

Resumen ejecutivo

Producción de Hidrocarburos

En diciembre de 2020 la **producción de petróleo se redujo 7.6% i.a y cerró el año 2020 con una caída del 5.5% a.a. La producción total acumulada durante los meses de cuarentena se redujo 8.3%** respecto a iguales meses de 2019.

La producción de petróleo convencional en el mes de diciembre de 2020 cayó 12.3% i.a y se redujo 11.8% a.a. durante 2020. En cambio la producción no convencional (24% del total) se incrementó 8.6% i.a y 21.1% en 2020.

En diciembre de 2020 la **producción de Gas disminuyó 10.3% i.a y culminó el año 2020 con una reducción del 8.9% a.a.**

En diciembre, la producción de Gas convencional (57% del total) se redujo 6.9% i.a y 9.1% a.a en el 2020.

Por tercer mes consecutivo, la producción no convencional disminuyó más que la convencional: se redujo 14.8% i.a. Por otra parte, anualmente cae 8.6% a.a. La producción gasífera convencional y la variante no convencional Tight Gas, que entre ambas representan el 75% de la producción de la producción, disminuyeron 10% a.a en 2020.

La producción total acumulada durante los meses de cuarentena se redujo 11% respecto a iguales meses de 2019 (15 MMm3). Por su parte, en el mismo periodo **la producción acumulada de YPF se redujo 23.4% (9.9 MMm3/d) explicando el 66% de la caída de la producción total de gas en cuarentena y el 85% de la reducción de las tres principales productoras.**

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 25.5% aportando 2.3 MMm3/d adicionales.

Demanda

En diciembre de 2020 **las ventas de naftas y gasoil** aumentaron 9.3% respecto a noviembre de 2020 aunque se redujeron 6.6% i.a. cerraron el 2020 con una caída del 17.7% a.a. El consumo de naftas se recupera lentamente y de manera continua en los últimos 5 meses.

Desde el inicio de la pandemia, el consumo de gasoil acumulado es 12.4% inferior a iguales meses de 2019, y el de naftas 33.6% menor en el mismo periodo. **YPF redujo sus ventas por encima del promedio.**

La demanda total de gas natural se redujo 5.7% i.m en noviembre de 2020 (último dato disponible), 2.6% respecto de noviembre de 2019 y 4.6% a.a. Esto indica que la producción interna cayó más que la demanda en igual periodo, lo cual implicó un aumento de las importaciones desde Bolivia y por GNL.

En el periodo de cuarentena, la demanda de gas es 7.8% inferior a iguales meses de 2019.

La demanda total de Energía Eléctrica aumentó 8.7% en diciembre de 2020 respecto al mes anterior y 1.3% respecto a diciembre de 2019. El consumo eléctrico termina el año con una reducción acumulada del 1.6% 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 se acerca a niveles mensuales similares a los del año anterior.

Subsidios energéticos

Según ASAP los subsidios energéticos acumulados a noviembre de 2020 fueron \$ 397.6 mil millones, esto es USD 5,718 millones, y aumentaron 92.8% respecto a igual periodo de 2019. Cammesa lidera las transferencias recibidas con \$ 293 mil millones y un aumento de 145% ocupando el 74% de los fondos ejecutados.

Principales indicadores del sector energético

	1 mes 2019	1 mes 2020	Acum. año móvil anterior	Acum. año móvil	var % i.a	var % año móvil
Producción total de petróleo (Mm3/d). Dic-20	83.9	77.6	82.5	78.0	↓ -7.6%	↓ -5.5%
Petróleo convencional (Mm3/d)	64.9	57.0	66.8	58.9	↓ -12.3%	↓ -11.8%
Petróleo no convencional (Mm3/d)	19.0	20.6	15.7	19.0	↑ 8.6%	↑ 21.1%
Producción total de gas (MMm3/d). Dic-20	126.9	113.8	135.2	123.2	↓ -10.3%	↓ -8.9%
Gas convencional (MMm3/d)	72.1	67.1	77.5	70.4	↓ -6.9%	↓ -9.1%
Gas no convencional (MMm3/d)	54.8	46.7	57.7	52.8	↓ -14.8%	↓ -8.6%
Ventas Nafta + Gasoil (Mm3/día). Dic-20	63.2	59.1	61.8	50.9	↓ -6.6%	↓ -17.7%
Demanda de Gas (MMm3/d). Nov-20	102.8	100.2	117.7	112.3	↓ -2.6%	↓ -4.6%
Producción biocombustibles (miles de Tn). Nov-20	245	99	2,944	1,959	↓ -59.7%	↓ -33.5%
Demanda total energía eléctrica (GW/h por día). Dic-20	360.9	365.5	353.4	347.8	↑ 1.3%	↓ -1.6%
Generación neta local de energía eléctrica (GW/h por día). Dic-20	371.6	411.0	359.6	366.5	↑ 10.6%	↑ 1.9%
	1 mes 2020	1 mes 2019	Acumulado anual 2020	Acumulado anual 2019	var % i.a	Variación acumulada
Transferencias corrientes (subsidijs). Nov-20	-	-	397,676	206,271	-	↑ 92.8%
Transferencias de capital. Nov-20	-	-	15,362	5,768	-	↑ 166.3%
Saldo comercial energético (millones de USD). Dic-20	236	164	928	-24	-	-

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

1. [Sin respuestas para la crisis energética.](#) Jorge Lapeña para Clarín.
2. [YPF una supernova en el firmamento político.](#) El sobreendeudamiento de la petrolera y su evolución errática es una especie de tragedia nacional. Busca salir del default virtual para apostar a un proyecto irracional como es Vaca Muerta. Por Jorge Lapeña para Diario Rio Negro.
3. [La situación de YPF, un gran problema político nacional.](#) Por Jorge Lapeña para Visión Federal.
4. [Entrevista en Cadena 3.](#) Por qué subió la nafta según Jorge Lapeña: Crisis en YPF y en Vaca Muerta.
5. [YPF un paciente de riesgo en la pandemia.](#) Por Alejandro Einstoss para Nuevos Papeles.
6. [Los diputados de la UCR solicitaron un pedido de informe para conocer la situación financiera de YPF.](#) Minuto Neuquén.
7. [YPF: Nielsen renuncia a la presidencia y lo reemplaza el diputado por Santa Cruz Pablo González.](#) La Nación
8. [YPF mejoró su oferta de canje de deuda para acordar con BlackRock, Fidelity y Ashmore.](#) La petrolera ofrece más efectivo inicial para que los bonistas con el título más corto (que vence en marzo) ingresen. Buscan alejar el riesgo de default. *El Cronista*.
9. [YPF vende su torre de puerto madero: a la petrolera nacional le sobra espacio y le falta inversión.](#) Nicolás Gadano para EIDiarioAr.
10. [Distribuidoras eléctricas advierten que la continuidad del congelamiento tarifario afectará la calidad del servicio.](#) Adeera elaboró un informe en el que analiza la realidad del sector en el marco de la pandemia en lo que tiene que ver con costos, servicios tarifas y regulación. *EconoJournal*.
11. [Desconcierto en provincias por desaire a Ley de Biocombustibles.](#) La prórroga de la norma no fue incluida en temario de extraordinarias pese a promesa de oficialismo. Fuego cruzado entre distritos petroleros del sur y productores de biodiésel y bioetanol de la región centro y norte del país. *Ámbito Financiero*.

1. Indicadores de actividad económica y precios

- El **EMAE** (estimador de actividad económica) muestra para el mes de noviembre de 2020 una variación positiva del 1.4% respecto al mes anterior mientras que la actividad disminuyó 3.7% respecto al mismo mes del 2019 (i.a) y 10.6% en el acumulado del año 2020. El efecto pleno del ASPO/DISPO sobre toda la actividad económica, y sus parciales flexibilizaciones, se refleja en este indicador.

- El **IPI-M** (índice de producción industrial manufacturera) muestra en noviembre de 2020 una variación positiva del 3.5% respecto al mes anterior mientras que fue 4.5% i.a. mayor. En el acumulado en los once meses de 2020 respecto a igual periodo del año anterior disminuye 8.6%. La magnitud en las variaciones se debe a las limitaciones operativas durante el ASPO/DISPO.

Desagregando el índice, la actividad referida a la **refinación de petróleo** disminuyó 15.3% i.a. y 13.6% en los once meses de 2020. En particular, la refinación de petróleo para naftas disminuyó 15.5% i.a y 25% acumulado, mientras la de Gasoil se redujo 14.5% i.a y 7.5% acumulado del año 2020.

- Los precios mayoristas (**IPIM**) aumentaron 4.4% en diciembre de 2020 respecto del mes anterior mientras tuvo una variación del 35.4% respecto de igual mes de 2019 que es equivalente al acumulado anual por tratarse del mes de diciembre.

El IPIM relevado para **petróleo crudo y gas** tuvo variación de 8.6% i.m en diciembre de 2020, mientras que fue 6.9% superior respecto a igual mes del año anterior y acumulado en 2020.

Los precios mayoristas referidos a los **productos refinados de petróleo** aumentaron 5% i.m respecto del mes anterior. A su vez, se incrementaron 14.5% respecto a igual mes del año anterior y acumulado en 2020.

Por último, el IPIM relevado para la **energía eléctrica** muestra una variación negativa del 0.2% i.m. en diciembre de 2020, con un aumento del 1.2% respecto de igual mes del año anterior y en el acumulado de 2020.

