuyó más que la convencional: se redujo 14.8% i.a. Por otra parte, anualmente cae 11.8% a.a.

La **cuenca Neuquina, donde se encuentran la mayoría de los desarrollos No Convencionales, fue la cuenca con mayor caída del país** mostrando una reducción del 14.6% i.a. y 12.5% a.a en su producción.

La **producción total** acumulada durante los últimos doce meses se redujo 10.3% (13.8 MMm3). Por su parte, en el mismo periodo la **producción acumulada de YPF se redujo 21.5% (8.8 MMm3/d) explicando el 64% de la caída** de la producción total de gas en el periodo y el 87% de la reducción de las tres principales productoras.

YPF y Tecpetrol representan el 60% de la producción de gas de Vaca Muerta, y explican la caída de la producción de esta formación en los últimos doce meses ya que, en ausencia de éstas empresas, la producción en la formación aumentó 21.6% aportando 2 MMm3/d adicionales.

Demanda

En febrero de 2021 **las ventas de naftas y gasoil** aumentaron 4.8% i.m y disminuyeron 5.8% i.a. Durante los últimos doce meses la demanda de combustibles líquidos cayó 18.8% a.a respecto a igual periodo anterior.

Durante los últimos doce meses, las ventas de Gasoil son 11.9% inferiores respecto a igual periodo anterior, mientras que las ventas de nafta son 28.8% menores. **YPF redujo sus ventas por encima del promedio.**

La **demanda total de gas natural** se redujo 4.2% i.a. La **demanda acumula una reducción del 6.5% (7.7 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.

La **demanda total de Energía Eléctrica** se redujo 6.4% en febrero de 2021 respecto al mes anterior y 3.7% respecto a febrero de 2020. El consumo eléctrico termina el año con una reducción acumulada del 2% a.a.

Se sigue observando que cae toda demanda i.a correlacionada con la actividad comercial pero no así la demanda Residencial, debido mayormente a un uso más intensivo en los hogares y, en menor medida, a factores climáticos. El consumo industrial muestra niveles mensuales levemente superiores a los del año anterior por segundo mes consecutivo.

Subsidios energéticos

Según ASAP los subsidios energéticos acumulados a diciembre de 2020 fueron \$ 440.1 mil millones, esto es USD 6,232 millones, y aumentaron 91.9% respecto a igual periodo de 2019. Cammesa lideró las transferencias recibidas con \$ 323 mil millones y un aumento de 133% ocupando el 75% de los fondos ejecutados. Los últimos datos disponibles en ASAP informan que en enero de 2021 hubo ejecuciones presupuestarias muy bajas que no permiten realizar un análisis comparativo inter anual.

Variable	Unidad	Fecha	mes	mes anterior	mes año anterior	% i.m.	% i.a.	% 12 meses i.a.
Generación eléctrica local	GWh/d	feb.-21	390.2	416.1	386.5	-6.2%	1.0%	2.0%
Producción de petróleo total	Mm3/d	feb.-21	79.5	78.9	83.8	0.8%	-5.1%	-6.8%
Producción de petróleo Convencional	Mm3/d	feb.-21	56.8	56.9	63.7	-0.1%	-10.9%	-12.7%
Producción de petróleo No Convencional	Mm3/d	feb.-21	22.7	22.0	20.0	3.0%	13.4%	16.7%
Producción de gas natural total	MMm3/d	feb.-21	114.0	116.0	127.7	-1.7%	-10.7%	-10.3%
Producción de gas natural Convencional	MMm3/d	feb.-21	66.3	67.6	71.7	-1.9%	-7.5%	-9.1%
Producción de gas No Convencional	MMm3/d	feb.-21	47.7	48.4	56.0	-1.5%	-14.8%	-11.8%
Producción de Bioetanol	MTn.	ene.-21	48.4	65.1	61.0	-25.7%	-20.6%	-26.6%
Producción de Biodiesel	MTn.	ene.-21	28.1	9.1	105.1	209.9%	-73.3%	-50.2%
Demanda Eléctrica	GWh/d	feb.-21	360.2	384.8	373.9	-6.4%	-3.7%	-2.0%
Venta de combustibles	Mm3/d	feb.-21	57.6	55.0	61.1	4.8%	-5.8%	-18.8%
Naftas	Mm3/d	feb.-21	24.6	23.6	26.6	4.2%	-7.6%	-28.8%
Gasoil	Mm3/d	feb.-21	33.0	31.4	34.5	5.2%	-4.4%	-11.9%
Gas natural entregado a usuarios	MMm3/d	ene.-21	104.0	96.8	108.5	7.4%	-4.2%	-6.5%

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

1. [El IAE Mosconi consideró que las convocatorias para debatir las tarifas de gas resultan "insólitas"](#). Pidieron determinar una política tarifaria articulada. *Minuto Neuquén*.
2. [Las tarifas energéticas en el gobierno de Alberto Fernández](#). Por Jorge Lapeña para *Visión Federal*.
3. [Las Audiencias por el precio del gas, dejaron más dudas que certezas](#). *Visión Federal*.
4. ["Lo mejor sería una prórroga corta que permita debatir una nueva ley de biocombustibles"](#). El presidente de CARBIO pidió incluir en el debate a todo el sector. "Hay que fomentar la competencia en beneficio del consumidor", dijo a LPO. *La Política On Line*.
5. [Biocombustibles: alertan por "la pérdida de miles de puestos de trabajo"](#). El Foro Empresario de la Región Centro Argentina dijo que sin una continuidad de la ley se generará un fuerte impacto. *La Nación*.
6. [Biocombustibles: una pelea de fondo que esconde millonarios negocios de la mano del Estado](#). En mayo termina el régimen de promoción y la prórroga de los beneficios desnudó una batalla de intereses cruzados entre productores, petroleros y traders, verdaderos ganadores del sistema. *La Nación*.
7. [Plan Gas: las productoras acusan al Gobierno de "cambiar las reglas de juego"](#). En la Secretaría rechazan esta acusación y dicen que son las empresas las que "buscan incumplir con los objetivos del Estado". *La Nación*.

[Con un nuevo gasoducto a Vaca Muerta, el Gobierno sueña con dejar de importar gas y aliviar la pérdida de divisas](#). *El Cronista*.

1. Indicadores de actividad económica y precios

- El **EMAE** (estimador de actividad económica) muestra para el mes de enero de 2021 una variación positiva del 1.9% respecto al mes anterior mientras que la actividad disminuyó 2% respecto al mismo mes del 2020 (i.a) y 2% 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 enero de 2021 una variación positiva del 1.7% respecto al mes anterior mientras que fue 4.4% i.a. mayor. Por ser el primer mes del año, el acumulado anual coincide con la variación respecto de igual mes del año anterior.

Desagregando el índice, la actividad referida a la **refinación de petróleo** disminuyó 8.5% i.a. y 8.5% en el acumulado de 2021. En particular, la refinación de petróleo para naftas disminuyó 8.5% i.a y acumulado, mientras la de Gasoil aumentó 6.9% i.a y acumulado en el año 2021.

- Los precios mayoristas (**IPIM**) aumentaron 6.1% en febrero de 2021 respecto del mes anterior. A su vez, tuvo una variación del 47.7% respecto de igual mes de 2020 y acumula un incremento del 12% en el primer bimestre de 2021.

El IPIM relevado para **petróleo crudo y gas** tuvo variación de 10.2% i.m en febrero de 2021, mientras que fue 33.2% superior respecto a igual mes del año anterior y acumula un aumento del 24.4% en el primer bimestre de 2021.

Los precios mayoristas referidos a los **productos refinados de petróleo** aumentaron 7.6% i.m respecto del mes anterior. A su vez, se incrementaron 34% respecto a igual mes del año anterior y acumulan un aumento del 16.6% en el primer bimestre de 2021.

Por último, el IPIM relevado para la **energía eléctrica** muestra una variación del 8.8% i.m. en febrero de 2021 con un aumento del 12.2% respecto de igual mes del año anterior. Durante el primer bimestre aumentó 11.5% acumulado respecto a igual periodo anterior.

	Respecto mes anterior	Igual mes año anterior	Acumulado anual
EMAE Ene-21	1.9%	-2.0%	-2.0%
IPI-M Ene-21	1.7%	4.4%	4.4%
Refinación del petróleo	-	-8.5%	-8.5%
Naftas	-	-8.5%	-8.5%
Gasoil	-	6.9%	6.9%
IPIM Feb-21	6.1%	47.7%	12.0%
IPIM- Petróleo crudo y gas	10.2%	33.2%	24.4%
IPIM- Refinados de petróleo	7.6%	34.0%	16.6%
IPIM-Energía eléctrica	8.8%	12.2%	11.5%

Fuente: IAE en base a INDEC

2. Situación fiscal del sector energético

Evolución de los subsidios energéticos

- **Los subsidios energéticos** devengados presentan una muy baja ejecución al mes de enero de 2021 que, a su vez, se presentan como incomparables respecto de los montos de igual periodo anterior ya que no hubo ejecuciones presupuestarias en enero de 2020 según datos de ASAP.

