Instituto Argentino de Energía
"Gral. Mosconi"

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

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

Informe de Tendencias Energéticas
Mayo de 2020

Resumen ejecutivo

Producción de Hidrocarburos

En abril de 2020 la **producción de petróleo se redujo 9,2% i.a y aumentó 2,6% en el acumulado de los últimos doce meses.**
En abril, la producción de petróleo llegó a los 73.3 MMm3/d, esto es un valor solo 1,6% superior al mínimo mensual producido en los últimos 20 años. La magnitud de la caída se debe tanto a los efectos limitantes del ASPO sobre la actividad como a una demanda paralizada y precios bajos.
La producción de petróleo convencional (79% de la producción) en el mes de abril de 2020 cayó 13,3% i.a y se redujo 4,8% durante los últimos doce meses. En cambio la producción no convencional (21% del total) se incrementó 10% i.a y 43,3% en doce meses.

En abril de 2020 la **producción de Gas disminuyó 11,3% i.a aunque aumenta 2,2% en el acumulado de los últimos doce meses respecto de igual periodo anterior.**
En este caso, la magnitud de la caída se debe a los efectos limitantes del ASPO sobre la actividad y a un nivel de demanda notablemente inferior.
En abril, la producción de gas llegó a los 116.7 MMm3/d, esto es un valor 7,5% superior al mínimo producido en los últimos 20 años.
La producción de Gas convencional (57% del total) se redujo 6,3% en el último año y 13,3% i.a en el mes de abril.
Por otra parte, la producción no convencional se redujo 8,4% i.a aunque se incrementó 15,8% anual representando el 43% del total producido.
La producción gasífera convencional y la variante no convencional Tight Gas, que representan el 76% de la producción de la producción, disminuyen 4,7% anual.

Demanda: los efectos del Aislamiento Social, Preventivo y Obligatorio (ASPO).

Las ventas de naftas y gasoil en abril de 2020 se redujeron **43,9% i.a. debido a los efectos del ASPO durante todo el mes**. Por otra parte, **en los últimos 12 meses se presenta una caída de 5,4% en las ventas acumuladas respecto a igual periodo anterior.**
La demanda total de gas natural aumentó 7,4% en marzo de 2020 (último dato disponible que incluye 10 días de ASPO) respecto a igual mes del año anterior. Sin embargo en el acumulado de los últimos 12 meses la demanda se redujo un 1,3%.
La **demanda total de Energía Eléctrica** disminuyó en abril de 2020 un 11,5% respecto a igual mes del año anterior.
La paralización total de la demanda en el mes de abril deja ver dos aspectos: se desplomó toda demanda correlacionada con la actividad industrial y transporte (esencialmente privado) pero no así la demanda Residencial, debido mayormente a un uso más intensivo en los hogares y a factores climáticos.
En los últimos 12 meses la demanda de energía eléctrica total se redujo en 0,6% respecto del año anterior.

Subsidios energéticos: atención a la dinámica

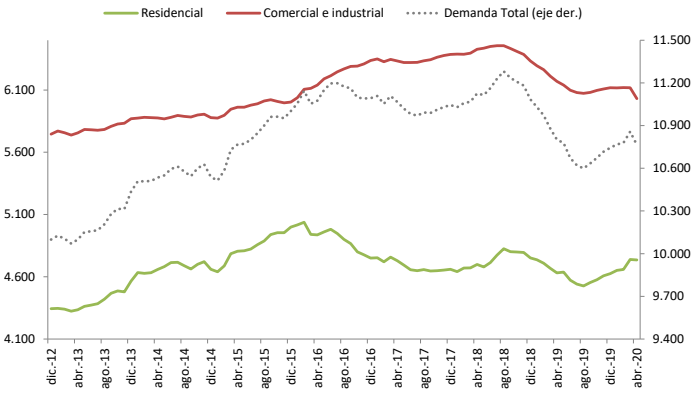
Las transferencias corrientes sumaron $ 66.931 millones en el 1° cuatrimestre de 2020, esto es aproximadamente USD 950 millones, y aumentaron 32,4% respecto a igual periodo de 2019. Cammesa lidera las transferencias recibidas con $ 54.692 millones y un aumento de 134%. Ocupa el 80% de los fondos ejecutados.
Por otra parte, según el presupuesto abierto, **los subsidios energéticos devengados acumulados al mes de mayo de 2020 solo para CAMMESA suman $ 125.745 millones, esto es USD 1.856 millones: el doble que todos los subsidios energéticos acumulados al mes de abril.** Esta dinámica en el comportamiento de los subsidios responde a mayores necesidades financieras derivadas de tres factores: 1) la creciente brecha entre costos y precios de la energía, 2) la baja cobrabilidad de las distribuidoras por el ASPO que derivan en deudas con CAMMESA y mayores erogaciones corrientes por parte del Estado Nacional, y 3) por el pago de deudas de CAMMESA con generadoras.

Principales indicadores del sector energético

	1 mes	1 mes año anterior	Acum. año móvil	Acum. año móvil anterior	var % i.a	var % año móvil
Producción total de petróleo (Mm3/d). Abr-20	73,3	80,7	80,8	78,8	↓ -9,2%	↑ 2,6%
Pétroleo convencional (Mm3/d)	57,5	66,4	63,6	66,8	↓ -13,3%	↓ -4,8%
Pétroleo no convencional (Mm3/d)	15,8	14,3	17,2	12,0	↑ 10,0%	↑ 43,3%
Producción total de gas (MMm3/d). Abr-20	116,7	131,6	133,3	130,5	↓ -11,3%	↑ 2,2%
Gas convencional (MMm3/d)	67,5	77,9	75,3	80,4	↓ -13,3%	↓ -6,3%
Gas no convencional (MMm3/d)	49,2	53,7	58,0	50,1	↓ -8,4%	↑ 15,8%
Ventas Nafta + Gasoil (Mm3/día). Abr-20	33,8	60,2	58,4	61,7	↓ -43,9%	↓ -5,4%
Demanda de Gas (MMm3/d). Mar-19	109,3	101,8	120,1	121,7	↑ 7,4%	↓ -1,3%
Producción biocombustibles (miles de Tn). Mar-20	224	276	3.089	3.097	↓ -18,7%	↓ -0,3%
Demanda total energía eléctrica* (GW/h por día). Abr-20	282,3	319,2	352,9	355,1	↓ -11,5%	↓ -0,6%
Generación neta local de energía eléctrica* (GW/h por día). Abr-20	299,6	324,7	363,2	364,9	↓ -7,7%	↓ -0,5%

	1 mes	1 mes año anterior	Acumulado anual	Acumulado anual año anterior	var % i.a	Variación acumulado
Transferencias corrientes (subsidios). Abr-20	-	-	66.931	50.538	-	↑ 32,4%
Transferencias de capital. Abr-20	-	-	3.798	862	-	↑ 340,5%
Saldo comercial energético (millones de USD). Abr-20	19	-58	144	104	↓ -133%	↑ 38,5%

Gráfico 3.1: evolución de la demanda eléctrica anual



Fuente: IAE en base a CAMMESA

Las siguientes noticias constituyen a juicio del Departamento Técnico de Instituto Mosconi las noticias más relevantes del mes de mayo de 2020

1. El IAE Mosconi presentó su documento "**bases para una reforma integral del sector energético**", elaborado por un equipo de técnico de 30 profesionales. Puede descargarse el documento completo [AQUÍ] y la presentación resumida [AQUÍ].

2. La pandemia aceleró el tiempo de las reformas en el sector energético. Por Jorge Lapeña para *Clarín.*

3. El sector energético necesita una reforma. Por Julián Rojo.

4. YPF, un paciente de riesgo en medio de la pandemia. Por Alejandro Einstoss.

5. Las tarifas en 2020 seguirán en cuarentena: ¿viene el BTU criollo? Por Alejandro Einstoss para El Economista.

6. Posición del IAE respecto al "barril criollo": selección de artículos y trabajos.

7. Pese al barril criollo, el petróleo no se paga a 45 dólares. Petroleras aseguran que no les reconocen lo que fijó Nación a través del Decreto 488/20 y lo comercializan a 15 dólares menos. Confirmaron que, en algunos casos, facturan lo que dice el DNU, pero les piden notas de crédito por la diferencia. *Diario Rio Negro*.

8. La jurisprudencia de la Corte que complica el cobro de regalías del barril. Las provincias quieren cobran regalías sobre un barril de 45 dólares, pero desde la industria advierten que la ley de Hidrocarburos y la jurisprudencia de la Corte Suprema impiden tomar un precio que no surja de las operaciones reales. *Econojournal.*

9. Barril criollo. Cómo impacta el decreto del Gobierno en los precios de las naftas y el gasoil. *La Nación.*

10. Las provincias recaudaron la mitad por regalías durante la cuarentena. La combinación de la caída de la producción y los precios de venta pegó fuerte en las arcas provinciales. Neuquén y Santa Cruz fueron las jurisdicciones más castigadas. *Econojournal.*

11. Exclusivo: el gobierno lanzará un Plan Gas 4 para reactivar la producción. Desarrollo Productivo prepara el lanzamiento de un nuevo programa de estímulo a la producción de gas. Es por la imposibilidad política de actualizar las tarifas residenciales. El precio de referencia rondará los US$ 3,50 por millón de BTU. *Econojournal.*

12. Juicio por YPF: la jueza Preska falló contra la Argentina y Burford puede pedir hoy mismo cobrar. El tribunal neoyorkino desestimó el pedido del Estado argentino de continuar el proceso judicial en Buenos Aires, promovido por la administración Macri. Ahora el fondo Burford Capital solicitaría un resarcimiento por daños económicos que podría llegar hasta u$s 9.000 millones. *El Cronista.*

13. Otra mala noticia para el biodiésel: se paralizaron las exportaciones a Europa. *La Nación.*

14. Barril Criollo, una fiesta con pocos invitados. Cledis Candelaresi para *El Cronista*.

15. Alejandro Einstoss: Reformulación de tarifas en contexto de emergencia. *Nuevos Papeles.*

1. Indicadores de actividad económica y precios

- El **EMAE** (estimador de actividad económica) muestra para el mes de marzo de 2020 una variación negativa del 9,8% respecto al mes anterior mientras que la actividad disminuyó 11,5% respecto al mismo mes del 2019 (i.a) y 5,4% en el acumulado del año 2020. El efecto del ASPO comienza a reflejarse en este indicador.

