Instituto Argentino de Energía
"Gral. Mosconi"

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

Lic. Julián Rojo
julianrojo@outlook.com.ar
@julianrojo_

Noticias, pag. 2. // Actividad y precios, pag. 5.
Situación fiscal, pag. 5. // Mercado eléctrico, pag. 7.
Hidrocarburos, pag. 9. // Biocombustibles pag. 12
Balanza comercial energética, pag.12. //
Glosario y calendario, pag. 15.

Informe de tendencias energéticas, noviembre de 2018.

Principales indicadores del sector energético:

- **La producción de petróleo aumentó en octubre de 2018 acumulando ocho meses de incrementos inter anuales consecutivos. La producción acumulada de los últimos doce meses crece levemente. El desagregado muestra que la producción de PETRÓLEO CONVENCIONAL (88% del total) disminuyó en octubre 4% i.a y 2,4% en el acumulado del último año móvil. La producción de PETROLEO NO CONVENCIONAL (11,4% del total) se incrementó 56,6% i.a y 38,9% en el año móvil.**
  En el mes de octubre de 2018 la producción de petróleo tuvo un incremento i.a. del 2% respecto al mismo mes de 2017, siendo el octavo mes consecutivo de aumento interanual en la producción. Sin embargo, para analizar este dato debe tenerse presente que el nivel de producción en octubre de 2017 estuvo entre los más bajos de las últimas dos décadas.
  Por otra parte, la producción acumulada de petróleo durante los últimos doce meses fue un 1,4% superior a la de igual periodo del año anterior. Sin embargo, al igual que el caso interanual, para analizar este dato hay que tener en cuenta que la producción en los meses de 2017 ha sido la más baja de la últimas dos décadas.
  Desagregado por principales operadores se observa que YPF ha incrementado su producción acumulada en el último año móvil un 2,8%, Pan American Energy 4,3% y Tecpetrol 7,3%. Estas tres empresas ocupan el 72% de la producción total de petróleo.
  Desagregando por principales operadores, en la cuenca Austral se observa que hay un incremento en la producción acumulada en el año móvil de Total del 3,1% (off-Shore), ENAP Sipetrol del 34,8% (Off-Shore) y Roch (On-Shore) del 142,5%, Estas empresas representan el 30%, 24% y 22% del total de la cuenca respectivamente.

- **La producción de petróleo no convencional aumentó 56,6% i.a y 38,9% en el acumulado de los últimos doce meses a octubre de 2018 según datos de la Secretaría de Energía (capitulo IV).**
  La producción de petróleo no convencional se incrementó 56,6% i.a debido al aumento del 65,5% i.a en el Shale y del 0,7% i.a en el Tight.
  La producción acumulada en los últimos doce meses de shale creció 39,7% mientras que la de Tight aumentó 34,9% en el mismo periodo.
  En el mes de octubre de 2018 la producción no convencional representó el 15,2% del total, mientras que en el acumulado del último año móvil a octubre es del 12,3% del total producido.

- **La producción de Gas Natural se incrementó 7,5% i.a en octubre de 2018 respecto del mismo mes de 2017 acumulando once meses de incrementos inter anuales consecutivos. La producción acumulada en los últimos doce meses a octubre 18 aumentó 4,6% respecto a igual periodo del año anterior. TECPETROL: nuevamente presenta un crecimiento notable.**
  La Cuenca Austral y la Cuenca Neuquina, que concentran el 84% de la producción Nacional, aumentan su producción acumulada anual 6,4% y 13,1% respectivamente.
  Desagregando por principales operadores se observa que la producción acumulada del último año móvil de YPF y Pan American Energy ha sido 0,7% y 3,5% menor respectivamente. Estas empresas representan el 44% del total. En contraste, Total Austral, que produce el 25% del gas en Argentina, aumentó su producción acumulada en el último año móvil 0,4%.
  TECPETROL con un peso del 7% en el total de la producción nacional duplicó nuevamente su producción acumulada en el último año móvil con un aumento del 119% pasando de 1.481 MMm3 a 3.248 MMm3. Esto implica un aporte de 1.767 MMm3, es decir 3,9 puntos porcentuales de los 4,6 totales que resultó la variación acumulada del año móvil. Esto implica que Tecpetrol ha explicado el 85% del incremento observado en la producción de Gas Natural.
  La producción de GAS NATURAL CONVENCIONAL (66% del total) sigue disminuyendo: en octubre 7,5% i.a y 5,7% en el acumulado del último año móvil. Por el contrario, la producción de **GAS NATURAL NO CONVENCIONAL se incrementa** 46,9% i.a y 33,8% en el año móvil siendo el 33,5% del total anual producido.

- **La producción de GAS NATURAL NO CONVENCIONAL (33,4% del total) aumentó 46,9% i.a y 33,8% en el acumulado de los últimos doce meses a octubre de 2018 según los datos de la Secretaría de Energía (capitulo IV).**
  La producción de gas no convencional se incrementó 46,9% i.a debido al aumento del 243% i.a en el Shale gas, que compensó la caída del 6,3% i.a en la producción de Tight.
  La producción acumulada en los últimos doce meses de shale gas creció 164,3% mientras que la de Tight aumentó 5% en el mismo periodo.

- **Las ventas de naftas y gasoil disminuyeron en el mes de octubre de 2018 medidas en cantidades. Esta vez la variación fue de -5,4% i.a mientras que en el cálculo acumulado para el último año móvil tuvieron un aumento del 1,6%.** Las ventas de Gasoil acumuladas durante los últimos 12 meses tuvieron aumento del 0,7% respecto a igual periodo del año anterior, mientras que las Naftas aumentaron sus ventas acumuladas en el año móvil 4,2%.
- El **Petróleo procesado** acumulado para el último año móvil presenta una disminución del 3,9%. Esta caída en el procesamiento de petróleo en el año móvil (-3,9%) se contrasta con la suba en la demanda de naftas y gasoil (+1,6%), lo cual sugiere que las importaciones de combustibles líquidos aumentan.

- **El Gas entregado** en el mes de septiembre de 2018 totalizó 3.885 millones de m3. Las entregas totales fueron 0,8% inferiores en términos i.a mientras **acumula un aumento del 2,4% en los últimos doce meses corridos respecto a igual periodo del año anterior. El Gas entregado a los usuarios residenciales disminuyó 18,4% i.a a la vez que en el acumulado del último año móvil presenta un incremento del 1,5%. Por otra parte, el Gas entregado a la Industria tuvo un aumento del 4,7% i.a y de 6% en el acumulado para el último año móvil.** Las Centrales Eléctricas tuvieron un consumo 11,7% superior al de septiembre de 2017 mientras que han aumentado su

demanda un 2,7% en el acumulado de los últimos doce meses corridos.
Este crecimiento de consumo de gas natural en centrales térmicas refleja un proceso de sustitución entre combustibles al interior del sector energético.
La producción nacional de gas natural crece a un ritmo levemente superior al ritmo de crecimiento de la demanda interna (spread de 2,1%). El hecho de que en crecimiento en la demanda de gas en el acumulado para el año móvil sea 2,4% y de la oferta 4,6% implica una baja en las importaciones de este combustible en 10,9%, reflejado en la menor importación de Gas de Bolivia y principalmente de GNL.

- El precio spot del gas natural **Henry Hub** fue de U$S 3,28 MMBtu (millón de Btu) en octubre de 2018, incrementándose 13,9% i.a y 9,3% respecto al mes anterior. En el caso Argentino, el precio del **Gas Natural en boca de pozo (lo que reciben los productores locales)** fue de 4,72 US$/MMbtu en junio de 2018 (último dato disponible), lo cual implica un precio 6,9% inferior al mes anterior aunque 30,3% superior a igual mes del año anterior.