Transferencias para gastos de capital

No se presentan datos al mes de enero de 2021

	Acumulado enero 2021	Acumulado a enero 2020	Diferencia \$	% Var. Acumulado
SECTOR ENERGÉTICO	15,786	15,786	0	-
CAMMESA	15,100	15,100	0	-
Incentivos a la producción de Gas Natural (Ex plan gas)	0	0	0	-
Fondo Fid. para consumo GLP y red de Gas Natural	628	628	0	-
YCRT	0	0	0	-
EBY	0	0	0	-
Plan Gas no Convencional Resolución MINEM N° 46/2017	57	57	0	-
IEASA	0	0	0	-
Compensación distribuidoras de Gas	0	0	0	-
Otros Beneficiarios sin discriminar	0	0	0	-

Fuente: IAE en base a ASAP

	Acumulado enero 2021	Acumulado a enero 2020	Diferencia \$	% Var. Acumulado
SECTOR ENERGÉTICO	0	0	0	-
IEASA	0	0	0	-
Nucleoeléctrica S.A.	0	0	0	-
Fondo Fid. para el transporte eléctrico federal	0	-	-	-
Otros beneficiarios	0	0	0	-

Fuente: IAE en base a ASAP

3. Situación del mercado eléctrico

- En el mes de febrero de 2021 la demanda total de energía eléctrica fue 6.4% menor al mes anterior y 3.7% inferior a la del mismo mes del año anterior. En los datos anuales se observa que en los últimos doce meses la demanda fue 2% a.a menor respecto a igual periodo anterior.

En el mes de febrero de 2021 la demanda industrial/Comercial aumentó 5.2% i.m. y 0.3% i.a. Esta categoría redujo su consumo 11.2% anual.

Por otra parte, la demanda comercial se redujo en febrero de 2021 respecto de enero 6.1% i.m., mientras que disminuyó 6.1% i.a y 6.1% anual.

El consumo Residencial se redujo 12.7% i.m. explicado principalmente por factores climáticos y estacionales afectados por los efectos de la pandemia. Por otra parte, la demanda fue 3.2% menor a la de febrero de 2020 y creció 7% anual.

De esto se desprende que en febrero volvió a recuperarse la demanda industrial respecto al año anterior y, por tercer mes consecutivo, alcanzó niveles aproximadamente similares a iguales meses del periodo anterior. En la categoría comercial el efecto de la pandemia redujo significativamente el consumo de energía eléctrica respecto del año anterior. Los efectos no han tenido el mismo comportamiento en la categoría residencial que muestra un dinamismo opuesto. Por otra parte, el consumo Industrial presenta un nivel mensual algo superior al de febrero de 2020.

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

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

- La oferta neta de energía se redujo 6.2% i.m en febrero de 2021 y aumentó 0.9% respecto a igual mes del año anterior. Por otra parte, en los últimos doce meses la oferta neta es 1.1% superior a igual periodo anterior.

- La generación neta local disminuyó 6.2% i.m. en febrero de 2021 aunque aumentó 1% i.a. respecto del mismo mes del año anterior. La generación local en los últimos doce meses tuvo un incremento del 2% anual. El excedente de generación local tiene explicación por un aumento en las cantidades exportadas, principalmente a Brasil por 17.8 GWh/d.

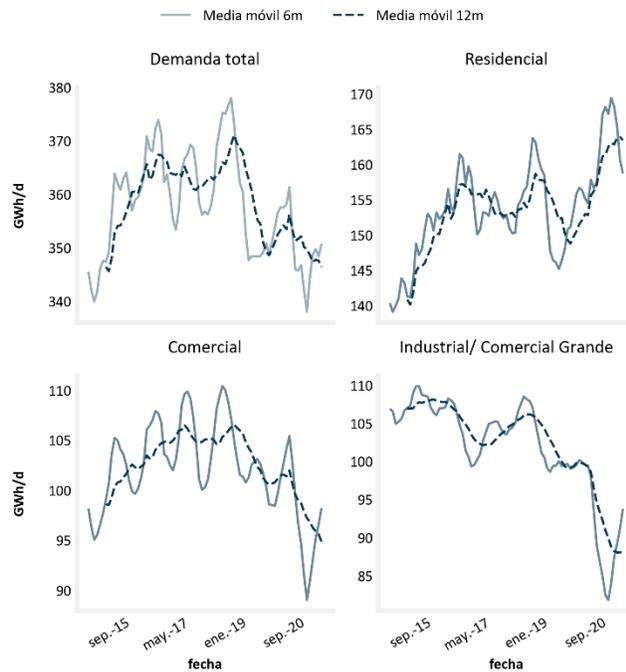
En los datos desagregados i.a se observa crecimiento en la generación renovable e hidráulica, que aumentaron 35.9% y 4.2% i.a respectivamente.

En los últimos doce meses la generación Nuclear, Renovable y Térmica muestran crecimiento positivo con una variación del 6.7%, 56.6% y 4.6% respecto a igual periodo anterior. Mientras que la generación Hidráulica disminuyó 18.7%.

Demanda de energía eléctrica GWh/d				
	Comercial	Ind./Comercial	Residencial	Total
feb.-20	109.4	100.7	163.8	373.9
ene.-21	107.0	96.1	181.8	384.8
feb.-21	100.5	101.0	158.7	360.2
12 meses ant.	101.4	99.3	152.8	353.5
12 meses	94.9	88.1	163.5	346.4
Var. % i.m	-6.1%	5.2%	-12.7%	-6.4%
Var. % i.a	-8.2%	0.3%	-3.2%	-3.7%
Var. % a.a	-6.4%	-11.2%	7.0%	-2.0%

Fuente: IAE en base a CAMMESA

Demanda de energía eléctrica por categoría tarifaria | 2014 - Hoy | GWh/d



IAE en base a CAMESA

Oferta de energía eléctrica GWh/d							
	Hidráulica	Nuclear	Renovable	Térmica	Importación	Generación neta local	Total oferta neta
feb.-20	87.0	27.8	31.0	240.7	1.3	386.5	387.8
ene.-21	69.2	21.9	46.6	278.4	0.8	416.1	416.9
feb.-21	90.7	18.9	42.1	238.6	0.9	390.2	391.2
12 meses ant.	95.2	24.7	23.6	217.4	6.2	361.0	367.2
12 meses	77.4	26.3	37.0	227.4	3.3	368.1	371.4
Var. % i.m	31.1%	-13.7%	-9.6%	-14.3%	15.9%	-6.2%	-6.2%
Var. % i.a	4.2%	-32.0%	35.9%	-0.9%	-28.5%	1.0%	0.9%
Var. % a.a	-18.7%	6.7%	56.6%	4.6%	-47.9%	2.0%	1.1%

Fuente: IAE en base a CAMMESA

- La generación a través de **energías renovables definidas en la Ley 27.191 se redujo 9.6% i.m aunque aumentó 35.9% i.a. en febrero de 2021. A su vez, en los últimos doce meses presentó un incremento del 56.6% respecto a igual periodo anterior.**

Hubo un aumento anual en las categorías: Biogas, Biomasa, Eólica y Solar se incrementaron 14.8%, 61.2%, 73.9% y 68.3% respectivamente. Por otra parte, la generación Hidráulica Renovable disminuye 13.3% 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.

La participación de generación a través de energías Renovables definidas en la Ley 27.191 fue del 11% del total generado durante el año 2021 habiendo cerrado el año 2020 con una representación del 9.5% anual.

Es preciso mencionar que la energía generada a través de la tecnología Hidráulica Renovable (hidráulicas menores a 50 MW) surge de proyectos antiguos y podrían ser clasificadas como fuente de energía Hidráulica. Bajo este ordenamiento, la energía renovable ocupa el 9.1% del total generado en los últimos doce meses mientras que la hidráulica representa el 21.9% de la generación neta local.

- Precios y costos de la energía:** los datos indican que en febrero de 2021 el costo monómico (costo promedio de generación eléctrica) respecto del mes anterior tuvo un incremento del 6.9% i.m y del 33.3% i.a, mientras que el precio monómico estacional (lo que paga la demanda en promedio) aumentó 1.7% i.m. en febrero de 2021 y se presenta similar a igual mes del año anterior con una variación negativa de solo 0.2% i.a. Desde el mes de febrero de 2019 este precio se encuentra en niveles aproximadamente similares.

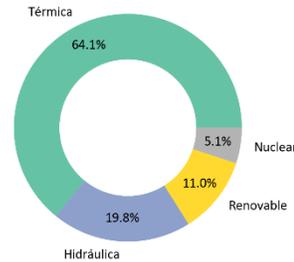
La variación en los costos se encuentra por debajo del índice de precios internos mayoristas (IPIM), que en el mismo periodo se incrementó 47.7% i.a mientras que el precio que paga la demanda aumentó considerablemente menos que ambos en el mismo periodo debido al congelamiento tarifario. Esto indica **que los costos de generación crecen por debajo de la inflación mayorista, pero también que en febrero de 2021, debido a un incremento significativo en los costos de generación, volvió a caer el nivel de cobertura respecto a la porción del costo de generación que paga la demanda.**

Con estos valores, **el precio promedio que paga la demanda alcanzó a cubrir el 42% de los costos de generación en febrero de 2021.** En el mismo mes de 2020 el precio promedio pagado por la demanda cubrió el 55% de los costos de generación eléctrica. Esto revela que desde este punto de vista hubo un retroceso en la cobertura de los costos.

