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
Enero de 2020

Resumen ejecutivo

Producción de Hidrocarburos

En diciembre de 2019 la **producción de petróleo aumentó 3,7% i.a y cerró el año con un incremento de 3,9% acumulado.**
La producción de petróleo convencional (81% de la producción) se redujo 3,2% durante el año 2019, lo que constituye una tendencia crónica de larga duración. En cambio la producción no convencional (19% del total) se incrementó 49,9% en el año.

En diciembre de 2019 la **producción de Gas disminuyó 1,4% i.a y cerró el año 2019 con un incremento acumulado anual del 5% respecto del año anterior.**
La producción de Gas convencional (57% del total) se redujo 6,8% en el año 2019 **lo que constituye una tendencia crónica de larga duración.**
La producción no convencional se incrementó 26,4% representando el 42% del total producido en 2019. Es importante destacar la **significativa reducción del ritmo de crecimiento de la expansión no convencional** de gas natural que alcanzó un promedio de apenas al 7,5% i.a. en los últimos dos meses del año 2019 y que está explicada por la reducción en los niveles mensuales de la producción de Tecpetrol.
La producción gasífera convencional y la variante no convencional Tight Gas, que representan el 77% de la producción de la producción, disminuyen 6,1% anual.
En Vaca Muerta **se constata en 2019 un fuerte desdoblamiento del ritmo de crecimiento** de la producción de gas no convencional respecto al ritmo de expansión del petróleo no convencional, lo que ya constituye tendencia.

Demanda

Las ventas de naftas y gasoil en diciembre de 2019 aumentaron solo 0,8% i.a mientras que cierran el año 2019 con una caída anual de 1,2%.
La demanda total de gas natural tuvo un incremento del 2,6% noviembre de 2019 respecto a igual mes del año anterior, y crece en términos inter anuales desde el mes de septiembre. Sin embargo en el acumulado de los últimos 12 meses la demanda se redujo el 5%.
La **demanda total de Energía Eléctrica** se incrementó en diciembre un 2,7% respecto a igual mes del año anterior y, al igual que la demanda de gas natural, crece en términos inter anuales desde el mes de septiembre. Durante 2019 la demanda de energía eléctrica total se redujo en 3,1% respecto del año anterior.
Los indicadores de demanda para los tres rubros analizados indican que **en el mes de septiembre de 2019 se llegó al piso de consumo** a partir del cual se inició una moderada recuperación de los niveles de demanda energética **dentro de un año fuertemente recesivo.**

Balance comercial energético

La **balanza comercial energética** del mes de diciembre de 2019 se muestra superavitaria en US$ 116 millones. Adicionalmente, el año 2019 cierra con déficit comercial energético de sólo USD 72 millones, 96,9% inferior al del año 2018. D
El balance exterior en material de Gas nos indica que durante el año 2019 se importaron 18,8 MMm3/d mientras la exportación es 5,3 MMm3/d. A su vez, la demanda anual de gas disminuye 5% (-6,2 MMm3/d) mientras continúa creciendo la oferta a un ritmo de 5% (+6,4 MMm3/d). **Esto revela que la sustitución de importaciones y la exportación de gas están determinadas tanto por la expansión de la oferta como por una menor demanda local.**

Subsidios

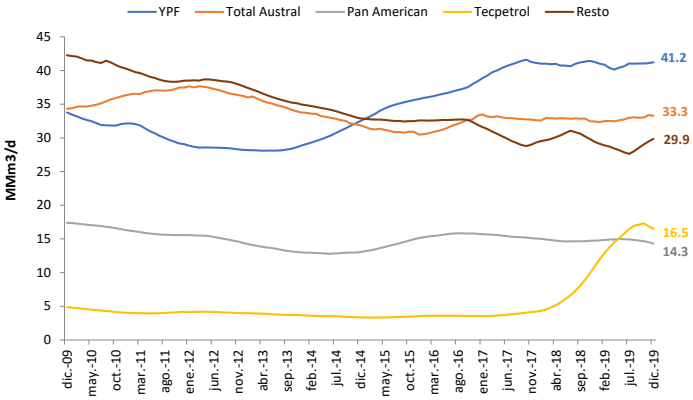
Los subsidios energéticos devengados aumentaron 31,6% en el acumulado a noviembre de 2019 respecto a igual periodo de 2018 según datos de ASAP: CAMMESA. **Los subsidios a la producción de gas de multiplicaron por cinco respecto a 2018 y totalizaron $ 25.897 millones.**

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). Dic-19	82,2	79,3	80,9	77,8	↑ 3,7%	↑ 3,9%
Pétroleo convencional (Mm3/d)	63,2	66,2	65,2	67,4	↓ -4,5%	↓ -3,2%
Pétroleo no convencional (Mm3/d)	19,0	13,1	15,7	10,5	↑ 44,9%	↑ 49,9%
Producción total de gas (MMm3/d). Dic-19	126,9	128,7	135,2	128,8	↓ -1,4%	↑ 5,0%
Gas convencional (MMm3/d)	72,1	77,6	77,5	83,1	↓ -7,2%	↓ -6,8%
Gas no convencional (MMm3/d)	54,8	51,1	57,7	45,7	↑ 7,3%	↑ 26,3%
Ventas Nafta + Gasoil (Mm3). Dic-19	1.961	1.945	22.568	22.837	↑ 0,8%	↓ -1,2%
Demanda de Gas (MMm3/d). Nov-19	105,7	103,1	118,2	124,4	↑ 2,6%	↓ -5,0%
Producción biocombustibles (miles de Tn). Nov-19	245	338	2.944	3.469	↓ -27,4%	↓ -15,1%
Demanda total energía eléctrica* (GW/h). Dic-19	11.160	10.863	10.740	11.084	↑ 2,7%	↓ -3,1%
Generación neta local de energía eléctrica* (GW/h). Dic-19	11.521	11.079	10.937	11.457	↑ 4,0%	↓ -4,5%
	1 mes	**1 mes año anterior**	**Acumulado anual**	**Acumulado anual año anterior**	**var % i.a**	**Variación acumulado**
Transferencias corrientes (subsidios). Nov-19	-	-	206.271	156.728	-	↑ 31,6%
Transferencias de capital. Nov-19	-	-	5.767	10.197	-	↓ -43,4%
Saldo comercial energético (millones de USD). Dic-19	116	-2	-72	-2.354	-	↓ -96,9%

* En estos casos el acumulado año móvil se presenta como la media móvil de los últimos 12 meses

Gráfico 4.3: producción de gas por principales operadores



Fuente: IAE en base a SGE

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

Un resumen de las principales noticias del mes de enero indica que los temas más importantes fueron el futuro tratamiento de una nueva ley de hidrocarburos, la situación del mercado y la producción de gas natural y los problemas de la industria de los biocombustibles.

1) El Gobierno enviará al Congreso una nueva ley de producción de hidrocarburos. El proyecto, al que se le terminó de dar forma ayer tras la reunión entre el presidente Alberto Fernández y máximos directivos de las empresas productoras de hidrocarburos, será tratado durante el período de extraordinarias. *El Cronista.*

2) La polémica estrategia de YPF para asegurarse la venta de gas para generación. Los días de mucha demanda de energía, como ayer, la petrolera revende su gas para usinas a través de comercializadoras con las que puede mejorar un poco su precio de venta. Polémica por el rol de MetroEnergía, la trader de Metrogas, que también es propiedad de YPF. *Econojournal.*

3) Modifican la forma de subastar gas para penalizar la especulación. Cammesa licita el gas que necesitarán las termoeléctricas en febrero con un mecanismo que evitará especulación de las comercializadoras, que ensucian el mercado. Esperan precios más altos. *El Cronista.*

4) Cammesa licitó gas para febrero a U$S 2,50 el millón de BTU en promedio. La recuperación se explica fundamentalmente por dos factores: La cláusula de deliverorpay que introdujo el gobierno para evitar la especulación a la baja y la mayor demanda que se espera en comparación con enero, un mes de escasa actividad. *Econojournal.*

5) La producción de gas y su encrucijada. Referentes del sector opinan sobre el panorama complejo que enfrentan este año las inversiones en el desarrollo del gas. La deuda externa, el precio interno y la demanda configuran un escenario poco propicio para incentivar los niveles de producción en el 2020. *Diario Rio Negro.*

6) Por la ola de calor, suspendieron exportaciones de gas a Chile. Para utilizarlo en el mercado interno, cerraron casi un 30% de las ventas interrumpibles a Chile, pero sin romper contratos. También se utilizó Gas Natural Licuado (GNL) de Escobar y combustibles líquidos como gasoil y fuel oil. *El Cronista.*

7) Mala señal para Vaca Muerta: un gigante petrolero vende su área. Schlumberger, socia de YPF en Bandurria Sur, escucha ofertas por su porción. Seguirá con sus operaciones como empresa de servicios especiales. Pese a los últimos anuncios que trajo el gobernador Omar Gutiérrez desde España, las inversiones en la Cuenca Neuquina no consiguen hacer pie. *Diario Rio Negro.*

8) Cepo flexible: las petroleras podrán girar hasta el 30% de sus dólares al exterior. Lo anunció el BCRA luego de la reunión entre el presidente Alberto Fernández y las principales operadoras del país. Las restricciones en el acceso y giro de dólares habían puesto un freno de mano a las inversiones en Vaca Muerta. *LMNeuquén*.