- **Para el mes de octubre de 2018, la demanda total de energía eléctrica fue 3,4% inferior a la del mismo mes del año anterior; la demanda del último año móvil (periodo octubre 2017 a septiembre2018) aumentó el 1,7% respecto a igual periodo del año anterior.**
  Los datos referentes a la variación de la demanda media del último año móvil son positivos para todas las categorías de consumo: la categoría residencial aumentó 3%, mientras los usuarios comerciales aumentaron 1% su consumo medio del último año móvil. Adicionalmente, los datos son también positivos para la demanda media móvil de la categoría industrial/comercial (+0,6%).
  En octubre de 2018 el costo monómico medio (costo promedio de generación eléctrica) respecto a septiembre de 2017 tuvo un incremento del 127,8% i.a, mientras que el precio monómico estacional (precio promedio que paga la demanda) aumentó 125,7% i.a. **Estas variaciones están muy por encima del índice de precios internos mayoristas (IPIM), que en el mismo periodo se incrementó 76,6%.**
  Con estos valores, el precio promedio que paga la demanda alcanza a cubrir el 50% de los costos de generación, siendo el resto cubierto con subsidios. A igual mes del año anterior, el precio pagado por la demanda cubría el 48% de los costos de generación eléctrica, lo cual implica que a pesar de que los **precios** que paga la demanda por la energía eléctrica subieron más que el IPIM, no se ha logrado la recuperación de los costos. Es decir, que el esfuerzo que ha hecho la población en pagar la recomposición tarifaria no ha logrado su objetivo primordial: cubrir el costo de generación.

- **La producción total de biocombustibles medida en toneladas disminuyó 12,6% i.a en septiembre de 2018, mientras que arroja una variación positiva del 2,5% en el cálculo acumulado para el año móvil al mes de referencia**.
  La producción de Bioetanol en base a maíz y caña de azúcar aumentó 3,1% i.a en septiembre de 2018. Mientras que en el cálculo acumulado durante los últimos 12 meses al mes de referencia la producción aumentó 4,5%.
  La producción de Biodiesel disminuyó en el mes de agosto de 2018, siendo un 18,6% menor respecto al mismo mes del año anterior. Por otra parte, se observa un aumento del 1,9% en la producción acumulada en el último año móvil.

- La **balanza comercial energética** del mes de octubre de 2018 se muestra superavitaria en US$ 11 millones. A su vez, el déficit comercial energético acumulado a octubre de 2018 se redujo un 15,9%, pasando de un déficit de U$D -3.020 millones en 2017 a uno de U$D -2.541 millones en el mismo periodo de 2018. Esto implica un déficit U$D 479 millones inferior al del mismo periodo de 2017.

- **Los subsidios energéticos** devengados presentan un aumento en términos acumulados al mes de octubre de 2018 según datos de ASAP.
  Las transferencias para gastos corrientes (los subsidios energéticos) aumentaron 46,3% en el acumulado a octubre de 2018 respecto a igual periodo del año anterior. Esto implica mayores subsidios por la suma nominal de $ 40.143 millones en los diez meses de 2018 respecto a igual periodo de 2017.
  El valor anualizado a septiembre, al tipo de cambio del mes, de los subsidios energéticos en dólares ha sido de USD 2.846 millones, esto es un 31% inferior a los USD 4.138 millones del año anterior.
  Las ejecuciones presupuestarias más importantes acumuladas a octubre de 2018 fueron para CAMMESA ($ 74.095 millones) que aumentó 80,7%, ENARSA con $ 32.791 millones, es decir un 268,1% más que igual periodo del año anterior, y el Programa de Incentivos a la Producción de Gas Natural – ex Plan Gas - ($ 10.832 millones) que recibió un 55,8% menos en concepto de subsidios respecto a igual periodo del año anterior. Además, el Fondo fiduciario para consumo de GLP ($ 6.271 millones) aumentó 35,8%.
  Las transferencias para gastos de capital fueron $ 8.934 millones durante los diez meses acumulados de 2018, reduciéndose en un 48,1% respecto a igual periodo de 2017.

Las siguientes noticias constituyen a juicio del Departamento Técnico de Instituto Mosconi las noticias más relevantes del mes de Noviembre de 2018

Un resumen de las principales noticias del mes de octubre de 2018 indica que hubo tres temas que ocuparon las páginas de los principales diarios del país:

a) Importantes noticias internacionales (ver noticias 1 y 2).
b) Hidrocarburos (ver noticias 3 a 7).
c) Las centrales Nucleares (ver noticias 8 y 9).
d) Energía eléctrica (ver noticias 10 a 12)
e) Artículos energéticos de interés (12 y 13)

1. "Insurrección y caos: Una violenta protesta en Francia contra el aumento de las naftas desafía a Emmanuel Macron". Los autedenominados chalecos amarillos se movilizaron en París y el interior para repudiar el programa económico. Hubo choques con la policía y automóviles y barreras incendiadas. Clarín.
https://www.clarin.com/mundo/violenta-protesta-francia-aumento-naftas-desafia-emmanuel-macron_0_J_7T9L6Zx.html

2. "La cumbre cerró con un acuerdo sobre el cambio climático, pero Trump fijó diferencias". La declaración final considera irreversible el tratado de París, pero incluye el rechazo expreso de Estados Unidos; fue el punto de mayor controversia de las negociaciones.
https://www.lanacion.com.ar/2198401-la-cumbre-cerro-con-un-acuerdo-sobre-el-cambio-climatico-pero-trump-fijo-diferencias

3. "El Gobierno dio a conocer las condiciones en la licitación offshore". El gobierno publicó hoy en el Boletín Oficial el pliego de condiciones de la licitación offshore en el Mar Argentino. A mediados de 2019 se otorgarán a mediados 38 bloques en las cuencas Argentina Norte, Austral Marina y en Malvina Oeste. *Econojournal*.
https://econojournal.com.ar/2018/11/el-gobierno-dio-a-conocer-las-condiciones-en-la-licitacion-offshore/

4. Por primera vez, YPF instalará una planta para exportar GNL". La petrolera estatal cerró un acuerdo con la firma belga Exmar para contratar una barcaza equipada con una unidad flotante de licuefacción de gas que permitirá su exportación desde Bahía Blanca. La planta estará operativa en 2019. *El Cronista*.
https://www.cronista.com/economiapolitica/Por-primera-vez-YPF-instalara-una-planta-para-exportar-GNL-20181121-0015.html

5. "Mercado global: Siete datos claves del mercado petrolero y las naftas en la Argentina". La desregulación fue el mayor cambio de 2017. La devaluación de este año presionó fuerte sobre los precios. *Clarín*.
https://www.clarin.com/economia/datos-claves-mercado-petrolero-naftas-argentina_0_CAN_JB7wx.html

6. "Evalúan recurrir a un arbitraje internacional con Bolivia por la importación de gas". En el gobierno argentino causó malestar la decisión de YPFB de ejecutar una garantía de US$ 140 millones del Banco Nación. Estudia resolver el conflicto en la Corte de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional. IEASA niega esa posibilidad. *Econojournal.*
https://econojournal.com.ar/2018/11/evaluan-recurrir-a-un-arbitraje-internacional-con-bolivia-por-la-importacion-de-gas/

7. Lapeña: "Hay que incentivar la exploración en las provincias". El analista advierte que los subsidios a la producción no convencional no pueden ser indefinidos. Jorge Lapeña, presidente del Instituto Argentino de la Energía General Mosconi, puso el énfasis en la necesidad de volver a explorar no sólo en el mar, sino en las áreas provinciales. *La opinión Austral.*
http://laopinionaustral.com.ar/lapena-hay-que-incentivar-la-exploracion-en-las-provincias/

8. "Ex secretarios de Energía piden a Macri no avanzar con las centrales nucleares Chinas". En la previa al G20, siete especialistas publicaron un documento conjunto que recuerda que el costo para los usuarios de la energía nuclear quintuplica al de otras energías. *Energía Estratégica.*
http://www.energiaestrategica.com/ex-secretarios-de-energia-piden-a-macri-no-avanzar-con-las-centrales-nucleares-chinas/

9. "Rusia ofrecerá venderle a la Argentina una planta nuclear flotante". Lo adelantó el embajador ruso en Buenos Aires. China también llega con ofertas para el mercado energético. *Ámbito*.
https://www.ambito.com/rusia-ofrecera-venderle-la-argentina-una-planta-nuclear-flotante-n5002332

10. Política energética: "El Gobierno avanza en la liberalización del mercado mayorista de la electricidad". El rol de Cammesa se achicaría. Se calcula que por la medida se generaría un ahorro de US$ 3.000 millones. El peso de los subsidios por la devaluación aumentó. *Clarín.*
https://www.clarin.com/economia/economia/gobierno-avanza-liberalizacion-mercado-mayorista-electricidad_0_kakhDP0tF.html

11. Energías renovables: el Gobierno destinará $ 800 millones para que los usuarios generen su propia electricidad". El Gobierno publicó esta mañana el decreto que reglamenta la generación distribuida, que permite a hogares y empresas generar electricidad y vender los excedentes a la red. *El Cronista*.