Generación por fuente renovable - Ley 27.191 GWh/d						
	Biogas	Biomasa	Eólica	Hidro Renovable	Solar	Total Renovable
feb.-20	0.7	0.4	22.4	4.5	2.9	31.0
ene.-21	0.8	1.6	34.1	3.8	6.3	46.6
feb.-21	0.8	1.6	29.4	4.2	6.1	42.1
12 meses ant.	0.7	0.8	15.7	3.9	2.5	23.6
12 meses	0.8	1.3	27.3	3.4	4.2	37.0
Var. % i.m	0.2%	2.8%	-13.7%	9.6%	-3.4%	-9.6%
Var. % i.a	15.8%	263.7%	31.2%	-7.2%	108.6%	35.9%
Var. % a.a	14.8%	61.2%	73.9%	-13.3%	68.3%	56.6%

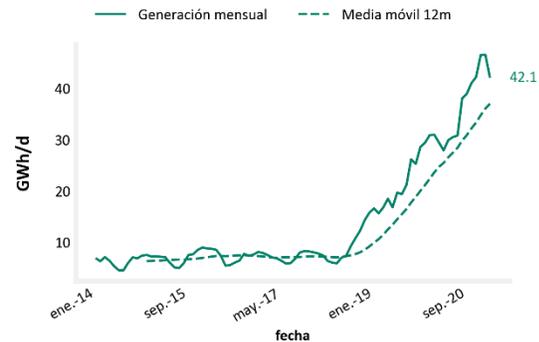
Fuente: IAE en base a CAMMESA

Composición de la generación eléctrica por fuente - Año 2021



IAE en base a CAMMESA

Generación Renovable (Ley 27.191) | 2014 - Hoy



IAE en base a CAMMESA

Costo y precio de la energía eléctrica mayorista (\$/Mwh)		
	Costo	Precio Estacional
feb.-20	3,957.3	2,195.8
ene.-21	4,935.9	2,154.7
feb.-21	5,274.2	2,191.9
12 meses ant.	3,476.3	2,141.6
12 meses	4,281.5	2,154.2
Var. % i.m	6.9%	1.7%
Var. % i.a	33.3%	-0.2%
Var. % a.a	23.2%	0.6%

Fuente: IAE en base a CAMMESA

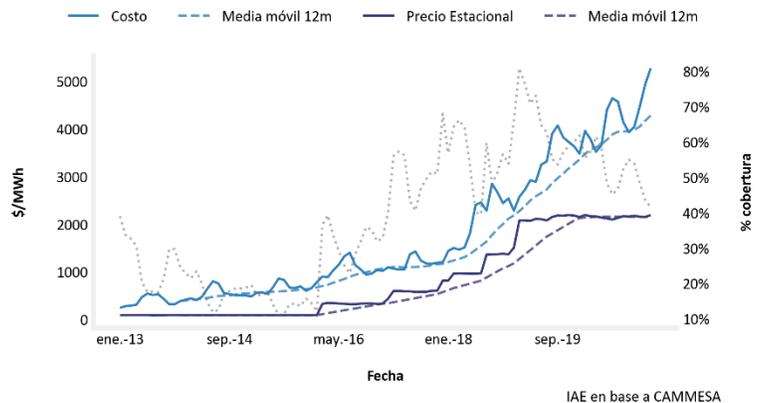
En el contexto de la pandemia del coronavirus Covid-19, y la cuarentena obligatoria, los ingresos de los hogares e industrias se han resentido fuertemente y, de manera temporal, el congelamiento de las tarifas de energía eléctrica ha sido un mecanismo válido para no deteriorar aún más esta delicada situación. Sin embargo, el descalce entre costos, precio y tarifas de la energía eléctrica se ha mantenido por un periodo prolongado mientras que, con un repunte de los costos, se espera aún el impacto del aumento en razón del precio del gas determinado en el Plan Gas 4. Por otra parte, las Provincias han comenzado a actualizar los cuadros tarifarios mientras se esperan definiciones acerca de las "tarifas de transición" bajo jurisdicción nacional. 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.

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.

Por último, se observa que el precio que pagó la demanda ha cubierto en promedio el 50% de los costos de generación durante los últimos doce meses.

- **La potencia instalada** en febrero de 2021 fue de 42,258 MW, mientras que la potencia máxima ha sido de 22,431 MW.
- **En febrero de 2021 el consumo de combustibles en la generación eléctrica** muestra una reducción del gas natural del 18.4% i.m y del 8.9% i.a. El consumo de gasoil se redujo 54.5% i.m aunque fue 75.1% i.a. superior. En cuanto a la variación en los últimos doce meses, **el Consumo de Gas Natural se redujo 4.9% durante el periodo, equivalente a 2.3 MMm3/d, mientras que se consumió 121% más de Gas Oil.**

Costo y precio de la energía eléctrica mayorista | 2014-Hoy | \$/MWh



IAE en base a CAMMESA

Potencia instalada febrero 2021

Potencia instalada (MW)	Potencia máxima bruta (MW)	Potencia máxima histórica (MW)
42,258	22,431 26/02/2021	26,450 25/01/2021

Fuente: IAE en base a CAMMESA

Consumo de combustibles en generación eléctrica

	Carbón (MTn.)	Fuel Oil (MTn.)	Gas Natural (MMm3)	Gasoil (Mm3)
feb.-20	33.1	14.7	1492.0	20.5
ene.-21	67.0	90.4	1665.8	78.9
feb.-21	9.2	21.2	1359.9	35.9
12 meses ant.	252.2	188.1	16,995.1	409.7
12 meses	500.7	656.2	16,166.2	905.8
Var. % i.m	-86.2%	-76.6%	-18.4%	-54.5%
Var. % i.a	-72.1%	43.9%	-8.9%	75.1%
Var. % a.a	98.5%	248.9%	-4.9%	121.1%

Fuente: IAE en base a CAMMESA

4. Hidrocarburos

Upstream

Petróleo

- En febrero de 2021, la producción de petróleo aumentó 0.8% respecto del mes anterior aumentó disminuyó 5.1% i.a respecto de igual mes de 2020. Por otra parte, en los últimos doce meses la producción acumulada fue 6.8% inferior respecto a igual periodo anterior.

En el mes de febrero de 2021 la producción total muestra una reducción de 5.1% respecto al mismo mes de 2020 explicada por los efectos de la pandemia en la actividad y la demanda local en niveles aún inferiores a los observados en la pre-pandemia. Esto se refleja en una caída inter anual importante en las principales cuencas.

La cuenca Neuquina, donde se encuentra Vaca Muerta, aumentó su producción 2% i.m respecto al mes anterior, mientras que es 1.8% i.a inferior respecto a febrero de 2020. La cuenca Golfo San Jorge (la segunda cuenca productora en importancia), se mantiene en niveles similares a enero de 2020 y se redujo 7% i.a, mientras que las cuencas Austral y Cuyana que aportan poco al total, redujeron su producción 10.1% y 17.2% i.a. respectivamente. La Cuenca Noroeste redujo su producción un 17.3% i.a.

La producción de petróleo acumulada durante los últimos doce meses fue 6.8% inferior a la de igual periodo anterior. En este sentido, en ninguna cuenca la producción anual se muestra creciente.

La Cuenca Neuquina representa el 48% de la producción y disminuye 3% a.a., mientras que la Cuenca Golfo de San, con el 43% del total, se presenta con una disminución del 8.2% anual.

La Cuenca Noroeste presenta una reducción del 2.7% en el acumulado en doce meses respecto, la Cuenca Cuyana disminuye 14.7% anual y la cuenca Austral 26.3%.

Desagregando por los principales operadores, se observa que YPF (47% de la producción total de petróleo) aumentó su producción 1.5% en febrero respecto a enero de 2021 mientras que fue 3.8% inferior respecto de igual mes del año anterior y 7.3% menor en el acumulado de los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior.

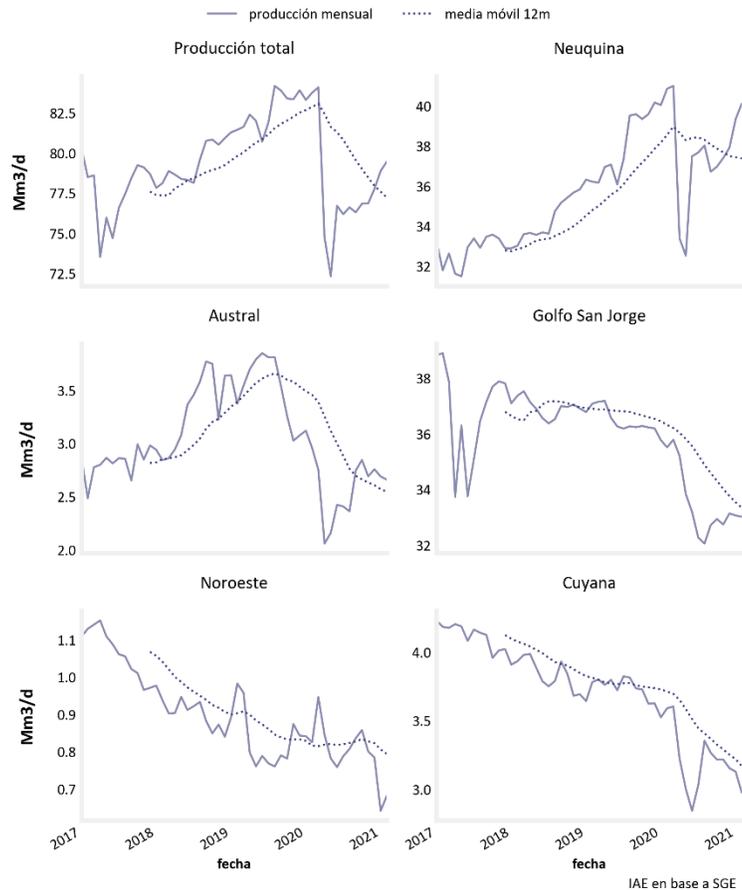
Pan American Energy, con una participación del 21% en el total, disminuyó su producción 0.6% respecto del mes anterior y 6.6% i.a. La producción anual de PAE disminuye 2.7% a.a.