9) Estamos ante una oportunidad. Vaca Muerta, el proyecto del que tanto se ha hablado, y analizado. *El Economista.*

10) El EPE dejó de pagar su compra de energía. Con el cambio de autoridades también se modificó el criterio frente a Cammesa. *El Litoral.*

11) Buscan $ 15.000 millones para cancelar pago adeudado a generadores. La Secretaría de Energía no giró los fondos para completar las transacciones económicas del sector eléctrico del mes de octubre. La deuda ya alcanza también al mes de noviembre. *Econojournal.*

12) El listado de fábricas líderes que apostaron al desarrollo de la cadena de valor para el rubro eólico y solar en Argentina. Más de 10 empresas, entre tecnológos internacionales y locales, se afianzaron en la producción de torres, aerogeneradores, estructuras solares y demás componentes en este mercado. *Energía Estratégica.*

13) Productores de biocombustibles solicitan "audiencia urgente" con el Gobierno argentino y esperan aumentos en torno al 10%. Desde la Liga Bioenergética advierten que existe un fuerte retraso en los precios de los biocombustibles que está arrastrando al sector a una situación crítica. Además, aseguran que las petroleras no están instrumentando el corte obligatorio de gasoil con biodiesel. *Energía Estratégica.*

14) La Liga de Biocombustibles alertó por crisis del sector: cierres, quiebras y 3.000 despidos. Los productores solicitaron una audiencia con el ministro de Desarrollo Productivo, Matías Kulfas. Denuncian que plantas e ingenios "totalmente paralizados".

15) La política energética, sin plan y con desajustes de gran magnitud. La situación particular de la Economía Energética es de por sí muy delicada y a ello se suma el desequilibrio macroeconómico en el cual está inserta. Columna de Jorge Lapeña para C*larín.*

16) La energía, a un mes del cambio de gobierno. Las nuevas políticas poco han despejado la tormenta del sector. De la asunción de Nielsen en solitario a la dilación en los nombramientos del equipo de Lanziani y los desafíos por venir. Columna de Jorge Lapeña para *Diario Rio Negro.*

1. Indicadores de actividad económica y precios:

- El **EMAE** (estimador de actividad económica) muestra para el mes de noviembre de 2019 una variación negativa del 1,7% respecto al mes anterior. Por otra parte, la actividad disminuyó 1,9% respecto al mismo mes del 2018 (i.a), mientras que cayó 2,3% en el acumulado a noviembre de 2019 respecto a igual periodo del año anterior.

- El **IPI-M** (Índice de producción industrial manufacturera) muestra en noviembre de 2019 una variación negativa del 3,3% respecto al mes anterior mientras que disminuyó 4,5% i.a. A su vez, acumula una retracción del 6,9% durante 2019.
  Desagregando el índice, la actividad referida a la **refinación de petróleo** aumentó 3,7% i.a. mientras que disminuyó 1,4% en el acumulado a noviembre de 2019. En particular, la refinación de petróleo para naftas aumentó 2,1% i.a y disminuyó 1,9% en el acumulado a noviembre de 2019, mientras que la de Gasoil aumentó 14% i.a y presenta un disminución del 0,1% en el acumulado.

- Los precios mayoristas **(IPIM)** aumentaron 3,7% en diciembre de 2019 respecto del mes anterior, y 58,5% respecto de igual mes de 2018, que coincide con el acumulado del año 2019 en todos los casos por ser la medición anual.
  El IPIM relevado para **petróleo crudo y gas** tuvo variación de 8,4% i.m en diciembre de 2019, mientras que fue 43,1%superior respecto al año anterior
  Los precios mayoristas referidos a los **productos refinados de petróleo** aumentaron 8,8% en diciembre de 2019 respecto del mes anterior. A su vez, se incrementaron 51,6% durante el año 2019.
  Por último, el IPIM relevado para la **energía eléctrica** muestra una variación del 0,1% i.m. en diciembre de 2019, con un aumento acumulado anual del 46%.

Tabla 1: Principales indicadores macroeconómicos

	Respecto mes anterior	Igual mes año anterior	Acumulado anual
EMAE Nov-19	↓ -1,7%	↓ -1,9%	↓ -2,3%
IPI-M Nov-19	↓ -3,3%	↓ -4,5%	↓ -6,9%
Refinación del petróleo Nov-19	-	↑ 3,7%	↓ -1,4%
Naftas. Nov-19	-	↑ 2,1%	↓ -1,9%
Gasoil. Nov-19	-	↑ 14,0%	↓ -0,1%
IPIM Dic-19	↑ 3,7%	↑ 58,5%	↑ 58,5%
IPIM- Petroleo crudo y gas. Dic-19	↑ 8,4%	↑ 43,1%	↑ 43,1%
IPIM- Refinados de petroleo. Dic-19	↑ 8,8%	↑ 51,6%	↑ 51,6%
IPIM-energía elec. Dic-19	↑ 0,1%	↑ 46,0%	↑ 46,0%

Fuente: IAE en base a INDEC

2. Situación fiscal del sector energético:

Evolución de los subsidios energéticos

- **Los subsidios energéticos** devengados presentan un aumento en términos acumulados al mes de noviembre de 2019 según datos de ASAP.
  Las transferencias para gastos corrientes (los subsidios energéticos) aumentaron 31,6% en el acumulado al mes de noviembre de 2019 respecto a igual periodo del año anterior. Esto implica mayores subsidios por la suma nominal de $ 49.543 millones en los once meses de 2019 respecto a igual periodo de 2018.
  En cuanto a la desagregación de los subsidios energéticos, las ejecuciones presupuestarias más importantes acumuladas a noviembre de 2019 fueron para CAMMESA ($ 119.484 millones) con un incremento de 15,9%, IEASA (Ex ENARSA) con $ 43.160 millones, es decir 31,6% más que igual periodo del año anterior, el Plan Gas (Resolución N° 46 MINEM) con $ 23.216 millones y un incremento del 548% y el Fondo Fiduciario para el consumo de GLP con $ 5.967 millones que presenta una disminución del 4,8%.
  Los subsidios otorgados al sector energético se encuentran por debajo de la variación del índice de precios mayoristas

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

	Acumulado noviembre 2019	Acumulado a noviembre 2018	Diferencia $	% Var. Acumulado
SECTOR ENERGÉTICO	**206.271**	**156.728**	**49.543**	↑ **31,6%**
CAMMESA	119.484	103.095	16.389	↑ 15,9%
Incentivos a la producción de Gas Natural (Ex plan gas)	2.681	1.355	1.326	↑ 97,9%
Fondo Fid. para consumo GLP y red de Gas Natural	5.967	6.271	-304	↓ -4,8%
EBY	3.313	585	2.728	↑ 466,2%
Plan Gas no Convencional Resolución MINEM N° 46/2017	23.216	3.582	19.634	↑ 548,1%
IEASA (Ex ENARSA)	43.160	32.792	10.368	↑ 31,6%
Compensación distribuidoreas de Gas	4.097	6.050	-1.953	↓ -32,3%
Otros Beneficiarios sin discriminar	4.352	2.998	1.354	↑ 45,2%

Fuente: IAE en base a ASAP

para igual periodo, lo cual sugiere que existe una reducción real en subsidios a la energía.
El impacto de la devaluación del Peso ha sido determinante ya que no se logró compensar el ahorro por menores importaciones de GNL (se importó menos y a menores precios) y por la derogación del régimen de Tarifa Social Eléctrica (que pasó a las Provincias). Estos factores explican el incremento nominal en los subsidios otorgados a IEASA y CAMMESA.
El total de subsidios destinado a la producción no convencional de gas natural, otorgados por la Resolución 46 y por el programa de incentivos a la producción, aumentó notablemente: en noviembre de 2019 recibieron $ 25.897 millones, un monto 5,25 veces superior al de igual periodo del año anterior. Representa el 12,6% del total de subsidios energéticos.