	Respecto mes anterior	Igual mes año anterior	Acumulado anual
EMAE Nov-20	▲ 1.4%	▼ -3.7%	▼ -10.6%
IPI-M Nov-20	▲ 3.5%	▲ 4.5%	▼ -8.6%
Refinación del petróleo	-	▼ -15.3%	▼ -13.6%
Naftas	-	▼ -15.5%	▼ -25.0%
Gasoil	-	▼ -14.5%	▼ -7.5%
IPIM Dic-20	▲ 4.4%	▲ 35.4%	▲ 35.4%
IPIM- Petróleo crudo y gas	▲ 8.6%	▲ 6.9%	▲ 6.9%
IPIM- Refinados de petróleo	▲ 5.0%	▲ 14.5%	▲ 14.5%
IPIM-Energía eléctrica	▲ 0.2%	▲ 1.2%	▲ 1.2%

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 al mes de noviembre de 2020 según datos de ASAP.

Las transferencias para gastos corrientes (los subsidios energéticos) aumentaron 92.8% en el acumulado anual a noviembre de 2020 respecto al año anterior. Esto implica mayores subsidios por la suma nominal de \$ 191.4 mil millones en acumulados a noviembre de 2020 respecto a igual periodo de 2019.

Tomando la cotización del dólar mayorista promedio del periodo, los subsidios energéticos sumaron **USD 5.718 millones acumulados a noviembre de 2020**.

En cuanto a la desagregación de los subsidios energéticos, las ejecuciones presupuestarias más importantes acumuladas a noviembre de 2020 fueron para CAMMESA (\$293.2 millones o USD 4,200 millones) que se incrementó 145% i.a y ocupó el 74% de las transferencias realizadas, para IEASA (\$46,526 millones o USD 669 millones) con un incremento del 7.8% y para el Plan Gas no convencional (Resol. 46 MINEM, \$33,602 millones o USD 483 millones) con un incremento del 44.7%.

Esta dinámica en el comportamiento de los subsidios a CAMMESA a partir del abril responde a las crecientes necesidades financieras derivadas principalmente entre la brecha de costos crecientes y precios congelados de la energía.

Transferencias para gastos de capital

Las transferencias acumuladas a noviembre de 2020 para gastos de capital fueron \$ 15,362 millones. Esto implica un monto mayor en \$ 9,594 millones respecto a igual periodo de 2019. Las transferencias a IEASA se incrementaron 126.9% respecto a lo recibido en igual periodo del año anterior.

	Acumulado noviembre 2020	Acumulado a noviembre 2019	Diferencia \$	% Var. Acumulado
SECTOR ENERGÉTICO	397,676	206,271	191,405	▲ 92.8%
CAMMESA	293,241	119,484	173,757	▲ 145.4%
Incentivos a la producción de Gas Natural (Ex plan gas)	0	2,680	-2,680	-
Fondo Fid. para consumo GLP y red de Gas Natural	7,351	5,967	1,383	▲ 23.2%
YCRT	6,050	60	5,990	▲ 10034.0%
EBY	3,368	3,313	55	▲ 1.6%
Plan Gas no Convencional Resolución MINEM N° 46/2017	33,602	23,216	10,385	▲ 44.7%
IEASA (Ex ENARSA)	46,526	43,160	3,367	▲ 7.8%
Compensación distribuidoras de Gas	2,190	4,097	-1,907	▼ -46.5%
Otros Beneficiarios sin discriminar	5,348	4,292	1,056	▲ 24.6%

Fuente: IAE en base a ASAP

	Acumulado noviembre 2020	Acumulado a noviembre 2019	Diferencia \$	% Var. Acumulado
SECTOR ENERGÉTICO	15,362	5,768	9,594	▲ 166.3%
IEASA	8,344	3,678	4,666	▲ 126.9%
Nucleoeléctrica S.A.	1,101	1,101	0	▼ 0.0%
Fondo Fid. para el transporte eléctrico federal	-	-	-	-
Otros beneficiarios	5,917	989	4,928	▲ 498.2%

Fuente: IAE en base a ASAP

3. Situación del mercado eléctrico

- En el mes de diciembre de 2020 la demanda total de energía eléctrica fue 8.7% mayor al mes anterior y 1.3% superior a la del mismo mes del año anterior. En los datos anuales se observa que en 2020 la demanda fue 1.6% a.a menor respecto a 2019.

En el mes de diciembre de 2020 la demanda industrial/Comercial se redujo 2.1% i.m., 0.7% i.a y 11.6% anual.

Por otra parte, la demanda comercial aumentó en diciembre respecto de noviembre de 2020 4.8% i.m., mientras que disminuyó 6.2% i.a y 5.6% anual.

El consumo Residencial aumentó 18.5% i.m explicado principalmente por factores climáticos y estacionales afectados por los efectos del ASPO/DISPO. Por otra parte, es 7.5% superior a la de diciembre de 2019 y crece 7.6% anual.

De esto se desprende que en diciembre se recuperó parcialmente la demanda industrial respecto a noviembre (por flexibilizaciones y mayor actividad) y alcanzó niveles aproximadamente similares a igual mes del año 2019. En la categoría comercial el efecto del ASPO/DISPO 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 prácticamente igual al año anterior en diciembre de 2020.

El comportamiento detallado de la demanda durante el ASPO, y su comparación respecto a 2019 puede consultarse en el [Informe de CAMMESA sobre el comportamiento de la demanda del MEM.](#)

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

- La oferta neta de energía aumentó 5.6% i.m en diciembre y 10.1% respecto a igual mes del año anterior. Por otra parte, durante el año 2020 aumentó 1% respecto de 2019.

- La generación neta local aumentó 5.5% en diciembre respecto a noviembre y 10.6% i.a respecto del mismo mes del año anterior. La generación local durante 2020 aumentó 1.9% anual.

El excedente de generación local tiene explicación por un aumento en las cantidades exportadas, principalmente a Brasil por 31.7 GWh/d.

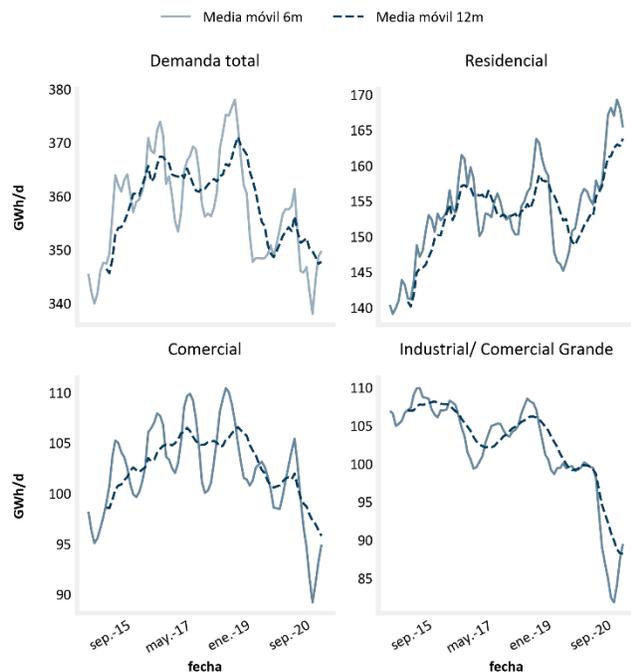
En los datos desagregados i.a se observa crecimiento en la generación renovable y térmica, que aumentaron 57.9% y 21% i.a respectivamente.

En el año 2020 la generación Nuclear, Renovable y Térmica muestran crecimiento positivo con una variación del 26.3%, 63.3% y 2.3% respecto a 2019. Mientras que la generación Hidráulica disminuyó 18% anual durante 2020.

Demanda de energía eléctrica GWh/d				
	Comercial	Ind./Comercial	Residencial	Total
Dec-19	107.6	94.8	158.4	360.9
Nov-20	96.3	96.2	143.8	336.3
Dec-20	100.9	94.1	170.4	365.5
12 meses ant.	101.5	99.8	152.1	353.4
12 meses	95.8	88.2	163.8	347.8
Var. % i.m	▲ 4.8%	▼ -2.1%	▲ 18.5%	▲ 8.7%
Var. % i.a	▼ -6.2%	▼ -0.7%	▲ 7.5%	▲ 1.3%
Var. % a.a	▼ -5.6%	▼ -11.6%	▲ 7.6%	▼ -1.6%

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
Dec-19	93.9	23.6	29.4	224.7	3.0	371.6	374.6
Nov-20	66.0	22.6	42.2	258.8	0.8	389.7	390.5
Dec-20	70.2	22.4	46.5	272.0	1.4	411.0	412.4
12 meses ant.	96.8	21.7	21.3	219.8	6.5	359.6	366.1
12 meses	79.5	27.4	34.8	224.9	3.3	366.5	369.8
Var. % i.m	▲ 6.4%	▼ -0.9%	▲ 10.0%	▲ 5.1%	▲ 71.8%	▲ 5.5%	▲ 5.6%
Var. % i.a	▼ -25.2%	▼ -4.9%	▲ 57.9%	▲ 21.0%	▼ -55.0%	▲ 10.6%	▲ 10.1%
Var. % a.a	▼ -18.0%	▲ 26.3%	▲ 63.3%	▲ 2.3%	▼ -49.1%	▲ 1.9%	▲ 1.0%

Fuente: IAE en base a CAMMESA

- La generación a través de **energías renovables definidas en la Ley 27.191** aumentó **10% i.m** y **57.9% i.a** en diciembre de 2020, mientras que durante el año 2020 presentó un incremento del **63.3% respecto a 2019**.