Pluspetrol, SINOPEC Y Tecpetrol reducen su producción 4.5%, 17% y 14.3% i.a respectivamente. A su vez, estas empresas redujeron la producción acumulada en doce meses en 8.1%, 21.4% y 16% a.a respectivamente. Por otra parte, Vista redujo su producción 2.1% i.m. aunque aumentó 48.1% i.a y 6.7% anualmente. El conjunto de las empresas restantes reduce su producción anual 6.6% a.a.

Producción de Petróleo por cuenca - Mm3/d						
	Austral	GSI	Neuquina	Noroeste	Cuyana	Total
feb.-20	3.0	35.5	40.9	0.8	3.6	83.8
ene.-21	2.7	33.1	39.4	0.6	3.1	78.9
feb.-21	2.7	33.0	40.1	0.7	3.0	79.5
12 meses ant.	3.5	36.3	38.6	0.8	3.7	82.9
12 meses	2.5	33.3	37.4	0.8	3.2	77.2
Var. % i.m	-1.1%	-0.1%	2.0%	6.4%	-5.0%	0.8%
Var. % i.a	-10.1%	-7.0%	-1.8%	-17.3%	-17.2%	-5.1%
Var. % a.a	-26.3%	-8.2%	-3.0%	-2.7%	-14.7%	-6.8%

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV

Producción de petróleo | 2016-Hoy | Mm3/d



IAE en base a SGE

Producción de Petróleo por principales operadoras - Mm3/d								
	PAE	Pluspetrol	SINOPEC	Tecpetrol	Vista	YPF	Otras	Total
feb.-20	17.0	4.5	2.8	2.6	2.7	39.1	15.1	83.8
ene.-21	16.0	3.8	2.3	2.1	4.0	37.1	13.6	78.9
feb.-21	15.9	4.3	2.3	2.2	3.9	37.6	13.5	79.5
12 meses ant.	16.8	4.4	3.0	2.6	2.9	38.8	14.1	82.9
12 meses	16.4	4.1	2.4	2.2	3.1	36.0	13.2	77.2
Var. % i.m	-0.6%	13.9%	-0.2%	2.5%	-2.1%	1.5%	-0.8%	0.8%
Var. % i.a	-6.6%	-4.5%	-17.0%	-14.3%	48.1%	-3.8%	-10.8%	-5.1%
Var. % a.a	-2.7%	-8.1%	-21.4%	-16.0%	6.7%	-7.3%	-6.6%	-6.8%

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV

Crudo convencional y no convencional

- La producción de petróleo convencional, que representa el 75% del total, se mantuvo en niveles similares en febrero de 2021 respecto del mes anterior. A su vez, disminuyó 10.9% i.a y 12.7% en los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior.
- La producción de petróleo no convencional, que ocupa el 25% del total anual, aumentó 3% i.m en febrero de 2021 respecto al mes anterior. Además, creció 13.4% respecto a igual mes de 2020 y 16.7% en los últimos doce meses.

La producción de petróleo no convencional se incrementó 13.4% i.a. debido al aumento del 16.2% i.a en el Shale que compensó una disminución del 31.1% i.a en la producción de Tight oil.

La producción Shale Oil en los últimos doce meses aumentó 20.2% mientras que la de Tight se redujo 24.9% en el mismo periodo. **El Shale Oil es el único subtipo de petróleo que aumenta debido a que el Tight Oil presenta una importante disminución anual.** En este sentido, en los últimos doce meses se observa una caída del 13% en la producción conjunta de Convencional y Tight que representan el 76% del total de la producción nacional.

Producción de Petróleo por tipo y subtipo de recurso - Mm3/d					
	Convencional	No convencional	Shale	Tight	% NC
feb.-20	63.7	20.0	18.8	1.2	23.9%
ene.-21	56.9	22.0	21.2	0.9	27.9%
feb.-21	56.8	22.7	21.9	0.8	28.6%
12 meses ant.	66.2	16.7	15.4	1.3	20.2%
12 meses	57.7	19.5	18.5	1.0	25.3%
Var. % i.m	-0.1%	3.0%	3.4%	-5.7%	
Var. % i.a	-10.9%	13.4%	16.2%	-31.1%	
Var. % a.a	-12.7%	16.7%	20.2%	-24.9%	

Fuente: IAE en base a SGE - Capítulo IV

Gas natural

- La producción de gas natural disminuyó 1.7% i.m en febrero de 2021 respecto al mes anterior y 10.7% i.a. Por otra parte, la producción acumulada de los últimos doce meses fue 10.3% inferior al año anterior.

La producción de gas natural disminuyó en todas las cuencas tanto en términos interanuales como en el acumulado de 12 meses.

En la cuenca Neuquina disminuyó 14.6% i.a y en Golfo San Jorge 8.9% i.a. Por otra parte, en las cuencas Austral, Noroeste y Cuyana disminuyó 1.6%, 9.1% y 14% i.a. respectivamente.

La producción acumulada en los últimos doce meses muestra una significativa declinación en las principales Cuencas del país: en la Cuenca Neuquina disminuye 12.5% a.a. mientras que en la cuenca Austral es 4.5% a.a. menor. Estas dos cuencas concentran el 87% del total de gas producido en el país. Sumados a la cuenca Neuquina, en los últimos doce meses la producción de gas natural presentó una fuerte disminución en las cuencas Golfo San Jorge y Noroeste que disminuyen 11.4%, y 8.2% a.a respectivamente. La cuenca Cuyana disminuye la producción anual 6.1% a.a.

Desagregando por principales operadores se observa que YPF, que produce el 27% del gas en Argentina, redujo la producción en febrero de 2021 respecto a enero 1% i.m. mientras produce 21.8% menos de gas que en igual mes del año anterior. A su vez, la producción acumulada de YPF en los últimos doce meses fue 21.5% a.a. inferior. En los últimos doce meses, YPF ha perdido 7.3 puntos porcentuales en la participación anual de la producción total, esto es equivalente a 8.8 MMm3/d.

La producción total acumulada durante los últimos doce meses se redujo 10.3% (13.8 MMm3). Por su parte, en el mismo periodo la producción acumulada de YPF se redujo 21.5% (8.8 MMm3/d) explicando el 64% de la caída de la producción total de gas en el periodo.

Total Austral aumentó 3.5% i.a. su producción respecto a febrero de 2020. Sin embargo, durante los últimos doce meses su producción acumulada fue 0.6% a.a. inferior.

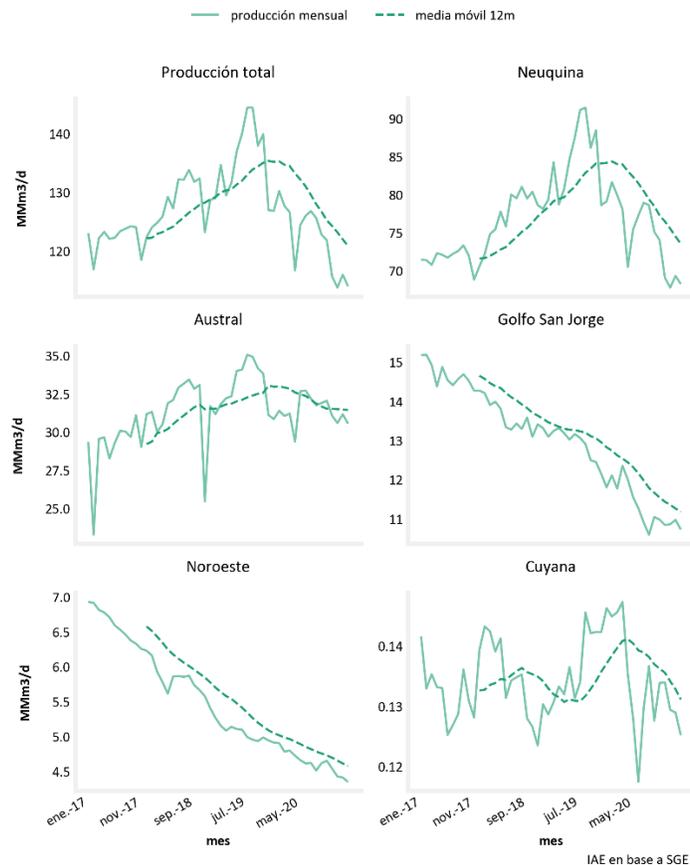
Pan American, que representa el 10% de la producción total, redujo su producción 3.5% i.a respecto a febrero de 2020. Por otra parte, disminuye su producción anual 7.8% a.a.