https://www.cronista.com/economiapolitica/Energias-renovables-el-Gobierno-destinara--800-millones-para-que-los-usuarios-generen-su-propia-electricidad-20181102-0024.html

12. "Lanzan un Mini-Renovar para proyectos de energías renovables de menor escala". La decisión de restringir la convocatoria a pequeños proyectos, con un tope de 400 MW en todo el país, se la justifica a raíz de las restricciones de capacidad y transporte existentes, aunque la situación macroeconómica y financiera también influyó ya que hubiera sido muy difícil mejorar los precios de las rondas anteriores. *Econojournal*.
https://econojournal.com.ar/2018/11/lanzan-un-mini-renovar-para-proyectos-de-energias-renovables-de-menor-escala/

13. Alejandro Einstoss: "El causante de los déficits gemelos fue la política energética". *Nuevos Papeles*.
http://www.nuevospapeles.com/nota/16160-alejandro-einstoss-el-causante-de-los-deficits-gemelos-fue-la-politica-energetica

14. Articulo Di Pellino: "¿Hay futuro o continuará la decadencia del sector energético argentino? Cuáles fueron los aciertos y desaciertos de la administración del presidente Mauricio Macri en esta área, en tres años de mandato."
https://www.perfil.com/noticias/columnistas/hay-futuro-o-continuara-la-decadencia-del-sector-energetico-argentino.phtml

1. Indicadores de actividad económica y precios:

- El **EMAE** (estimador de actividad económica) muestra para el mes de septiembre de 2018 una variación negativa del 1,9% respecto al mes anterior. Además, la actividad se retrajo respecto al mismo mes del 2017 (i.a) 5,8% mientras que cayó 1,5% en el acumulado a septiembre del año 2018 respecto a igual periodo del año anterior.

- El **EMI** (estimador industrial) muestra para octubre de 2018 una variación negativa de 6,8% i.a. mientras que en el cálculo acumulado para el año 2018 presenta una contracción del 2,5%. Desagregando el índice, la actividad referida a la **refinación de petróleo** aumentó del 8% i.a, a la vez que acumula una retracción anual del 6,8% a octubre de 2018 respecto a igual periodo del 2017.

- Los precios mayoristas **(IPIM)** aumentaron 3% en octubre de 2018 respecto del mes anterior, y 76,6% respecto de igual mes de 2017. A su vez, en el acumulado a octubre de 2018 el índice muestra un aumento del 71,1%.
  El IPIM relevado para **petróleo crudo y gas** aumentó 1,7% i.m en octubre de 2018, y 146,5% i.a. En el acumulado a octubre de 2018 aumentó 133,2% respecto a igual periodo del año anterior.
  Los precios mayoristas referidos a los **productos refinados de petróleo** aumentaron 11,7% i.m y 95,5% i.a. A su vez, acumula un incremento del 78,1% en los nueve meses de 2018.
  Petróleo y gas y los productos refinados de petróleo fueron los únicos sub-indicadores de precios energéticos que superaron en variación al IPIM general en el acumulado anual. Esto sugiere una importante contribución al incremento en el índice general de precios mayoristas de estos productos. En particular los precios de petróleo y gas casi duplicaron al índice general IPIM.
  Por último, el IPIM relevado para la **energía eléctrica** muestra una variación del 3,8% en octubre respecto a septiembre de 2018 y del 89,9% respecto a octubre de 2017, acumulando un aumento del 52,8% en los diez meses de 2018.

Principales indicadores macroeconómicos

	Respecto mes anterior	Igual mes año anterior	Acumulado anual
EMAE sep-18	↓ -1,9%	↓ -5,8%	↓ -1,5%
EMI oct-18	-	↓ -6,8%	↓ -2,5%
Refinación de petróleo. Oct-18	-	↑ 8,0%	↓ -6,8%
IPIM oct-18	↑ 3,0%	↑ 76,6%	↑ 71,1%
IPIM- Petroleo crudo y gas. Oct-18	↑ 1,7%	↑ 146,5%	↑ 133,2%
IPIM- Refinados de petroleo. Oct-18	↑ 11,7%	↑ 95,5%	↑ 78,1%
IPIM-energía elec. Oct-18	↑ 3,8%	↑ 89,9%	↑ 52,8%

Fuente: IAE en base a INDEC

2. Situación fiscal del sector energético:

- En el acumulado hasta el mes de octubre de 2018 los **gastos corrientes** devengados de la Administración Pública Nacional crecieron 32,6% mientras que **los ingresos corrientes** aumentaron 27,5% respecto a igual periodo del año anterior.

- El **resultado primario y el resultado financiero** acumulado a octubre se presentan con déficit: el resultado financiero aumentó el déficit pasando de $ -353.500 millones a $ -457.247 millones, mientras que el resultado primario disminuyó el déficit pasando de $ -140.385 millones a uno de $ -91.022 millones en los diez meses de 2018.

Evolución de los subsidios energéticos

- **Los subsidios energéticos** devengados presentan un aumento en términos acumulados al mes de octubre de 2018 según datos de ASAP.

Cuenta ahorro inversión acumulado a junio de 2018 en millones de pesos

	Acumulado a octubre 2018	Acumulado a octubre 2017	Diferencia $	Acumulado var. % i.a
Ingresos corrientes	2.001.692	1.570.561	431.131	↑ 27,5%
Gastos corrientes	2.341.516	1.765.334	576.182	↑ 32,6%
Rdo. Financiero	-457.247	-353.500	-103.747	↑ 29,3%
Rdo. Primario	-91.022	-140.385	49.363	↓ -35,2%

Fuente: IAE en base a ASAP

Las transferencias para gastos corrientes (los subsidios energéticos) aumentaron 46,3% en el acumulado a octubre de 2018 respecto a igual periodo del año anterior. Esto implica mayores subsidios por la suma nominal de $ 40.143 millones en los diez meses de 2018 respecto a igual periodo de 2017.

El valor anualizado a octubre, al tipo de cambio del mes, de los subsidios energéticos en dólares ha sido de USD 2.846 millones, esto es un 31% inferior a los USD 4.138 millones del año anterior.

En cuanto a la desagregación de los subsidios, las ejecuciones presupuestarias más importantes acumuladas a octubre de 2018 fueron para CAMMESA ($ 74.095 millones) que aumentó 80,7%, IEASA (Ex ENARSA) con $ 32.791 millones, es decir un 268,1% más que igual periodo del año anterior, y el Programa de Incentivos a la Producción de Gas Natural – ex Plan Gas - ($ 10.832 millones) que recibió un 55,8% menos en concepto de subsidios respecto a igual periodo del año anterior. Además, el Fondo fiduciario para consumo de GLP ($ 6.271 millones) aumentó 35,8%.

El valor anualizado en dólares de las transferencias corrientes a CAMMESA fue de USD 1.663 millones, es decir un 15% menos que el año anterior (USD 1.958 millones). En el caso de IEASA (Ex ENARSA) los subsidios energéticos anualizados en dólares han sido de USD 736 millones, con un incremento del 73% respecto a los USD 425 millones recibidos en igual periodo anualizado del año anterior.

El Ex plan Gas recibió en términos anualizados a septiembre USD 243 millones, en contraste con los USD 1.170 millones de igual periodo anualizado del año anterior. Esto implica una disminución del 79%.

Los aumentos en las transferencias a CAMMESA e IEASA están vinculados a la devaluación de la moneda y su impacto en los combustibles.

Transferencias para gastos de capital

- **Las transferencias para gastos de capital fueron $ 8.934 millones durante los diez meses acumulados de 2018, reduciéndose en un 48,1% respecto a igual periodo de 2017**. Esto implica un monto menor en $ 8.290 millones respecto a igual periodo de 2017. Los ítems más importantes con ejecución presupuestaria acumulada a octubre de 2018 fueron Nucleoeléctrica con $ 6.175 millones recibiendo un 10,8% menos que en igual periodo del año anterior, y ENARSA con $ 1.238 millones y una reducción del 67,6% respecto a igual periodo de 2017.