Hubo un aumento anual en las categorías: Biogas, Biomasa, Eólica y Solar se incrementaron 18.8%, 40.3%, 89.2% y 67.8% respectivamente. Por otra parte, la generación Hidráulica Renovable disminuye 14.2% anualmente.

El incremento total anual está impulsado especialmente 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 **9.5% del total generado durante el año, superando a la contribución de la energía nuclear**. Por otra parte, en términos mensuales representó **11.3% de la energía generada en el mes de diciembre de 2020**.

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 8.5% del total anual generado en 2020 mientras que la hidráulica representa el 22.6% de la generación neta local.

- Precios y costos de la energía:** los datos indican que en diciembre de 2020 el costo monómico (costo promedio de generación eléctrica) respecto del mes anterior tuvo un incremento del 10.4% i.m y del 22.9% i.a, mientras que el precio monómico estacional (lo que paga la demanda en promedio) disminuyó 1% en diciembre respecto a noviembre de 2020 y 1.1% respecto a igual mes del año anterior. Desde el mes de febrero de 2019 este precio se encuentra en niveles aproximadamente similares.

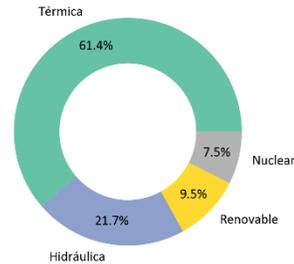
La variación en los costos se encuentra por debajo del índice de precios internos mayoristas (IPIM), que en el mismo período se incrementó 35.4% i.a mientras que el precio que paga la demanda aumentó considerablemente menos que ambos en el mismo período debido al congelamiento tarifario. Esto indica **que los costos de generación crecen por debajo de la inflación mayorista, pero también que en diciembre, 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 alcanza a cubrir el 48% de los costos de generación en diciembre de 2020**. En el mismo mes de 2019 el precio promedio pagado por la demanda cubrió el 60% de los costos de generación eléctrica, lo cual 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
Dec-19	0.8	0.8	19.5	4.5	3.8	29.4
Nov-20	0.9	1.7	28.9	4.3	6.5	42.2
Dec-20	0.8	1.8	32.9	3.9	7.0	46.5
12 meses ant.	0.7	0.8	13.6	4.0	2.2	21.3
12 meses	0.8	1.1	25.7	3.4	3.7	34.8
Var. % i.m	▼ -2.2%	▲ 1.9%	▲ 14.1%	▼ -8.3%	▲ 7.6%	▲ 10.0%
Var. % i.a	▲ 10.5%	▲ 118.8%	▲ 69.0%	▼ -13.5%	▲ 82.6%	▲ 57.9%
Var. % a.a	▲ 18.8%	▲ 40.3%	▲ 89.2%	▼ -14.2%	▲ 67.8%	▲ 63.3%

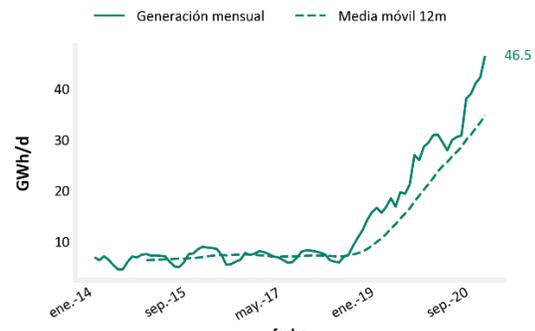
Fuente: IAE en base a CAMMESA

Composición de la generación eléctrica por fuente - Año 2020



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
Dec-19	3,636.0	2,182.5
Nov-20	4,046.0	2,180.4
Dec-20	4,467.3	2,159.3
12 meses ant.	3,261.7	2,078.7
12 meses	4,050.6	2,154.4
Var. % i.m	▲ 10.4%	▼ -1.0%
Var. % i.a	▲ 22.9%	▼ -1.1%
Var. % a.a	▲ 24.2%	▲ 3.6%

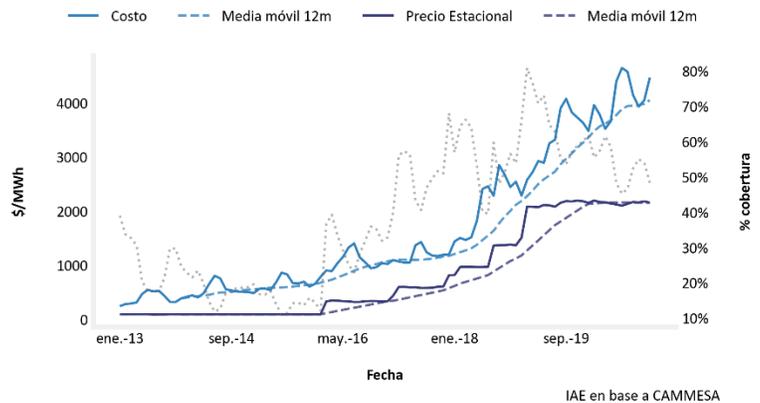
Fuente: IAE en base a CAMMESA

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 es 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. Ambas particularidades tienen invariablemente consecuencias fiscales importantes a través de subsidios crecientes del Estado Nacional.** A su vez, existe un 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 53% de los costos de generación durante los últimos doce meses.

- **La potencia instalada** en diciembre de 2020 fue de 41,951 MW, mientras que la potencia máxima bruta ha sido de 24,079 MW.
- **En diciembre de 2020 el consumo de combustibles en la generación eléctrica** muestra un crecimiento del gas natural del 7.5% i.m y del 5.1% i.a. El consumo de gasoil se aumentó 76.4% i.m y 330% i.a. En cuanto a la variación anual, **el Consumo de Gas Natural se redujo 5.4% durante el año 2020, equivalente a 2.5 MMm3/d, mientras que se consumió 110.8% más de Gas Oil.**

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



IAE en base a CAMMESA

Potencia instalada diciembre de 2020

Potencia instalada (MW)	Potencia máxima bruta (MW)	Potencia máxima histórica (MW)
41,951	24,079	26,320
	10/12/2020	08/02/2018

Fuente: IAE en base a CAMMESA

Consumo de combustibles en generación eléctrica

	Carbón (MTn.)	Fuel Oil (MTn.)	Gas Natural (MMm3)	Gasoil (Mm3)
Dec-19	47.6	0.0	1513.7	19.6
Nov-20	53.8	125.7	1480.8	47.8
Dec-20	81.1	119.3	1591.6	84.3
12 meses ant.	221.8	185.6	17,208.7	403.9
12 meses	475.0	580.6	16,282.7	851.4
Var. % i.m	-	-	▲ 7.5%	▲ 76.4%
Var. % i.a	-	-	▲ 5.1%	▲ 330.0%
Var. % a.a	▲ 114.1%	▲ 212.9%	▼ -5.4%	▲ 110.8%

Fuente: IAE en base a CAMMESA

4. Hidrocarburos

Upstream

Petróleo

- En diciembre, la producción de petróleo aumentó 0.9% respecto del mes anterior aunque disminuyó 7.6% i.a respecto de igual mes de 2019. Por otra parte, en durante el año 2020 la producción acumulada fue 5.5% inferior al año anterior, mientras que en los meses de pandemia la producción es 8.3% inferior respecto a iguales meses de 2019.

En el mes de diciembre de 2020 la producción total muestra una reducción de 7.6% respecto al mismo mes de 2019 explicada por los efectos del ASPO/DISPO en la actividad y la demanda local virtualmente estancada niveles aún muy inferiores a los 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 0.9% i.m respecto al mes anterior, mientras que es 6% i.a inferior respecto a diciembre de 2019. La cuenca Golfo San Jorge (la segunda cuenca productora en importancia), aumentó 1.2% i.m. su producción respecto a noviembre aunque redujo 8.4% i.a en su producción, mientras que las cuencas Austral y Cuyana que aportan poco al total, redujeron su producción 10.4% y 13% i.a respectivamente. La Cuenca Noroeste redujo su producción un 10.9% i.a.

La producción de petróleo acumulada durante el año 2020 fue 5.5% inferior a la del año anterior. En este sentido, en ninguna cuenca la producción anual se muestra creciente.

La Cuenca Neuquina representa el 48% de la producción y disminuye 1% a.a., mientras que la Cuenca Golfo de San, con el 43% del total, se presenta con una disminución del 7.6% anual.

La Cuenca Noroeste presenta una reducción del 1.6% en el acumulado del último año respecto del año anterior, la Cuenca Cuyana disminuye 13% anual y la cuenca Austral 26.2%.

Desagregando por los principales operadores, se observa que YPF (47% de la producción total de petróleo) aumentó su producción solo un 2.1% en diciembre respecto de noviembre mientras que fue 8.4% inferior respecto de igual mes del año anterior y 6.6% menor en 2020 respecto a 2019.