Estas tres empresas representan el 64% del total del gas producido y en conjunto redujeron 11.5% 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, en la cuarentena, es liderado por YPF que explica el 87%

Producción de Gas Natural por cuenca - MMm3/d						
	Austral	GSJ	Neuquina	Noroeste	Cuyana	Total
feb.-20	31.1	11.8	79.9	4.8	0.1	127.7
ene.-21	31.2	11.0	69.3	4.4	0.1	116.0
feb.-21	30.6	10.7	68.3	4.4	0.1	114.0
12 meses ant.	32.9	12.6	84.0	5.0	0.1	134.7
12 meses	31.4	11.2	73.5	4.6	0.1	120.9
Var. % i.m	-2.0%	-2.3%	-1.5%	-1.4%	-2.9%	-1.7%
Var. % i.a	-1.6%	-8.9%	-14.6%	-9.1%	-14.0%	-10.7%
Var. % a.a	-4.5%	-11.4%	-12.5%	-8.2%	-6.1%	-10.3%

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV

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



IAE en base a SGE

Producción de Gas Natural por principales operadoras - MMm3/d									
	CGC	Total Austral	PAE	Pampa energía	Pluspetrol	Tecpetrol	YPF	Otras	Total
feb.-20	5.6	31.0	12.7	5.7	5.4	14.4	37.2	15.0	127.7
ene.-21	5.1	32.6	12.6	5.9	5.0	13.1	29.4	12.4	116.0
feb.-21	4.8	32.0	12.2	6.2	5.2	12.6	29.1	12.4	114.0
12 meses ant.	-	33.0	14.1	5.9	4.5	16.1	41.1	13.2	134.7
12 meses	-	32.7	13.0	6.1	5.6	13.3	32.2	13.1	120.9
Var. % i.m	-4.1%	-1.7%	-2.8%	4.5%	4.5%	-4.1%	-1.0%	-0.3%	-1.7%
Var. % i.a	-12.7%	3.5%	-3.5%	8.4%	-4.3%	-12.6%	-21.8%	-17.7%	-10.7%
Var. % a.a	-	-0.6%	-7.8%	3.4%	23.1%	-17.1%	-21.5%	-1.1%	-10.3%

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV

de la caída en la producción de las tres grandes empresas.

Por otra parte, **Tecpetrol** con un peso 11% en el total, **redujo su producción 12.6% i.a.** A su vez, **la producción acumulada en doce meses fue 17.1% a.a inferior respecto a igual periodo anterior.**

Gas convencional y gas no convencional

- **La producción de gas natural convencional**, que representa el 57% del total, **se redujo 1.9% i.m en febrero de 2021 respecto al mes anterior mientras disminuyó 7.5% i.a respecto a febrero de 2020 y 9.1% a.a. en el acumulado de los últimos doce meses.**
- **La producción de gas natural no convencional disminuyó 1.5% i.m. en febrero de 2021 respecto a enero, mientras que se redujo 14.8% respecto de febrero de 2020.** Por otra parte, presenta una caída anual mayor a la del convencional ya que **disminuye 11.8% en el acumulado de doce meses.** La producción anual de Shale y Tight gas se reducen anualmente.

La producción de gas no convencional se redujo 14.8% i.a. debido una disminución del 16.9% y 11.9% i.a. en el Shale y en el Tight respectivamente.

La producción acumulada en doce meses de shale gas, que representa el 24.1% de la producción total, disminuye 9.2% mientras que la de Tight disminuye 15.1% anual, representando el 18.4% de la producción total. De esta manera, la producción de gas natural no convencional acumulada durante doce meses representó el 42.4% del total y presentó una caída del 11.8% a.a. respecto a igual periodo anterior.

Como se ha señalada reiteradamente, es importante destacar que **el 75% de la producción de gas natural (Convencional + Tight) declina 10.6% anual.**

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

Durante los últimos doce meses la producción anual de gas natural de Tecpetrol en el yacimiento Fortín de Piedra se redujo 17.5% aportando 10.6 MMm3/d sobre un total de 120.9 Mm3/d (8.8% del total).

Estos datos indican que Tecpetrol aportó 2.3 MMm3/d menos respecto del año anterior mientras que el total nacional se redujo 13.8 MMm3/d. De esta manera, Tecpetrol explicó el 16% de la caída en la producción de gas.

Dentro de la producción no convencional el aporte de Tecpetrol a partir del yacimiento Fortín de Piedra, que representa el 20% del total del gas no convencional, se muestra como determinante al momento de evaluar las tasas de crecimiento.

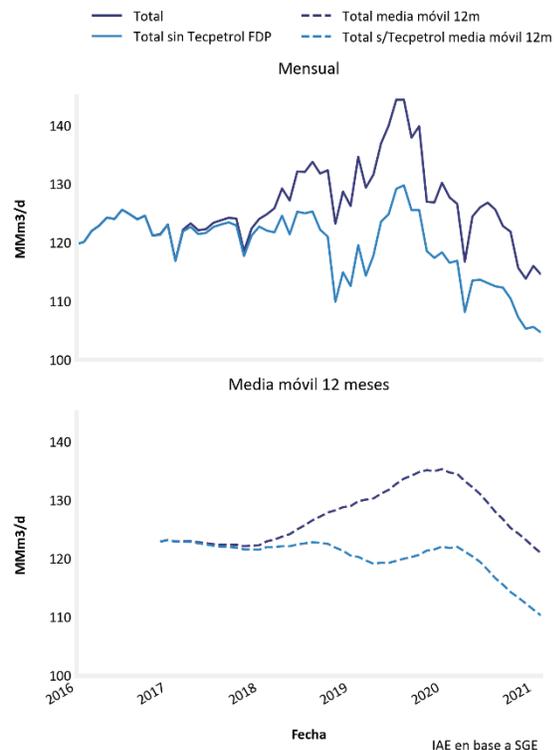
	Convencional	No convencional	Shale	Tight	% NC
feb.-20	71.7	56.0	32.5	23.5	43.8%
ene.-21	67.6	48.4	27.2	21.2	41.7%
feb.-21	66.3	47.7	27.0	20.7	41.8%
12 meses ant.	76.6	58.2	32.0	26.1	43.2%
12 meses	69.6	51.3	29.1	22.2	42.4%
Var. % i.m	-1.9%	-1.5%	-0.8%	-2.3%	
Var. % i.a	-7.5%	-14.8%	-16.9%	-11.9%	
Var. % a.a	-9.1%	-11.8%	-9.2%	-15.1%	

Fuente: IAE en base a SGE - Capítulo IV

	Tecpetrol FDP	Total	Total sin Tecpetrol	Total No Convencional	No Convencional sin Tecpetrol
feb.-20	11.2	127.7	116.6	56.0	44.8
ene.-21	10.4	116.0	105.6	48.4	38.0
feb.-21	9.9	114.0	104.1	47.7	37.8
12 meses ant.	12.9	134.7	121.8	58.2	45.2
12 meses	10.6	120.9	110.2	51.3	40.6
Var. % i.m	-5.0%	-1.7%	-1.4%	-1.5%	-0.5%
Var. % i.a	-11.3%	-10.7%	-10.7%	-14.8%	-15.7%
Var. % a.a	-17.5%	-10.3%	-9.5%	-11.8%	-10.2%

Fuente: IAE en base a SGE - Capítulo IV

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



La producción no convencional acumulada en doce meses cae 11.8% anual, mientras que descontando la producción de Tecpetrol en el yacimiento Fortín de Piedra (10.6 MMm3/d anuales), la producción no convencional cae 10.2% anual. Nuevamente, este dato es de particular importancia porque refleja que la producción anual decreciente de Tecpetrol aumenta considerablemente la tasa de crecimiento negativa.

La producción de Tecpetrol a partir del yacimiento no convencional Fortín de Piedra continúa presentándose como determinante para analizar el desempeño de la producción de gas natural ya que afecta de manera significativa las tasas de crecimiento de la producción.

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

Vaca Muerta en perspectiva

La producción de petróleo en la formación Vaca Muerta, en la cuenca Neuquina, aumentó 3.4% i.m, 16.2% i.a. y 19.9% durante los últimos doce meses. Representa el 27.2% del total producido en el país en 2021.

El principal productor de petróleo en Vaca Muerta es YPF, que representa el 61% de la producción de la formación y, durante los últimos doce meses, aumentó su producción acumulada 8.5% a.a.

Los efectos limitantes de la pandemia sumado a una demanda notablemente reducida y precios bajos, aunque recuperados a partir de septiembre de 2020, han derivado en una reducción importante en los niveles de producción de las principales empresas en abril y mayo de 2020 que se ha recuperado a partir de junio de 2020.

La producción de gas natural en Vaca Muerta se redujo 1.2% i.m., 18.3% i.a. y 9.3% a.a durante los últimos doce meses. Vaca Muerta representa el 23.2% 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.

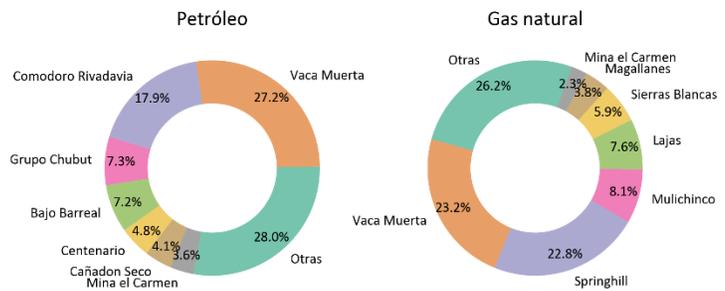
En la formación Vaca Muerta Tecpetrol redujo su producción anual 17.7% mientras que la producción de YPF fue 28% a.a menor. Por otra parte, Total aumentó 1.8% a.a su producción en Vaca Muerta durante los últimos doce meses.

YPF y Tecpetrol explican la caída de la producción de Vaca Muerta en cuarentena ya que, en ausencia de éstas, la producción en la formación aumentó 21.6% aportando 2 MMm3/d adicionales.