Transferencias para gastos corrientes (subsidios) en millones de pesos

	Acumulado a octubre 2018	Acumulado a octubre 2017	Diferencia $	% Var. Acumulado	Anualizado oct-18 USD	% Var. Anualizado
SECTOR ENERGÉTICO	**126.791**	**86.648**	**40.143**	↑ **46,3%**	**2.846**	**-31,2%**
CAMMESA	74.095	41.000	33.095	↑ 80,7%	1.663	-15,0%
ENARSA	32.791	8.909	23.882	↑ 268,1%	736	73,0%
Incentivos a la producción de Gas Natural (Ex plan gas)	10.832	24.508	-13.676	↓ -55,8%	243	-79,2%
Fondo Fid. para consumo GLP y red de Gas Natural	6.271	4.617	1.654	↑ 35,8%	141	-36,1%
Yacimientos Carboniferos de Rio Turbio	2.155	3.346	-1.191	↓ -35,6%	48	-69,7%
Ente Binacional Yaciretá	585	561	24	↑ 4,3%	13	-51,0%
Fondo Fid. consumo residencial de Gas	0	3.229	-3.229	-	0	-100,0%
Otros beneficiarios	61	478	-417	↓ -87,2%	1	-94,0%

Fuente: IAE en base a ASAP

Transferencias para gastos de capital en millones de pesos

	Acumulado a octubre 2018	Acumulado a octubre 2017	Diferencia $	Acumulado var. % i.a
SECTOR ENERGÉTICO	**8.934**	**17.224**	**-8.290**	↓ **-48,1%**
ENARSA	1.238	3.821	-2.583	↓ -67,6%
Nucleoeléctrica S.A.	6.175	6.920	-745	↓ -10,8%
Fondo Fid. para el transporte eléctrico federal	184	2.800	-2.616	↓ -93,4%
Yacimientos Carboniferos Rio Turbio	0	-	-299	-
Fondo Fid. consumo residencial de Gas	0	-	-107	-
Otros beneficiarios	1.336	3.277	-1.941	↓ -59,2%

Fuente: IAE en base a ASAP

3. Situación del mercado eléctrico:

- **En el mes de octubre de 2018, la demanda total de energía eléctrica fue 3,4% inferior a la del mismo mes del año anterior. Sin embargo, en los datos referidos a la generación media del último año móvil se observa un modesto crecimiento del 1,7% respecto a igual periodo del año anterior.** La demanda total del sistema fue de 9.875 GWh en octubre del año 2018, mientras que para el mismo periodo del año 2017 fue de 10.227 GWh.
  En el mes de octubre de 2018 disminuyó el consumo en todas las categorías en términos inter anuales: la demanda residencial disminuyó 1,3% i.a, la demanda comercial se redujo 4% i.a, y la demanda industrial/comercial de energía eléctrica fue 5,6% inferior a igual mes del año anterior. Esta caída inter anual en la demanda industrial de energía eléctrica, podría estar correlacionado con la reducción de la actividad económica e industrial conforme muestran los índices de la sección 1 para los últimos meses.
  Por otra parte, los datos referentes al periodo de 12 meses (noviembre 2017- octubre 2018) indican que la categoría residencial y comercial han incrementado su demanda media (3% y 1% respectivamente). Adicionalmente, los datos son positivos también para la demanda media móvil de la categoría industrial/comercial que se ha incrementado 0,6% en el periodo.

- La **oferta neta de energía** disminuyó 1,9% i.a en octubre de 2018, a la vez que muestra un incremento en el cálculo de la generación media móvil de los últimos 12 meses de 1,9%. En este sentido, la oferta neta de energía fue de 10.396 GWh en octubre de 2018, mientras que había sido de 10.600 GWh para el mismo mes del año anterior. La generación media mensual del año móvil fue de 11.613 GWh.

- La **generación neta local** disminuyó 2% i.a en octubre de 2018 respecto del mismo mes del año anterior, mientras que tomando la generación media del último año móvil tuvo un incremento del 2,4%. En los datos desagregados i.a se observa un incremento en la generación Térmica y Renovable del 3,1% y 49,5% i.a respectivamente. Adicionalmente, tomando el cálculo para la generación local media del último año móvil la generación Hidráulica, Nuclear y Renovable muestran crecimiento positivo con una variación del 6,2%, 22,7% y 12,2% respectivamente, respecto a igual periodo del año anterior, mientras que la generación Térmica (que ocupa el 64% de la generación) disminuyó 0,8% en el último año móvil.

- En cuanto a **energías renovables**, el aumento del 49,5% (35,1% i.a fue mes anterior) se explica por una mayor generación Eólica, Solar y Biogas que aumentaron 246,7%, 779,3% y 93,8% i.a respectivamente. La generación hidráulica renovables, que ocupa el 60% de la generación total, disminuyó 15,7% i.a. mientras que la fuente Biomasa disminuyó 12,6% i.a.
  Por otra parte, en los datos que refieren a la media del último año móvil la generación renovable presenta un variación positiva del 12,2%, que está impulsada por una mayor generación Eólica, Solar, Biomasa y Biogas (77,8%, 202,8%, 8,3% y 131,8% respectivamente) que más que compensan la

Demanda neta total (GWh)

	oct-18	oct-17	Media año móvil	Media año móvil anterior	Var. % i.a.	Var. % año móvil
Residencial	3.929	3.980	4.789	4.648	-1,3%	3,0%
Comercial	2.920	3.041	3.225	3.194	-4,0%	1,0%
Ind.l/comercial	3.026	3.206	3.188	3.170	-5,6%	0,6%
Demanda total	**9.875**	**10.227**	**11.203**	**11.011**	**-3,4%**	**1,7%**

Fuente: IAE en base a CAMMESA

Generación de energía eléctrica (GW/h)

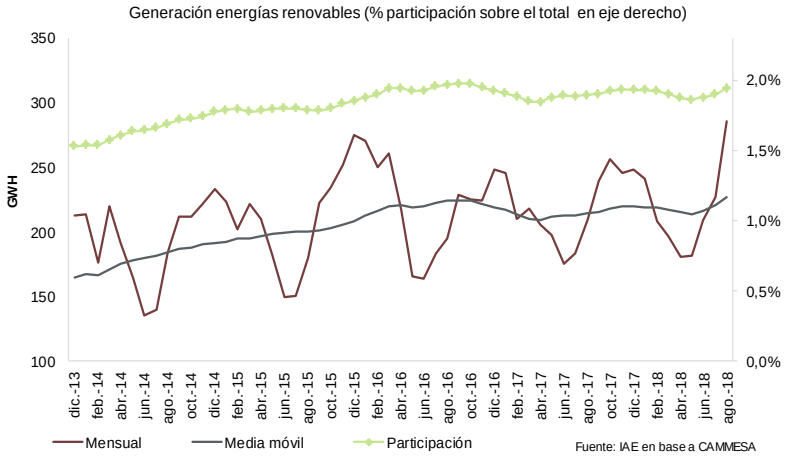
	oct-18	oct-17	Media año móvil	Media año móvil anterior	% i.a	Variación año móvil
Oferta neta	**10.396**	**10.600**	**11.613**	**-**	**-1,9%**	**1,9%**
Generación neta local	**10.371**	**10.587**	**11.601**	**11.333**	**-2,0%**	**2,4%**
Térmica	6.138	5.953	7.416	7.479	3,1%	-0,8%
Hidráulica	3.455	3.761	3.356	3.160	-8,1%	6,2%
Nuclear	396	616	585	477	-35,8%	22,7%
Renovable	383	256	244	218	49,5%	12,2%
Eólica	191	55	88	-	246,7%	77,8%
Solar	14	2	4	-	779,3%	202,8%
Hidráulica renovable	139	165	120	-	-15,7%	-15,8%
Biomasa	24	27	21	-	-12,6%	8,3%
Biogas	15	8	11	-	93,8%	131,8%
Importación	**25**	**13**	**12**	**-**	**88,7%**	**-79,6%**

Fuente: IAE en base a CAMMESA

menor generación del tipo Hidráulica renovable (-15,8%).

La participación de generación a través de energías Renovables fue del 2,11% del total generado en el último año móvil a octubre de 2018, mientras que en términos mensuales representó el 3,7% de la energía generada en el mes.

Como se ha expuesto en informes anteriores, es preciso volver a indicar que eso refleja que no se alcanzará el objetivo (prorrogado) de generar el 8% de la demanda con energías renovables a diciembre de 2018 como sugiere la ley 27.191 y su reglamentación.