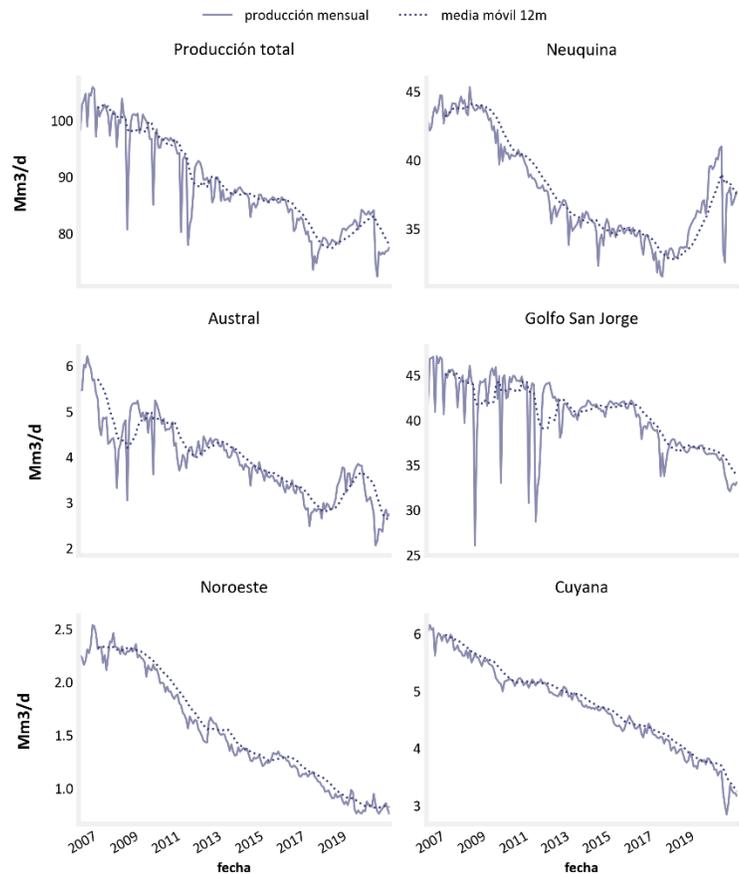
Pan American Energy, con una participación del 21% en el total, aumentó su producción 0.3% respecto del mes anterior aunque fue 4.7% i.a. menor. La producción anual de PAE disminuye 1.2% a.a.

Pluspetrol, SINOPEC Y Tecpetrol reducen su producción 20.2%, 22.2% y 18.4% i.a respectivamente. Mientras Pluspetrol aumenta su producción anual 3.4%, SINOPEC y Tecpetrol la reducen en 19% y 14.2% a.a respectivamente. Por otra parte, Vista aumentó su producción 8.5% i.m, 38% i.a y 1.8%

Producción de Petróleo por cuenca - Mm3/d						
	Austral	GSI	Neuquina	Noroeste	Cuyana	Total
Dec-19	3.1	36.2	40.2	0.8	3.6	83.9
Nov-20	2.7	32.8	37.4	0.8	3.2	76.9
Dec-20	2.8	33.1	37.8	0.8	3.2	77.6
12 meses ant.	3.5	36.5	37.9	0.8	3.7	82.5
12 meses	2.6	33.8	37.5	0.8	3.3	78.0
Var. % i.m	▲ 2.4%	▲ 1.2%	▲ 0.9%	▼ -6.1%	▼ -2.0%	▲ 0.9%
Var. % i.a	▼ -10.4%	▼ -8.4%	▼ -6.0%	▼ -10.9%	▼ -13.0%	▼ -7.6%
Var. % a.a	▼ -26.2%	▼ -7.6%	▼ -1.0%	▼ -1.6%	▼ -13.0%	▼ -5.5%

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV

Producción de petróleo | 2006-Hoy | Mm3/d



IAE en base a SGE

Producción de Petróleo por principales operadoras- Mm3/d								
	PAE	Pluspetrol	SINOPEC	Tecpetrol	Vista	YPF	Otras	Total
Dec-19	17.0	4.7	3.0	2.7	2.8	38.9	14.6	83.9
Nov-20	16.2	4.1	2.4	2.2	3.6	34.9	13.6	76.9
Dec-20	16.2	3.8	2.3	2.2	3.9	35.6	13.7	77.6
12 meses ant.	16.7	4.0	3.1	2.6	2.8	38.8	13.9	82.5
12 meses	16.5	4.2	2.5	2.3	2.9	36.3	13.4	78.0
Var. % i.m	▲ 0.3%	▼ -7.1%	▼ -1.1%	▲ 0.6%	▲ 8.5%	▲ 2.1%	▲ 0.6%	▲ 0.9%
Var. % i.a	▼ -4.7%	▼ -20.2%	▼ -22.2%	▼ -18.4%	▲ 38.0%	▼ -8.4%	▼ -6.2%	▼ -7.6%
Var. % a.a	▼ -1.2%	▲ 3.4%	▼ -19.8%	▼ -14.2%	▲ 1.8%	▼ -6.6%	▼ -3.2%	▼ -5.5%

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV

anualmente. El conjunto de las empresas restantes reduce su producción anual 3.2%.

Crudo convencional y no convencional

- La producción de petróleo convencional, que representa el 76% del total, se redujo en diciembre de 2020 0.2% respecto del mes anterior, 12.3% i.a y 11.8% durante el año 2020 respecto a 2019.
- La producción de petróleo no convencional, que ocupa el 24% del total anual, aumentó 4.1% i.m en diciembre respecto al mes anterior. Además, creció 8.6% respecto a igual mes de 2019 y cerró el año 2020 con un aumento del 21.1% respecto de 2019.

La producción de petróleo no convencional se incrementó 8.6% i.a. debido al aumento del 11.7% i.a en el Shale que compensó una disminución del 33.2% i.a en la producción de Tight oil.

La producción durante el año 2020 de Shale Oil creció 24.9% mientras que la de Tight se redujo 20.3% 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, durante 2020 se observa una caída anual del 12% en la producción conjunta de Convencional y Tight que representan el 77% del total de la producción nacional.

Producción de Petróleo por tipo y subtipo de recurso - Mm3/d					
	Convencional	No convencional	Shale	Tight	% NC
Dec-19	64.9	19.0	17.7	1.3	22.6%
Nov-20	57.1	19.8	18.9	0.9	25.8%
Dec-20	57.0	20.6	19.7	0.9	26.6%
12 meses ant.	66.8	15.7	14.4	1.3	19.1%
12 meses	58.9	19.0	18.0	1.0	24.4%
Var. % i.m	▼ -0.2%	▲ 4.1%	▲ 4.6%	▼ -4.8%	
Var. % i.a	▼ -12.3%	▲ 8.6%	▲ 11.7%	▼ -33.2%	
Var. % a.a	▼ -11.8%	▲ 21.1%	▲ 24.9%	▼ -20.3%	

Fuente: IAE en base a SGE - Capítulo IV

Gas natural

- La producción de gas natural se redujo 1.6% i.m en diciembre respecto a noviembre y 10.3% i.a en diciembre de 2020. Por otra parte, la producción acumulada del año 2020 fue 8.9% inferior al año anterior mientras que en los meses de pandemia la producción es 11% inferior respecto a iguales meses de 2019.

La producción de gas natural disminuyó en todas las cuencas tanto en términos interanuales como en el acumulado anual de 2020.

En la cuenca Neuquina disminuyó 14.3% i.a y en Golfo San Jorge 8% i.a. Por otra parte, en las cuencas Austral, Noroeste y Cuyana disminuyó 0.8%, 10.1% y 11.5% i.a. respectivamente.

La producción acumulada del año 2020 muestra una significativa declinación en las principales Cuencas del país: en la Cuenca Neuquina disminuyó 10.3% 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 2020 la producción anual de gas natural presentó una fuerte disminución en las cuencas Golfo San Jorge y Noroeste que disminuyen 11.4%, y 7.8% a.a. respectivamente. La cuenca Cuyana disminuye la producción anual 2.1% a.a.

Desagregando por principales operadores se observa que YPF, que produce el 28% del gas en Argentina, redujo la producción en diciembre respecto a noviembre 1.2% mientras produce 24% menos de gas que en igual mes del año anterior. A su vez, la producción de YPF del año 2020 fue 18.2% a.a. inferior. Desde el comienzo de la pandemia, YPF ha perdido 6.1 puntos porcentuales en la participación anual de la producción total, esto es equivalente a 7.5 MMm3/d.

La producción total acumulada durante los meses de cuarentena se redujo 11% respecto a iguales meses de 2019 (15 MMm3). Por su parte, en el mismo periodo la producción acumulada de YPF se redujo 23.4% (9.9 MMm3/d) explicando el 66% de la caída de la producción total de gas en cuarentena.

Total Austral aumentó 2.8% i.a. su producción respecto a diciembre de 2019. Sin embargo, durante el año 2020 su producción fue 2.4% a.a. inferior.