Vaca Muerta : Producción de Petróleo por principales operadoras - Mm3/d								
	PAE	Pluspetrol	Shell	Tecpetrol	Vista	YPF	Otras	Total petróleo Vaca Muerta
feb.-20	1.6	0.5	1.5	0.7	0.8	11.8	1.9	18.9
ene.-21	1.2	0.5	2.1	0.5	2.6	12.7	1.6	21.2
feb.-21	1.2	0.8	2.2	0.5	2.4	13.4	1.5	21.9
12 meses ant.	1.0	0.3	1.1	0.7	0.9	10.5	1.1	15.5
12 meses	1.4	0.6	1.7	0.5	1.5	11.4	1.4	18.6
Var. % i.m	-3.9%	55.4%	4.8%	2.8%	-6.1%	5.5%	-10.6%	3.4%
Var. % i.a	-29.4%	53.4%	43.3%	-26.3%	204.4%	13.5%	-22.1%	16.2%
Var. % a.a	34.7%	131.5%	62.6%	-23.4%	74.6%	8.5%	30.6%	19.9%

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV

Principales formaciones productivas | Año 2021



IAE en base a SGE

Vaca Muerta : Producción de Gas Natural por principales operadoras - MMm3/d								
	Exxon	PAE	Pluspetrol	Tecpetrol	Total Austral	YPF	Otras	Total Gas Vaca Muerta
feb.-20	1.8	2.0	2.2	11.4	4.6	9.2	1.2	32.5
ene.-21	1.1	1.5	2.0	10.4	4.7	6.0	1.1	26.9
feb.-21	1.0	1.4	2.4	9.9	4.6	5.9	1.3	26.6
12 meses ant.	1.2	1.7	1.0	13.0	4.8	9.7	0.7	32.0
12 meses	1.3	1.8	2.6	10.7	4.9	6.9	1.0	29.0
Var. % i.m	-10.3%	-7.1%	17.4%	-5.0%	-0.9%	-1.4%	16.4%	-1.2%
Var. % i.a	-43.1%	-31.1%	6.9%	-13.0%	0.2%	-35.7%	5.1%	-18.3%
Var. % a.a	8.0%	1.9%	154.0%	-17.7%	1.8%	-28.0%	37.6%	-9.3%

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV

Downstream

- En el mes de febrero de 2021 las ventas de naftas y gasoil aumentaron 4.8% i.m. y disminuyeron 5.8% i.a. Durante los últimos doce meses la demanda de combustibles líquidos cayó 18.8% a.a respecto a igual periodo anterior.

La disminución observada en las ventas de combustibles i.a está explicado por una caída del 4.4% i.a en las ventas de Gasoil y del 7.6% i.a. en las ventas de las naftas.

Desagregando las ventas de naftas, en febrero de 2021 se observa una disminución respecto a igual mes del año anterior en la nafta Súper (7.8% i.a) y en las ventas de nafta Ultra (6.8% i.a.) Por su parte, la caída i.a. en las ventas de gasoil es explicada un estancamiento del consumo de gasoil ultra y una reducción del gasoil común del 6.1% i.a.

Por otra parte, las ventas de Gasoil acumuladas durante los últimos doce meses disminuyeron 11.9% respecto a igual periodo anterior: las ventas de Gasoil Ultra fueron 18.4% menores mientras que las de Gasoil Común, que ocupa el 75% del gasoil comercializado, disminuyeron 9.7%.

Las ventas acumuladas de Naftas disminuyeron 28.8% en los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior debido a la caída del 28.5% en las ventas de nafta Ultra (25% del total comercializado) y del 29.6% en la Nafta Súper.

Durante los últimos doce meses YPF redujo las ventas acumuladas de gasoil y naftas un 14.4% y 32.5% respecto a iguales meses del año anterior. Es decir, por encima del total.

- El Gas entregado en el mes de enero de 2021 (últimos datos disponible) fue 104 MMm3/d. Las entregas totales disminuyeron 4.2% i.a. La demanda acumula una reducción del 6.5% (7.7 MMm3/d menos) en los últimos doce meses corridos respecto a igual periodo del año anterior.

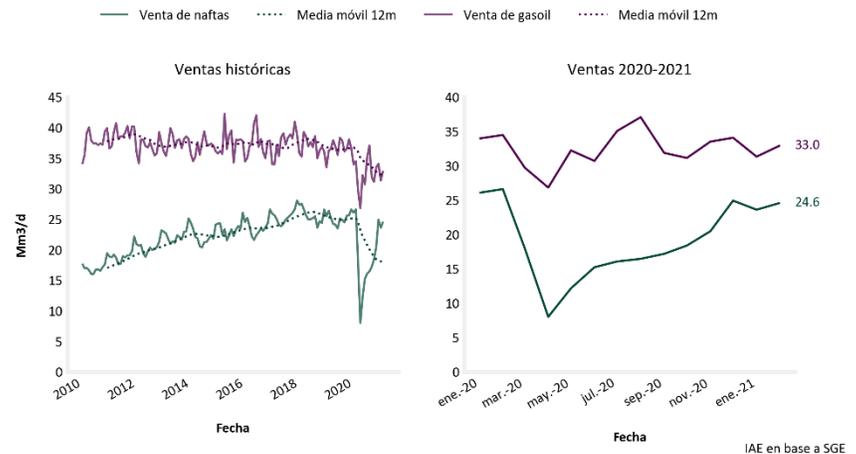
En términos desagregados por tipo de usuarios, el Gas entregado a los usuarios residenciales aumentó 8.6% i.a a la vez que en el acumulado del último año móvil presenta un aumento del 4.8% respecto a igual periodo del año anterior. Por otra parte, el Gas entregado a la Industria fue 4.7% i.m. menor y 32% i.a. inferior. A su vez, presenta una reducción anual de 10% a.a.

Las Centrales Eléctricas consumieron 22.1% más en enero de 2021 respecto de diciembre de 2020, mientras que aumentaron su demanda 22% i.a a la vez que acumulan una reducción del 4% 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
feb.-20	25.2	9.4	19.5	7.1	34.5	26.6	61.1
ene.-21	22.5	8.9	17.2	6.4	31.4	23.6	55.0
feb.-21	23.6	9.4	18.0	6.6	33.0	24.6	57.6
12 meses ant.	27.4	9.2	18.9	6.3	36.6	25.2	61.8
12 meses	24.7	7.5	13.5	4.5	32.2	17.9	50.2
Var. % i.m	5.2%	5.2%	4.7%	2.8%	5.2%	4.2%	4.8%
Var. % i.a	-6.1%	0.0%	-7.8%	-6.8%	-4.4%	-7.6%	-5.8%
Var. % a.a	-9.7%	-18.4%	-28.5%	-29.6%	-11.9%	-28.8%	-18.8%

Fuente: IAE en base a SGE

Ventas de combustibles 2010-Hoy | Mm3/d

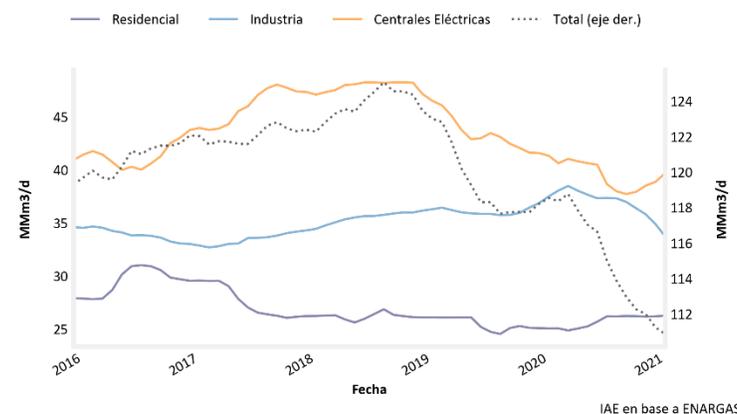


IAE en base a SGE

Demanda de gas por redes MMm3/d								
	Residencial	Comercial	Entes oficiales	Industria	Centrales Eléctricas	SDB	GNC	Total
ene.-20	9.5	2.4	0.4	43.2	44.8	1.7	6.7	108.5
dic.-20	11.1	2.3	0.4	30.6	44.8	1.1	6.4	96.8
ene.-21	10.3	2.3	0.4	29.2	54.7	1.1	6.0	104.0
12 meses ant.	25.1	4.0	1.2	37.5	41.3	2.7	6.8	118.5
12 meses	26.3	3.0	0.9	33.7	39.7	2.3	5.1	110.9
Var. % i.m	-7.4%	-1.2%	-10.6%	-4.7%	22.1%	1.4%	-5.8%	7.4%
Var. % i.a	8.6%	-1.9%	1.2%	-32.4%	22.2%	-35.4%	-9.9%	-4.2%
Var. % a.a	4.8%	-24.6%	-28.3%	-10.0%	-4.0%	-14.2%	-26.0%	-6.5%

Fuente: IAE en base a ENARGAS

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



IAE en base a ENARGAS

Precios: tendencia creciente

- El precio del barril de petróleo **BRENT** en febrero de 2021 fue de USD/bbl 62.2 lo cual implica un precio 13.5% mayor respecto al mes anterior mientras que es un 12.1% superior al registrado en febrero de 2020. Por otra parte, el precio del barril de crudo **WTI** fue USD/bbl 59.1 teniendo una variación positiva del 13.5% respecto del mes anterior y del 16.9% respecto a febrero de 2020.

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, los precios internacionales han tenido una considerable recuperación y se mantienen con tendencia creciente en los últimos cinco meses.