- **El grado de avance en materia de generación renovable ha sido hasta ahora insuficiente.** Este análisis surge debido a que en octubre de 2018 **la generación renovable tiene una participación similar a la de enero de 2016 en el total generado (tomando la media móvil anual),** mientras se encuentra en el mismo nivel de la participación promedio de los últimos dos años.

  Desde esta perspectiva el grado de cumplimiento de la ley 27.191 muestra un significativo retraso respecto a lo dispuesto en la norma. Se sugiere hacer un análisis sistémico de este apartamiento significativo para conocer en detalle las causas y eventualmente tomar o no acciones correctivas según corresponda.

- **Precios y costos de la energía:** los datos indican que en octubre de 2018 el costo monómico medio (los costos promedio de generación eléctrica) respecto a septiembre de 2017 tuvo un incremento del 127,8% i.a, mientras que el precio monómico estacional (el precio promedio que paga la demanda) aumentó 125,7% i.a. **Estas variaciones están muy por encima del índice de precios internos mayoristas (IPIM), que en el mismo periodo se incrementó 76,6%.**

  Con estos valores, el precio promedio que paga la demanda alcanza a cubrir el 50% de los costos de generación, siendo el resto cubierto con subsidios. A igual mes del año anterior, el precio pagado por la demanda cubría el 51% de los costos de generación eléctrica, lo cual implica que a pesar de que los precios que paga la demanda por la energía eléctrica subieron más que el IPIM, la recuperación de los costos no ha logrado avances. Es decir, que el esfuerzo que ha hecho la población en pagar la recomposición tarifaria no ha logrado su objetivo primordial: cubrir un mayor porcentaje del costo de generación.

  Adicionalmente la media del último año móvil se ubica en 1.901 $/MWh para el costo monómico medio, mientras que es 1.003 $/MWh para el precio monómico estacional.

Precios ($/MWh)				
	oct-18	oct-17	Medio año móvil	% i.a
Costo monómico medio	2.669,3	1.171,6	1.901,5	↑ 127,8%
Precio monómico estacional	1.350,5	598,4	1.003,3	↑ 125,7%

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

- **La potencia instalada** en septiembre de 2018 fue de 38.302 MW, mientras que la potencia máxima bruta generada ha sido de 18.952 MW el día 17/10/2018.

Mercado eléctrico: Potencia instalada octubre de 2018		
Potencia instalada (MW)	Potencia máxima bruta (MW)	Potencia máxima histórica (MW)
38.302	18.952 17/10/2018	26.320 8/2/2018

Fuente: IAE en base a CAMMESA

- **En octubre el consumo de combustibles en la generación eléctrica** muestra una caída en el Gasoil en términos inter anuales de 59,3%, mientras que el consumo de Gas Natural aumentó 8,5%. El consumo de Fueloil fue nulo y el de Carbón Mineral 53,9% menor en relación a octubre de 2017. En cuanto a la variación del último año móvil, **el Consumo de Gas Natural se incrementó 6,3% respecto a igual periodo del año anterior mientras que se consumió 33,9% menos de Gas Oil y 62,3% menos de Fuel Oil. Por otra parte, la**

Consumo de combustibles por tipo					
	oct-18	oct-17	Media año móvil	Var. % i.a.	Var. % año móvil
Gas Natural (MDam3)	1.340	1.235	1.522	↑ 8,5%	↑ 6,3%
Fuel oil (MTn)	0	30	50	-	↓ -62,3%
Gas Oil (Mm3)	8	21	77	↓ -59,3%	↓ -33,9%
Carbón Mineral (MTn)	16	34	59	↓ -53,9%	↓ -6,2%
Biodiesel (MTn)	0	0	0	-	-

Fuente: IAE en base a CAMMESA

utilización de Carbón mineral bajo 6,2% en el último año móvil.

Este incremento en el uso del Gas Natural como combustible para la generación térmica, en conjunto con la disminución en el consumo de Gasoil, Fueloil y Carbón, puede entenderse como una sustitución de combustibles hacia aquel con menores emisiones de CO_2 contribuyendo a la mitigación del cambio climático.

4. Hidrocarburos:

Upstream

- **La producción de petróleo aumentó en octubre de 2018. En el acumulado del último año móvil la producción es superior al año precedente.**

En el mes de octubre de 2018 la producción de petróleo crudo tuvo un incremento de 2% respecto al mismo mes de 2017 impulsada por un incremento del 5,5% en la cuenca Neuquina, donde se encuentra Vaca Muerta, y del 23,6% i.a en la Cuenca Austral. La Cuenca Golfo de San Jorge (la cuenca productora más importante) tuvo una disminución del 1,6%, mientras que las cuencas Cuyana y Noroeste disminuyeron la producción un 3,7% y 18,4% i.a respectivamente.

Este incremento inter anual a octubre de 2018 se da en un contexto de mejores precios del barril de petróleo ya que en el mercado internacional los precios de referencia se mantuvieron aproximadamente un 40% superiores a los registrados en igual mes del año anterior. En el mes de noviembre estos precios bajaron significativamente.

La producción acumulada de petróleo durante los últimos doce meses fue 1,4% superior a la de igual periodo del año anterior. La producción anual crece a una velocidad muy lenta, sin embargo, ha logrado revertir una tasa de decrecimiento anual que llegó al 7% en octubre de 2017.

La producción de petróleo desagregada por cuenca continúa mostrando importantes disminuciones en algunos casos en términos acumulados en los últimos doce meses: la Cuenca Noroeste es la que presenta la disminución más importante con una retracción del 16,2% en el acumulado del último año móvil respecto de igual periodo del año anterior, le sigue la Cuenca Cuyana con una disminución del 6,7%, mientras que la Cuenca Golfo de San Jorge, la Cuenca Neuquina y la Cuenca Austral, que representan el 93% de la producción Nacional, aumentaron 0,3% 3,1% y 14% respectivamente en el acumulado del año móvil a octubre de 2018.

Desagregado por principales operadores se observa que YPF ha disminuido su producción acumulada en el último año móvil un 2,8%, Pan American Energy 4,3% y Tecpetrol 7,3%. Estas tres empresas ocupan el 72% de la producción total de petróleo.

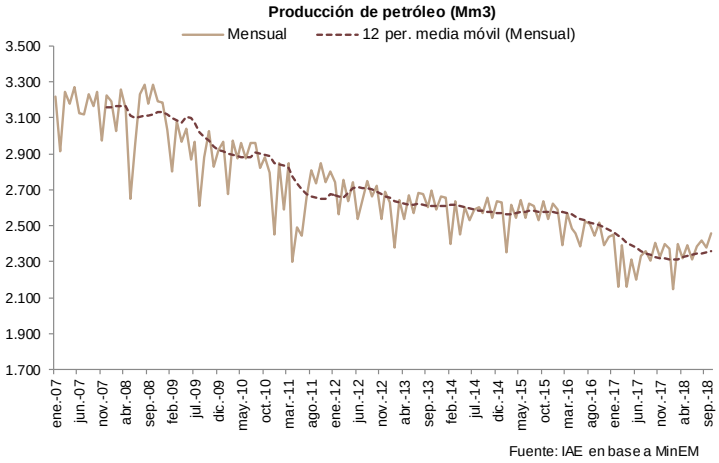
En la Cuenca Austral la producción Off Shore (54% de la producción total de la cuenca) acumulada en los últimos doce meses aumentó 12% mientras que la producción On shore fue 16,4% superior a igual periodo del año anterior.

Desagregando por principales operadores, en la cuenca Austral se observa que hay un incremento en la producción acumulada en el año móvil de Total del 3,1% (off-Shore), ENAP Sipetrol del 34,8% (Off-Shore) y Roch (On-Shore) del 142,5%, Estas empresas representan el 30%, 24% y 22% del total de la cuenca respectivamente.

