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 Octubre de 2019

Resumen ejecutivo

En septiembre de 2019 la **producción de petróleo aumentó** 3,7% i.a y 3,6% en el acumulado de los 12 meses.
La producción de petróleo convencional (82% de la producción) se redujo 3,4% en los últimos 12 meses mientras que la producción no convencional, con el Shale creciendo y el Tight declinando, se incrementó 55%.

En septiembre de 2019 la **producción de Gas aumentó 4,7% i.a y 5,5% en el acumulado de 12 meses. Descontada la producción de Tecpetrol en Fortín de Piedra, subsidiada por la Resolución 46/2016, la producción de gas natural acumulada en 12 meses cae 1,9%.**
La producción de Gas convencional (58% del total de la producción total) se redujo 8,8% en los últimos 12 meses mientras que la producción no convencional, liderada ahora por el Shale Gas, se incrementó 35,1% representando el 41% del total anual.
La producción convencional y la variante no convencional Tight, que ocupan el 77% de la producción, disminuyen 8,4% anual. Por esto, el aumento de la producción de gas natural se explica enteramente por el Shale Gas que representa el 23% de la producción nacional.

En septiembre de 2019 **la demanda total de energía eléctrica** aumentó 4,3% i.a mientras que disminuyó 5,3% en términos anuales. La demanda anual disminuye para todas las categorías de consumo. **La oferta neta local de energía eléctrica** aumentó 4,7% i.a en septiembre de 2019, mientras que en los últimos doce meses se redujo 6,5% respecto a 2018. La generación Renovable es la única que muestra crecimiento positivo en términos anuales, con una variación del 133% en 12 meses (+311 GWh): 255 GWh adicionales son de energía Eólica y 43 de energía Solar.

Las ventas de naftas y gasoil en septiembre de 2019 aumentaron 3,4% i.a mientras que en el cálculo anual disminuyeron 3,5%. A su vez, el **Petróleo procesado** aumentó 2,2% i.a en septiembre de 2019 mientras que en el cálculo acumulado para el último año móvil presenta un aumento del 3,2%.

El Gas entregado en el mes agosto de 2019 fue de 137,8 MMm3/d. Las entregas totales fueron 6,6% i.a menores, mientras **acumula una reducción anual del 6,1%, es decir, 7,6 MMm3/d menos respecto a igual periodo del año anterior.**
La demanda anual de gas disminuye 6,1% (7,6 MMm3/d menos) mientras continúa creciendo la oferta a un ritmo de 5,5% (7,1 MMm3/d más). A su vez, el balance exterior en material de Gas nos indica que en los últimos 12 meses se importaron 18,4 MMm3/d (se redujo 10,9 MMm3/d), mientras la exportación es de solo 1,5 MMm3/d (creció 0,93 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.

Los subsidios energéticos devengados aumentaron 62,7% (+$ 57.599 millones) en el acumulado a agosto de 2019 respecto a igual periodo de 2018 según datos de ASAP: CAMMESA recibió $ 87.273 millones, IEASA $ 32.524 millones. **Los subsidios a la producción de gas de multiplicaron por cuatro respecto a 2018 y totalizaron $ 15.752 millones.**

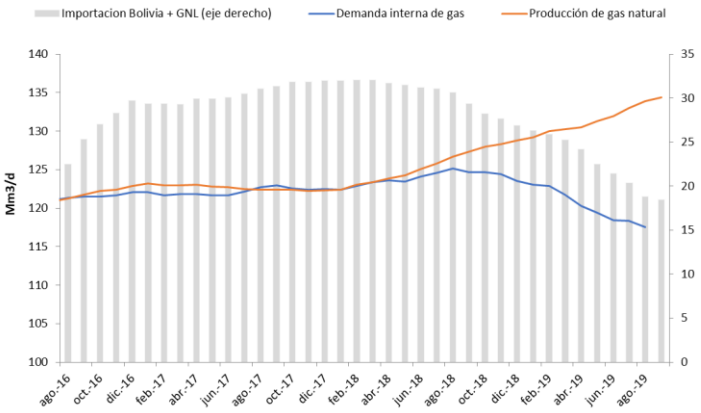
La **balanza comercial energética** del mes de septiembre de 2019 se muestra deficitaria en US$ 53 millones. Adicionalmente, en los primeros nueve meses de 2019 se observa un déficit comercial energético de USD 546 millones, 78% inferior al de igual periodo del año anterior.