- El barril argentino del tipo **Escalante** tuvo un precio de USD/bbl 59.4 en febrero de 2021 esto implica un aumento del 10.9% respecto al mes anterior mientras fue 13.5% mayor al precio de febrero de 2020. Por otra parte, el barril del tipo **Medanito** muestra un precio que se ubicó en los USD/bbl 51 en el mes de febrero de 2021: 6.5% superior al mes anterior y 0.9% mayor respecto al de igual mes del año anterior.
- El precio spot del gas natural **Henry Hub** fue de USD 5.35 MMBtu (millón de Btu) en febrero de 2021. Así, el precio principal que rige en el NYMEX de USA aumentó 97.4% respecto al mes anterior mientras muestra un precio 180% mayor al de igual mes del año anterior. Este incremento tiene fundamento en una demanda inusual producto de factores climáticos severos durante febrero.

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 2.35 USD/MMBtu en febrero de 2021 lo cual implica un precio 2.6% mayor al mes anterior y 6.4% inferior a igual mes del año 2020.

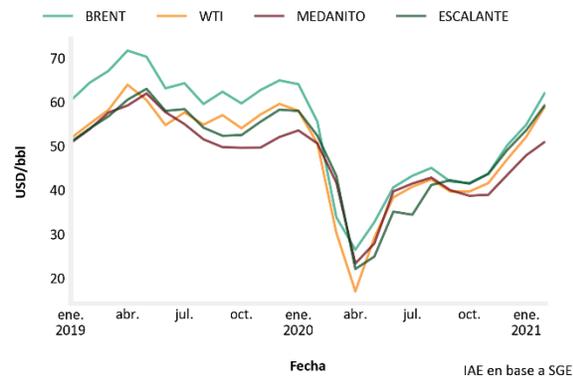
- El Precio de importación del GNL.** Según se informa en la web de IEASA las licitaciones para los cargamentos de GNL del año 2020 (últimos datos disponibles) arrojaron precios de alrededor de 2,87 USD/MMBtu, esto es un precio 30% inferior al del año anterior. En las estadísticas de comercio exterior al mes de septiembre publicadas por la Secretaría de Energía de la Nación, corresponde un precio de 3.51 USD/MMBtu para el mes de septiembre de 2020, esto es un precio 17.2% inferior al de igual mes del año anterior.

El gas importado por gasoductos de Bolivia (y marginalmente de Chile) tuvo un precio de importación de 4.56 US\$/MMBTU para el mes de febrero de 2021. Esto representa un precio 2.2% menor al del mes anterior y 29.9% inferior al de igual mes del año 2020. Este precio es 95% superior al precio del gas local.

Precios del petróleo USD/bbl				
	BRENT	WTI	Escalante	Medanito
feb.-20	55.5	50.5	52.3	50.5
ene.-21	54.8	52.1	53.5	47.9
feb.-21	62.2	59.1	59.4	51.0
Var. % i.m	13.5%	13.5%	10.9%	6.5%
Var. % i.a	12.1%	16.9%	13.5%	0.9%

Fuente: IAE en base a SGE

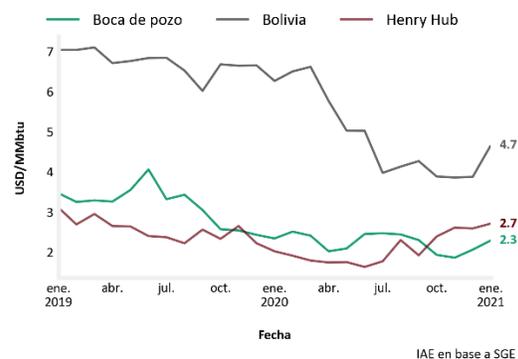
Precios del petróleo | 2019-Hoy | USD/bbl



Precios del Gas Natural USD/MMbtu				
	Boca de pozo Arg.	Bolivia	GNL	Henry Hub
feb.-20	2.51	6.51	-	1.91
ene.-21	2.29	4.66	-	2.71
feb.-21	2.35	4.56	-	5.35
Var. % i.m	2.6%	-2.2%	-	97.4%
Var. % i.a	-6.4%	-29.9%	-	180.1%

Fuente: IAE en base a SGE y EIA

Precios del gas | 2018-Hoy | USD/MMbtu



5. Biocombustibles

- La **producción de Bioetanol** en base a maíz y caña de azúcar se redujo en enero de 2021 respecto a diciembre de 2020 25.7% i.m. y fue 20.6% i.a. menor. En el cálculo acumulado durante los últimos 12 meses al mes de referencia la producción es 26.6% inferior. A su vez, las ventas aumentaron en enero de 2021 respecto a diciembre de 2020 3.1% i.m. y son 13.7% i.a. inferiores a igual mes del año anterior. A su vez, fueron 29.8% menores en el cálculo acumulado de doce meses respecto a igual periodo anterior.
- La **producción de Biodiesel** aumentó en enero de 2021 respecto a diciembre de 2020 209% i.m aunque fue 73.3% i.a. inferior respecto al mismo mes del año anterior. A su vez, la producción es 50.2% a.a menor en el último año móvil.

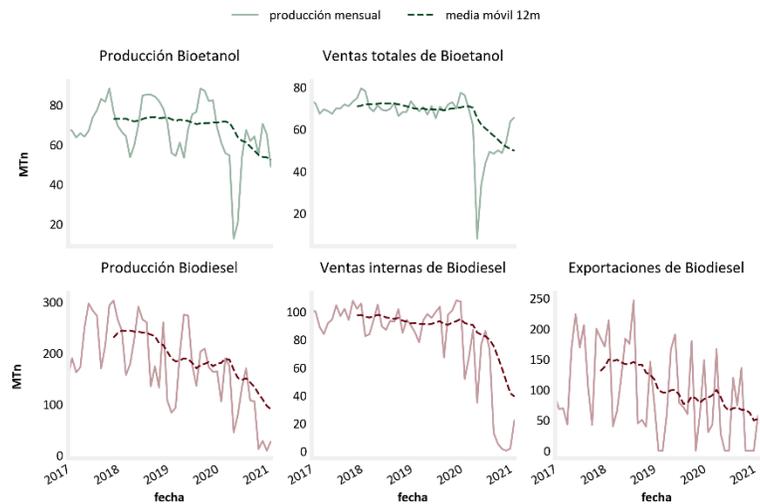
En enero de 2021 las ventas de biodiesel aumentaron respecto a diciembre de 2020 1129% i.m. debido a ventas virtualmente nulas en el último mes del año anterior. Por otra parte, las ventas fueron 56.2% i.a. menores a las registradas el mismo mes de año anterior. En el año móvil registra una caída del 57.4% a.a.

Las exportaciones de Biodiesel acumuladas en los últimos 12 meses a enero de 2021 fueron 40.2% menores a igual periodo del año anterior.
- Por último, la **producción total de biocombustibles** medida en toneladas aumentó en enero de 2021 3.1% i.m y disminuyó 53.9% i.a respecto a enero de 2020. En el acumulado para el último año móvil es 43.5% inferior.

	Bioetanol Miles de Tn.		Biodiesel Miles de Tn.			Total en miles de Tn.
	Producción	Ventas totales	Producción	Ventas internas	Exportación	
ene.-20	61.0	76.1	105.1	51.7	30.3	166.0
dic.-20	65.1	63.8	9.1	1.8	0.0	74.2
ene.-21	48.4	65.7	28.1	22.7	58.5	76.5
12 meses ant.	857.5	849.8	2,168.8	1,103.3	1,045.3	3,026.3
12 meses	629.6	596.5	1,080.4	469.8	625.4	1,710.0
Var. % i.m	● -25.7%	● 3.1%	● 209.9%	● 1129.7%	-	● 3.1%
Var. % i.a	● -20.6%	● -13.7%	● -73.3%	● -56.2%	-	● -53.9%
Var. % a.a	● -26.6%	● -29.8%	● -50.2%	● -57.4%	● -40.2%	● -43.5%

Fuente: IAE en base a SGE

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



IAE en base a SGE

6. Balanza comercial energética

- La **balanza comercial energética** del mes de febrero de 2021 se muestra superavitaria en USD 124 millones. En febrero de 2021 las exportaciones se redujeron 24.8% i.a mientras que las importaciones fueron 31.1% i.a. menores.

En el primer bimestre se observa un superávit acumulado de USD 234 millones con las exportaciones cayendo 10.1% y las importaciones 21.8%.
- Los **índices de valor, precio y cantidad** indican que en febrero de 2021 se exportó un 18.5% menos de combustible y energía en términos de cantidades respecto de febrero de 2020, mientras que los precios de exportación se redujeron 7.9% i.a dando como resultado una reducción en el valor exportado del 24.8% i.a.

Por otra parte, las importaciones de combustibles y lubricantes se redujeron 16.8% en cantidades en febrero de 2021 respecto a igual mes de 2020, mientras que en precios se observa una caída de 17.4%. Esto generó una caída en el valor importado del 31.1% i.a.