Producción de petróleo total y por cuenca

	oct-18	oct-17	Acumulado año móvil	Acumulado año móvil anterior	% i.a	Variación año móvil
Producción de petróleo (Mm3)	**2.455**	**2.408**	**28.305**	**27.925**	↑ **2,0%**	↑ **1,4%**
Cuenca Austral	112	91	1.142	1.002	↑ 23,6%	↑ 14,0%
Cuenca Cuyana	118	123	1.421	1.522	↓ -3,7%	↓ -6,7%
Cuenca Golfo San Jorge	1.145	1.164	13.526	13.483	↓ -1,6%	↑ 0,3%
Cuenca Neuquina	1.056	1.001	11.901	11.540	↑ 5,5%	↑ 3,1%
Cuenca Noroeste	24	29	316	377	↓ -18,4%	↓ -16,2%

Fuentel: IAE en base a Ministerio de Energía y Mineria



Fuente: IAE en base a MinEM

- **La producción de petróleo no convencional aumentó 56,6% i.a y 38,9% en el acumulado de los últimos doce meses a octubre de 2018 según datos de la Secretaría de Energía (capitulo IV).**
  En el mes de octubre de 2018 la producción no convencional representó el 15,2% del total, mientras que en el acumulado del último año móvil a septiembre es del 12,3% del total producido.
  La producción de petróleo no convencional se incrementó 56,6% i.a debido al aumento del 69,5% i.a en el Shale - representó el 13,4% de la producción total de octubre - y del 0,7% i.a en el Tight – representó el 1,8% de la producción total de octubre de 2018-.
  La producción acumulada en los últimos doce meses de shale, que representa el 10,4% de la producción total, creció 39,7% mientras que la de Tight aumentó 34,9% en el mismo periodo, representando el 1,9% de la producción total. De esta manera, la producción de petróleo no convencional acumulada en los últimos doce meses fue 38,9% superior a igual periodo del año anterior.

Producción de petróleo no convencional (miles de m3)

	oct-18	oct-17	Acumulado año móvil	Acumulado año móvil anterior	% i.a	Variación año móvil
Shale	329	194	2,967	2,124	↑ 69.5%	↑ 39.7%
Tight	45	45	537	398	↑ 0.7%	↑ 34.9%
Producción de petróleo No Convencional	374	239	3,504	2,522	↑ 56.6%	↑ 38.9%

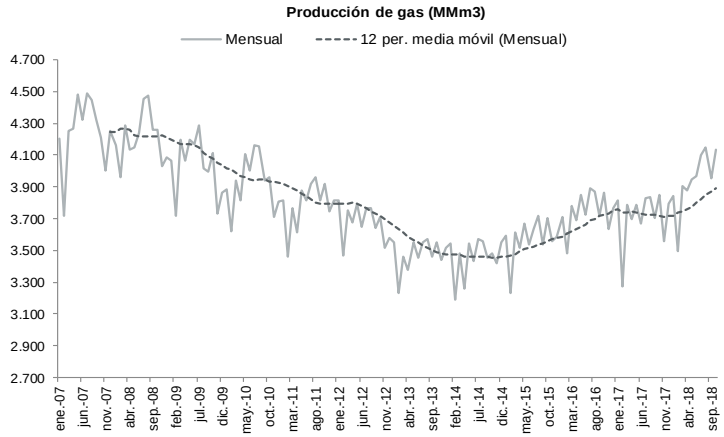
Fuentel: IAE en base a Ministerio de Energía y Mineria

- **La producción de Gas Natural se incrementó 7,5% i.a en octubre de 2018 respecto del mismo mes de 2017. En los últimos doce meses tuvo un aumento respecto a igual periodo del año anterior del 4,6%.**
  La producción de gas natural muestra un incremento inter anual en la cuenca Neuquina del 13,1% y en la cuenca Austral del 6,4% i.a. En la Cuenca Cuyana la producción disminuyó 3,3% i.a mientras que la cuenca Golfo San Jorge y Noroeste presentan en octubre de 2018 una producción 9,9% y 10,5% inferior respecto a octubre de 2017.
  Por otra parte, la producción acumulada del último año móvil crece en las principales Cuencas del país: en la Cuenca Neuquina aumentó 6,6% mientras que en la cuenca Austral se aumentó 10%. Estas dos cuencas concentran el 83% del total de gas producido en el país. Sin embargo, la producción de gas natural tiene una fuerte disminución en las cuencas Noroeste y Golfo San Jorge (-11,9% y -7,6% respectivamente).
  Desagregando por principales operadores se observa que la producción acumulada del último año móvil de YPF y Pan American Energy han sido 0,7% y 3,5% menor respectivamente. Estas empresas representan el 44% del total del gas producido. En contraste, Total Austral que, produce el 25% del gas en Argentina, aumentó su producción acumulada en el último año móvil un 0,4%, mientras que Tecpetrol con un peso de 7% en el total duplicó su producción acumulada en el último año móvil con un aumento del 119%, lo cual explica el 85% del incremento acumulado a octubre (aportó 1.767 MMm3 sobre un total de 2.073 MMm3).

Producción de Gas Natural total y por cuenca

	oct-18	oct-17	Acumulado año móvil	Acumulado año móvil anterior	% i.a	Variación año móvil
Producción de gas (MMm3)	**4.135**	**3.847**	**46.719**	**44.646**	**↑ 7,5%**	**↑ 4,6%**
Cuenca Austral	1.026	964	11.612	10.557	↑ 6,4%	↑ 10,0%
Cuenca Cuyana	4	4	49	48	↓ -3,3%	↑ 2,6%
Cuenca Golfo San Jorge	406	450	5.005	5.417	↓ -9,9%	↓ -7,6%
Cuenca Neuquina	2.524	2.232	27.897	26.178	↑ 13,1%	↑ 6,6%
Cuenca Noroeste	176	196	2.155	2.445	↓ -10,5%	↓ -11,9%

Fuentel: IAE en base a Ministerio de Energía y Mineria



Fuente: IAE en base a MinEM

- **La producción de gas natural no convencional aumentó 46,9% i.a y 33,8% en el acumulado de los últimos doce meses a octubre de 2018 según los datos de la Secretaría de Energía (capitulo IV).**
  En octubre de 2018 la producción no convencional representó el 37,9% del total, mientras que en el acumulado del último año móvil a agosto es del 33,5% del total producido.
  La producción de gas no convencional se incrementó 46,9%

Producción de gas no convencional (MM m3)

	oct-18	oct-17	Acumulado año móvil	Acumulado año móvil anterior	% i.a	Variación año móvil
Shale	775.0	225.9	5,572	2,109	↑ 243.1%	↑ 164.3%
Tight	779.9	832.6	10,060	9,579	↓ -6.3%	↑ 5.0%
Producción de gas No Convencional	1,554.9	1,058.5	15,632	11,687	↑ 46.9%	↑ 33.8%

Fuentel: IAE en base a Ministerio de Energía y Mineria

i.a debido al aumento del 243,1% i.a en el Shale - representó el 18,9% de la producción total de octubre – que compensó la caída del 6,3% i.a en el Tight – representó el 19% de la producción total en octubre-.
La producción acumulada en los últimos doce meses de shale, que representa el 11,9% de la producción total, creció 164,3% mientras que la de Tight aumentó 5% en el mismo periodo, representando el 21,5% de la producción total. De esta manera, la producción de gas natural no convencional acumulada en los últimos doce meses fue 33,8% superior a igual periodo del año anterior.
Hasta el mes de mayo de 2018 la producción de gas no convencional de la cuenca Neuquina fue beneficiaria de subsidios a la producción incremental según la resolución 46/2017 del Ex MINEM. Los proyectos incluidos en este programa de incentivos recibieron un precio de 7,5 US$/MMbtu a la producción incremental, esto significa que se les otorgó un subsidio de alrededor de 3 US$/MMbtu puesto que la oferta recibió un precio de 4,8 US$/MMbtu en abril de 2018.

Producción de hidrocarburos por tipo						
	oct-18	oct-17	Acumulado año móvil	Acumulado año móvil anterior	% i.a	Variación año móvil
Producción de Petróleo Convencional (Mm3)	2.081	2.169	24.801	25.402	-4,0%	-2,4%
Producción de petróleo No convencional (Mm3)	374	239	3.504	2.522	56,6%	38,9%
Producción de Gas convencional (MMm3)	2.580	2.788	31.087	32.958	-7,5%	-5,7%
Producción de Gas No Convencional (MMm3)	1.555	1.059	15.632	11.687	46,9%	33,8%
Fuentel: IAE en base a Ministerio de Energía y Mineria						

- **La producción de petróleo convencional disminuyó en octubre 4% i.a y 2,4% en el acumulado del último año móvil.** Por el contrario, la producción de petróleo no convencional se incrementó 56,6% i.a y 38,9% en el año móvil siendo el 12,3% del total anual producido.
  La producción de gas natural convencional disminuyó en octubre 7,5% i.a y 5,7% en el acumulado del último año móvil. Por el contrario, la producción de gas natural no convencional se incrementa 46,9% i.a y 33,8% en el año móvil siendo el 33,5% del total anual producido.