- El **IPI-M** (Índice de producción industrial manufacturera) muestra en abril de 2020 una variación negativa del 18,3% respecto al mes anterior mientras que disminuyó 33,5% i.a. y 6,4% acumulado en el primer cuatrimestre de 2020 respecto a igual periodo del año anterior. La enorme magnitud en las variaciones se debe a las limitaciones operativas durante el Aislamiento Social Preventivo y Obligatorio (ASPO) que en abril ocupó la totalidad del mes.
  Desagregando el índice, la actividad referida a la **refinación de petróleo** disminuyó 34,3% i.a. y 8% en el primer cuatrimestre de 2020. En particular, la refinación de petróleo para naftas disminuyó 66,3% i.a y 18,6% acumulado, mientras la de Gasoil se redujo 28,8% i.a y 6,3% acumulado en el primer cuatrimestre de 2020.

- Los precios mayoristas **(IPIM)** aumentaron 1,3% en abril de 2020 respecto del mes anterior mientras tuvo una variación del 43,2% respecto de igual mes de 2019. Por otra parte, en el primer cuatrimestre de 2020 los precios mayoristas son 2,3% superiores a igual periodo del año anterior.
  El IPIM relevado para **petróleo crudo y gas** tuvo variación de -27,8% i.m en abril de 2020, mientras que fue 14% inferior respecto a igual mes del año anterior y acumula una caída del 31,4% en el primer cuatrimestre de 2020.
  Los precios mayoristas referidos a los **productos refinados de petróleo** disminuyeron 3,2% en abril de 2020 respecto del mes anterior. A su vez, se incrementaron 37,5% respecto a igual mes del año anterior y acumulan una reducción del 3,4% en el primer cuatrimestre de 2020.
  Por último, el IPIM relevado para la **energía eléctrica** muestra una variación del -0,2% i.m. en abril de 2020, con un aumento del 10,3% respecto de igual mes del año anterior y una variación acumulada de 0,2% en el primer cuatrimestre de 2020 respecto a igual periodo del año anterior.

Tabla 1: Principales indicadores macroeconómicos

	Respecto mes anterior	Igual mes año anterior	Acumulado anual
EMAE Mar-20	↓ -9,8%	↓ -11,5%	↓ -5,4%
IPI-M Abr-20	↓ -18,3%	↓ -33,5%	↓ -13,5%
Refinación del petróleo Abr-20	-	↓ -34,4%	↓ -8,0%
Naftas	-	↓ -66,3%	↓ -18,6%
Gasoil	-	↓ -28,8%	↓ -6,3%
IPIM Abr-20	↓ -1,3%	↑ 43,2%	↑ 2,3%
IPIM- Petroleo crudo y gas	↓ -27,8%	↓ -14,0%	↓ -31,4%
IPIM- Refinados de petroleo	↓ -3,2%	↑ 37,5%	↓ -3,4%
IPIM-Energía eléctrica	↓ -0,2%	↑ 10,3%	↑ 0,2%

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 abril de 2020 según datos de ASAP.
  Las transferencias para gastos corrientes (los subsidios energéticos) aumentaron 32,4% en el acumulado anual de 2020 respecto al año anterior. Esto implica mayores subsidios por la suma nominal de $ 16.393 millones en el primer cuatrimestre de 2020 respecto a igual periodo de 2019.
  Tomando la cotización del dólar mayorista, **los subsidios energéticos sumaron aproximadamente USD 950 millones en el primer cuatrimestre de 2020.**
  En cuanto a la desagregación de los subsidios energéticos, las ejecuciones presupuestarias más importantes acumuladas

Tabla 2.1:Transferencias para gastos corrientes (subsidios, millones de $)

	Acumulado abril 2020	Acumulado a abril 2019	Diferencia $	% Var. Acumulado
SECTOR ENERGÉTICO	**66.931**	**50.538**	**16.393**	↑ **32,4%**
CAMMESA	54.692	23.338	31.354	↑ 134,3%
Incentivos a la producción de Gas Natural (Ex plan gas)	0	891	-891	-
Fondo Fid. para consumo GLP y red de Gas Natural	2.774	2.281	493	↑ 21,6%
YCRT	2.500	705	1.795	↑ 254,7%
EBY	3.368	3.149	219	↑ 6,9%
Plan Gas no Convencional Resolución MINEM N° 46/2017	67	3.852	-3.785	↑ 6,9%
IEASA (Ex ENARSA)	3.500	15.221	-11.721	↓ -77,0%
Compensación distribuidoreas de Gas	0	966	-966	-
Otros Beneficiarios sin discriminar	30	134	-104	↓ -77,7%

Fuente: IAE en base a ASAP

a abril de 2020 fueron para CAMMESA ($ 54.692 millones) que se incrementó 134,3% i.a y ocupó el 80% de las transferencias realizadas; para IEASA ($3.500 millones) con una reducción del 77% y para Yacimientos Carboníferos Rio Turbio (YCRT, $ 2.500 millones) que muestra un aumento del 254%.

En cuanto a los planes de estímulo de la producción de gas natural, sólo se devengaron transferencias por $ 66 millones a los proyectos bajo la Resolución N° 46 del MINEM.

Por otra parte, según el presupuesto abierto (Ministerio de Economía), **los subsidios energéticos devengados acumulados al mes de mayo de 2020 solo para CAMMESA suman $ 125.745 millones, esto es USD 1.856 millones: el doble que todos los subsidios energéticos acumulados al mes de abril.**

Esta dinámica en el comportamiento de los subsidios responde a las crecientes necesidades financieras derivadas de tres factores: 1) la creciente brecha entre costos y precios de la energía, 2) la baja cobrabilidad de las distribuidoras por el ASPO que derivan en deudas con CAMMESA y mayores erogaciones corrientes por parte del Estado Nacional, y 3) por el pago de deudas de CAMMESA con generadoras.

Transferencias para gastos de capital

Las transferencias acumuladas en el primer cuatrimestre de 2020 para gastos de capital fueron $ 3.798 millones incrementándose en 340% respecto a igual periodo de 2019. Esto implica un monto mayor en $ 2.935 millones respecto a igual periodo de 2019. Las transferencias a IEASA y a Nucleoeléctrica crecen en el acumulado a abril de 2020 puesto que recibieron $ 2.968 millones y $ 800 millones respectivamente. En el último caso implica un aumento del 9,9% respecto a lo recibido en igual periodo del año anterior.

Tabla 2.2: Transferencias para gastos de capital en millones de pesos

	Acumulado a abril 2020	Acumulado a abril 2019	Diferencia $	Acumulado var. % i.a
SECTOR ENERGÉTICO	**3.798**	**862**	**2.935**	↑ **340,5%**
IEASA	2.968	0	2.968	-
Nucleoeléctrica S.A.	800	728	72	↑ 9,9%
Fondo Fid. para el transporte eléctrico federal	-	-	-	-
Otros beneficiarios	29	134	-105	↓ -78,1%

Fuente: IAE en base a ASAP

3. Situación del mercado eléctrico

- **En el mes de abril de 2020 la demanda total de energía eléctrica fue 11,5% inferior a la del mismo mes del año anterior. Abril es el primer mes completo bajo el Aislamiento Social Preventivo y Obligatorio (ASPO).**

En los datos anuales se observa una disminución de la demanda del 0,6% respecto a igual periodo del año anterior.

En el mes de abril de 2020 la demanda comercial/industrial se redujo 25,6% i.a, mientras que la demanda comercial y residencial disminuyeron 9,7% y 1,4% i.a. respectivamente.

De esto se desprende que el efecto del ASPO redujo significativamente el consumo de energía eléctrica en la categoría industrial/comercial debido a su relación directa con la actividad económica. Sin embargo, los efectos no han tenido la misma magnitud en la categoría comercial y residencial.

Los datos acumulados de los últimos doce meses indican que se ha reducido la demanda eléctrica en las categorías Comercial e industrial/comercial La demanda anual de la categoría Residencial aumentó 1,9% mientras que la demanda comercial e industrial/comercial se han reducido 1,1% y 4% en el mismo periodo respectivamente.

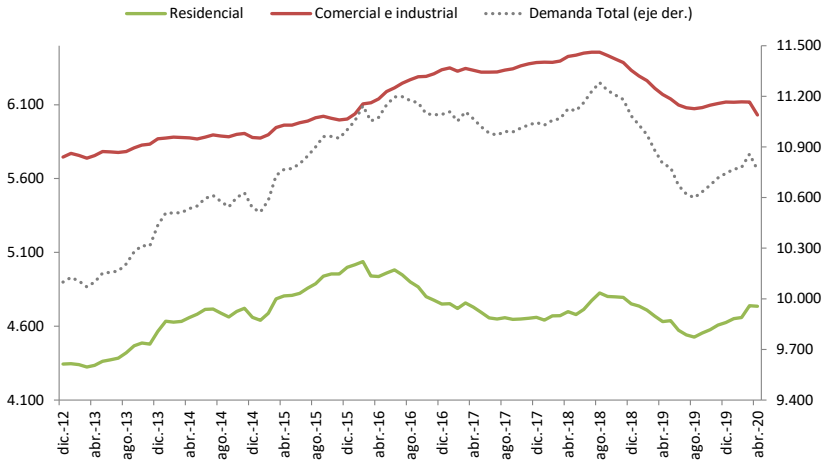
El comportamiento detallado de la demanda durante el mes de abril y su comparación respecto a 2019 puede consultarse en el Informe de CAMMESA sobre el comportamiento de la

Tabla 3.1: Demanda neta total (GWh por día)

	abr-20	abr-19	12 meses	12 meses	Var. % i.a.	Var. % año móvil
Comercial	87,0	96,4	101,2	102,3	↓ -9,7%	↓ -1,1%
Ind/comercial	75,2	101,0	96,5	100,6	↓ -25,6%	↓ -4,0%
Residencial	120,1	121,8	155,2	152,3	↓ -1,4%	↑ 1,9%
Demanda total	**282,3**	**319,2**	**352,9**	**355,1**	↓ **-11,5%**	↓ **-0,6%**

Fuente: IAE en base a CAMMESA

Gráfico 3.1: evolución de la demanda anual



Fuente: IAE en base a CAMMESA

demanda del MEM.
Hasta el mes de enero de 2020 se observaba un repunte inter anual de la demanda eléctrica que había comenzado en el mes de septiembre de 2019. Sin embargo, esta mejora en los niveles de consumo se interrumpió en febrero de 2020 por causas ajenas a la pandemia del Coronavirus Covid-19 debido a que hasta el momento no se habían tomado medidas de aislamiento. Por esto, es importante destacar que la demanda eléctrica enfrentó al proceso de cuarentena con una retracción ya manifiesta en los niveles de consumo.
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** disminuyó 17,8% en abril de 2020 respecto a igual mes de 2019, a la vez que se presenta virtualmente estancada en los últimos 12 meses.