Transferencias para gastos de capital

Las transferencias acumuladas a noviembre de 2019 para gastos de capital fueron $ 5.767millones reduciéndose en 43,4% respecto a igual periodo de 2018. Esto implica un monto menor en $ 4.430millones respecto a igual periodo de 2018. Las transferencias a IEASA son las únicas que crecen en el acumulado a noviembre de 2019 puesto que recibió $ 3.678 millones, esto es un 197,1% más a lo recibido en igual periodo del año anterior.
Por otra parte, Nucleoeléctrica recibió transferencias por $ 1.100 millones, un 84,9% menos que en igual periodo del año anterior.

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

	Acumulado a noviembre 2019	Acumulado a noviembre 2018	Diferencia $	Acumulado var. % i.a
SECTOR ENERGÉTICO	**5.767**	**10.197**	**-4.430**	↓ **-43,4%**
IEASA	3.678	1.238	2.440	↑ 197,1%
Nucleoeléctrica S.A.	1.100	7.290	-6.190	↓ -84,9%
Fondo Fid. para el transporte eléctrico federal	0	-	-304	-
Otros beneficiarios	989	1.364	-375	↓ -27,5%

Fuente: IAE en base a ASAP

3. Situación del mercado eléctrico:

- **En el mes de diciembre de 2019, la demanda total de energía eléctrica fue 2,7% superior a la del mismo mes del año anterior. En los datos anuales se observa una disminución de la demanda del 3,1% respecto a igual periodo del año anterior.** La demanda total del sistema fue de 11.160 GWh en diciembre del año 2019, mientras que para el mismo periodo del año 2018 fue de 10.863 GWh.

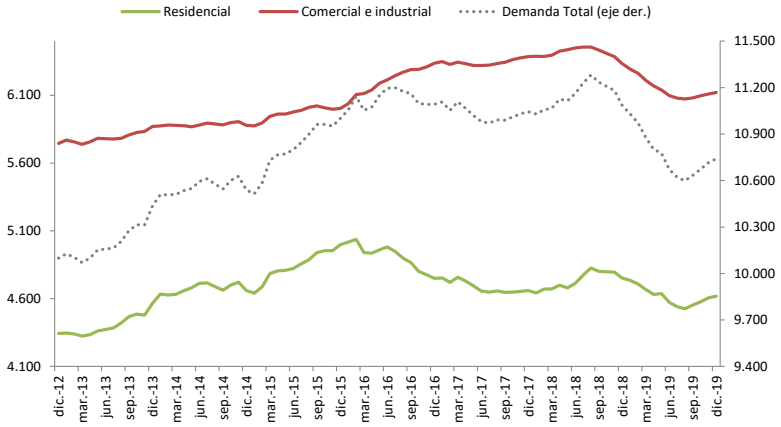
En el mes de diciembre de 2019aumentó el consumo en términos inter anuales en todas las categorías: la demanda comercial se incrementó un 4,3% i.a. mientras que la demanda Industrial/comercial y Residencial se incrementaron 0,3% y 3,1% i.a. respectivamente. Por otra parte, la demanda total crece de manera inter anual desde el mes de septiembre de 2019.
No se presentan factores climatológicos que pueden haber afectado la demanda de manera significativa.
Los datos anuales del año 2019 indican que se ha reducido la demanda eléctrica en todas las categorías. La demanda anual de la categoría residencial disminuyó 2,8% mientras que la demanda comercial e industrial/comercial se han reducido 3,1% y 3,5% en el periodo respectivamente.
De esta manera, la demanda eléctrica culmina el año 2019 con una retracción del 3,1%. Sin embargo, se evidencia un repunte inter anual de la demanda eléctrica desde el mes de septiembre que sugiere una recuperación sostenida en los niveles de consumo.
La caída anual en la demanda industrial y comercial de energía eléctrica está correlacionada con la reducción de la

Tabla 3.1: Demanda neta total (GWh)

	dic-19	dic-18	Media año móvil	Media año móvil anterior	Var. % i.a.	Var. % año móvil
Comercial	3.363	3.223	3.086	3.186	↑ 4,3%	↓ -3,1%
Ind/comercial	2.963	2.953	3.035	3.147	↑ 0,3%	↓ -3,5%
Residencial	4.835	4.688	4.618	4.751	↑ 3,1%	↓ -2,8%
Demanda total	**11.160**	**10.863**	**10.740**	**11.084**	↑ **2,7%**	↓ **-3,1%**

Fuente: IAE en base a CAMMESA

Gráfico 3.1: evolución de la demanda anual



Fuente: IAE en base a CAMMESA

actividad económica e industrial conforme muestran los índices de la sección 1.

- La **oferta neta de energía** aumentó 3% en diciembre de 2019, a la vez que muestra caída en los últimos 12 meses de 2,8%. En este sentido, la oferta neta de energía fue de 11.614 GWh en diciembre de 2019, mientras que había sido de 12.271 GWh para el mismo mes del año anterior. La oferta media mensual fue de 11.166 GWh.

- La **generación neta local** aumentó 4% i.a en diciembre de 2019 respecto del mismo mes del año anterior, mientras que la generación media del último año móvil se presenta con una caída del 4,5%.

  En los datos desagregados i.a se observa crecimiento en la generación nuclear, renovable y térmica, que aumentaron 243,3%, 86,7% y 5,4%i.a. respectivamente.
  En el período de los últimos doce meses corridos la generación Renovable y Nuclear muestran crecimiento positivo con una variación del 133,2% y 22,8% respecto a igual periodo del año anterior, mientras que la generación Térmica (que ocupa el 61% de la generación) e Hidráulica disminuyeron 8,7% y 11,5% en el último año móvil respectivamente.

- La generación a través de **energías renovables definidas en la Ley 27.191 aumentó 86,7% i.a en diciembre, mientras que cerró el año 2019 con un incremento del 133,2% respecto del año anterior.**
  Hubo un aumento inter anual en las categorías Biogas, Biomasa, Eólica y Solar del 53,5%, 64,4%, 133,5%y 203,8% i.a respectivamente.
  Por otra parte, en los datos en los datos referidos a los últimos doce meses corridos la generación renovable presenta un variación positiva del 133,2% (+372 GWh), que está impulsada por una mayor generación de todas las tecnologías pero especialmente por eólica y solar que crecen 253% y 639%.
  En términos anuales la generación Eólica continúa siendo la de mayor importancia, por encima de la Hidráulica Renovable, representando el 64% del total Renovable y aportando 298 GWh adicionales sobre el total de 372 GWh incrementales de energía Renovable. Por otra parte, se evidencia un importante crecimiento de la generación Solar, que ha pasado de generar 9 GWh a 67GWh anuales durante 2019.

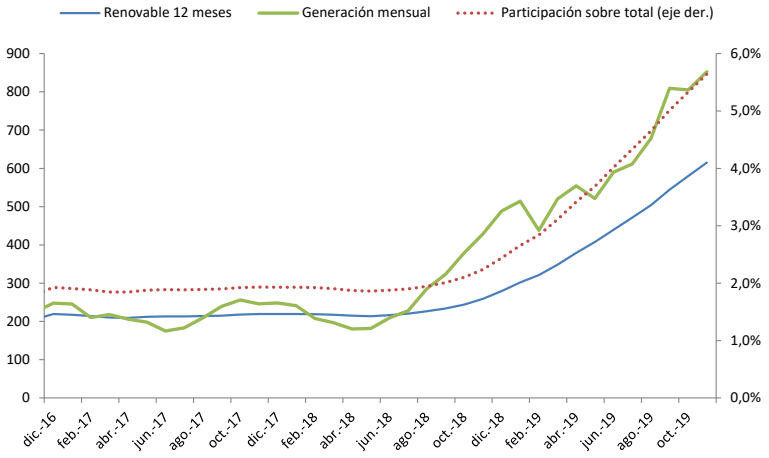
  La participación de generación a través de energías Renovables definidas en la Ley 27.191 fue del 6% del total generado durante el año 2019 y abasteció al 6,2% de la demanda total. Por otra parte**, en términos mensuales representó el 8% de la energía generada y el 8,2% de la demanda** en el mes de diciembre de 2019**. Por esto, se puede afirmar que en noviembre y diciembre se cumplió parcialmente el objetivo de cubrir el 8% del consumo a través de generación Renovable (Ley 27.191), originalmente establecido para el año 2018.** El objetivo se cumplirá completamente cuando, en 12 meses corridos, se alcance el valor establecido.
  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

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

	dic-19	dic-18	Media año móvil	Media año móvil anterior	%i.a	Variación año móvil
Hidráulica	2.911	3.769	2.948	3.329	↓ -22,7%	↓ -11,5%
Nuclear	730	213	661	538	↑ 243,3%	↑ 22,8%
Renovable	912	489	651	279	↑ 86,7%	↑ 133,2%
Biogas	23	15	21	12	↑ 53,5%	↑ 74,6%
Biomasa	25	15	25	21	↑ 64,4%	↑ 18,8%
Eólica	604	259	416	118	↑ 133,5%	↑ 253,6%
Hidráulica Renovable	141	161	122	119	↓ -12,3%	↑ 2,1%
Solar	118	39	67	9	↑ 203,8%	↑ 639,7%
Térmica	6.967	6.609	6.678	7.311	↑ 5,4%	↓ -8,7%
Generación neta local	**11.521**	**11.079**	**10.937**	**11.457**	↑ **4,0%**	↓ **-4,5%**
Importación	94	191	229	-	↓ -51%	↑ 699,4%
Oferta neta	**11.614**	**11.271**	**11.166**	**-**	↑ **3,0%**	↑ **2,8%**

Fuente: IAE en base a CAMMESA

Gráfico 3.2: generación renovable



Fuente: IAE en base a CAMMESA

clasificadas como fuente de energía Hidráulica. Bajo este ordenamiento, la energía renovable ocupa el 4,8% del total anual generado mientras que la hidráulica representa el 28,1% de la generación neta local.