Downstream

- **Las ventas de naftas y gasoil disminuyeron en el mes de octubre de 2018 medidas en cantidades. Esta vez la variación fue de -5,4% i.a mientras que en el cálculo acumulado para el último año móvil tuvieron un aumento del 1,6%.**
  La disminución observada en las ventas de combustibles i.a está explicado por una caída del 5,6% i.a en las ventas de Gasoil y por una disminución en las ventas de las naftas del 5,2% i.a
  Desagregando las ventas de naftas, en octubre de 2018 se observan aumento respecto a igual mes del año anterior únicamente en la nafta Súper (6,4% i.a) mientras que las naftas Ultra, con una variación negativa del 28,8%, explica la disminución en las ventas de este combustible. Por su parte, la caída i.a en las ventas de gasoil están explicadas por una disminución del 6% i.a en las ventas de gasoil común (que ocupa el 75% del gasoil comercializado).
  Por otra parte, **las ventas de Gasoil acumuladas durante los últimos 12 meses tuvieron aumento del 0,7% respecto a igual periodo del año anterior,** impulsadas por las ventas de Gasoil Ultra que tuvieron un incremento del 17,7% en contraste con la caída en las ventas de Gasoil común (-4%). Las **Naftas aumentaron sus ventas acumuladas en el año móvil 4,2%,** debido a los incrementos en naftas Súper (4,7%) que compensa la caída del 0,6% en las ventas de nafta Ultra.

Ventas de principales combustibles						
	oct-18	oct-17	Acumulado año móvil	Acumulado año móvil anterior	% i.a	Var. % año móvil
Fueloil (Miles de Tn)	5	0	386	1.650	-	-76,6%
Gasoil* (Mm3)	1.120	1.186	13.656	13.566	-5,6%	0,7%
Naftas (Mm3)	766	808	9.450	9.181	-5,2%	2,9%
Común	0	1	12	20	-89,1%	-39,3%
Súper	580	546	6.628	6.333	6,3%	4,7%
Últra	186	261	2.810	2.827	-28,8%	-0,6%
Naftas* + Gasoil. Mm3	**1.886**	**1.994**	**23.106**	**22.746**	**-5,4%**	**1,6%**
Fuente: IAE en base a Ministerio de Energía y Mineria						
* Naftas común, Súper y ultra. Gasoil es la suma de agrogasoil, gasoil común y gasoil ultra						

- **El Gas entregado** en el mes de septiembre de 2018 totalizó

3.885 millones de m3. En este sentido, las entregas totales fueron 0,8% inferiores en términos i.a mientras **acumula un aumento del 2,4% en los últimos doce meses corridos respecto a igual periodo del año anterior.**

En términos desagregados por principales Usuarios, **el Gas entregado a los usuarios residenciales disminuyó 18,4% i.a a la vez que en el acumulado del último año móvil presenta un incremento del 1,5%** respecto a igual periodo del año anterior. **Por otra parte, el Gas entregado a la Industria tuvo un aumento del 4,7% i.a y de 6% en el acumulado para el último año móvil** a septiembre de 2018 respecto a igual periodo del año 2017. Las Centrales Eléctricas tuvieron un consumo 11,7% superior al de septiembre de 2017 mientras que han aumentado su demanda un 2,7% en el acumulado de los últimos doce meses corridos.

Se observa cierto descalce entre el **aumento dado en la demanda industrial de gas en septiembre y los indicadores negativos de actividad económica e industria para este mes** conforme se muestra en los índices de la sección 1.

El hecho de que en crecimiento en la demanda de gas en el acumulado para el año móvil sea menor al crecimiento de la oferta (+2,4% versus +4,6%) implica una baja en las importaciones de este combustible en 10,9%, mayoritariamente dada en la importación de GNL.

Demanda de Gas (MMm3)						
	sep-18	sep-17	Acumulado año móvil	Acumulado año móvil anterior	% i.a	Var. % año móvil
Residencial	836	1.025	9.765	9.622	↓18,4%	↑ 1,5%
Comercial	111	125	1.258	1.295	↓11,2%	↓ -2,9%
Entes Oficiales	42	49	400	449	↓13,7%	↓ -11,0%
Industria	1.076	1.028	13.067	12.331	↑ 4,7%	↑ 6,0%
Centrales Eléctricas	1.536	1.375	18.023	17.556	↑11,7%	↑ 2,7%
SDB	88	102	1.049	1.034	↓14,0%	↑ 1,5%
GNC	195	211	2.429	2.605	↓-7,2%	↓ -6,8%
Total	**3.885**	**3.916**	**45.992**	**44.892**	**↓-0,8%**	**↑ 2,4%**

Fuente: IAE en base a ENARGAS

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

- El **Petróleo procesado** tuvo un aumento del 14,1% i.a en octubre de 2018 mientras que en el cálculo acumulado para el último año móvil presenta una disminución del 3,9%.

  Esta caída en el procesamiento de petróleo en el año móvil (-3,9%) se contrasta con la suba en la demanda de naftas y gasoil (+1,6%), lo cual sugiere que las importaciones de combustibles líquidos están en aumento.

Ventas de principales combustibles						
	oct-18	oct-17	Acumulado año móvil	Acumulado año móvil anterior	% i.a	Var. % año móvil
Petróleo procesado	2.404	2.108	26.806	27.900	↑14,1%	↓ -3,9%

Fuente: IAE en base a Ministerio de Energía y Mineria

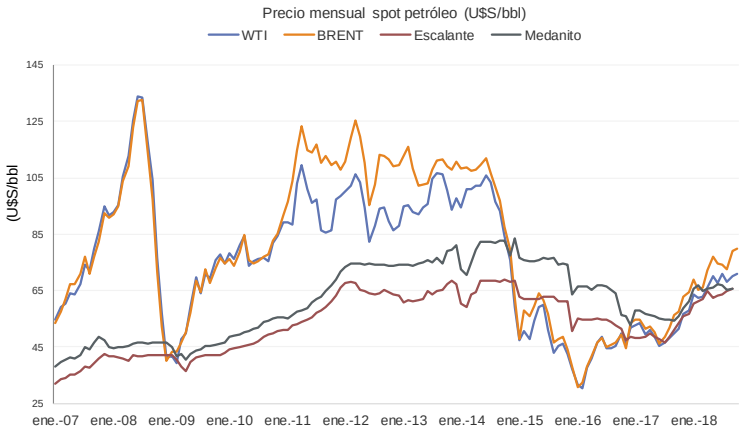
Precios:

- El barril de petróleo **WTI** cotizó en septiembre U$S/bbl 70,7 lo cual implica un precio 0,7% superior respecto al mes anterior mientras que es un 37,2% mayor al registrado en octubre de 2017. Por otra parte, el barril de crudo **BRENT** cotizó U$S/bbl 80 teniendo una variación positiva del 1,4% respecto del mes anterior mientras que aumentó 39,2% respecto a octubre de 2017.

- Por otra parte, el barril Argentino del tipo **Medanito** tuvo un precio de U$S/bbl 65,6 en septiembre de 2018 (último dato disponible en Secretaría de Energía) incrementándose 20,6% i.a y 0,5% respecto al mes anterior. Por otra parte, el barril del tipo **Escalante** muestra un precio que se ubica en los U$S/bbl 65,8 en el mes de septiembre de 2018, siendo un 29% superior al de igual mes del año anterior.

- El precio spot del gas natural **Henry Hub** fue de U$S 3,28 MMBtu (millón de Btu) en octubre de 2018. Así, el precio principal que rige en el NYMEX de USA aumentó 13,9% respecto al mismo mes del año anterior mientras muestra un precio 9,3% superior al del mes anterior.