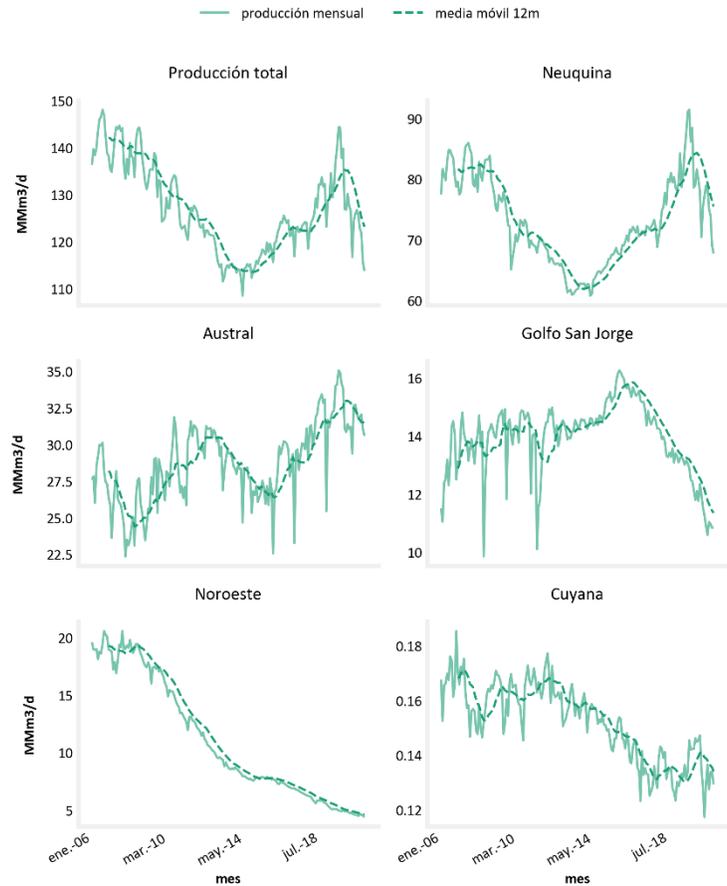
Pan American, que representa el 10% de la producción total, redujo su producción 1.3% i.a. respecto a diciembre de 2019. Por otra parte, disminuye su producción anual 8.4% a.a.

Estas tres empresas representan el 65% del total del gas producido y en conjunto redujeron 10.7% su producción acumulada en el año 2020. Esto indica que la producción anual de las principales empresas productoras gas en Argentina se encuentra en un importante retroceso que, en la cuarentena, es liderado por YPF que explica el 85%

Producción de Gas Natural por cuenca - MMm3/d						
	Austral	GSJ	Neuquina	Noroeste	Cuyana	Total
Dec-19	30.9	11.8	79.1	4.9	0.1	126.9
Nov-20	31.1	10.8	69.1	4.5	0.1	115.7
Dec-20	30.6	10.9	67.8	4.4	0.1	113.8
12 meses ant.	33.0	12.8	84.2	5.0	0.1	135.2
12 meses	31.5	11.4	75.5	4.7	0.1	123.2
Var. % i.m	▼ -1.5%	▲ 0.2%	▼ -1.9%	▼ -2.7%	▼ -3.4%	▼ -1.6%
Var. % i.a	▼ -0.8%	▼ -8.0%	▼ -14.3%	▼ -10.1%	▼ -11.5%	▼ -10.3%
Var. % a.a	▼ -4.5%	▼ -11.4%	▼ -10.3%	▼ -7.8%	▼ -2.1%	▼ -8.9%

Fuente: IAE en base a SGE - Capítulo IV

Producción de Gas Natural | 2006-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
Dec-19	0.0	30.6	12.8	6.1	5.7	12.6	39.0	20.3	126.9
Nov-20	4.8	33.6	12.8	5.8	5.2	11.2	30.0	12.3	115.7
Dec-20	5.0	31.5	12.7	6.0	5.1	11.2	29.6	12.9	113.8
12 meses ant.	-	33.3	14.3	5.8	4.0	16.5	41.2	14.0	135.2
12 meses	-	32.5	13.1	6.1	5.7	13.6	33.7	13.5	123.2
Var. % i.m	▲ 3.3%	▼ -6.3%	▼ -1.1%	▲ 3.0%	▼ -3.6%	▲ 0.2%	▼ -1.2%	▲ 4.8%	▼ -1.6%
Var. % i.a	-	▲ 2.8%	▼ -1.3%	▼ -2.5%	▼ -10.6%	▼ -11.3%	▼ -24.0%	▼ -36.5%	▼ -10.3%
Var. % a.a	-	▼ -2.4%	▼ -8.4%	▲ 4.7%	▲ 40.4%	▼ -17.4%	▼ -18.2%	▼ -3.7%	▼ -8.9%

Fuente: IAE en base a SGE - Capítulo 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 2.4% i.a.** A su vez, **la producción del año 2020 fue 17.4% a.a inferior respecto a 2019.**

Gas convencional y gas no convencional

- **La producción de gas natural convencional, que representa el 57% del total, se redujo 2.3% i.m en diciembre respecto de noviembre de 2020, 6.9% i.a respecto de diciembre de 2019 y 9.1% a.a. en el acumulado del año 2020 respecto a 2019.**
- **La producción de gas natural no convencional se redujo 0.7% en diciembre respecto de noviembre de 2020, mientras que se redujo 14.8% respecto de diciembre de 2019.** Por otra parte, presenta una caída anual ya que **disminuye 8.6% en el acumulado del año 2020 respecto a 2019.** 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 en idénticas magnitudes en el Shale y en el Tight.

La producción del año 2020 de shale gas, que representa el 24.3% de la producción total, disminuye 5.1% mientras que la de Tight disminuye 12.8% anual, representando el 18.5% de la producción total. De esta manera, la producción de gas natural no convencional acumulada durante el año 2020 representó el 42.8% del total y presentó una caída del 8.6% a.a. respecto al año 2019.

Como se ha señalada reiteradamente, es importante destacar que **el 75% de la producción de gas natural (Convencional + Tight) declina 10% anual al término del año 2020.**

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

Tecpetrol extrae gran parte del gas que produce desde el desarrollo del yacimiento no convencional Fortín de Piedra.

Durante el año 2020 la producción anual de gas natural de Tecpetrol en el yacimiento Fortín de Piedra se redujo 18.8% aportando 10.9 MMm3/d sobre un total de 123.2 Mm3/d (8.8% del total).

La producción total de gas natural acumulada en 2020 se redujo 8.9% respecto del año anterior. Sin embargo, nuevamente es destacable que no es trivial el aporte de Tecpetrol en Fortín de Piedra ya que en ausencia de éste la producción de gas disminuye 7.8% anual. Este dato es de particular importancia: la producción total anual tiene una declinación 1.1 puntos porcentuales superior en presencia de Tecpetrol.

Producción de Gas Natural por tipo y subtipo de recurso - MMm3/d					
	Convencional	No convencional	Shale	Tight	% NC
Dec-19	72.1	54.8	29.7	25.2	43.2%
Nov-20	68.6	47.0	26.0	21.0	40.7%
Dec-20	67.1	46.7	25.3	21.4	41.0%
12 meses ant.	77.5	57.7	31.6	26.1	42.7%
12 meses	70.4	52.8	30.0	22.8	42.8%
Var. % i.m	▼ -2.3%	▼ -0.7%	▼ -2.9%	▲ 2.0%	
Var. % i.a	▼ -6.9%	▼ -14.8%	▼ -14.8%	▼ -14.8%	
Var. % a.a	▼ -9.1%	▼ -8.6%	▼ -5.1%	▼ -12.8%	

Fuente: IAE en base a SGE - Capítulo IV

Producción de gas: el aporte de Tecpetrol - MMm3/d					
	Tecpetrol FDP	Total	Total sin Tecpetrol	Total No Convencional	No Convencional sin Tecpetrol
Dec-19	9.5	126.9	117.4	54.8	45.3
Nov-20	8.4	115.7	107.3	47.0	38.6
Dec-20	8.5	113.8	105.2	46.7	38.2
12 meses ant.	13.4	135.2	121.8	57.7	44.3
12 meses	10.9	123.2	112.3	52.8	41.9
Var. % i.m	▲ 1.4%	▼ -1.6%	▼ -1.9%	▼ -0.7%	▼ -1.2%
Var. % i.a	▼ -9.8%	▼ -10.3%	▼ -10.3%	▼ -14.8%	▼ -15.8%
Var. % a.a	▼ -18.8%	▼ -8.9%	▼ -7.8%	▼ -8.6%	▼ -5.5%

Fuente: IAE en base a SGE - Capítulo IV

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.

La producción no convencional acumulada en 2020 cae 8.6% anual, mientras que descontando la producción de Tecpetrol en el yacimiento Fortín de Piedra (10.9 MMm3/d anuales), la producción no convencional cae 5.5% 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 durante 2020 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 11.8% i.a, 23% durante el año 2020 y 17.4% acumulado en los meses de pandemia respecto a igual periodo de 2019. Representa el 23.1% del total producido en el país en el año 2020.

El principal productor de petróleo en Vaca Muerta es YPF, que representa el 62% de la producción de la formación y, durante 2020, aumentó su producción acumulada un 10% a.a y 3.4% en los meses de cuarentena respecto a iguales meses de 2019.