- **Precios y costos de la energía:** los datos indican que en diciembre de 2019el costo monómico (costo promedio de generación eléctrica) respecto a diciembre de 2018 tuvo un incremento del 43% i.a, mientras que el precio monómico estacional (lo que paga la demanda en promedio) aumentó 59,3% i.a. La variación en los costos está por debajo del índice de precios internos mayoristas (IPIM), que en el mismo periodo se incrementó 58,5% i.a mientras que el precio que paga la demanda aumentó más que ambos en el mismo periodo. Esto sugiere una recuperación respecto a la cobertura del costo de generación.
  Con estos valores, el precio promedio que paga la demanda alcanza a cubrir el 60% de los costos de generación en diciembre de 2019, siendo el resto cubierto con subsidios. En el mismo mes de 2018el precio promedio pagado por la demanda cubrió el 53% de los costos de generación eléctrica, lo cual implica que desde este punto de vista la recuperación de los costos ha logrado un avance en diciembre de 2019 respecto a igual mes del año anterior. Por otra parte, y bajo el mismo análisis, el esfuerzo que ha hecho la población en pagar la recomposición tarifaria, actualmente congelada de manera temporal, no logró la totalidad de su objetivo primordial debido a que en los datos anuales se observa que el precio que pagó la demanda ha cubierto en promedio el 63% de los costos de generación durante el año 2019.

- **La potencia instalada** en diciembre de 2019 fue de 39.704 MW, mientras que la potencia máxima bruta generada ha sido de 25.382MWel día 11/12/2019.

- **En diciembre de 2019 el consumo de combustibles en la generación eléctrica** muestra un aumento delgas natural del 4,9% i.a mientras que el gasoil disminuyó 0,4% i.a.
  En cuanto a la variación anual, **el Consumo de Gas Natural se incrementó 4,8% durante 2019 mientras que se consumió117% más de Gas Oil y 205% más de Fuel Oil.** Por otra parte, la utilización de Carbón mineral aumentó 196% en el último año.

Tabla 3.3: Precios ($/MWh)

	dic-19	dic-18	Medio año móvil	Medio año móvil anterior	%i.a	Var. %año móvil
Costo monómico	3.636	2.543	3.262	2.117	↑ 43,0%	↑ 54,0%
Precio monómico estacional	2.183	1.370	2.079	1.124	↑ 59,3%	↑ 84,9%

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

Tabla 3.4: Potencia instalada diciembre de 2019

Potencia instalada (MW)	Potencia máxima bruta (MW)	Potencia máxima histórica (MW)
39.704	25.382 11/12/2019	26.320 8/2/2018

Fuente: IAE en base a CAMMESA

Tabla 3.5: Consumo de combustibles por tipo

	dic-19	dic-18	Media año móvil	Media año móvil anterior	Var. %i.a.	Var. %año móvil
Biodiesel (MTn)	0	0	0	0	-	-
Carbón Mineral (MTn)	48	0	55	18	-	↑ 196,3%
Fuel oil (MTn)	0	0	47	15	-	↑ 204,5%
Gas Natural (MMm3)	1.515	1.443	1.503	1.434	↑ 4,9%	↑ 4,8%
Gas Oil (Mm3)	20	20	73	34	↓ -0,4%	↑ 117,0%

Fuente: IAE en base a CAMMESA

4. Hidrocarburos:

Upstream

Petróleo

- **La producción de petróleo aumentó 3,7% i.a en diciembre de 2019. En el año 2019 la producción fue 3,9% superior al año anterior.**

En el mes de diciembre de 2019 la producción de petróleo crudo tuvo un incremento de 3,7% respecto al mismo mes de 2018 impulsada por un incremento del 12,3% 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 2% i.a su producción, mientras que las cuencas Austral y Cuyana, que aportan poco al total, redujeron su producción 15,2% i.a y 1,7% i.a. Por otra parte, la cuenca Noroeste tuvo un aumento del 0,1% i.a.

La producción de petróleo acumulada durante el año 2019 fue 3,9% superior a la del año anterior. La producción anual acumulada muestra crecimientos dentro de las principales cuencas. Sin embargo, la Cuenca Golfo de San Jorge que representa el 45% del total se presenta con una disminución del 1,1%. Por otra parte, el crecimiento está impulsado por la Cuenca Neuquina, que representan el 45% de la producción Nacional y ha aumentado 10,4% durante el año 2019. La cuenca Austral, con un aporte marginal a la producción, aumentó también 7% en 2019.

.

La Cuenca Noroeste presenta una retracción del 8,4% en el acumulado del último año respecto del año anterior y la Cuenca Cuyana disminuye 3,1% anual en el año 2019 respecto a 2018.

En la Cuenca Austral la producción Off Shore, que ocupa el 52% de la producción total de la cuenca, aumentó 6,7% acumulada durante el año 2019 respecto al año anterior, mientras que la producción On Shore fue 6,9% superior a igual periodo del año anterior.

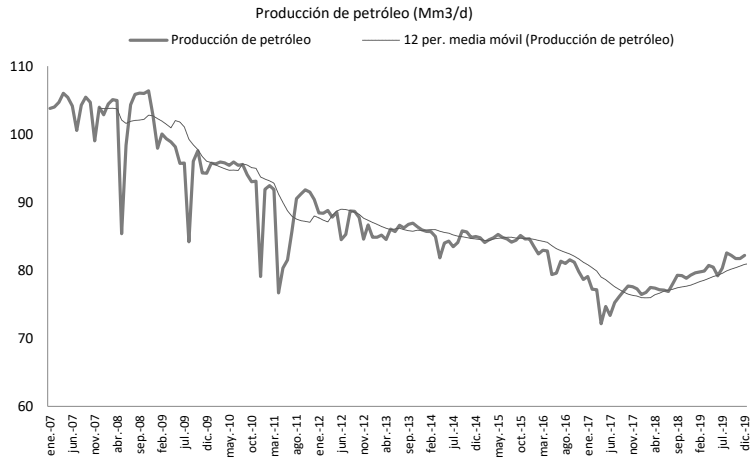
Desagregando por los principales cinco operadores, que representan el 81% de la producción total, se observa que YPF (48% de la producción total) ha incrementado su producción acumulada en el último año móvil un 7,9%, Pan American Energy 3,6%, Tecpetrol 18,9% y Pluspetrol 1,4%. Estas cuatro empresas ocupan el 77% de la producción total de petróleo.
Por otra parte Sinopec disminuyen su producción anual 10%.

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

	dic-19	dic-18	Acumulado año móvil	Acumulado año móvil anterior	% i.a	Variación año móvil
Austral	3,0	3,5	3,4	3,2	-15,2%	7,0%
Cuyana	3,6	3,7	3,7	3,8	-1,7%	-3,1%
Golfo San Jorge	36,2	36,9	36,5	36,9	-2,0%	-1,1%
Neuquina	38,6	34,4	36,4	33,0	12,3%	10,4%
Noroeste	0,8	0,8	0,8	0,8	0,1%	-8,4%
Producción de petróleo (Mm3/d)	**82,2**	**79,3**	**80,9**	**77,8**	**3,7%**	**3,9%**

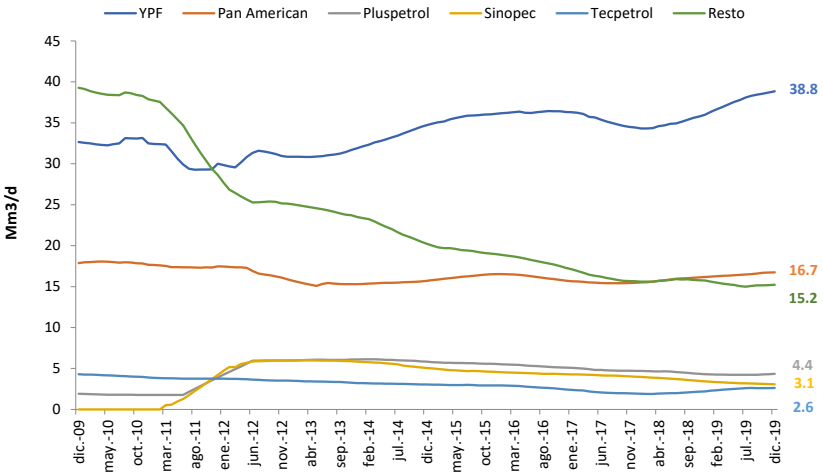
Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

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 80,6% del total, disminuyó en diciembre de 2019 4,5% i.a y 3,2% durante el año 2019 respecto al año anterior. De esta manera, la producción convencional es, en 2019, un 32% inferior a la del año 2009.**

- **La producción de petróleo no convencional, que ocupa el 19,1% del total anual, aumentó 44,9% i.a y 49,9% en el año 2019respecto al año anterior según datos preliminares de la Secretaría de Energía (capitulo IV).**

En el mes de diciembre de 2019 la producción de petróleo no convencional representó el 23,1% del total mensual, mientras que en el acumulado del año 2019 es del 19,1% del total producido.