- La **generación neta local** disminuyó 7,7% i.a en abril de 2020 respecto del mismo mes del año anterior, mientras que la generación de los últimos doce meses se encuentra virtualmente estancada.

En los datos desagregados i.a se observa crecimiento en la generación nuclear y renovable, que aumentaron 52,4% y 51,1% i.a respectivamente.
En el período de los últimos doce meses corridos la generación Renovable y Nuclear muestran crecimiento positivo con una variación del 105,8% y 66,9% respecto a igual periodo del año anterior, mientras que la generación Térmica e Hidráulica, que ocupan el 85% de la generación, disminuyeron 15% y 4,2% en los últimos doce meses.

- La generación a través de **energías renovables definidas en la Ley 27.191 aumentó 51,1% i.a en abril, mientras que en los últimos doce meses presenta un incremento del 105,8% respecto a igual periodo del año anterior.**
Hubo un aumento anual en las categorías: Biogas, Biomasa, Eólica y Solar se incrementaron 51,8%, 14,7%, 172,1% y 241,9% respectivamente. Por otra parte, la generación Hidráulica Renovable disminuye 5,3% anualmente.
Este incremento anual está impulsado especialmente por el aumento en la generación eólica y solar.
En términos anuales la generación Eólica continúa siendo la de mayor importancia, por encima de la Hidráulica Renovable, representando el 68% del total Renovable.

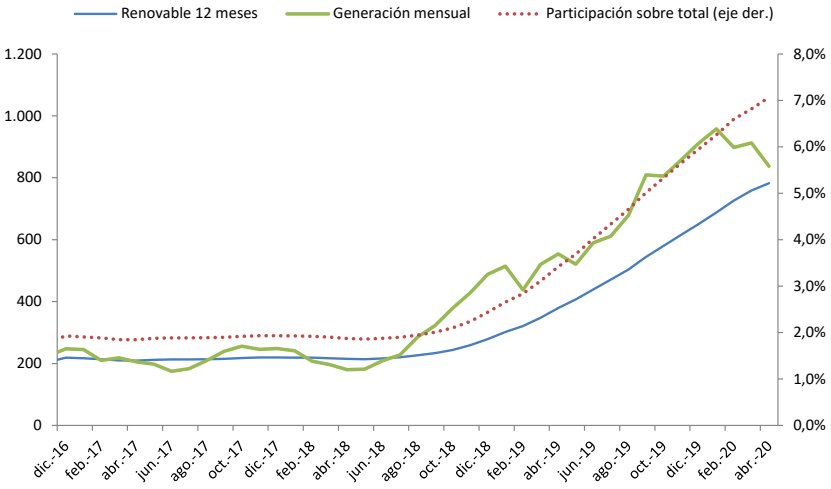
La participación de generación a través de energías Renovables definidas en la Ley 27.191 **fue del 7,1% del total generado en 12 meses y abasteció al 7,3% de la demanda total**. Por otra parte**, en términos mensuales representó el 9,3% de la energía generada y el 9,9% de la demanda** en el mes de abril de 2020**.**
Sin embargo, 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 5% del total anual generado mientras que la hidráulica representa el 25% de la generación neta local.

Tabla 3.2: Generación de energía eléctrica (GW/h por día)

	abr-20	abr-19	12 meses	12 meses	%i.a	Variación año móvil
Hidráulica	55,5	90,7	90,4	106,3	↓ -38,8%	↓ -15,0%
Nuclear	32,5	21,3	26,7	16,0	↑ 52,4%	↑ 66,9%
Renovable	27,9	18,5	25,7	12,5	↑ 51,1%	↑ 105,8%
Biogas	0,8	0,7	0,8	0,5	↑ 7,0%	↑ 51,8%
Biomasa	0,6	0,4	0,8	0,7	↑ 34,7%	↑ 14,7%
Eólica	20,4	11,0	17,6	6,5	↑ 85,2%	↑ 172,1%
Hidráulica Renovable	3,5	4,6	3,8	4,0	↓ -24,7%	↓ -5,3%
Solar	2,7	1,7	2,7	0,8	↑ 58,7%	↑ 241,9%
Térmica	183,7	194,2	220,5	230,1	↓ -5,4%	↓ -4,2%
Generación neta local	**299,6**	**324,7**	**363,2**	**364,9**	↓ **-7,7%**	↓ **-0,5%**
Importación	92,0	152,0	167,0	-	↓ -39,5%	↑ 60,6%
Oferta neta	**391,6**	**476,7**	**-**	**-**	↓ **-17,8%**	↑ **0,3%**

Fuente: IAE en base a CAMMESA

Gráfico 3.2: generación renovable



Fuente: IAE en base a CAMMESA

- **Precios y costos de la energía:** los datos indican que en abril de 2020 el costo monómico (costo promedio de generación eléctrica) respecto a abril de 2019 tuvo un incremento del 20,4% i.a, mientras que el precio monómico estacional (lo que paga la demanda en promedio) aumentó sólo 4,5% i.a. En los últimos tres meses este precio aumentó i.a de manera similar, muy por debajo de los costos.
La variación en los costos está por debajo del índice de precios internos mayoristas (IPIM), que en el mismo periodo se incrementó 43,2% i.a mientras que el precio que paga la demanda aumentó considerablemente menos en el mismo periodo. Esto sugiere **que los costos de generación crecen por debajo de la inflación mayorista, pero también que en abril se volvió a observar un importante retroceso 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 61% de los costos de generación en abril de 2020, siendo el resto cubierto con subsidios. En el mismo mes de 2019 el precio promedio pagado por la demanda cubrió el 70% de los costos de generación eléctrica, lo cual implica que desde este punto de vista hubo un retroceso significativo en la cobertura de los costos.
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, si el descalce creciente entre costos, precio y tarifas de la energía eléctrica se mantiene por un periodo prolongado puede tener consecuencias fiscales importantes a través de subsidios crecientes del Estado Nacional, a la vez que se verían deteriorados los ingresos de distribuidoras y cooperativas de energía eléctrica. En este sentido, el Gráfico 3.3 muestra que el descalce entre la evolución del costo y del precio que paga la demanda se inició en enero de 2019 y se mantiene la tendencia en la actualidad.
Por último, se observa que el precio que pagó la demanda ha cubierto en promedio el 60% de los costos de generación durante los últimos doce meses.

- **La potencia instalada** en febrero de 2020 fue de 40.140 MW, mientras que la potencia máxima bruta ha sido de 16.405 MW.

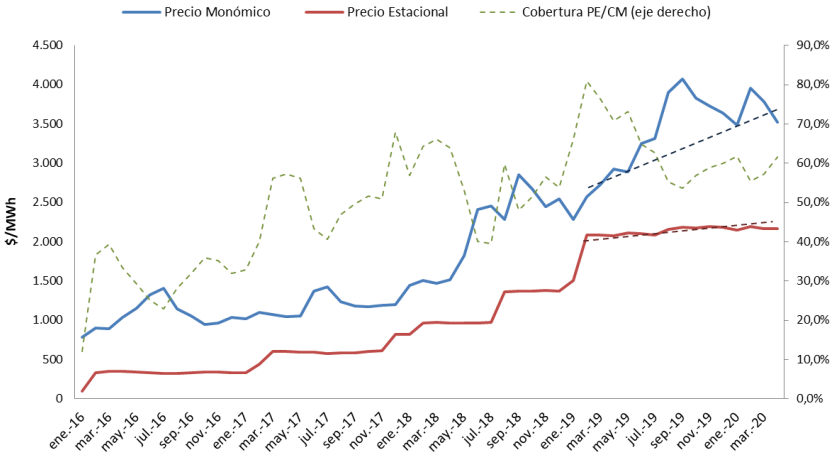
- **En abril de 2020 el consumo de combustibles en la generación eléctrica** muestra una disminución del gas natural y del Gasoil del 9,4% i.a y 55,4% i.a.
En cuanto a la variación anual, **el Consumo de Gas Natural se redujo 0,3% durante los últimos doce meses mientras que se consumió 49,2% menos de Gas Oil y 59,2% menos de Fuel Oil.** Por otra parte, la utilización de Carbón mineral se redujo 19,5% en el último año móvil.

Tabla 3.3: Precios ($/MWh)

	abr-20	abr-19	Medio año móvil	Medio año móvil anterior	%i.a	Var. %año móvil
Costo monómico	3.520	2.925	3.614	2.499	↑ 20,4%	↑ 44,6%
Precio monómico estacional	2.165	2.072	2.157	1.459	↑ 4,5%	↑ 47,8%

Fuente: IAE en base a CAMMESA, no incluye transporte.