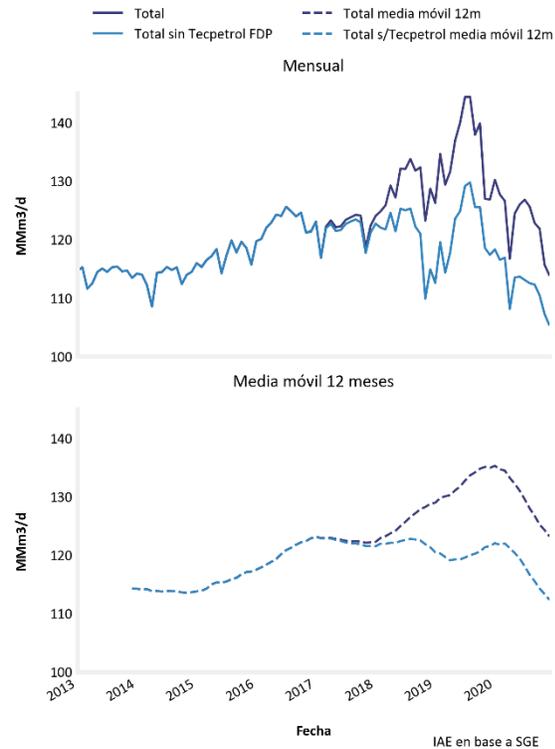
Los efectos limitantes del ASPO/DISPO sumado a una demanda notablemente reducida y precios bajos, aunque parcialmente recuperados a partir de septiembre, han derivado en una reducción importante en los niveles de producción de las principales empresas en abril y mayo de 2020 que se ha recuperado parcialmente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

La producción de gas natural en Vaca Muerta se redujo 3% i.m., 14.7% i.a. y 5.2% a.a durante el año 2020. Vaca Muerta representa el 24.4% del total del gas producido en el país en 2020. 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 18.4% mientras que la producción de YPF fue 20.5% a.a menor. Por otra parte, Total aumentó 1.6% a.a su producción en Vaca Muerta durante el año 2020.

Durante los meses de pandemia, la producción acumulada de gas en Vaca Muerta se redujo 8.9%, esto es 2.9 MMm3/d y se explica por dos factores: en primer lugar por la caída en la producción de YPF y Tecpetrol alcanza el 30.6% y 16% respectivamente

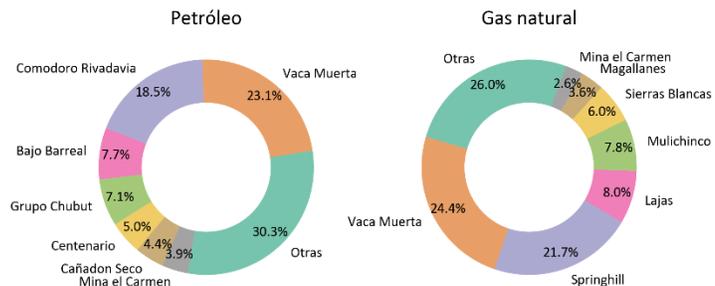
Gas Natural | El aporte de Tecpetrol en FDP | 2016-Hoy



Vaca Muerta : Producción de Petróleo por principales operadoras - Mm3/d								Total petróleo Vaca Muerta
PAE	Pluspetrol	Shell	Tecpetrol	Vista	YPF	Otras		
Dec-19	1.4	0.6	1.2	0.8	0.9	11.3	1.5	17.7
Nov-20	1.3	0.6	1.9	0.5	2.0	10.9	1.6	18.9
Dec-20	1.3	0.6	2.0	0.5	2.4	11.3	1.6	19.8
12 meses ant.	0.9	0.2	1.0	0.7	0.7	10.1	1.0	14.6
12 meses	1.5	0.6	1.6	0.6	1.2	11.1	1.4	18.0
Var. % i.m	▼ -4.8%	▼ -12.2%	▲ 6.4%	▲ 7.8%	▲ 20.4%	▲ 4.0%	▼ -0.7%	▲ 4.5%
Var. % i.a	▼ -10.7%	▼ -1.1%	▲ 69.5%	▼ -32.9%	▲ 167.0%	▲ 0.3%	▲ 6.9%	▲ 11.8%
Var. % a.a	▲ 62.3%	▲ 195.8%	▲ 63.7%	▼ -20.0%	▲ 67.9%	▲ 10.0%	▲ 39.8%	▲ 23.0%

Fuente: IAE en base a SGE - Capítulo IV

Principales formaciones productivas | Año 2020



IAE en base a SGE

durante el periodo, esto es un total de 5.2 MMm3/d (3 YPF y 2.2 Tecpetrol). En segundo lugar por el aumento del 25.5% en la producción del conjunto de las demás empresas que aportaron 2.3 MMm3/d acumulados durante 2020.

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 25.5% aportando 2.3 MMm3/d adicionales.

Vaca Muerta : Producción de Gas Natural por principales operadoras - MMm3/d								
	Exxon	PAE	Pluspetrol	Tecpetrol	Total Austral	YPF	Otras	Total Gas Vaca Muerta
Dec-19	1.2	1.0	2.3	9.6	4.8	9.7	1.1	29.7
Nov-20	1.2	1.8	2.4	8.4	5.4	5.9	1.0	26.1
Dec-20	1.2	1.7	2.2	8.5	5.1	5.7	1.0	25.3
12 meses ant.	1.0	1.8	0.7	13.4	4.8	9.4	0.6	31.7
12 meses	1.4	1.8	2.6	10.9	4.9	7.5	1.0	30.0
Var. % i.m	▲ 0.8%	▼ -7.3%	▼ -9.0%	▲ 1.4%	▼ -5.4%	▼ -4.2%	▼ -1.5%	▼ -3.0%
Var. % i.a	▼ -1.1%	▲ 67.9%	▼ -3.9%	▼ -11.0%	▲ 6.5%	▼ -41.5%	▼ -16.3%	▼ -14.7%
Var. % a.a	▲ 34.3%	▲ 2.0%	▲ 272.1%	▼ -18.4%	▲ 1.6%	▼ -20.5%	▲ 75.9%	▼ -5.2%

Fuente: IAE en base a SGE - Capitulo IV

Downstream

- En el mes de diciembre de 2020 las ventas de naftas y gasoil aumentaron 9.3% i.m aunque son 6.6% i.a inferiores. Durante el año 2020 la demanda de combustibles líquidos cayó 17.7% a.a respecto a 2019.

Durante los meses de pandemia, las ventas de Gasoil son 12.4% inferiores respecto a igual periodo de 2019, mientras que las ventas de nafta son 33.6% menores.

En diciembre se observa nuevamente una notable recuperación parcial de las ventas de nafta del 21.8% i.m. y del 1.7% i.m. en el caso del gasoil.

Venta de principales combustibles líquidos Mm3/d							
	Gasoil Común	Gasoil Ultra	Nafta Súper	Nafta Ultra	Total Gasoil	Total Nafta	Total Combustibles
Dec-19	27.0	9.6	19.8	6.8	36.6	26.6	63.2
Nov-20	25.2	8.4	15.3	5.2	33.5	20.5	54.0
Dec-20	24.9	9.2	18.2	6.8	34.1	24.9	59.1
12 meses ant.	27.5	9.2	18.8	6.3	36.7	25.1	61.8
12 meses	25.0	7.5	13.8	4.5	32.6	18.3	50.9
Var. % i.m	▼ -1.1%	▲ 10.2%	▲ 19.0%	▲ 29.8%	▲ 1.7%	▲ 21.8%	▲ 9.3%
Var. % i.a	▼ -8.0%	▼ -3.8%	▼ -8.2%	▼ -0.7%	▼ -6.9%	▼ -6.3%	▼ -6.6%
Var. % a.a	▼ -8.9%	▼ -18.1%	▼ -26.8%	▼ -28.1%	▼ -11.2%	▼ -27.1%	▼ -17.7%

Fuente: IAE en base a SGE

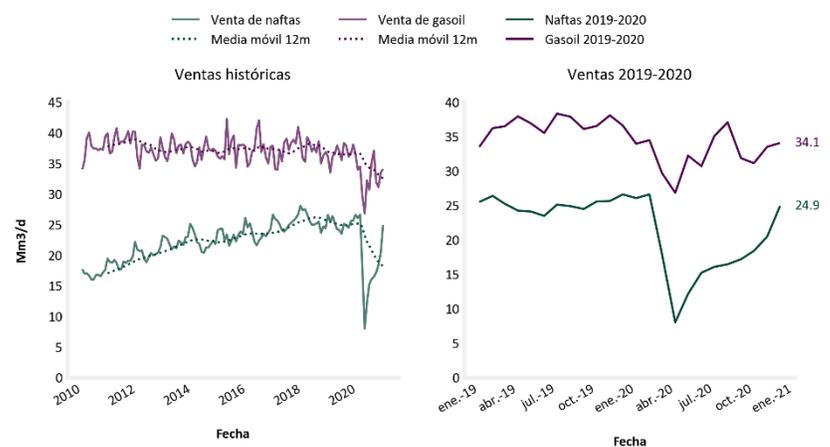
La disminución observada en las ventas de combustibles i.a está explicado por una caída del 6.9% i.a en las ventas de Gasoil y del 6.3% i.a en las ventas de las naftas. En este sentido, se observa que debido a una rápida recuperación del consumo de naftas en los últimos 3 meses, el nivel de ventas de naftas se encuentra con una variación i.a. similar a la de gasoil. Desagregando las ventas de naftas, en diciembre de 2020 se observa una disminución respecto a igual mes del año anterior en la nafta Súper (8.2% i.a) y en las ventas de nafta Ultra (0.7% i.a.) Por su parte, la caída i.a en las ventas de gasoil es explicada una reducción del consumo de gasoil ultra del 3.8% y del gasoil común que se redujeron 8% i.a en diciembre de 2020.