La producción de petróleo no convencional se incrementó 44,9% i.a. debido al aumento del 50,6% i.a en el Shale que ha compensado la disminución del 4,2% i.a en la producción de Tight oil.

La producción acumulada durante el año 2019 de Shale Oil, que representa el 17,5% de la producción total, creció 60,1% mientras que la de Tight se redujo11,6% en el mismo periodo, representando el 1,6% de la producción total. **El Shale Oil es el único Tipo/subtipo de petróleo que aumenta debido a que el Tight Oil presenta una importante disminución anual**. En este sentido, se observa una caída del 3,4% en la producción conjunta de Convencional y Tight que representan el 82,5% del total de la producción nacional.

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

	dic-19	dic-18	Acumulado año móvil	Acumulado año móvil anterior	% i.a	Variación año móvil
Producción de Petróleo Convencional (Mm3/d)	63,2	66,2	65,2	67,4	↓ -4,5%	↓ -3,2%
Producción de petróleo No Convencional	19,0	13,1	15,7	10,5	↑ 44,9%	↑ 49,9%
Shale	17,7	11,7	14,4	9,0	↑ 50,6%	↑ 60,1%
Tight	1,33	1,38	1,32	1,5	↓ -4,2%	↓ -11,6%

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

Gas natural

- **La producción de Gas Natural se redujo 1,4% i.a en diciembre de 2019 respecto del mismo mes de 2018. Sin embargo, la producción acumulada del año 2019 fue 5% mayor a la del año 2018.**

La producción de gas natural muestra un incremento inter anual en las cuencas Neuquina y Cuyana (esta última con un aporte marginal) del 1,3% y 12,2%i.a. respectivamente. Las cuencas Austral, Golfo San Jorge y Noroeste presentan en diciembre de 2019 una producción 2,7%, 11,3 y 9,1% inferior respecto a igual mes del año anterior.

La producción acumulada del año 2019 creció en las principales Cuencas del país: en la Cuenca Neuquina aumentó 8,3% mientras que en la cuenca Austral el incremento fue del 4,5%. Estas dos cuencas concentran el 86% del total de gas producido en el país. Además, la cuenca Cuyana aumentó su producción anual un 2,2%.
La producción anual de gas natural presenta una fuerte disminución en 2019 en las cuencas Golfo San Jorge y Noroeste y que disminuyen 5,4%, y 12,6% respectivamente.

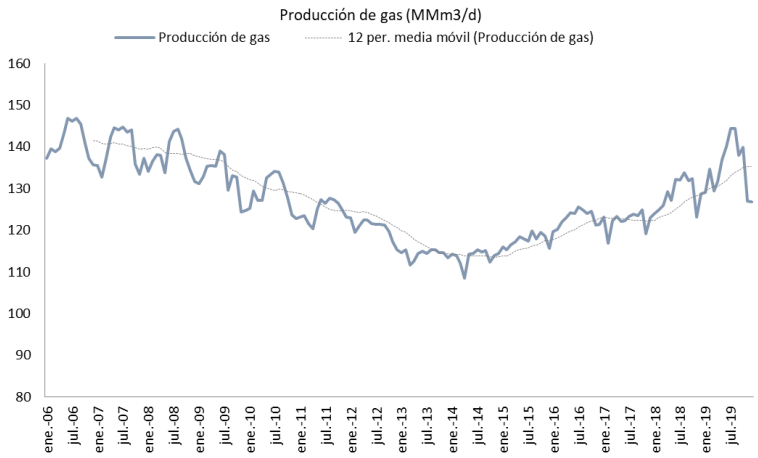
Desagregando por principales operadores (80% del total) se observa que la producción acumulada del último año móvil de YPF, que produce el 30% del gas en Argentina, se presenta prácticamente estancada con una reducción de sólo

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

	dic-19	dic-18	Acumulado año móvil	Acumulado año móvil anterior	% i.a	Variación año móvil
Austral	30,9	31,7	33,0	31,6	↓ -2,7%	↑ 4,5%
Golfo San Jorge	11,8	13,3	12,8	13,6	↓ -11,3%	↓ -5,4%
Neuquina	79,1	78,1	84,2	77,8	↑ 1,3%	↑ 8,3%
Noroeste	4,9	5,4	5,0	5,8	↓ -9,1%	↓ -12,6%
Cuyana	0,15	0,13	0,14	0,13	↑ 12,2%	↑ 2,2%
Producción de gas (MMm3/d)	**126,9**	**128,7**	**135,2**	**128,8**	↓ **-1,4%**	↑ **5,0%**

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

Gráfico 4.3



Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

0,1% en su producción del año 2019. Por otra parte, Total Austral incrementó su producción un 2,7% respecto del año 2018, mientras que Pan American, que representa el 10,6% de la producción total, redujo su producción un 3% respecto del año anterior. Estas tres empresas representan el 66% del total del gas producido y en conjunto aumentaron sólo 0,4% su producción en 2019 respecto del año anterior. **Esto indica que el 66% de la producción anual de gas en Argentina se encuentra estancada.**

Por otra parte, **Tecpetrol con un peso 12,2%** en el total **aumentó su producción acumulada en 2019 en 50,6% respecto del año 2018. Sin embargo, se observa una muy importante disminución en los niveles mensuales de producción: en noviembre y diciembre produjo un 31,7% y 25% menos de gas que en iguales meses de 2018.**

El resto de las empresas, que ocupan **el 22% restante, aumentó levemente la producción de 2019 en 1,6% respecto a 2018.**

Gas convencional y gas no convencional

- **La producción de gas natural convencional, que representó el 57% del total en 2019, disminuyó en diciembre un 7,2% i.a y 6,8% en el acumulado del año 2019 respecto al año anterior. De esta manera, la producción convencional es 40,4% inferior a la del año 2009. Tendencia crónica.**

- **La producción de gas natural no convencional aumentó 7,3% i.a en diciembre y 26,3% en el acumulado del año 2019 respecto al año anterior, impulsado por el Shale mientras el Tight declina según los datos preliminares de la Secretaría de Energía (capitulo IV).**

En el año 2019 la producción no convencional representó el 43% del total producido.

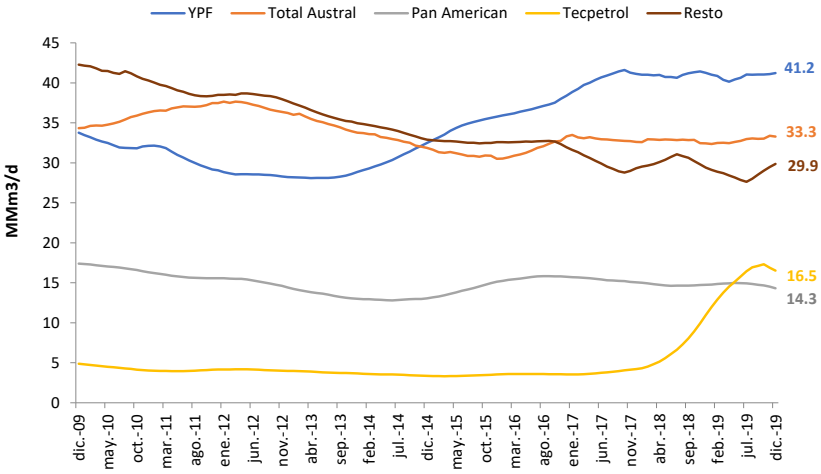
La producción de gas no convencional se incrementó 7,3% i.a. debido al aumento del 7,1% i.a en el Shale, que reduce considerablemente su tasa de crecimiento, mientras que el Tight aumentó 7,5% i.a.