Gráfico 3.3: Evolución de los precios de la energía eléctrica



Fuente: IAE en base a CAMMESA

Tabla 3.4: Potencia instalada abril de 2020

Potencia instalada (MW)	Potencia máxima bruta (MW)	Potencia máxima histórica (MW)
40.140	16.405 24/4/2020	26.320 8/2/2018

Fuente: IAE en base a CAMMESA

Tabla 3.5: Consumo de combustibles por tipo

	abr-20	abr-19	Media año móvil	Media año móvil anterior	Var. %i.a.	Var. %año móvil
Carbón Mineral (MTn)	0,0	0,0	26	32	-	↓ -19,5%
Fuel oil (MTn)	0,0	0,0	16	39	-	↓ -59,2%
Gas Natural (MMm3)	1.174,4	1.296,2	1.431	1.435	↓ -9,4%	↓ -0,3%
Gas Oil (Mm3)	2,8	6,4	35	68	↓ -55,4%	↓ -49,2%

Fuente: IAE en base a CAMMESA

4. Hidrocarburos

Upstream

Petróleo

- **La producción de petróleo se redujo 9,2% i.a en abril de 2020 y llegó a los 73.3 MMm3/d, esto es un valor solo 1,6% superior al mínimo producido en los últimos 20 años. Por otra parte, en los últimos doce meses la producción acumulada fue 2,6% superior al año anterior.**

En el mes de abril de 2020 la producción de petróleo crudo tuvo una reducción de 9,2% respecto al mismo mes de 2019 explicada enteramente por los efectos del ASPO en la actividad, la demanda paralizada y la baja en los precios del mes. Huno una reducción del 9,4% en la cuenca Neuquina, donde se encuentra Vaca Muerta que representa el 40% de la cuenca. La cuenca Golfo San Jorge (la cuenca productora más importante) disminuyó 5,3% i.a su producción, mientras que las cuencas Austral y Cuyana que aportan poco al total, redujeron su producción 45,6% y 14,2% i.a respectivamente.
La cuenca Noroeste aumentó 7,8% i.a su producción.

La producción de petróleo acumulada durante los últimos doce meses fue 2,6% superior a la del año anterior. El crecimiento está impulsado únicamente por la Cuenca Neuquina, que representan el 46% de la producción Nacional y ha aumentado 9,7% durante los últimos doce meses.
Po otra parte, la Cuenca Golfo de San Jorge que representa el 44% del total se presenta con una disminución del 2,3%.
La cuenca Neuquina es el 46% de la producción nacional de petróleo, de esta el 52% es producción convencional y 48% producción no convencional. Esta última impulsa el crecimiento anual de la cuenca.

La Cuenca Noroeste presenta una retracción del 8,8% en el acumulado del último año respecto del año anterior, la Cuenca Cuyana disminuye 3,3% anual y la cuenca Austral 7,3%.

En la Cuenca Austral la producción Off Shore, que ocupa el 55% de la producción total de la cuenca, aumentó 2% acumulada durante los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior, mientras que la producción On Shore fue 16,7% menor.

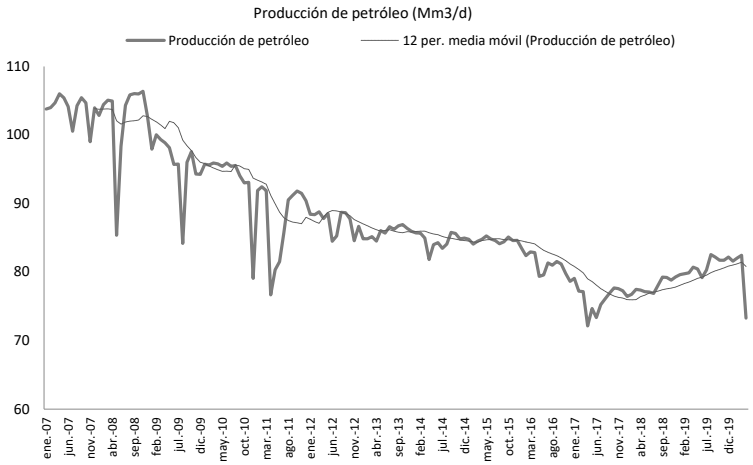
Desagregando por los principales cinco operadores, que representan el 81% de la producción total, se observa que YPF (48% de la producción total) ha incrementado su producción acumulada en el último año móvil un 3,9%, Pan American Energy 3,4%, Tecpetrol 2,6% y Pluspetrol 3,5%. Estas cuatro empresas ocupan el 77% de la producción total de petróleo.
Por otra parte Sinopec disminuye su producción anual 9,1%.
El resto, unas 44 empresas que informan su actividad, aumenta su producción un 0,7% anual.

Tabla 4: Producción de petróleo total y por cuenca (Mm3/d)

	abr-20	abr-19	Acumulado año móvil	Acumulado año móvil anterior	% i.a	Variación año móvil
Austral	2.0	3.6	3.2	3.4	-45.6%	-7.3%
Cuyana	3.2	3.7	3.6	3.8	-14.2%	-3.3%
Golfo San Jorge	35.2	37.2	36.0	36.9	-5.3%	-2.3%
Neuquina	32.1	35.5	37.2	33.9	-9.4%	9.7%
Noroeste	0.8	0.7	0.8	0.8	7.8%	-8.8%
Producción de petróleo (Mm3/d)	**73.3**	**80.7**	**80.8**	**78.8**	**-9.2%**	**2.6%**

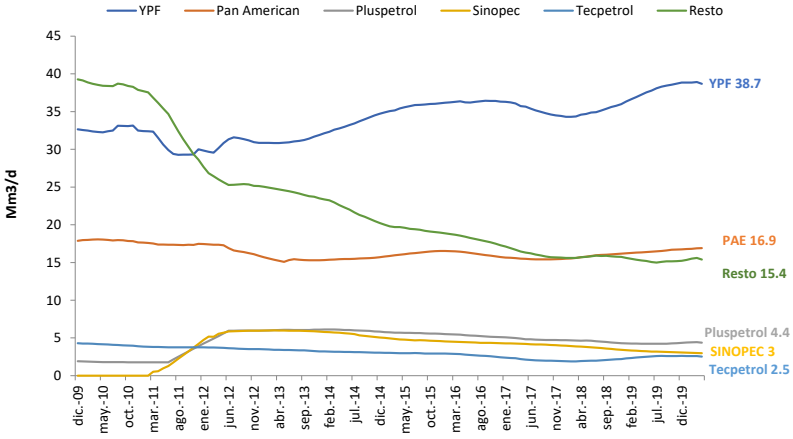
Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

Gráfico 4.1



Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

Gráfico 4.2: producción de petróleo principales operadoras



Fuente: IAE en base a SGE

Crudo convencional y no convencional

- **La producción de petróleo convencional, que representa el 79% del total, disminuyó en abril de 2020 un 13,3% i.a y 4,8% durante los últimos doce meses acumulados respecto a igual periodo anterior. De esta manera, la producción convencional es, en 2020, un 35% inferior a la del año 2009.**

- **La producción de petróleo no convencional, que ocupa el 21% del total anual, aumentó 10% i.a y 43,3% en los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior según datos preliminares de la Secretaría de Energía (capitulo IV).**

En el mes de abril de 2020 la producción de petróleo no convencional representó el 21,5% del total mensual, mientras que en el acumulado de los últimos doce meses es del 21,3% del total producido.

La producción de petróleo no convencional se incrementó 42,7% i.a. debido al aumento del 12,3% i.a en el Shale que compensó una disminución del 13,3% i.a en la producción de Tight oil.

La producción acumulada durante los últimos doce meses de Shale Oil, que representa el 20% de la producción total, creció 52,3% mientras que la de Tight se redujo 9,6% en el mismo periodo, representando el 1,6% de la producción total. **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, se observa una caída del 5% en la producción conjunta de Convencional y Tight que representan el 80% del total de la producción nacional.

Tabla 4.1: Producción de petróleo por tipo y subtipo (Mm3/d)

	abr-20	abr-19	Acumulado año móvil	Acumulado año móvil anterior	% i.a	Variación año móvil
Producción de Petróleo Convencional (Mm3/d)	57,5	66,4	63,6	66,8	↓-13,3%	↓ -4,8%
Producción de petróleo No Convencional	15,8	14,3	17,2	12,0	↑10,0%	↑43,3%
Shale	14,6	13,0	16,2	10,6	↑12,3%	↑52,3%
Tight	1,11	1,28	1,28	1,4	↓-13,3%	↓ -9,6%

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

Gas natural

- **La producción de gas natural se redujo 11,3% i.a en abril de 2020 y llegó a los 116.7 MMm3/d, esto es un valor 7,5% superior al mínimo producido en los últimos 20 años. Por otra parte, en los últimos doce meses la producción acumulada fue 2,2% superior al año anterior.**

La producción de gas natural muestra un incremento inter anual únicamente en la cuenca Cuyana del 2,5% i.a que representa sólo el 0,1% del total nacional. En las principales cuencas la producción cayó en abril respecto a igual mes del año anterior: en la cuenca Neuquina disminuyó 12,8% i.a y en Golfo San Jorge 9% i.a. Por otra parte, en las cuencas Austral y Noroeste disminuyó 9,2% y 8,1% i.a. respectivamente.

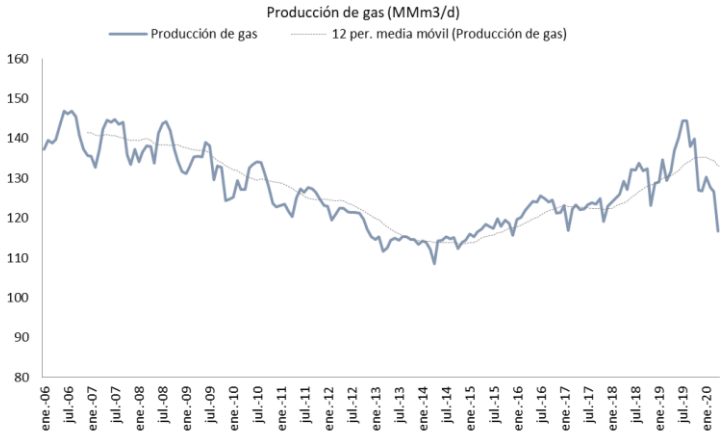
La producción acumulada de los últimos doce meses crece en las principales Cuencas del país: en la Cuenca Neuquina aumentó 4,4% mientras que en la cuenca Austral el incremento fue del 2,3%. Estas dos cuencas concentran el 87% del total de gas producido en el país. Además, la cuenca Cuyana aumenta su producción un 7,9% anual.
La producción anual de gas natural presenta una fuerte disminución en los últimos doce meses en las cuencas Golfo San Jorge y Noroeste y que disminuyen 6,4%, y 11,1% respectivamente.