En el cálculo acumulado a febrero de se observa un aumento en las cantidades exportadas del 7.3% en el primer bimestre de 2021, mientras las importaciones se redujeron 6%. En ambos casos, las reducciones en

Balanza comercial energética en millones de USD			
	Saldo comercial energético	Exportación combustibles y energía	Importación combustibles y lubricantes
feb.-20	144	395	251
feb.-21	124	297	173
Acumulado 2020	187	750	563
Acumulado 2021	234	674	440
% i.a	● -13.9%	● -24.8%	● -31.1%
% var. a.a	● 25.1%	● -10.1%	● -21.8%

Fuente: IAE en base a INDEC

Balanza comercial energética por valor, precio y cantidad (var %)			
		Exportación combustibles y energía	Importación combustibles y lubricantes
Respecto de febrero de 2020	Valor	● -24.8%	● -31.1%
	Precio	● -7.9%	● -17.4%
	Cantidad	● -18.5%	● -16.8%
Respecto al acumulado a febrero de 2021	Valor	● -10.1%	● -21.8%
	Precio	● -16.3%	● -16.9%
	Cantidad	● 7.3%	● -6.0%

Fuente: IAE en base a INDEC

precios fueron similares, en el orden del 16%. Esto implica caídas en el valor del 10.1% en el caso de las exportaciones y del 21.8% en las importaciones en el primer bimestre de 2021.

- Según datos de comercio exterior, las **exportaciones medidas en cantidades** de los principales combustibles para el acumulado en los últimos doce meses muestran mayores ventas al exterior de petróleo (32.7%) mientras se reducen las de Gas Natural (-52.5%). La exportación de Gas Natural durante los últimos doce meses fue de 864 MMm3, esto equivale a 2.3 MMm3/d y muestra una notable caída en los últimos cinco meses respecto a iguales meses del año anterior.

En febrero de 2021, las cantidades exportadas de petróleo fueron 64.1% i.a superiores respecto a igual mes de año anterior y 30.4% i.m menores respecto al mes anterior.

En cuanto a las **importaciones**, hubo una disminución en las compras de naftas al exterior del 59.9% a.a durante los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior.

Por otra parte, se importó un total de 154.5 Mm3 de Gasoil, presentando un incremento importante debido a que las importaciones de igual periodo anterior fueron nulas.

Las importaciones totales de gas natural de Bolivia y Chile fueron 0.5% i.m menores en febrero de 2021 respecto a igual mes del año anterior mientras presenta un aumento del 10.9% en 12 meses.

En los últimos 12 meses las compras de GNL por barco fueron 4.9% 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 20.4 MMm3/d mientras la exportación registrada por comercio exterior ha sido de 2.3 MMm3/d anuales.

Principales productos energéticos exportados - Cantidades

	Butano (Mtn.)	Gas Natural (MMm3)	Petróleo (Mm3)	Propano (MTn.)
feb.-20	54.0	191.6	121.2	93.6
ene.-21	47.6	37.4	285.8	73.0
feb.-21	44.1	85.4	198.8	60.4
12 meses ant.	565.4	1,818.7	2,721.3	644.7
12 meses	437.7	864.1	3,611.2	582.8
Var. % i.m	● -7.3%	● 128.1%	● -30.4%	● -17.2%
Var. % i.a	● -18.3%	● -55.4%	● 64.1%	● -35.4%
Var. % a.a	● -22.6%	● -52.5%	● 32.7%	● -9.6%

Fuente: IAE en base a SGE

Principales productos energéticos importados - Cantidades

	GNL (MMm3)	Gas Natural (MMm3)	Gasoil (Mm3)	Nafta (Mm3)
feb.-20	0.0	381.9	0.0	45.9
ene.-21	0.0	491.0	34.0	89.7
feb.-21	0.0	379.9	0.0	46.3
12 meses ant.	1,768.9	5,046.3	0.0	502.7
12 meses	1,855.8	5,593.8	154.5	201.5
Var. % i.m	-	● -22.6%	-	● -48.4%
Var. % i.a	-	● -0.5%	-	● 0.9%
Var. % a.a	● 4.9%	● 10.9%	-	● -59.9%

Fuente: IAE en base a SGE

Glosario

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

ASAP: Asociación Argentina de Presupuesto y Administración Financiera Pública.

Balanza comercial energética: surge de las estadísticas del INDEC particularmente del informe de "intercambio comercial argentino" donde se desagregan los ítems "combustibles y energía" para la exportación y "combustibles y lubricantes para la importación". Adicionalmente informan los índices de valor, precio y cantidad de comercio exterior para cada uno de ellos.

Bioetanol: la producción de Bioetanol se refiere a la suma de producción a base de Maíz y caña de azúcar.

BRENT: petróleo denominado BRENT, de referencia en los mercados Europeos.

CAMMESA: Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista.

Costo medio de generación: Precio monómico según lo define CAMMESA.

La demanda de energía eléctrica: se toma según los establece CAMMESA es base a la resolución 6/2016 de Ministerio de Energía y Minería.

EMAE: El Estimador Mensual de Actividad Económica (EMAE) refleja la evolución mensual de la actividad económica del conjunto de los sectores productivos a nivel nacional. Este indicador permite anticipar las tasas de variación del Producto Interno Bruto (PIB) trimestral.

EMI: El Estimador Mensual Industrial (EMI) mide el desempeño del sector manufacturero sobre la base de información proporcionada por empresas líderes, cámaras empresarias y organismos públicos. El cálculo del EMI se efectúa en base a unidades físicas de producción de distintos sectores industriales.

ENARSA: Energía Argentina Sociedad Anónima.

ENRE: Ente Nacional Regulador de la Electricidad.

Energías renovables incluye: Eólico, Solar, Biogas, Biomasa e Hidráulicas menores a 50 MW. Según Ley 27.191.

Exportación e importación de principales combustibles: se refiere al comercio exterior mensual con destino a todos los países a los cuales se exporta. Los totales figuran en cantidad (metros cúbicos) y en Dólares Estadounidenses. En el presente informe se utilizan las cantidades.

Fondo Fiduciario para consumo GLP y red de gas natural: Fondo Fiduciario para Subsidios de Consumos Residenciales de GLP de Sectores de Bajos Recursos y para la Expansión de Redes de Gas Natural.

Fondo fiduciario consumo residencial de gas: Fondo Fiduciario Subsidio Consumidores Residenciales de Gas (Ley N° 25.565).

Gas: la producción total se refiere a datos según lo informa el Ministerio de Energía y Minería de la Nación para todas las cuencas, concesiones, provincias y yacimientos, así como también tanto para la producción ON y OFF Shore. Por otra parte, los conceptos de los cuales se establece la reproducción de datos son los fijados originalmente en las tablas dinámicas "Sesco Web": gas de alta presión, gas de media presión y gas de baja presión.

Generación de energía eléctrica por tipo: la generación térmica se refiere a la suma de la generación por Ciclos combinados, Turbo vapor, Turbina a gas y Motor diésel. Por otro lado, la generación por fuentes renovables se refiere a la suma de generación Solar, Eólica, Hidráulica renovable (menor a 50 MW según Ley 27.191), Biomasa y Biogas. Las generaciones de tipo Nuclear e Hidroeléctrica no tienen desagregación. Adicionalmente, la importación hace referencia a la suma de compras de todos los países.

i.a: Abreviación de "inter anual", datos correspondientes a igual mes del año anterior.

i.m: Abreviación de "inter mensual", datos correspondientes a un mes respecto al mes anterior.

Ingresos y gastos: se refieren a los ingresos y gastos corrientes según informa ASAP.

INDEC: Instituto Nacional de Estadísticas y Censos.

IPC: Los índices de precios al consumidor miden la variación de precios de los bienes y servicios representativos del gasto de consumo de los hogares residentes en la zona seleccionada en comparación con los precios vigentes en el año base.

IPIM: El Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM) tiene por objeto medir la evolución promedio de los precios de los productos de origen nacional e importado ofrecidos en el mercado interno. Una de las desagregaciones ponderadas es la correspondiente a Energía Eléctrica.

Petróleo: la producción total se refiere a datos según lo informa el Ministerio de Energía y Minería de la Nación para todas las cuencas, concesiones, provincias y yacimientos, así como también para la producción ON y OFF Shore. Por otra parte, los conceptos de los cuales se establece la reproducción de datos son los fijados originalmente en las tablas dinámicas "Sesco Web": Producción de condensado, producción por recuperación asistida, producción primaria y producción secundaria.

Precio monómico estacional: Precio Monómico ponderado Estacional (Energía + Potencia) + Otros Ingresos.

Resultado financiero: es la diferencia entre los gastos totales e ingresos totales.

Resultado primario: es la diferencia entre los gastos primarios y los ingresos totales. La nueva metodología del resultado primario quita de los ingresos aquellos provenientes de rentas de la propiedad, y a los gastos los referidos a intereses. Este se empieza a implementar a partir de Enero de 2016.

SADI: Sistema Argentino de Interconexión.

Tn: abreviación de toneladas

Ventas de principales combustibles: se refiere a las "ventas no al sector". Es decir, para todos los sectores excepto las empresas que se desempeñan en el sector hidrocarburos (Upstream y Downstream) y para todas las provincias.

WTI: petróleo denominado "West Texas Intermediate", de referencia para el mercado Estadounidense.

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

Publicación del
Departamento Técnico del
INSTITUTO ARGENTINO DE LA ENERGÍA "GENERAL MOSCONI"
Moreno 943 3º Piso, (C1091AAS) Ciudad Autónoma de Buenos Aires – Argentina
Teléfono: 43347715 / 6751
iae@iae.org.ar
www.iae.org.ar

El Instituto Argentino de Energía "Gral. Mosconi" no produce datos primarios, sino que procesa, elabora y comenta información basada en datos publicados por organismos oficiales del sector energético citando debidamente las fuentes que se encuentran consignadas al pie de cada cuadro y figura.