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). Sep-19	82,2	79,3	80,2	77,4	↑ 3,7%	↑ 3,6%
Pétroleo convencional (Mm3/d)	64,6	67,5	65,9	68,2	↓ -4,3%	↓ -3,4%
Pétroleo no convencional (Mm3/d)	17,6	11,8	14,3	9,2	↑ 49,5%	↑ 55,0%
Producción total de gas (MMm3/d). Sep-19	137,9	131,8	134,4	127,4	↑ 4,7%	↑ 5,5%
Gas convencional (MMm3/d)	77,0	82,7	78,4	85,9	↓ -6,9%	↓ -8,8%
Gas no convencional (MMm3/d)	60,9	49,1	56,0	41,5	↑ 24,2%	↑ 35,1%
Ventas Nafta + Gasoil (Mm3). Sep-19	1.819	1.760	22.442	23.264	↑ 3,4%	↓ -3,5%
Demanda de Gas (MMm3/d). Ago-19	137,8	147,5	117,5	125,1	↓ -6,6%	↓ -6,1%
Producción biocombustibles (miles de Tn). Ago-19	291	220	2.960	3.714	↑ 32,3%	↓ -20,3%
Demanda total energía eléctrica* (GW/h). Sep-19	10.212	9.792	10.634	11.235	↑ 4,3%	↓ -5,3%
Generación neta local de energía eléctrica* (GW/h). Sep-19	10.623	10.246	10.861	11.619	↑ 3,7%	↓ -6,5%
	1 mes	**1 mes año anterior**	**Acumulado anual**	**Acumulado anual año anterior**	**var % i.a**	**Variación acumulado**
Transferencias corrientes (subsidios). Sep-19	-	-	149.461	91.862	-	↑ 62,7%
Transferencias de capital. Sep-19	-	-	4.744	8.028	-	↓ -40,9%
Saldo comercial energético (millones de USD). Sep-19	-53	-89	-546	-2.566	↓ -40,4%	↓ -78,7%

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

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



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 octubre de 2019

Un resumen de las principales noticias del mes de octubre indica que los temas más importantes fueron el avance en la exploración Off Shore y la importante caída en la actividad de Vaca Muerta.

Resultados de la rondas licitatorias para exploración Off Shore

1. Otorgan cinco nuevos permisos para buscar petróleo en el Mar Argentino. La Secretaría de Energía otorgó hoy cinco nuevos permisos de exploración de hidrocarburos en el Mar Argentino. Las empresas habilitadas a buscar petróleo y gas offshore son Total, BP, Wintershall, Pluspetrol y Tullow. *Econojournal.*

2. Otorgan permiso a la noruega Equinor para explorar el Mar Argentino. La compañía noruega Equinor recibió un permiso para explorar el Mar Argentino en búsqueda de hidrocarburos. Es un área de 2.285 km2 frente a las costas de Tierra del Fuego. *Econojournal.*

3. Avanza el proceso off shore: otorgan los permisos de exploración a Exxonmobil y Quatar Petroleum. *El Economista.*

4. Otorgan permisos de exploración petrolera en el mar a tres empresas. Es sobre un área de 4.418 kilómetros cuadrados en el litoral patagónico. La resolución otorga a las empresas ENI Argentina Exploración y Explotación, Memplo y Tecpetrol, un permiso de exploración con el objeto de realizar tareas de búsqueda de hidrocarburos. *Clarín.*

5. Qué ven las empresas en el offshore argentino. En la Ronda 1 que lanzó Nación se presentaron 13 firmas con ofertas por 18 bloques. Los titulares de varias operadoras detallaron cuál es el interés debajo del mar argentino. *Diario Rio Negro*.

6. Brasil obtiene 15.500 millones en una subasta de crudo que no logra atraer a las grandes petroleras. Petrobras se queda con dos de los cuatro bloques ofertados en un proceso con 13 firmas extranjeras inscritas. El monto recaudado está muy por debajo de los más de 25.000 millones que buscaba Bolsonaro. *El País.*

Hidrocarburos y la importante caída en la actividad en Vaca Muerta

7. Vaca Muerta: por el congelamiento, cayó 54% la actividad. Por los efectos del congelamiento, empresas empezaron a levantar equipos y bajó un 54% la cantidad de etapas de fractura en la formación. Solo perforaron YPF, PAE, Total Austral y Pampa Energía. *El Cronista.*

8. Congelamiento de precios: las petroleras presentaron un amparo en conjunto contra la medida. La Cámara Argentina de la Energía (CADE) - compuesta por YPF, Pan American Energy, Raízen, Pluspetrol, Total Austral, Chevron y Shell, entre otras- presentó un acción de amparo judicial en reclamo de la inconstitucionalidad de los decretos de necesidad y urgencia. *La Nación.*

9. Vaca Muerta, golpeada por la sobreoferta de gas y el congelamiento de precios. Cae la actividad y la industria espera señales del futuro gobierno para decidir inversiones. *La Nación.*