Tabla 4.2: Producción de Gas Natural total y por cuenca (MMm3/d)

	abr-20	abr-19	Acumulado año móvil	Acumulado año móvil anterior	% i.a	Variación año móvil
Austral	29,4	32,4	32,6	31,9	↓ -9,2%	↑ 2,3%
Golfo San Jorge	12,0	13,2	12,4	13,3	↓ -9,0%	↓ -6,4%
Neuquina	70,5	80,8	83,2	79,6	↓-12,8%	↑ 4,4%
Noroeste	4,7	5,1	4,9	5,5	↓ -8,1%	↓-11,1%
Cuyana	0,14	0,13	0,14	0,13	↑ 2,5%	↑ 7,9%
Producción de gas (MMm3/d)	**116,7**	**131,6**	**133,3**	**130,5**	**↓-11,3%**	**↑ 2,2%**

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

Gráfico 4.3



Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

Desagregando por principales operadores (77% del total) se observa que la producción acumulada del último año móvil de YPF, que produce el 30% del gas en Argentina, aumenta 1,4% en su producción de los últimos doce meses. Por otra parte, Total Austral incrementó su producción acumulada un 0,4% respecto de igual periodo del año anterior, mientras que Pan American, que representa el 10,4% de la producción total, redujo su producción anual un 7,4%. Estas tres empresas representan el 65% del total del gas producido y en conjunto redujeron 0,5% su producción acumulada en los últimos doce meses. **Esto indica que el 65% de la producción anual de gas en Argentina se encuentra virtualmente estancada.**

Por otra parte, **Tecpetrol con un peso 11,4%** en el total **aumentó su producción acumulada de los últimos doce meses en 4,6% respecto a igual periodo anterior. Sin embargo, se observa una muy importante disminución en los niveles mensuales de producción: en los últimos seis meses redujo su producción un 24,5% i.a en promedio respecto a igual periodo del año anterior.**

El resto de las empresas, que ocupan **el 23% restante, aumentó la producción acumulada de los últimos doce meses un 9% respecto a igual periodo anterior.**

Gas convencional y gas no convencional

- **La producción de gas natural convencional, que representa el 57% del total, disminuyó en abril de 2020 un 13,3% i.a y 6,3% en el acumulado de los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior. De esta manera, la producción convencional es 44% inferior a la del año 2009.**

- **La producción de gas natural no convencional se redujo 8,4% i.a en abril de 2020 aunque aumentó 15,8% en el acumulado de los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior. La producción anual de Shale crece mientras la de Tight se muestra estancada según los datos preliminares de la Secretaría de Energía (capitulo IV).**

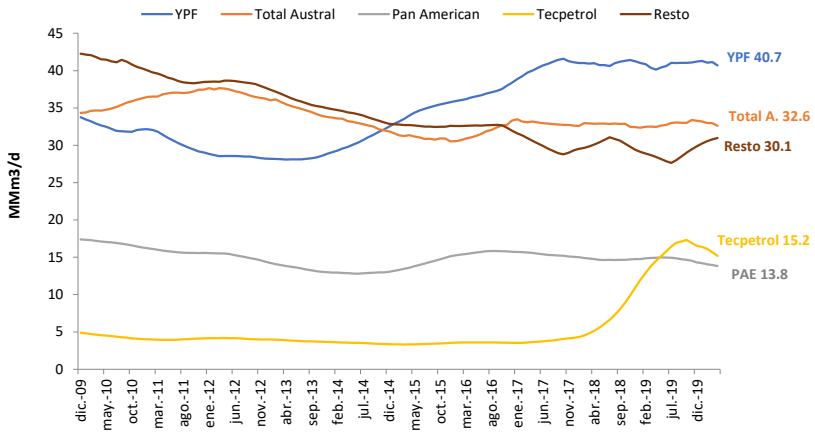
La producción de gas no convencional se redujo 8,4% i.a. debido una disminución del 5% i.a en el Shale y del 12,3% i.a en el Tight.

La producción acumulada durante los últimos doce meses de shale gas, que representa el 24% de la producción total, creció 32% mientras que la de Tight se mantiene estancada, representando el 19,5% de la producción total. De esta manera, la producción de gas natural no convencional acumulada durante los últimos doce meses representó el 43% del total y aumentó 15,8% respecto a igual periodo del año anterior.

Como se ha señalada reiteradamente, es importante destacar que **el 76% de la producción de gas natural (Convencional + Tight) declina 4,7% anual, por esto el aumento en la producción de gas de los últimos doce meses se explicó enteramente por la producción de Shale Gas.**

El aporte de Tecpetrol en Fortín de Piedra a la producción

Gráfico 4.3: producción de gas por principales operadores



Fuente: IAE en base a SGE

Tabla 4.3: Producción de gas por tipo y subtipo (MM m3/d)

	abr-20	abr-19	Acumulado año móvil	Acumulado año móvil anterior	% i.a	Variación año móvil
Producción de Gas convencional (MMm3/d)	67,5	77,9	75,3	80,4	⇩-13,3%	⇩ -6,3%
Producción de gas no convencional (MM m3/d)	49,2	53,7	58,0	50,1	⇩ -8,4%	⇧ 15,8%
Shale	27,4	28,9	32,0	24,3	⇩ -5,0%	⇧ 32,0%
Tight	21,8	24,9	25,9	25,8	⇩-12,3%	⇧ 0,5%

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

gasífera sigue siendo determinante en el dinamismo gasífero.

Tecpetrol extrae el 76% del gas que produce desde el desarrollo del yacimiento no convencional Fortín de Piedra.
En los últimos doce meses la producción anual de gas natural de Tecpetrol en el yacimiento Fortín de Piedra se incrementó 8,2% aportando 12 MMm3/d sobre un total de 133,3 MMm3/d (9,2% del total).
La producción total de gas acumulada en los últimos doce meses creció 2,2% 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 aumenta 1,6% anual. Este dato es de particular importancia: la producción total anual sin el aporte de Tecpetrol en fortín de piedra no crecía desde noviembre de 2018, lo cual sugiere, teniendo en cuenta que la producción convencional declina, un considerable aporte de las demás empresas en los yacimientos no convencionales.

Dentro de la producción no convencional el aporte de Tecpetrol a partir del yacimiento Fortín de Piedra, que representa el 21% del total del gas no convencional, se muestra como determinante al momento de evaluar las tasas de crecimiento.
La producción no convencional acumulada en doce meses a abril de 2020 crece 15,8% anual, mientras que descontando la producción de Tecpetrol en el yacimiento Fortín de Piedra (12 MMm3/d anuales), la producción no convencional crece 17,9% anual. Este dato es de particular importancia porque refleja que la producción decreciente de Tecpetrol reduce de manera considerable el incremento en la producción no convencional. Esto se refleja de manera clara **en los datos de los últimos seis meses: la caída en el nivel mensual de la producción total de Tecpetrol (-31,7%, -25,5%, -8,5%, -17,8, -28,8% y -35,4% i.a) provocan una reducción importante en la tasa de crecimiento inter anual del gas no convencional que pasa de crecer 24,4% a caer 8,4% i.a. en seis meses.**

Como se muestra en los **Gráficos 4.4 y 4.5**, 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.
Sin embargo, la tasa de crecimiento anual de la producción de Tecpetrol en Fortín de Piedra es aún positiva aunque decreciente. Esto sugiere tanto que se están superando las etapas tempranas de producción haciéndose notar la declinación de la misma como una cierta desaceleración debido a la los inconvenientes presentados por la incertidumbre que implica la actual coyuntura económica y la pandemia del Coronavirus.

Cabe destacar que esta producción es aún 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.
El hecho de que la producción convencional y la variante no convencional Tight (77% de la producción) estén declinando anualmente, y que la producción total en ausencia del aporte de Tecpetrol en Fortín de Piedra recorte su crecimiento a la

Gráfico 4.4: Producción de Gas Natural acumulada en 12 meses

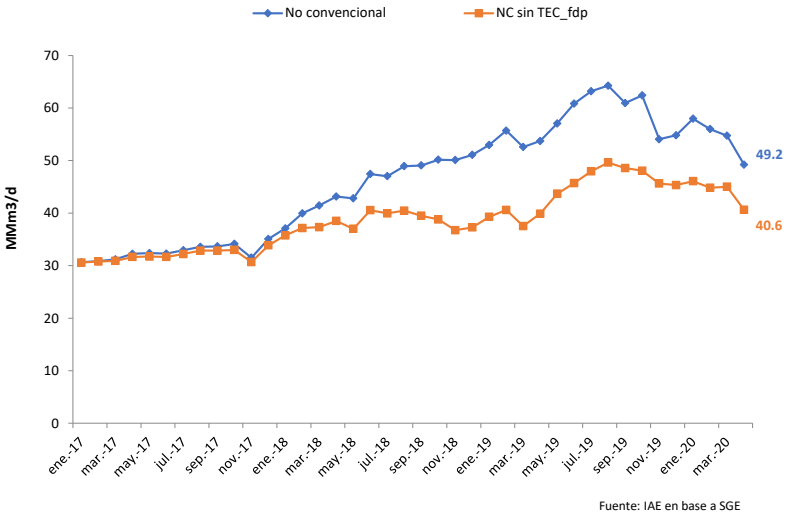
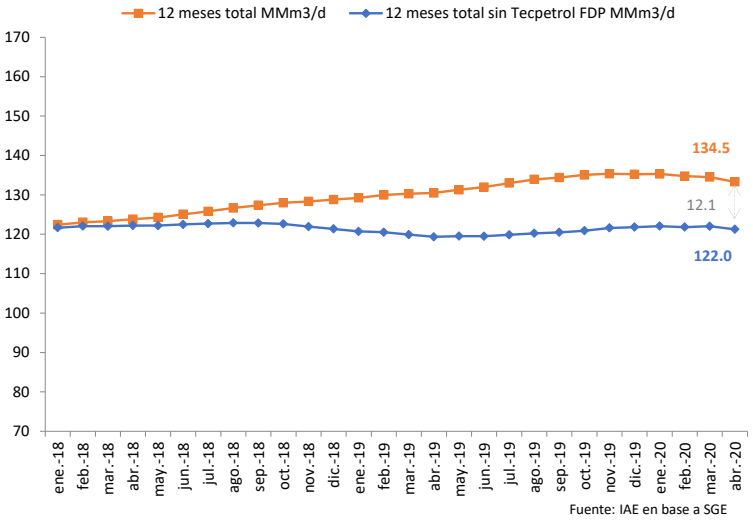


Gráfico 4.5: Producción de Gas Natural No Convencional – mensual –



mitad en los datos anuales, podría estar implicando que la producción de gas natural en Argentina no puede desarrollarse sin un esquema de fuertes subsidios la producción y/o el descubrimiento de nuevos yacimientos convencionales cuya puesta en producción compense la caída productiva.