Por otra parte, **las ventas de Gasoil durante durante el año 2020 disminuyeron 11.2% respecto a 2019:** las ventas de Gasoil Ultra fueron 18.1% menores mientras que las de Gasoil Común, que ocupa el 75% del gasoil comercializado, disminuyeron 8.9%.

Las ventas acumuladas de **Naftas disminuyeron 27.1% en 2020 respecto a 2019** debido a la caída del 28.1% en las ventas de nafta Ultra (25% del total comercializado) y del 26.8% en la Nafta Súper.

Durante los meses de pandemia, las ventas de Gasoil fueron 12.4% inferiores respecto a igual periodo de 2019, mientras que las ventas de nafta fueron 33.6% menores. En este sentido, **durante los meses de pandemia, YPF redujo las ventas acumuladas de gasoil y naftas un 15% y 37.7% respecto a iguales meses del año anterior.** Es decir, por encima del total.

Ventas de combustibles 2010-Hoy | Mm3/d



IAE en base a SGE

- **El Gas entregado** en el mes de noviembre de 2020 (último datos disponible) fue 100.2 MMm3/d. **Las entregas totales disminuyeron 2.6% i.a. La demanda acumula una reducción del 4.6% (5.4 MMm3/d menos) en los últimos doce meses corridos** respecto a igual periodo del año anterior.

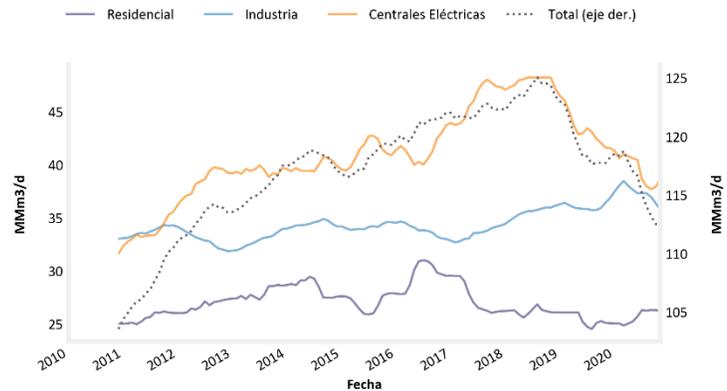
En términos desagregados por tipo de usuarios, el Gas entregado a los usuarios residenciales disminuyó 3.8% i.a a la vez que en el acumulado del último año móvil presenta un aumento del 4.6% respecto a igual periodo del año anterior. Por otra parte, el Gas entregado a la Industria fue 5.3% i.m mayor aunque 17.4% i.a. menor. A su vez, presenta una reducción anual de 1.8% a.a.

Las Centrales Eléctricas consumieron 10.6% más en noviembre respecto de octubre de 2020, mientras que aumentaron su demanda 23.3% i.a a la vez que acumulan una reducción del 7.3% anual en el consumo.

Demanda de gas por redes MMm3/d								
	Residencial	Comercial	Entes oficiales	Industria	Centrales Eléctricas	SDB	GNC	Total
Nov-19	13.0	3.5	0.7	42.1	34.8	1.7	7.0	102.8
Oct-20	23.3	3.1	0.9	33.0	38.8	1.9	5.3	106.3
Nov-20	12.5	2.5	0.5	34.8	42.9	1.1	5.8	100.2
12 meses ant.	25.1	3.9	1.2	36.4	41.6	2.7	6.8	117.7
12 meses	26.3	3.2	0.9	35.8	38.6	2.4	5.2	112.3
Var. % i.m	▼-46.4%	▼-16.9%	▼-42.7%	▲5.3%	▲10.6%	▼-39.4%	▲8.9%	▼-5.7%
Var. % i.a	▼-3.8%	▼-28.1%	▼-20.7%	▼-17.4%	▲23.3%	▼-33.5%	▼-17.9%	▼-2.6%
Var. % a.a	▲4.6%	▼-17.4%	▼-25.8%	▼-1.8%	▼-7.3%	▼-11.4%	▼-23.7%	▼-4.6%

Fuente: IAE en base a ENARGAS

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



IAE en base a ENARGAS

Precios: colapso, recuperación parcial y estabilidad de precios internacionales

- El precio del barril de petróleo **BRENT** en diciembre de 2020 fue de USD/bbl 50.1 lo cual implica un precio 14% mayor respecto al mes anterior mientras que es un 22.7% inferior al registrado en diciembre de 2019. Por otra parte, el precio del barril de crudo **WTI** fue USD/bbl 47 teniendo una variación positiva del 13.1% respecto del mes anterior mientras que disminuyó 21.1% respecto a diciembre de 2019.

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 crecientes en los últimos tres meses.

- El barril Argentino del tipo **Escalante** tuvo un precio de USD/bbl 49.2 en diciembre de 2020 esto implica un aumento del 12.5% respecto al mes anterior mientras fue 15.5% inferior al precio de diciembre de 2019. Por otra parte, el barril del tipo **Medanito** muestra un precio que se ubicó en los USD/bbl 43.5 en el mes de diciembre de 2020: 11.9% superior al mes anterior y 16.3% menor respecto al de igual mes del año anterior.

- El precio spot del gas natural **Henry Hub** fue de USD 2.59 MMBtu (millón de Btu) en diciembre de 2020. Así, el precio principal que rige en el NYMEX de USA aumentó 16.7% respecto al mismo mes del año anterior mientras muestra un precio 0.8% menor al del mes 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 2.06 USD/MMbtu en diciembre de 2020 lo cual implica un precio 10.2% mayor al mes anterior y 15.2% inferior a igual mes del año 2019.

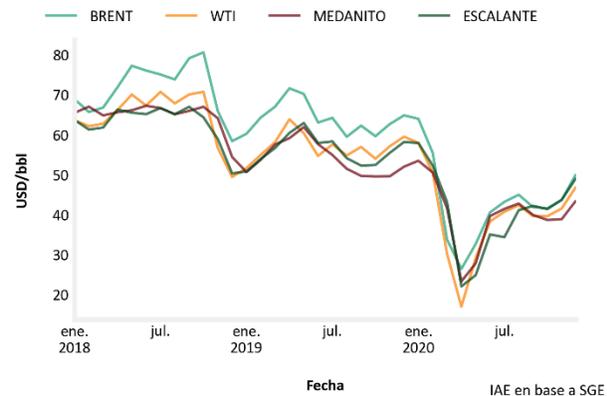
- El Precio de importación del GNL.** Según se informa en la web de IEASA las licitaciones para los cargamentos de GNL del año 2020 arrojaron precios de alrededor de 2,87 USD/MMbtu, esto es un precio 30% inferior al del año anterior. En las estadísticas de comercio exterior al mes de septiembre publicadas 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 3.88 US\$/MMBTU para el mes de diciembre de 2020. Esto representa un precio 0.4% mayor al del mes anterior y 41.8% inferior al de igual mes del año 2019. Este precio es 50% superior al observado en Henry Hub y 88% mayor al observado en boca de pozo en Argentina.

Precios del petróleo USD/bbl				
	BRENT	WTI	Escalante	Medanito
Dec-19	64.9	59.5	58.2	52.0
Nov-20	43.7	41.5	43.7	38.9
Dec-20	50.1	47.0	49.2	43.5
Var. % i.m	▲ 14.7%	▲ 13.1%	▲ 12.5%	▲ 11.9%
Var. % i.a	▼ -22.7%	▼ -21.1%	▼ -15.5%	▼ -16.3%

Fuente: IAE en base a SGE

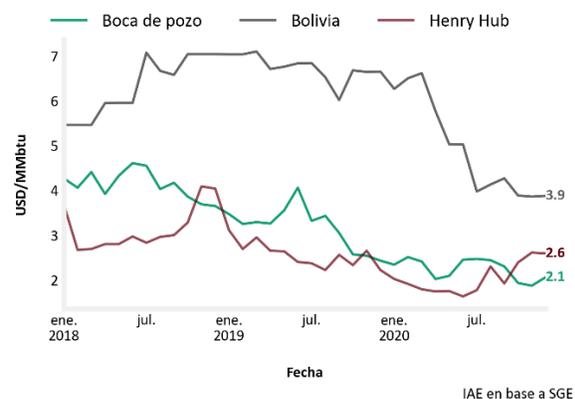
Precios del petróleo | 2018-Hoy | USD/bbl



Precios del Gas Natural USD/MMbtu				
	Boca de pozo Arg.	Bolivia	GNL	Henry Hub
Dec-19	2.43	6.66	-	2.22
Nov-20	1.87	3.86	-	2.61
Dec-20	2.06	3.88	-	2.59
Var. % i.m	▲ 10.2%	▲ 0.4%	-	▼ -0.8%
Var. % i.a	▼ -15.2%	▼ -41.8%	-	▲ 16.7%

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 aumentó en noviembre respecto a octubre 27.9% y fue 14.4% i.a. menor. En el cálculo acumulado durante los últimos 12 meses al mes de referencia la producción es 24.5% inferior.

A su vez, las ventas aumentaron en noviembre respecto a octubre 11% i.m. y son 22.8% i.a. inferiores a igual mes del año anterior. A su vez, fueron 26.2% menores en el cálculo acumulado de doce meses respecto a igual periodo anterior.