10. Nación posterga el gasoducto a Vaca Muerta para la gestión de Fernández. Nación extendió el plazo de apertura de ofertas hasta marzo de 2020. Coincide con la finalización de los primeros 100 días de la próxima gestión que deberá resolver la licitación. Uno de los objetivos es sumar un plan B para hacer más barata la obra. *Diario Rio Negro.*

11. Bolivia entregó más gas que lo acordado y preparan un avión militar como recompensa. El Gobierno debe entregarle un Pampa III a Bolivia, como fue acordado en una adenda al contrato de gas firmado en 2006. Cuesta u$s 15 millones. *El Cronista.*

Noticas de energía eléctrica: Santa Fé incorpora la etiqueta de eficiencia en viviendas

12. Con una etiqueta. Una provincia diferencia casas y departamentos por su consumo de energía. Así como los electrodomésticos, las viviendas santafesinas tendrán de ahora en más una etiqueta que indique cuál es su nivel de eficiencia energética, lo que pretende ser una herramienta de decisión ante cualquier operación inmobiliaria. *La Nación.*

13. Reasignan una partida de $ 80.000 millones a Cammesa para cubrir costos del sector eléctrico. La medida es para que pueda garantizar fondos para empresas del sector eléctrico. *Econojournal.*

Institucionales IAE Mosconi

14. Argentina tiene grandes desafíos energéticos que deben ser encarados los próximos cuatro años. Jorge Lapeña para la revista Proyecto Energético.

15. Einstoss: "El problema energético de Argentina es el declive de la producción convencional". Entevista a Alejandro Einstoss en *El Economista.*

16. Cóctel de la Energía 2019. Discursos de Gustavo Lopetegui y Jorge Lapeña

1. Indicadores de actividad económica y precios:

- El **EMAE** (estimador de actividad económica) muestra para el mes de agosto de 2019 una variación negativa del 1% respecto al mes anterior. Además, la actividad disminuyó 3,8% respecto al mismo mes del 2018 (i.a), mientras que cayó 2,3% en el acumulado a agosto de 2019 respecto a igual periodo del año anterior.

- El **IPI-M** (Índice de producción industrial manufacturera) muestra en julio de 2019 una variación positiva del 3% respecto al mes anterior mientras que disminuyó 1,9% i.a. A su vez, acumula una retracción del 8,4% durante 2019.
  Desagregando el índice, la actividad referida a la **refinación de petróleo** aumentó 4,7% i.a aunque cayó 2,7% en el acumulado a los primeros siete meses de 2019. En particular, la refinación de naftas disminuyó 3% i.a y 4,2% en el acumulado a julio de 2019, mientras que la de Gasoil aumentó 7,2% i.a y disminuyó 3,5% en el acumulado a julio.

- Los precios mayoristas **(IPIM)** aumentaron 4,2% en septiembre de 2019 respecto del mes anterior, y 46,2% respecto de igual mes de 2018. Además, acumula un aumento del 40% en 2019 respecto a igual periodo del año anterior.
  El IPIM relevado para **petróleo crudo y gas** tuvo variación de -0,9% i.m en agosto de 2019, mientras que fue 6,6% superior respecto a igual mes del año anterior, acumulando un aumento del 19% en 2019 respecto a igual periodo del año anterior.
  Los precios mayoristas referidos a los **productos refinados de petróleo** aumentaron 2,6% en septiembre de 2019 respecto del mes anterior. A su vez, se incrementaron 36,|% en respecto a septiembre de 2018 acumulado un aumento del 19,8% en los primeros nueve meses de 2019 respecto de igual periodo del año anterior.
  Por último, el IPIM relevado para la **energía eléctrica** muestra una variación del 0,7% en septiembre de 2019 respecto a agosto con un aumento inter anual del 51,7% y una variación acumulada de 44,9% en los primeros nueve meses de 2019 respecto a igual periodo del año anterior.

Tabla 1: Principales indicadores macroeconómicos

	Respecto mes anterior	Igual mes año anterior	Acumulado anual
EMAE ago-19	↓ -1,0%	↓ -3,8%	↓ -2,3%
IPI-M jul-19	↑ 3,0%	↓ -1,9%	↓ -8,4%
Refinación de petróleo. Jul-19	-	↑ 4,7%	↓ -2,7%
Refinación de Naftas. Jul-19	-	↓ -3,0%	↓ -4,2%
Refinación de Gasoil. Jul-19	-	↑ 7,2%	↓ -3,5%
IPIM Sep-19	↑ 4,2%	↑ 46,2%	↑ 40,0%
IPIM- Petroleo crudo y gas. Ago-19	↓ -0,9%	↑ 6,6%	↑ 19,0%
IPIM- Refinados de petroleo. Ago-19	↑ 2,6%	↑ 36,1%	↑ 19,8%
IPIM-energía elec. Ago-19	↑ 0,7%	↑ 51,7%	↑ 44,9%