Vaca Muerta en perspectiva

La producción de petróleo en la formación Vaca Muerta, en la cuenca Neuquina, aumentó 50,8% en los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior y representa actualmente el 20% del total producido en el país.
Sin embargo, **dada la coyuntura a partir del ASPO, en abril la formación Vaca Muerta presenta un aumento del 11,9% i.a pero una caída del 25,3% respecto a marzo de 2020.**
Como se puede observar en la **Tabla 4.4** el principal productor de petróleo en Vaca Muerta es YPF que extrae desde allí el 13,3% del total de petróleo que se produce en el país, que a su vez representa el 66% de la producción de Vaca Muerta. YPF se constituye claramente como el principal operador en Vaca Muerta, y aumentó su producción acumulada un 36,9% en los últimos doce meses.
Los efectos limitantes del **ASPO (Tabla 4.4.1)** sumado a una demanda paralizada y precios bajos han derivado en una reducción en los niveles de producción de las principales empresas en abril respecto a marzo de 2020. Y, en algunos casos, una importante reducción en abril de 2020 respecto a igual mes del año anterior. En este sentido, **Vista, Tecpetrol y Total redujeron 97,2%, 81,5% y 37,3% i.a su producción en abril mientras YPF y Pan American incrementaron su producción 6% y 130% i.a** en ese periodo pero redujeron considerablemente su producción respecto del mes anterior (-20,6% y -3,2% i.m respectivamente).

Por otra parte, la **Tabla 4.5** muestra que la producción de gas natural en Vaca Muerta creció 31,8% durante los últimos doce meses y representa el 24% del total del gas producido en el país. En este caso hay tres operadores de importancia: Tecpetrol que se constituye como el principal operador, YPF y Total que producen desde esta área el 9,1%, 7,4% y 3,6% del total del gas natural del país.
En la formación Vaca Muerta Tecpetrol aumentó su producción anual 8,4%, YPF 29% y Total 55% los últimos doce meses.
En este caso, los efectos limitantes del **ASPO (Tabla 4.4.2)** sumado a una demanda considerablemente inferior han derivado en una reducción en los niveles de producción de cuatro de las principales empresas en abril respecto a marzo de 2020. Y, en algunos casos, una importante reducción en abril de 2020 respecto a igual mes del año anterior. En este sentido, **Tecpetrol y Total redujeron 36,8% y 9,7% i.a su producción en abril mientras YPF, Pan American y Exxon incrementaron su producción 4,6%, 1,6% y 86,2% i.a** en ese periodo, pero redujeron su producción respecto del mes anterior un 10,7%, 2,6% y 21,4% i.m respectivamente.

De esto se desprende que, tanto en petróleo como en gas, hubo una importante reducción en los niveles mensuales de producción, expresados en la baja en abril respecto de marzo de 2020. Por otra parte, en el caso del gas natural de Vaca Muerta existe una tasa de caída mensual similar

Tabla 4.4: Vaca Muerta - Petróleo Mm3/d - Acumulado en 12 meses

	abr-20	abr-19	% 12 M	abr-18	% sobre total
Total	80,8	78,8	2,6%	76,4	100,0%
Vaca Muerta	16,2	10,7	50,8%	6,6	20,0%
YPF VM	10,8	7,9	36,9%	5,5	13,3%
Pan American VM	1,1	0,6	101,4%	0,1	1,4%
Vista VM	0,9	0,0	2623,1%	0,0	1,1%
Tecpetrol VM	0,7	0,6	22,8%	0,1	0,8%
Total VM	0,4	0,2	96,5%	0,1	0,5%

Elaboración propia en base a SGE

Tabla 4.4.1: Vaca Muerta - Petróleo Mm3/d

	abr-20	abr-19	mar-20	% i.a	% i.m
Total	73,28	80,70	82,46	-9,2%	-11,1%
Vaca Muerta	14,65	13,10	19,62	11,9%	-25,3%
YPF VM	10,02	9,45	12,62	6,0%	-20,6%
Pan American VM	1,64	0,71	1,69	130,5%	-3,2%
Vista VM	0,02	0,87	0,89	-97,2%	-97,2%
Tecpetrol VM	0,11	0,61	0,61	-81,5%	-81,5%
Total VM	0,22	0,35	0,37	-37,3%	-41,7%

Elaboración propia en base a SGE

Tabla 4.5: Vaca Muerta - Gas Natural MMm3/d - Acumulado en 12 meses

	abr-20	abr-19	% 12 M	abr-18	% sobre total
Total	133,3	130,5	2,2%	123,8	100,0%
Vaca Muerta	32,1	24,3	31,8%	8,5	24,0%
Tecpetrol VM	12,1	11,2	8,4%	1,6	9,1%
YPF VM	9,8	7,7	29%	5,8	7,4%
Total VM	4,8	3,1	55%	0,6	3,6%
Pan American VM	1,7	1,7	2%	0,1	1,3%
Exxon VM	1,3	0,4	220%	0,2	1,0%

Elaboración propia en base a SGE

Tabla 4.4.2: Vaca Muerta - Gas natural MMm3/d - Producción mensual

	abr-20	abr-19	mar-20	% i.a	% i.m
Total	116,74	131,63	126,62	-11,3%	-7,8%
Vaca Muerta	27,45	28,84	30,93	-4,8%	-11,3%
Tecpetrol VM	8,74	13,83	9,89	-36,8%	-11,6%
YPF VM	7,84	7,49	8,78	4,6%	-10,7%
Total VM	4,07	4,50	4,63	-9,7%	-12,2%
Pan American VM	1,74	1,71	1,78	1,6%	-2,6%
Exxon VM	1,40	0,75	1,78	86,2%	-21,4%

Elaboración propia en base a SGE

entre las empresas, mientras que la producción de petróleo se evidencia una reducción brutal de las empresas Vista y Tecpetrol, muy diferentes a las demás principales, que representan el 1,1% y 0,8% del total del país.

Downstream

- **En el mes de abril de 2020 las ventas de naftas y gasoil se redujeron 43,9% i.a. debido a los efectos del ASPO en la totalidad del mes. Por otra parte, en los últimos doce meses presenta una caída de 5,4% en las ventas acumuladas respecto a igual periodo anterior.**

La disminución observada en las ventas de combustibles i.a está explicado por una caída del 29,3% i.a en las ventas de Gasoil y del 66,9% i.a en las ventas de las naftas. En este sentido, se observa una menor caída en el gasoil debido a su utilización intensiva para el transporte de cargas (actividad esencial) y transporte público durante el periodo de aislamiento.
Desagregando las ventas de naftas, en abril de 2020 se observa una disminución respecto a igual mes del año anterior en la nafta Súper (-64,4% i.a) y en las ventas de nafta Ultra (74,6% i.a.) Por su parte, la caída i.a en las ventas de gasoil e explicada una reducción del consumo de gasoil ultra del 49,7% mientras que las ventas de gasoil común cayeron 23% i.a en abril de 2020.
Por otra parte, **las ventas de Gasoil acumuladas durante los últimos doce meses disminuyen 3,9% respecto a igual periodo anterior:** las ventas de Gasoil Ultra fueron 5,4% menores mientras que las de Gasoil Común, que ocupa el 75% del gasoil comercializado, disminuyeron 3,5%.
Las ventas acumuladas de **Naftas disminuyeron en los últimos doce meses 7,5%** debido a la caída del 12,2% en las ventas de nafta Ultra (25% del total comercializado) y del 5,7% en la Nafta Súper.