- La **producción de Biodiesel** aumentó en noviembre respecto a octubre 128% i.m aunque es 82.6% i.a. inferior respecto al mismo mes del año anterior. A su vez, la producción es 37.1% a.a menor en el último año móvil.

En noviembre las ventas de biodiesel se redujeron respecto a octubre 78.2% i.m y fueron 99.7% i.a. menores a las registradas el mismo mes de año anterior. Es decir, prácticamente nulas. En el año móvil registra una caída del 46% a.a.

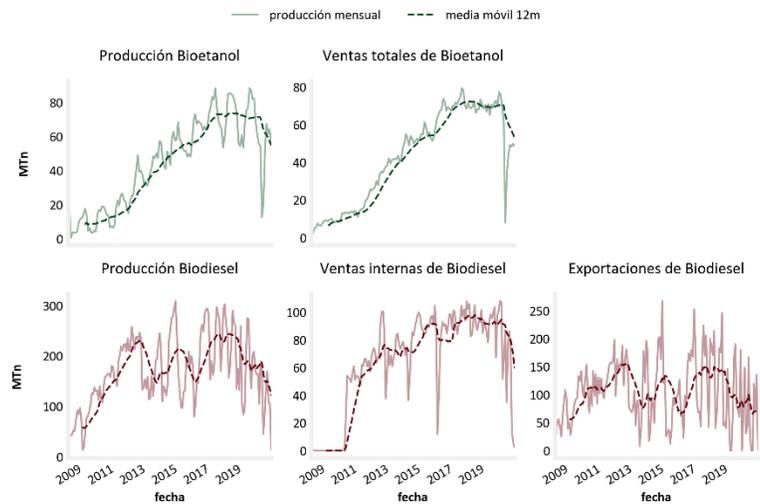
Las exportaciones de Biodiesel acumuladas en los últimos 12 meses a noviembre de 2020 fueron 20.9% menores a igual periodo del año anterior.

- Por último, la **producción total de biocombustibles** medida en toneladas aumentó en noviembre respecto a octubre 46.4% i.m aunque disminuyó 59.7% i.a respecto a noviembre de 2020. En el acumulado para el último año móvil es 33.5% inferior.

	Bioetanol Miles de Tn.		Biodiesel Miles de Tn.			Total en miles de Tn.
	Producción	Ventas totales	Producción	Ventas internas	Exportación	
Nov-19	82.4	69.9	163.0	108.1	60.0	245.4
Oct-20	55.1	48.7	12.4	1.7	0.0	67.5
Nov-20	70.5	54.0	28.3	0.4	0.0	98.8
12 meses ant.	854.9	840.4	2,089.6	1,119.6	942.7	2,944.5
12 meses	645.6	620.5	1,313.3	605.1	745.9	1,958.9
Var. % i.m	▲ 27.9%	▲ 11.0%	▲ 128.8%	▼ -78.2%	-	▲ 46.4%
Var. % i.a	▼ -14.4%	▼ -22.8%	▼ -82.6%	▼ -99.7%	-	▼ -59.7%
Var. % a.a	▼ -24.5%	▼ -26.2%	▼ -37.1%	▼ -46.0%	▼ -20.9%	▼ -33.5%

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 diciembre de 2020 se muestra superavitaria en 236 millones, mientras que durante el año 2020 presentó un superávit acumulado de USD 928 millones.

En diciembre las exportaciones se redujeron 10% i.a mientras que las importaciones fueron 44% i.a. menores. De la misma manera, en el año 2020 las exportaciones cerraron con una caída del 19.3% y las importaciones fueron 40.6% menores respecto a 2019. Ante una menor demanda local y extranjera, derivada de la pandemia del Covid-19, el intercambio comercial energético (exportaciones más importaciones) se redujo 30% en 2020.

- Los **índices de valor, precio y cantidad** indican que en diciembre de 2020 se exportó un 21.8% más de combustible y energía en términos de cantidades respecto de diciembre de 2019, mientras que los precios de exportación se redujeron 26.1% i.a dando como resultado una reducción en el valor exportado de 10% i.a.

Por otra parte, las importaciones de combustibles y lubricantes disminuyeron 24.8% en cantidades en diciembre de 2020 respecto a igual mes de 2019, mientras que en precios se observa una reducción de

Balanza comercial energética en millones de USD			
	Saldo comercial energético	Exportación combustibles y energía	Importación combustibles y lubricantes
Dec-19	164	422	258
Dec-20	236	380	144
Acumulado 2019	-24	4,422	4,446
Acumulado 2020	928	3,568	2,640
% i.a	-	▼ -10.0%	▼ -44.2%
% var. a.a	-	▼ -19.3%	▼ -40.6%

Fuente: IAE en base a INDEC

25.4%. Esto generó una caída en el valor importado del 44.2% i.a.

Durante el año 2020 las cantidades exportadas de combustible y energía aumentaron 19.4% respecto a igual periodo del año anterior. Por otra parte, los precios de exportación disminuyeron 32.4% dando como resultado una caída del valor exportado del 19.3%.

Las cantidades importadas de combustible y lubricantes se redujeron 21.1% respecto a igual periodo del año anterior. Por otra parte, los precios de importación fueron 24.8% i.a. menores dando como resultado una reducción del valor importado de 40.6%.

- Según datos de comercio exterior, las **exportaciones medidas en cantidades** de los principales combustibles para el acumulado del año 2020 muestran mayores ventas al exterior de petróleo (15.7%) mientras se reducen las de Gas Natural (-30.9%). La exportación de Gas Natural durante 2020 fue de 1.165 MMm3, esto equivale a 3.1 MMm3/d y muestra una notable caída en los últimos tres meses del año.

En noviembre, las cantidades exportadas de petróleo fueron 1.2% i.a menores respecto a igual mes de año anterior y 64.4% i.m inferiores respecto al mes anterior. En cuanto a las **importaciones**, hubo una disminución en las compras de naftas al exterior del 69% a.a durante el año 2020 respecto a igual periodo anterior. Por otra parte, se importó un total de 120.5 Mm3 de Gasoil, presentando un incremento importante debido a que las importaciones del año anterior fueron prácticamente nulas.

Las importaciones totales de gas natural de Bolivia y Chile fueron 7.2% i.m mayores en diciembre respecto a noviembre, mientras presenta un aumento del 26.7% i.a y del 6% 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 el año 2020 se importaron 19.9 MMm3/d) mientras la exportación registrada por comercio exterior ha sido de 3.1 MMm3/d anuales.

Balanza comercial energética por valor, precio y cantidad (var %)			
		Exportación combustibles y energía	Importación combustibles y lubricantes
Respecto de diciembre de 2019	Valor	▼ -10.0%	▼ -44.2%
	Precio	▼ -26.1%	▼ -25.4%
	Cantidad	▲ 21.8%	▼ -24.8%
Respecto al acumulado a diciembre 2020	Valor	▼ -19.3%	▼ -40.6%
	Precio	▼ -32.4%	▼ -24.8%
	Cantidad	▲ 19.4%	▼ -21.1%

Fuente: IAE en base a INDEC

Principales productos energéticos exportados - Cantidades				
	Butano (Mtn.)	Gas Natural (MMm3)	Petróleo (Mm3)	Propano (MTn.)
dic.-19	74.7	180.9	165.8	62.5
nov.-20	24.6	40.0	460.2	44.0
dic.-20	34.2	28.0	163.9	48.4
12 meses ant.	590.4	1,686.1	2,949.1	648.0
12 meses	453.7	1,165.1	3,413.4	604.0
Var. % i.m	▲ 38.7%	▼ -30.0%	▼ -64.4%	▲ 10.1%
Var. % i.a	▼ -54.3%	▼ -84.5%	▼ -1.2%	▼ -22.6%
Var. % a.a	▼ -23.2%	▼ -30.9%	▲ 15.7%	▼ -6.8%

Fuente: IAE en base a SGE

Principales productos energéticos importados - Cantidades				
	GNL (MMm3)	Gas Natural (MMm3)	Gasoil (Mm3)	Nafta (Mm3)
Dec-19	0.0	356.3	0.0	45.4
Nov-20	0.0	420.8	40.9	0.0
Dec-20	0.0	451.3	0.0	0.0
12 meses ant.	1,768.9	5,096.4	0.5	520.9
12 meses	1,855.8	5,422.2	120.5	161.5
Var. % i.m	-	▲ 7.2%	-	-
Var. % i.a	-	▲ 26.7%	-	-
Var. % a.a	▲ 4.9%	▲ 6.4%	-	▼ -69.0%

Fuente: IAE en base a SGE

Glosario

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

ASAP: Asociación Argentina de Presupuesto y Administración Financiera Pública.

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

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

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

CAMMESA: Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista.

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

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

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

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

ENARSA: Energía Argentina Sociedad Anónima.

ENRE: Ente Nacional Regulador de la Electricidad.

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

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

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

Fondo fiduciario consumo residencial de gas: Fondo Fiduciario Subsidio Consumidores Residenciales de Gas (Ley N° 25,565).

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

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

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

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

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

INDEC: Instituto Nacional de Estadísticas y Censos.

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

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

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

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

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

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

SADI: Sistema Argentino de Interconexión.

Tn: abreviación de toneladas

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

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

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.