La producción acumulada durante el año 2019 de shale gas, que representa el 23% de la producción total, creció 70,9% mientras que la de Tight se redujo 4% en el 2019 respecto al año anterior, representando el 19% de la producción total. De esta manera, la producción de gas natural no convencional acumulada durante el año 2019 26,3% superior a igual periodo del año anterior.

Como se ha señalada reiteradamente, es importante destacar que **el 77% de la producción de gas natural (Convencional + Tight) declina 6,1% anual, por esto el aumento en la producción de gas del año 2019 se explicó enteramente por la producción de Shale Gas.**

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

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)

	dic-19	dic-18	Acumulado año móvil	Acumulado año móvil anterior	% i.a	Variación año móvil
Producción de Gas convencional (MMm3/d)	72,1	77,6	77,5	83,1	↓ -7,2%	↓ -6,8%
Producción de gas no convencional (MM m3/d)	54,8	51,1	57,7	45,7	↑ 7,3%	↑ 26,3%
Shale	29,7	27,7	31,6	18,5	↑ 7,1%	↑ 70,9%
Tight	25,2	23,4	26,1	27,2	↑ 7,5%	↓ -4,0%

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

La empresa que más gas aportó durante 2019 al incremento de la producción total de gas natural es Tecpetrol. En particular, a partir del desarrollo del yacimiento no convencional Fortín de Piedra donde extrae el 81% del gas que produce.

Durante el año 2019 la producción anual de gas natural de Tecpetrol en el yacimiento Fortín de Piedra se incrementó 79,4% aportando 13,4MMm3/d sobre un total de 135,2MMm3/d (11% del total).

La producción total de gas acumulada en 2019 creció 5% 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 sólo 0,4% 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.

En igual sentido, dentro de la producción no convencional el aporte de Tecpetrol a partir del yacimiento Fortín de Piedra, que representa el 24% del total del gas no convencional, se muestra como determinante al momento de evaluar las tasas de crecimiento.

La producción no convencional total crece 7,3% i.a. en diciembre y 26,3% durante el año 2019, mientras que descontando la producción de Tecpetrol en el yacimiento Fortín de Piedra (8,4 MMm3/d en noviembre y 13,4 MMm3/d anuales), la producción no convencional crece 21,6% i.a. y 15% anual. Es decir, **en los últimos dos meses del año 2019 la caída en el nivel mensual de la producción de Tecpetrol (-31,7% y -25,5% i.a) provocan una reducción importante en la tasa de crecimiento inter anual del gas no convencional que pasa de 21,6% a 7,3 i.a.**

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, las tasas de crecimiento de la producción de Tecpetrol en Fortín de Piedra son positivas y aún muy altas aunque decrecientes. 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 coyuntura presentada por la incertidumbre que implica la actual coyuntura económica.

En este sentido, se evidencia que **Tecpetrol, en su yacimiento Fortín de Piedra, tuvo una caída muy importante en los niveles de producción de los meses de noviembre y diciembre de 2019 que explica la reducción de la producción total de la empresa: en noviembre y diciembre su producción fue 36,8% y 31,3% menor respecto a igual mes de 2018.**

Cabe destacar que esta producción es 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. Por esta Resolución, el Estado ha aportado más de $ 25.000 millones acumulados al mes de noviembre de 2019.

Gráfico 4.4: Producción de Gas Natural acumulada en 12 meses

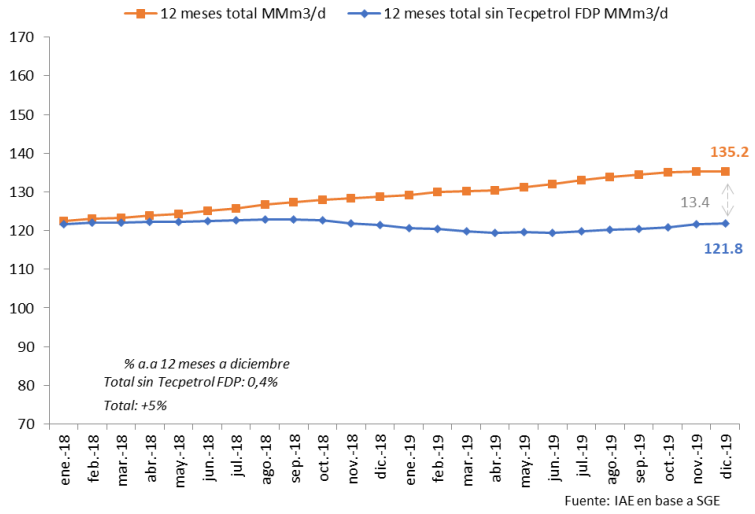
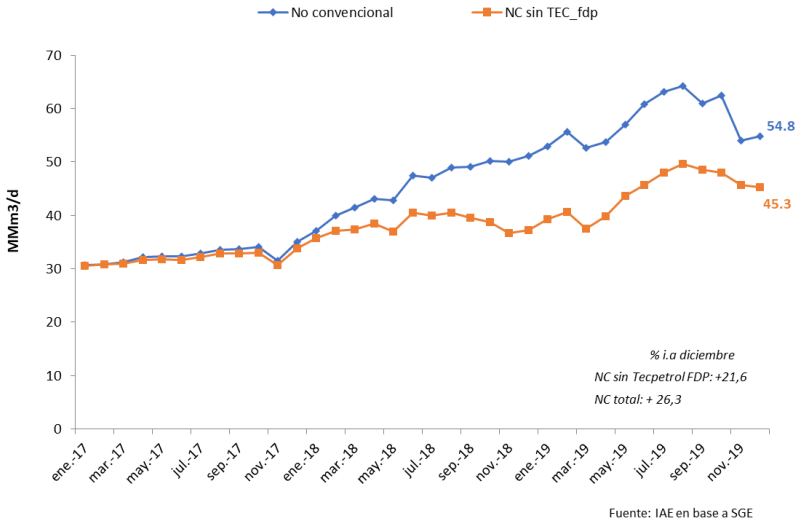


Gráfico 4.5: Producción de Gas Natural No Convencional – mensual –



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 se muestre estancada 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 58% en el año 2019 respecto al año anterior y representa actualmente el 17,8% del total producido en el país.
Como se puede observar en la **Tabla 4.4** el principal productor de petróleo en Vaca Muerta es YPF que extrae desde allí el 12,2% del total de petróleo que se produce en el país, que a su vez representa el 69% de la producción de Vaca Muerta. YPF se constituye claramente como el principal operador en Vaca Muerta, y aumentó su producción acumulada un 47% en el año 2019 respecto al año anterior.

Por otra parte, la **Tabla 4.5** muestra que la producción de gas natural en Vaca Muerta creció 70,3% durante el año 2019 y representa el 23,4% 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 9,9%, 7% y 3,5% del total del gas natural del país.
En la formación Vaca Muerta Tecpetrol aumentó su producción anual 78%, YPF 26% y Total 156% durante el año 2019.

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

	dic-19	dic-18		% 12 M	dic-17	% sobre total
Total	80,9	77,8	↑	3,9%	76,2	
Vaca Muerta	14,4	9,1	↑	58,0%	6,0	17,8%
YPF VM	9,9	6,7	↑	47,0%	5,2	12,2%
Pan American VM	0,9	0,4	↑	131,1%	0,1	1,1%
Tecpetrol VM	0,7	0,3	↑	101,6%	0,0	0,9%
Vista VM	0,6	0,0	↑	8793,0%	0,0	0,8%
Total VM	0,4	0,1	↑	294,8%	0,1	0,5%

Elaboración propia en base a SGE

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

	dic-19	dic-18		% 12 M	dic-17	% sobre total
Total	135,2	128,8	↑	5,0%	122,3	100,0%
Vaca Muerta	31,6	18,6	↑	70,3%	6,4	23,4%
Tecpetrol VM	13,4	7,5	↑	78,5%	0,6	9,9%
YPF VM	9,5	7,5	↑	26%	4,8	7,0%
Total VM	4,8	1,9	↑	156%	0,6	3,5%
Pan American VM	1,8	1,1	↑	61%	0,0	1,3%
Exxon VM	1,0	0,3	↑	287%	0,1	0,8%

Elaboración propia en base a SGE

Downstream

- **En el mes de diciembre de 2019 las ventas de naftas y gasoil aumentaron apenas 0,8% i.a mientras cierra el año 2019con una caída del 1,2%en las ventas acumuladas respecto al año anterior.**

El leve aumento observado en las ventas de combustibles i.a está explicado por un incremento del 1,4% i.a en las ventas de Gasoil y de solo 0,1% i.a en las ventas de las naftas.