- **El Gas entregado** en el mes marzo de 2020 (último datos disponible) fue 109,3 MMm3/d. **Las entregas totales fueron 7,4% mayores en términos i.a, siendo el quinto mes de datos inter anuales positivos. Sin embargo, la demanda acumula una reducción del 1,3% (1,6 MMm3/d menos) en los últimos doce meses corridos** respecto a igual periodo del año anterior.
El mes de marzo abarca 10 días de ASPO. Por esto, en términos desagregados por tipo de usuarios, **el Gas entregado a los usuarios residenciales se redujo 15,6% i.a a la vez que en el acumulado del último año móvil presenta una disminución de 4,6%** respecto a igual periodo del año anterior. **Por otra parte, el Gas entregado a la Industriase incrementó 20,6% i.a y 10,4% en el acumulado para el último año móvil** a marzo de 2020 respecto a igual periodo del año 2019. Las **Centrales Eléctricas consumieron 11,7% más en marzo de 2020 respecto a igual mes del año anterior mientras que han reducido su demanda un 9,3% en el acumulado** de los últimos doce meses corridos.
Los datos de consumo de gas natural muestran un repunte inter anual de la demanda desde el mes de septiembre de 2019 que sugiere una recuperación sostenida en los niveles de consumo incluso en el mes de marzo con 10 días de

Tabla 4.4: Ventas de principales combustibles

	abr-20	abr-19	Acumulado año móvil	Acumulado año móvil anterior	% i.a	Var. % año móvil
Fueloil (Miles de Tn/día)	0,4	0,7	0,8	0,8	⇩-45,2%	⇩ -2,4%
Gasoil (Mm3/día)	26,0	36,7	35,1	36,6	⇩-29,3%	⇩ -3,9%
Agrogasoil	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
Común	21,7	28,2	26,4	27,4	⇩-23,0%	⇩ -3,5%
Ultra	4,3	8,6	8,7	9,2	⇩-49,7%	⇩ -5,4%
Naftas (Mm3/día)	7,8	23,5	23,3	25,1	⇩-66,9%	⇩ -7,5%
Común	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
Súper	6,3	17,8	17,4	18,5	⇩-64,4%	⇩ -5,7%
Últra	1,4	5,7	5,8	6,6	⇩-74,6%	⇩-12,2%
Naftas* + Gasoil. Mm3/día	**33,8**	**60,2**	**58,4**	**61,7**	⇩ **-43,9%**	⇩ **-5,4%**

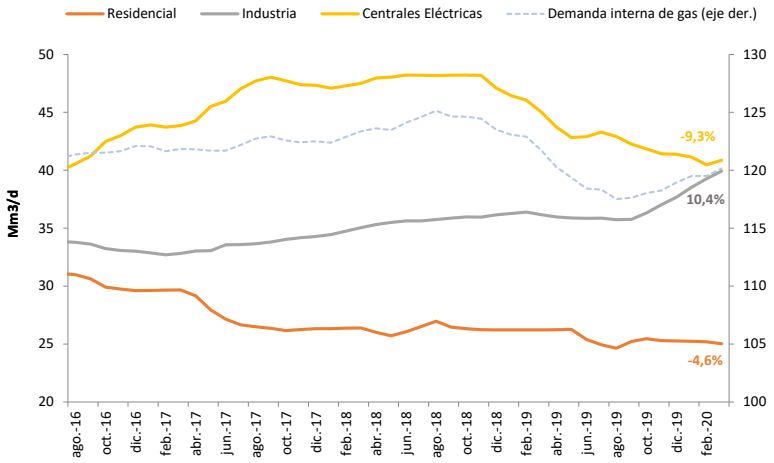
Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

Tabla 4.5: Demanda de Gas (MMm3/d)

	ene-20	ene-19	Acumulado año móvil	Acumulado año móvil anterior	% i.a	Var. % año móvil
Residencial	9,6	9,9	25,2	26,2	⇩ -3,6%	⇩ -3,7%
Comercial	2,3	2,6	4,0	3,5	⇩-12,1%	⇧ 13,0%
Entes Oficiales	0,3	0,4	1,2	1,2	⇩ -4,5%	⇩ -0,8%
Industria	45,7	35,7	38,5	36,3	⇧ 28,1%	⇧ 6,2%
Centrales Eléctricas	44,8	47,7	41,1	46,4	⇩ -6,2%	⇩-11,4%
SDB	1,7	2,0	2,7	2,9	⇩-15,0%	⇩ -7,2%
GNC	6,7	6,3	6,8	6,6	⇧ 7,2%	⇧ 3,4%
Total	**111,2**	**104,6**	**119,5**	**123,1**	⇧ **6,2%**	⇩ **-2,9%**

Fuente: IAE en base a ENARGAS

Gráfico 4.6: demanda de gas por principales categorías – 12 meses acumulado



Fuente: IAE en base a SGE

ASPO.
Por otra parte, la demanda anual de gas disminuye 1,3% (1,6 MMm3/d menor) mientras continúa creciendo la oferta a un ritmo de 2,2% (2,8 MMm3/d mayor). A su vez, el balance exterior en material de Gas indica que durante los últimos doce meses se importaron 18,9 MMm3/d (5,2 MMm3/d menos) mientras la exportación anual es de 6,3 MMm3/d (3,3 MMm3/d adicionales). Es importante volver a indicar, como en informes anteriores, que esta situación revela que **la sustitución de importaciones y la exportación de gas están determinadas no solo por la expansión de la oferta sino también en similar cantidad por una fuerte disminución de la demanda anual interna.**

- El **Petróleo procesado** disminuyó 35,2% i.a en abril de 2020 a consecuencia de las limitaciones operativas, la caída en la demanda de combustibles y el agotamiento del stock. Por otra parte, en el cálculo acumulado en los últimos doce meses se observa aún un crecimiento del 1,5% respecto a igual periodo anterior.

Tabla 4.6: Petróleo procesado

	abr-20	abr-19	Acumulado año móvil	Acumulado año móvil anterior	% i.a	Var. % año móvil
Petróleo procesado (Mm3)	1.374	2.120	27.075	26.677	⇩-35,2%	⇧ 1,5%

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

Precios: colapso de precios internacionales

- El precio del barril de petróleo **WTI** en mayo de 2020 fue de USD/bbl 28,5 lo cual implica un precio 72% mayor respecto al mes anterior mientras que es un 53% inferior al registrado en mayo de 2019. Por otra parte, el precio del barril de crudo **BRENT** fue USD/bbl 29,4 teniendo una variación positiva del 60% respecto del mes anterior mientras que disminuyó 59% respecto a mayo de 2019.
El nivel de precios de mayo de 2020 responde al colapso de la demanda mundial de crudo durante la pandemia del Covid-19 y las dificultades en el almacenamiento disponible. Como se observa, el precio ha tenido una considerable recuperación respecto de los valores de abril aunque permanece lejos del promedio de los últimos 12 meses.

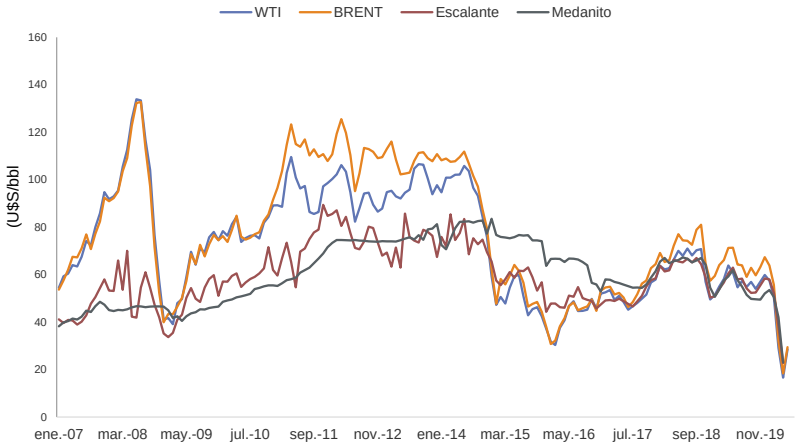
- El barril Argentino del tipo **Medanito** tuvo un precio de USD/bbl 22,9 en abril de 2020 (último dato disponible en Secretaría de Energía) esto implica una caída del 61,2% i.a y del 45,4% respecto al mes anterior. Por otra parte, el barril del tipo **Escalante** muestra un precio que se ubicó en los USD/bbl 22,7 en el mes de abril de 2020: 62,4% inferior al de igual mes del año anterior y 40,3% menor respecto al mes anterior.
Cabe recordar que a partir del 19 de mayo, y hasta el 31 de diciembre, el precio local de petróleo estará fijado en USD/bbl 45 (Decreto 488/20) para la compra de refinadoras.

- El precio spot del gas natural **Henry Hub** fue de USD 1,75 MMBtu (millón de Btu) en mayo de 2020. Así, el precio principal que rige en el NYMEX de USA disminuyó 33,7% respecto al mismo mes del año anterior mientras muestra un precio 0,6% mayot al del mes anterior.

  En el caso Argentino, el precio del **Gas Natural en boca de pozo (lo que reciben los productores locales)** fue de 2,04 USD/MMbtu en abril de 2020 (último dato disponible), lo cual implica un precio 14,7% menor al mes anterior y 37,3% inferior a igual mes del año anterior.

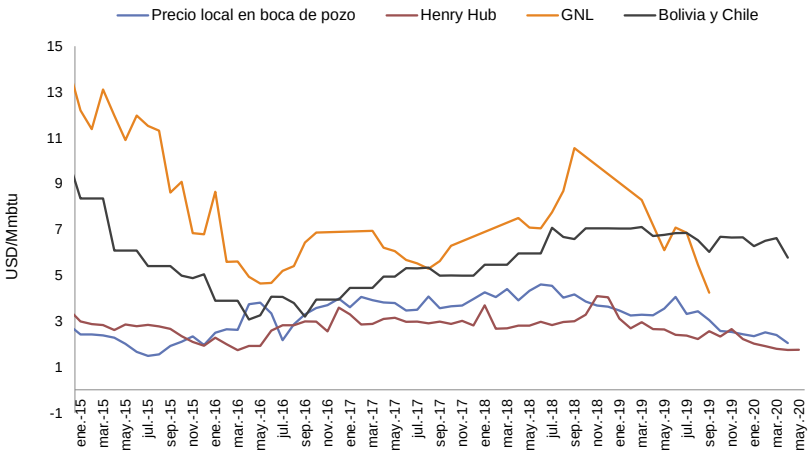
- **El Precio de importación del GNL** para el mes de septiembre de 2019, último mes de compra, calculado en base

Gráfico 4.6: precio promedio mensual SPOT Petróleo USD/bbl)



Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía e EIA US

Gráfico 4.7: Precios del gas (USD/MMbtu)



Fuente: IAE en base a SGE, IEASA e EIA US

al comercio exterior fue de 4,2 USD/MMbtu debido a la entrada de un único cargamento de Petrobras. Para el mismo mes del año anterior fue de 10,6 USD/MMbtu. Desde septiembre no se ha registrado entrada de cargamentos.
Para el año 2019 promedió los 6,28 USD/MMbtu al mes de septiembre según informa IEASA en su detalle de cargamentos comprados por licitación para el año 2019. Esto implica un precio de importación 20,5% inferior al de 2018 (7,9 US$/MMbtu).
Según se informa en la web de IEASA las licitaciones para los cargamentos de GNL del año 2020 arrojaron precios de alrededor de 3 USD/MMbtu. Este dato aún no se refleja a través de los datos de comercio exterior al mes de abril ya que los cargamentos tienen fecha de arribo a partir de mayo.
El gas importado por gasoductos de Bolivia (y marginalmente de Chile) tuvo un precio de importación promedio ponderado de 5,8 US$/MMBTU para el mes de abril de 2020. Esto representa un precio 12,8% menor al del mes anterior y 14% inferior al de igual mes del año 2019.