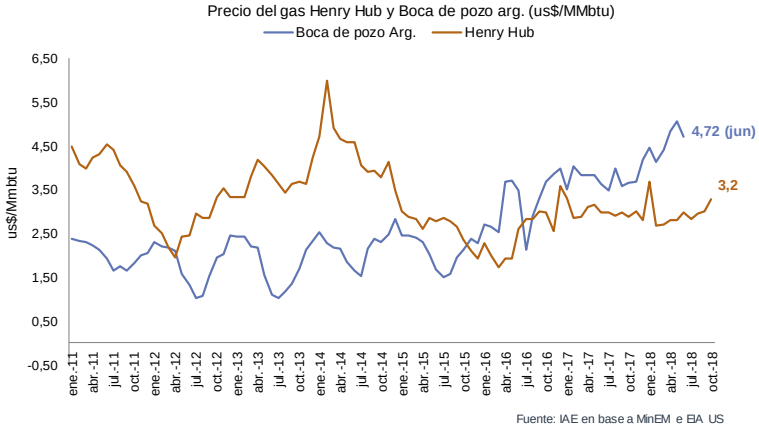
  En el caso Argentino, el precio del **Gas Natural en boca de pozo (lo que reciben los productores locales)** fue de 4,72 US$/MMbtu en junio de 2018 (último dato disponible), lo cual implica un precio 6,9% inferior al mes anterior aunque 30,3%



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

superior a igual mes del año anterior.

- **El Precio de importación del GNL** para el año 2018 promedia los 7,9 US$/Mmbtu al mes de septiembre según informa IEASA en su detalle de cargamentos comprados para el año 2018. Esto implica un precio de importación 38% superior al de 2017 (5,74 US$/MMbtu) y 40% superior al de 2016 (5,61 US$/MMbtu).
- **El gas de Bolivia tiene un precio de importación de 6,6 US$/MMBTU para el trimestre julio-septiembre de 2018 (incluido transporte y combustible).**



Fuente: IAE en base a MinEM e EIA US

5. Biocombustibles

- La **producción de Bioetanol** en base a maíz y caña de azúcar aumentó 3,1% i.a en septiembre de 2018. Mientras que en el cálculo acumulado durante los últimos 12 meses al mes de referencia la producción aumentó 4,5%.
  Las ventas respecto de septiembre de 2017 se redujeron 6,6%, mientras que aumentaron 3% en su cálculo acumulado del último año móvil respecto al año anterior.

- La **producción de Biodiesel** disminuyó en el mes de septiembre de 2018, siendo un 18,6% menor respecto al mismo mes del año anterior. Por otra parte, se observa un aumento del 1,9% en la producción acumulada en el último año móvil.
  En septiembre de 2018 las ventas de biodiesel fueron 8,3% mayores a las registradas el mismo mes de año anterior a la vez que muestran un aumento del 0,1% en el cálculo acumulado para los últimos 12 meses.
  Las exportaciones de Biodiesel aumentaron 20,2% i.a siendo los Países Bajos el único destino. Por otra parte, el acumulado de los últimos 12 meses a septiembre de 2018 las ventas al exterior fueron 1,3% mayores a igual periodo del año anterior.

- Por último**, la producción total de biocombustibles** medida en toneladas disminuyó 12,6% i.a, mientras crece en acumulado para el último año móvil a un ritmo de 2,5%.

Biodiesel y Bioetanol						
	sep-18	sep-17	Acumulado año móvil	Acumulado año móvil anterior	% i.a	Var. % año móvil
Bioetanol (MTn)						
Producción	84	82	885	847	↑ 3,1%	↑ 4,5%
Ventas	66	71	862	837	↓ -6,6%	↑ 3,0%
Biodiesel (MTn)						
Producción	174	214	2.792	2.738	↓ -18,6%	↑ 1,9%
Ventas	102	94	1.146	1.145	↑ 8,3%	↑ 0,1%
Exportación	50	42	1.645	1.624	↑ 20,2%	↑ 1,3%
Total* (MTn)	258	296	3.677	3.586	↓ -12,6%	↑ 2,5%

Fuente: IAE en base a Ministerio de Energía y Minería.

*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 octubre de 2018 se muestra superavitaria en US$ 11 millones. Adicionalmente, el déficit comercial energético acumulado a octubre de 2018 se redujo un 15,9%, pasando de un déficit de U$D -3.020 millones en 2017 a uno de U$D -2.541 millones en el mismo periodo de 2018. Esto implica un déficit U$D 479 millones inferior al del mismo periodo de 2017.
  El menor déficit comercial energético acumulado a octubre de 2018 respecto del mismo periodo de 2017 se explica por el hecho de que las importaciones de combustibles y lubricantes tuvieron un incremento del 21,5% (U$D 1.045 millones más) mientras las exportaciones de combustibles y energía aumentaron un 82,6% (U$D 1.045 millones más) en el mismo periodo.

- **Los índices de valor, precio y cantidad** indican que en octubre de 2018 se exportó un 4% más de combustible y energía en términos de cantidades respecto de octubre de 2017, mientras que los precios de exportación aumentaron

Balanza comercial energética (millones de Dólares)						
	oct-18	oct-17	Acumulado 2018	Acumulado 2017	% i.a	% var. Acumulado
Balanza comercial energética	**11**	**-160**	**-2.541**	**-3.020**	**-**	↓ **-15,9%**
Exportacion combustibles y energía	389	297	3.369	1.845	↑ 31,0%	↑ 82,6%
Importación combustibles y lubricantes	378	457	5.910	4.865	↓ -17,3%	↑ 21,5%

Fuente: IAE en base a INDEC

25,8% dando como resultado un aumento en el valor exportado de 31% i.a. Por otra parte, las importaciones de combustibles y lubricantes tuvieron una disminución en las cantidades del 34,3% en octubre de 2018 respecto a igual mes de 2017, mientras que en precios se observa un aumento del 26,3%. Esto generó una caída en el valor importado del 17,3% i.a.

En el acumulado a octubre de 2018, las exportaciones de combustibles y energía crecieron 45,2% en cantidad y 25,8% en precio, dando como resultado un incremento del 82,6% en el valor exportado. Por otra parte, las importaciones de combustibles y lubricantes cayeron 5,2% en cantidades, pero aumentaron 28,1% en precios en los diez meses de 2018 respecto a igual periodo del año anterior, resultando en un incremento del 21,5% en el valor importado.

Balanza comercial energética por valor, precio y cantidad (Variación %)						
	Respecto de octubre de 2017			Respecto al acumulado a octubre		
	Valor	Precio	Cantidad	Valor	Precio	Cantidad
Exportacion combustibles y energía	↑ 31,0%	↑ 25,8%	↑ 4,0%	↑ 82,6%	↑ 25,8%	↑ 45,2%
Importación combustibles y lubricantes	↓ -17,3%	↑ 26,3%	↓ -34,3%	↑ 21,5%	↑ 28,1%	↓ -5,2%
Fuente: IAE en base a INDEC						

- Las **exportaciones medidas en cantidades** de los principales combustibles para el acumulado del año móvil al mes de octubre de 2018 muestran mayores ventas al exterior de Butano (44%), petróleo del tipo Escalante (81,8%), y de propano (14%).

  Las **importaciones de combustibles** muestran un aumento en las compras de naftas al exterior en los últimos 12 meses acumulados a octubre de 2018 del 174% pasando de 263 Mm3 a 720 Mm3 en igual periodo. Por otra parte, se importó un 18,7% más de Gasoil en el acumulado del último año móvil respecto a igual periodo del año anterior.

  Las importaciones de gas natural de Bolivia disminuyeron 32,1% i.a y 2,4% en el acumulado del último año móvil, mientras que las de GNL se redujeron 23% en el último año móvil. En conjunto, la importación total de Gas (Natural y GNL) cae a un ritmo del 10,9% en los últimos doce meses.

	oct-18	oct-17	Acumulado año móvil	Acumulado año móvil anterior	% i.a	var % acumulado
Exportación						
Butano y otros (MTn)	59	29	549	384	↑ 102,2%	↑ 43,0%
Escalante (Mm3)	163	0	2.596	1.428	-	↑ 81,8%
Gasolina natural (Mm3)	30	32	324	370	↓ -6,0%	↓ -12,3%
Propano y otros (MTn)	46	45	598	525	↑ 3,0%	↑ 14,0%
Importación						
Crudo importado (Mm3)	0	191	806	1.037	-	↓ -22,2%
Gas natural (MMm3)	374	550	6.553	6.712	↓ -32,1%	↓ -2,4%
GNL (MMm3)	0	617	3.653	4.747	-	↓ -23,0%
Gasoil* (Mm3)	156	157	2.255	1.900	↓ -0,4%	↑ 18,7%
Naftas* (Mm3)	92	30	720	263	↑ 207,9%	↑ 174,4%

Fuente: IAE en base a Ministerio de Energía y Minería

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

[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.

Cambios en el calendario de publicaciones: 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.