Desagregando las ventas de naftas, en diciembre de 2019 se observa un aumento respecto a igual mes del año anterior en la nafta Ultra (0,1% i.a) y Súper (0,1% i.a). Por su parte, el aumento i.a en las ventas de gasoil e explica por una suba en el consumo de gasoil ultra del 5,4% mientras que las ventas de gasoil común se redujeron 0,3%.
Por otra parte, **las ventas de Gasoil acumuladas durante el año 2019 disminuyeron del 0,7% respecto a igual periodo del año anterior:** las ventas de Gasoil Ultra fueron 1,2% menores mientras que las de Gasoil Común, que ocupa el 75% del gasoil comercializado, cayeron 0,6% en el año.
Las ventas acumuladas de **Naftas disminuyeron en el año 2019 un 1,9%,** debido a la caída del 14,1% en las ventas de nafta Ultra (25% del total comercializado) a pesar del aumento de las ventas de Nafta Súper del 3,1% anual.

Tabla 4.4: Ventas de principales combustibles

	dic-19	dic-18	Acumulado año móvil	Acumulado año móvil anterior	% i.a	Var. % año móvil
Fueloil (Miles de Tn)	4	5	291	382	-32,4%	-24,0%
Gasoil (Mm3)	1.135	1.120	13.396	13.491	1,4%	-0,7%
Agrogasoil	3	0	4	0	-	-
Común	835	838	10.034	10.092	-0,3%	-0,6%
Ultra	297	282	3.358	3.399	5,4%	-1,2%
Naftas (Mm3)	825	825	9.171	9.346	0,1%	-1,9%
Común	0	0	0	9	-	-
Súper	614	614	6.878	6.668	0,1%	3,1%
Últra	211	211	2.294	2.669	0,1%	-14,1%
Naftas* + Gasoil. Mm3	**1.961**	**1.945**	**22.568**	**22.837**	**0,8%**	**-1,2%**

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

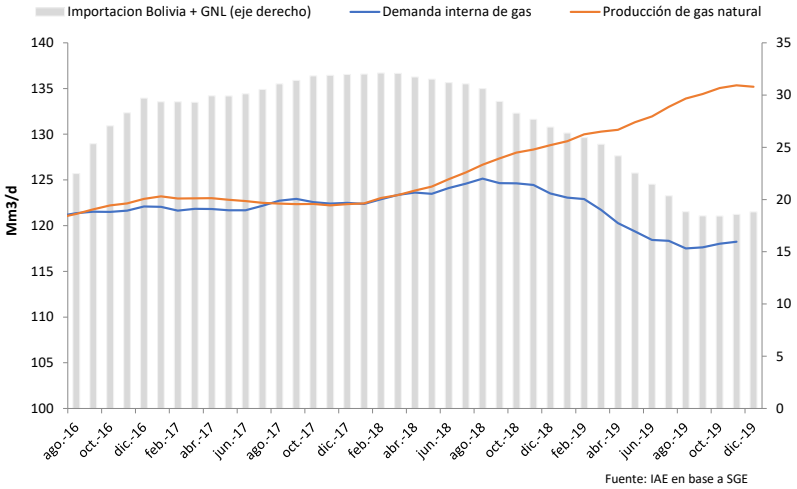
- **El Gas entregado** en el mes noviembre de 2019 fue 105,7 MMm3/d. **Las entregas totales fueron 2,6% mayores en términos i.a, siendo el tercer mes de datos inter anuales positivos. Sin embargo, la demanda acumula una reducción del 5% (6,2 MMm3/d menos) en los últimos doce meses corridos** respecto a igual periodo del año anterior.
En términos desagregados por tipo de usuarios, **el Gas entregado a los usuarios residenciales se redujo 13,4% i.a a la vez que en el acumulado del último año móvil presenta una disminución de 3,6%**respecto a igual periodo del año anterior. **Por otra parte, el Gas entregado a la Industriase incrementó 23,8% i.a y 3%en el acumulado para el último año móvil** a noviembre de 2019 respecto a igual periodo del año 2018. Las **Centrales Eléctricas consumieron 12% menos en noviembre de 2019 respecto a igual mes del año anterior mientras que han reducido su demanda un 14% 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 que sugiere una recuperación sostenida en los niveles de consumo.
Por otra parte, la demanda anual de gas disminuye 5% (6,2MMm3/d menor en noviembre) mientras continúa creciendo la oferta a un ritmo de 5% (6,4 MMm3/d mayor). A su vez, el balance exterior en material de Gas indica que durante el año 2019 se importaron 18,8 MMm3/d (7,5 MMm3/d menos que en 2018) mientras la exportación anual es de 5,3 MMm3/d (3,7 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 idéntica cantidad por una fuerte disminución de la demanda anual interna.**

Tabla 4.5: Demanda de Gas (MMm3/d)

	nov-19	nov-18	Acumulado año móvil	Acumulado año móvil anterior	% i.a	Var. % año móvil
Residencial	13,1	15,1	25,3	26,2	-13,4%	-3,6%
Comercial	3,5	2,6	3,9	3,4	34,8%	13,8%
Entes Oficiales	0,7	0,8	1,2	1,2	-11,3%	-0,4%
Industria	44,7	36,1	37,0	36,0	23,8%	3,0%
Centrales Eléctricas	35,0	40,1	41,4	48,2	-12,7%	-14,0%
SDB	1,7	1,7	2,7	2,9	-3,1%	-6,1%
GNC	7,0	6,6	6,7	6,6	5,8%	2,2%
Total	**105,7**	**103,1**	**118,2**	**124,4**	**2,6%**	**-5,0%**

Fuente: IAE en base a ENARGAS

Gráfico 4.6: oferta bruta, demanda y reducción de importaciones – 12 meses acumulado



Fuente: IAE en base a SGE

- El **Petróleo procesado** aumentó2,1% i.a en diciembre de 2019 mientras que en el cálculo acumulado para el año 2019 se observa un crecimiento del 3,1 % respecto del año anterior.

Precios:

- El precio del barril de petróleo **WTI** en diciembre de 2019fue de USD/bbl 59,8lo cual implica un precio 5% mayor respecto al mes anterior mientras que es un 20,9% superior al registrado en diciembre de 2018. Por otra parte, el precio del barril de crudo **BRENT** fue USD/bbl 67,3 teniendo una variación positiva del 6,5% respecto del mes anterior mientras que aumentó 17,3% respecto a diciembre de 2018.

- El barril Argentino del tipo **Medanito** tuvo un precio de USD/bbl49,4en noviembre de 2019 (último dato disponible en Secretaría de Energía)reduciéndose 22,9% i.a a la vez que se mantuvo prácticamente invariante respecto al mes anterior. Por otra parte, el barril del tipo **Escalante** muestra un precio que se ubica en los USD/bbl 55,4 en el mes de noviembre de 2019: 6% inferior al de igual mes del año anterior y 6,2%mayorrespecto al mes anterior.

- El precio spot del gas natural **Henry Hub** fue de USD 2,2MMBtu (millón de Btu) en diciembre de 2019. Así, el precio principal que rige en el NYMEX de USA disminuyó 45% respecto al mismo mes del año anterior mientras muestra un precio 16,2% menor 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 2,5 USD/MMbtu en noviembre de 2019 (último dato disponible), lo cual implica un precio 5,5% menor al mes anterior y 35,2% inferior a igual mes del año anterior.

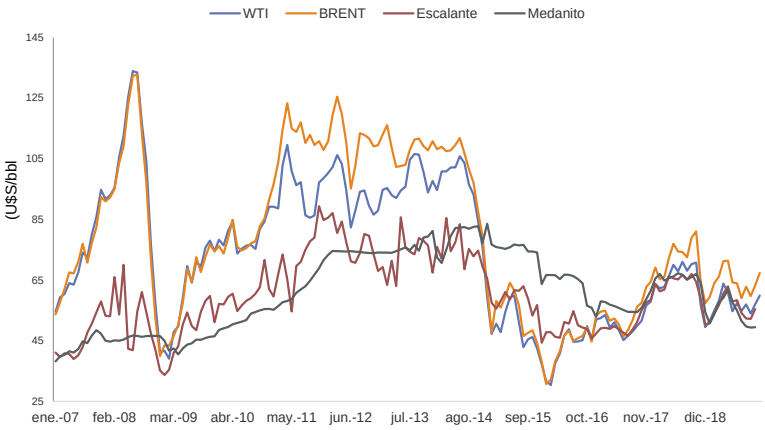
- **El Precio de importación del GNL** para el mes de septiembre, último mes de compra, calculado en base al comercio exterior fue de 4,2 USD/MMbtu debido a la entrada de un único cargamento de Petrobras. Para el mismo mes del año anterior fue de 10,6 USD/MMbtu. Desde septiembre no se ha registrado entrada de cargamentos.
  Para el año 2019 promedió los 6,28 USD/MMbtual 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$/MMbtu).
  El gas importado por gasoductos de Bolivia (y marginalmente de Chile) tuvo un precio de importación promedio ponderado de 6,7 US$/MMBTU para el mes de diciembre de 2019.Esto representa un precio 0,1%mayor al del mes anterior y 5,5% inferior al de igual mes del año 2018.