5. Biocombustibles

- La **producción de Bioetanol** en base a maíz y caña de azúcar disminuyó 29,1% i,a en marzo de 2020, mientras que en el cálculo acumulado durante los últimos 12 meses al mes de referencia la producción disminuyó 2,2%.
  Las ventas respecto de marzo del año anterior cayeron 31,5% i.a, mientras que fueron 0,4% mayores en el cálculo acumulado de doce meses respecto a igual periodo anterior.
- La **producción de Biodiesel** disminuyó en el mes de marzo de 2020: fue 14,7% menor respecto al mismo mes del año anterior. Por otra parte, se observa un aumento del 0,5% en la producción acumulada en el último año móvil.
  En marzo las ventas de biodiesel fueron 14,4% menores a las registradas el mismo mes de año anterior a la vez que disminuyeron 1,7% en el cálculo acumulado para los últimos 12 meses.
  Las exportaciones de Biodiesel acumuladas en los últimos 12 meses a marzo de 2020 fueron 9% menores a igual periodo del año anterior.

- Por último**, la producción total de biocombustibles** medida en toneladas disminuyó 18,7% i.a en marzo de 2020, mientras en el acumulado para el último año móvil es 0,3% inferior.

Tabla 5.1: Biodiesel y Bioetanol

	feb-20	feb-19	Acumulado año móvil	Acumulado año móvil anterior	% i.a	Var. % año móvil
Bioetanol (MTn)						
Producción	55	77	852	871	-29,1%	-2,2%
Ventas	61	89	841	838	-31,5%	0,4%
Biodiesel (MTn)						
Producción	170	199	2.236	2.225	-14,7%	0,5%
Ventas	80	94	1.078	1.097	-14,4%	-1,7%
Exportación	167	60	985	1.082	177,8%	-9,0%
Total* (MTn)	**224**	**276**	**3.089**	**3.097**	**-18,7%**	**-0,3%**

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

*Bioetanol se pasa de m3 a toneladas haciendo los cálculos correspondientes tomando la densidad del etanol (0,794 Kg/L).

6. Balanza comercial energética

- La **balanza comercial energética** del mes de abril de 2020 se muestra superavitaria en sólo 19 millones, mientras que en el primer cuatrimestre de 2020 presenta un superávit de USD 144 millones.
  En abril las exportaciones se redujeron 33,9% i.a mientras que las importaciones lo hicieron 47,3% i.a. De la misma manera, en el primer cuatrimestre del año las exportaciones se redujeron 20,7% y las importaciones 25,1%.

- **Los índices de valor, precio y cantidad** indican que en abril de 2020 se exportó un 41,7% más de combustible y energía en términos de cantidades respecto de abril de 2019, mientras que los precios de exportación se redujeron 53,5% i.a dando como resultado una reducción en el valor exportado de

Tabla 6.1: Balanza comercial energética (millones de Dólares)

	abr-20	abr-19	Acumulado 2020	Acumulado 2019	% i.a	% var. Acumulado
Balanza comercial energética	**19**	**-58**	**144**	**104**	**-132,8%**	**38,5%**
Exportacion combustibles y energía	244	369	1.190	1.500	-33,9%	-20,7%
Importación combustibles y lubricantes	225	427	1.046	1.396	-47,3%	-25,1%

Fuente: IAE en base a INDEC

33,9%% i.a.

Por otra parte, las importaciones de combustibles y lubricantes disminuyeron en cantidades un 30,7% en abril de 2020 respecto a igual mes de 2019, mientras que en precios se observa un aumento del 23,7%. Esto generó una reducción en el valor importado del 47,3% i.a.

Durante el primer cuatrimestre de 2020 las cantidades exportadas de combustible y energía se redujeron 2,2% respecto a igual periodo del año anterior. Por otra parte, los precios de exportación disminuyeron 18,9% dando como resultado una caída del valor exportado del 20,7% en el primer cuatrimestre de 2020.

A su vez, las cantidades importadas de combustible y lubricantes se redujeron 17,2% respecto a igual periodo del año anterior. Por otra parte, los precios de importación fueron 9,5% menores dando como resultado una reducción del valor importado de 25,1% en el primer cuatrimestre de 2020.

Tabla 6.2: Balanza comercial energética por valor, precio y cantidad (Variación %)

	Respecto de abril de 2019			Respecto al acumulado a abril		
	Valor	**Precio**	**Cantidad**	**Valor**	**Precio**	**Cantidad**
Exportacion combustibles y energía	↓ -33,9%	↓ -53,5%	↑ 41,7%	↓ -20,7%	↓ -18,9%	↓ -2,2%
Importación combustibles y lubricantes	↓ -47,3%	↓ -23,7%	↓ -30,7%	↓ -25,1%	↓ -9,5%	↓ -17,2%

Fuente: IAE en base a INDEC

- Las **exportaciones medidas en cantidades** de los principales combustibles para el acumulado de los últimos doce meses muestran mayores ventas al exterior de petróleo del tipo Escalante (15,7%) y de Gas Natural (108,6%) que parte de una base muy baja debido a la reapertura de los mercados. La exportación anual de Gas Natural equivale a 2.306 MMm3 o bien 6,3 MMm3/d, esto es el 5% del total consumido internamente.

Hubo una disminución en las compras de naftas al exterior del 21,3% en los últimos doce meses respecto a igual periodo anterior. Por otra parte, se importó 20% menos de Gasoil.

Las importaciones de gas natural de Bolivia fueron 1,2% menores en el cálculo acumulado para los últimos doce meses. A su vez, las importaciones de GNL se redujeron 51,9% en el último año. En conjunto, la importación total de Gas Natural y GNL disminuyó 21,7% en los últimos doce meses, es decir se importaron 1.913 MMm3 menos (5,2 MMm3/d) respecto al año móvil anterior.

De esta manera, el balance exterior en material de Gas nos indica que en los últimos 12 meses se importaron 18,9 MMm3 por día: esto es 14,2 MMm3/d de Gas Natural (5.197 MMm3) y 4,7 MMm3/d de GNL (1.713 MMm3); mientras la exportación ha sido de 6,3 MMm3/d anuales.

Como se puede observar en la Tabla 6.3, en los últimos doce meses el país exportó una mayor cantidad de gas natural que la que importó de GNL.

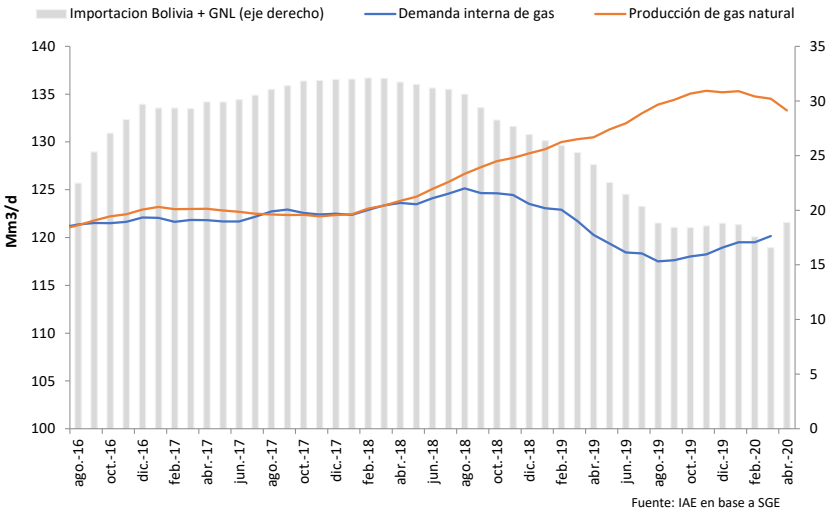
Tabla 6.3: Exportación e importación por principales combustibles (en cantidades)

	abr-20	abr-19	Acumulado año móvil	Acumulado año móvil anterior	% i.a	var % acumulado
Exportación						
Butano y otros (MTn)	39	42	546	552	↓ -5,6%	↓ -1,2%
Escalante (Mm3)	434	143	2.924	2.528	↑ 203,1%	↑ 15,7%
Gas natural (MMm3)	242	230	2.306	1.105	↑ 5,0%	↑ 108,6%
Propano y otros (MTn)	51	37	634	632	↑ 39,1%	↑ 0,3%
Importación						
Crudo importado (Mm3)	0	0	0	0	-	-
Gas natural (MMm3)	313	321	5.197	5.259	↓ -2,5%	↓ -1,2%
GNL (MMm3)	0	0	1.713	3.564	-	↓ -51,9%
Gasoil* (Mm3)	72	336	1.839	2.300	↓ -78,7%	↓ -20,0%
Naftas* (Mm3)	7	12	459	583	↓ -41,4%	↓ -21,3%

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía y ENARGAS

* Naftas común, Súper y ultra. Gasoil es la suma de agrogasoil, gasoil común y gasoil ultra

Gráfico 6.1: oferta bruta, demanda y reducción de importaciones – 12 meses acumulado



Fuente: IAE en base a SGE

Glosario

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

ASAP: Asociación Argentina de Presupuesto y Administración Financiera Pública.

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

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

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

CAMMESA: Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista.

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

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

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

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

ENARSA: Energía Argentina Sociedad Anónima.

ENRE: Ente Nacional Regulador de la Electricidad.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

INDEC: Instituto Nacional de Estadísticas y Censos.

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

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

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

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

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

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

SADI: Sistema Argentino de Interconexión.

Tn: abreviación de toneladas

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

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

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.