Tabla 4.6: Petróleo procesado

	dic-19	dic-18	Acumulado año móvil	Acumulado año móvil anterior	% i.a	Var. % año móvil
Petróleo procesado (Mm3)	2.400	2.351	27.626	26.805	↑ 2,1%	↑ 3,1%

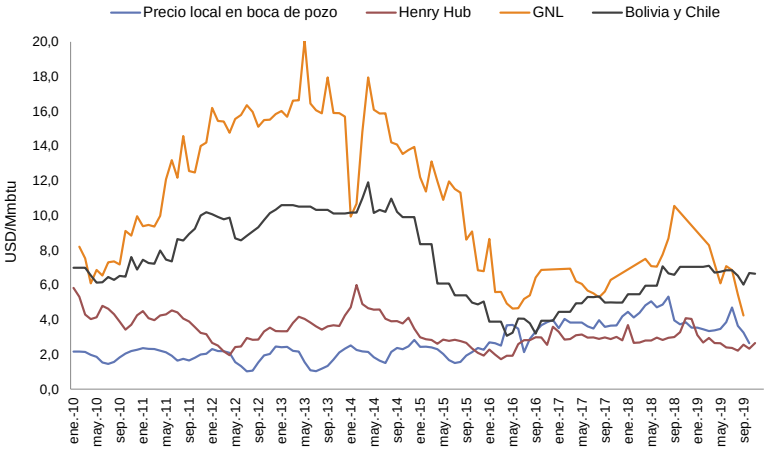
Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

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

5. Biocombustibles

- La **producción de Bioetanol** en base a maíz y caña de azúcar aumentó 5,3% en noviembre de 2019, mientras que en el cálculo acumulado durante los últimos 12 meses al mes de referencia la producción disminuyó 2,9%.
  Las ventas respecto de noviembre del año anterior crecieron 2,3% i.a, mientras que fueron 1,2% inferiores en el cálculo acumulado de doce meses respecto al año anterior.
- La **producción de Biodiesel** disminuyó en el mes de noviembre de 2019: fue 37,2% menor respecto al mismo mes del año anterior. Por otra parte, se observa una disminución del 19,3% en la producción acumulada en el último año móvil.
  En noviembre de 2019 las ventas de biodiesel fueron 14,7% mayores a las registradas el mismo mes de año anterior a la vez que muestran un incremento del 0,4%en el cálculo acumulado para los últimos 12 meses.
  Las exportaciones de Biodiesel acumuladas en los últimos 12 meses a noviembre de 2019fueron 34,6% menores a igual periodo del año anterior.

- Por último**, la producción total de biocombustibles** medida en toneladas cayó 27,4% i.a en noviembre de 2019, mientras disminuye en el acumulado para el último año móvil a un ritmo de 15,1%, impulsado por la caída en la producción de biodiesel.

Tabla 5.1: Biodiesel y Bioetanol

	nov-19	nov-18	Acumulado año móvil	Acumulado año móvil anterior	% i.a	Var. % año móvil
Bioetanol (MTn)						
Producción	82	78	855	880	↑ 5,3%	↓ -2,9%
Ventas	70	68	840	851	↑ 2,3%	↓ -1,2%
Biodiesel (MTn)						
Producción	163	260	2.090	2.588	↓-37,2%	↓-19,3%
Ventas	108	94	1.120	1.115	↑14,7%	↑ 0,4%
Exportación	60	146	883	1.350	↓-58,9%	↓-34,6%
Total* (MTn)	**245**	**338**	**2.944**	**3.469**	**↓-27,4%**	**↓-15,1%**

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 diciembre de 2019 se muestra superavitaria en USD 116 millones. Por otra parte, el año 2019 cierra con un déficit comercial energético de sólo USD 72 millones, lo cual implica una reducción del 96,9%, equivalente a un ahorro externo de USD 2.282millones respecto al año 2018. Esto se debe a una caída muy importante en el valor de las importaciones energéticas del periodo y, marginalmente, a un leve aumento de las exportaciones.

- **Los índices de valor, precio y cantidad** indican que en diciembre de 2019 se exportó un 13,1% más de combustible y energía en términos de cantidades respecto de diciembre de 2018, mientras que los precios de exportación aumentaron 13,2% i.a dando como resultado un aumento en el valor exportado de 28,1% i.a.
  En el acumulado del año 2019 se exportó 4,1% más en valor, incrementándose 12,7% las cantidades vendidas al exterior a la vez que el precio de los bienes energéticos exportables se redujo 7,6%.
  Por otra parte, las importaciones de combustibles y lubricantes disminuyeron en cantidades un 14,6% en diciembre de 2019 respecto a igual mes de 2018, mientras que en precios se observa un aumento del 2,5%. Esto generó una disminución en el valor importado del 12,2% i.a.
  En el acumulado del año 2019 las importaciones se redujeron 32,2% en valor, debido a una caída de 31,9% en las cantidades y del 0,3% en los precios.

- Las **exportaciones medidas en cantidades** de los principales combustibles para el acumulado del año 2019muestran mayores ventas al exterior de petróleo del tipo Escalante (8,6%) y de Gas Natural (229,5%) que parte de una

Tabla 6.1: Balanza comercial energética (millones de Dólares)

	dic-19	dic-18	Acumulado 2019	Acumulado 2018	% i.a	% var. Acumulado
Balanza comercial energética	**116**	**-2**	**-72**	**-2.354**	**-**	**↓ -96,9%**
Exportacion combustibles y energía	374	292	4.374	4.201	↑ 28,1%	↑ 4,1%
Importación combustibles y lubricantes	258	294	4.446	6.555	↓ -12,2%	↓ -32,2%

Fuente: IAE en base a INDEC

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

	Respecto de diciembre de 2019			Respecto al acumulado a diciembre		
	Valor	Precio	Cantidad	Valor	Precio	Cantidad
Exportacion combustibles y energía	↑ 28,1%	↑ 13,2%	↑ 13,1%	↑ 4,1%	↓ -7,6%	↑ 12,7%
Importación combustibles y lubricantes	↓-12,2%	↑ 2,5%	↓ -14,6%	↓ -32,2%	↓ -0,3%	↓ -31,9%

Fuente: IAE en base a INDEC

base muy baja debido a la reapertura de los mercados. La exportación anual de Gas Natural equivale a 1.918 MMm3 o bien 5,3 MMm3/d, esto es el 4,5% del total consumido internamente.

Hubo una disminución en las compras de naftas al exterior del 17,3%durante 2019 respecto al año anterior. Por otra parte, en 2019 se importó 0,6% más de Gasoil respecto de 2018.

Las importaciones de gas natural de Bolivia disminuyeron 1,9% i.a en diciembre y fueron 14,6% menores en 2019 respecto a 2018. A su vez, las importaciones de GNL se redujeron 51,6% en el último año. En conjunto, la importación total de Gas Natural y GNL disminuyó 28,7% durante 2019, es decir se importaron 2.757 MMm3 (7,5 MMm3/d) menos de gas en el 2019 respecto al año anterior.

De esta manera, el balance exterior en material de Gas nos indica que en los últimos 12 meses se importaron 18,8 MMm3 por día: esto es 14 MMm3/d de Gas Natural (5.096 MMm3) y 4,8 MMm3/d de GNL (1.769 MMm3); mientras la exportación ha sido de 5,3 MMm3/d anuales.

Como se puede observar en la Tabla 6.3, en el año 2019 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)

	dic-19	dic-18	Acumulado año móvil	Acumulado año móvil anterior	% i.a	var % acumulado
Exportación						
Butano y otros (MTn)	75	53	590	595	↑ 42,0%	↓ -0,8%
Escalante (Mm3)	166	260	2.856	2.631	↓ -36,3%	↑ 8,6%
Gas natural (MMm3)	217	142	1.918	582	↑ 52,7%	↑ 229,5%
Propano y otros (MTn)	62	100	647	664	↓ -37,5%	↓ -2,4%
Importación						
Crudo importado (Mm3)	0	0	0	240	-	-
Gas natural (MMm3)	356	363	5.096	5.970	↓ -1,9%	↓ -14,6%
GNL (MMm3)	0	0	1.769	3.653	-	↓ -51,6%
Gasoil* (Mm3)	116	110	2.144	2.131	↑ 5,8%	↑ 0,6%
Naftas* (Mm3)	45	114	521	630	↓ -60,2%	↓ -17,3%

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía y ENARGAS

[Volver al índice]

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.