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 agosto de 2019 según datos de ASAP.
  Las transferencias para gastos corrientes (los subsidios energéticos) aumentaron 62,7% en el acumulado al mes de agosto de 2019 respecto a igual periodo del año anterior. Esto implica mayores subsidios por la suma nominal de $ 57.599 millones en los primeros ocho 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 agosto de 2019 fueron para CAMMESA ($ 87.273 millones) con un incremento de 58,4%, IEASA (Ex ENARSA) con $ 32.524 millones, es decir 58,2% más que igual periodo del año anterior, el Plan Gas (Resolución N° 46 MINEM) con $ 13.459

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

	Acumulado agosto 2019	Acumulado a agosto 2018	Diferencia $	% Var. Acumulado
SECTOR ENERGÉTICO	**149.461**	**91.862**	**57.599**	↑ **62,7%**
CAMMESA	87.273	55.108	32.165	↑ 58,4%
Incentivos a la producción de Gas Natural (Ex plan gas)	2.293	1.039	1.254	↑ 120,7%
Fondo Fid. para consumo GLP y red de Gas Natural	5.163	5.564	-401	↓ -7,2%
EBY	3.313	458	2.855	↑ 623,1%
Plan Gas no Convencional Resolución MINEM N° 46/2017	13.459	2.671	10.788	↑ 403,8%
IEASA (Ex ENARSA)	32.524	20.556	11.968	↑ 58,2%
Compensación distribuidoreas de Gas	2.976	3.493	-517	↓ -14,8%
Otros Beneficiarios sin discriminar	2.459	2.972	-513	↓ -17,3%

Fuente: IAE en base a ASAP

millones y un incremento del 403,8% y el Fondo Fiduciario para el consumo de GLP con $ 5.163 millones que presenta una disminución del 7,2%.

Los subsidios otorgados a CAMMESA se encuentran por encima de la variación del índice de precios mayoristas para igual periodo, lo cual sugiere que existe un incremento real en subsidios. Por otra parte, el impacto de la devaluación del Peso no logró compensar el ahorro por menores importaciones de GNL 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 CAMMESA.

Por otra parte, los aumentos en las transferencias a IEASA pueden explicarse principalmente por devaluación del Peso, que compensó los menores precios y la reducción de las cantidades importadas de gas por barco.

El total de subsidios destinado a la producción no convencional de gas natural (los ítems "Resolución 46" e "incentivos a la producción…") aumentó notablemente: en agosto de 2019 recibieron $ 15.752 millones, un monto 4,25 veces superior al de igual periodo del año anterior. Representa el 10,5% del total de subsidios energéticos.

Transferencias para gastos de capital

Las transferencias acumuladas a agosto de 2019 para gastos de capital fueron $ 4.744 millones reduciéndose en 40,9% respecto a igual periodo de 2018. Esto implica un monto menor en $ 3.284 millones respecto a igual periodo de 2018.

Las transferencias a IEASA son las únicas que crecen en el acumulado a agosto de 2019 puesto que recibió $ 3.041 millones, esto es un 194,7% más a lo recibido en igual periodo del año anterior.

Por otra parte, Nucleoeléctrica recibió transferencias por $ 1.100 millones, un 81,6% menos que en igual periodo del año anterior.

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

	Acumulado a agosto 2019	Acumulado a agosto 2018	Diferencia $	Acumulado var. % i.a
SECTOR ENERGÉTICO	**4.744**	**8.028**	**-3.284**	↓ **-40,9%**
IEASA	3.041	1.032	2.009	↑ 194,7%
Nucleoeléctrica S.A.	1.100	5.991	-4.891	↓ -81,6%
Fondo Fid. para el transporte eléctrico federal	0	184	-184	↓ -100,0%
Otros beneficiarios	603	821	-218	↓ -26,6%

Fuente: IAE en base a ASAP

3. Situación del mercado eléctrico:

- **En el mes de septiembre de 2019, la demanda total de energía eléctrica fue 4,3% superior a la del mismo mes del año anterior. En los datos anuales se observa una disminución de la demanda del 5,3% respecto a igual periodo del año anterior.** La demanda total del sistema fue de 10.212 GWh en septiembre del año 2019, mientras que para el mismo periodo del año 2018 fue de 9.792 GWh.

En el mes de septiembre de 2019 disminuyó el consumo en términos inter anuales en la categoría comercial un 1,9% i.a. Por otra parte, la demanda Residencial e industrial/comercial se incrementaron 10,1% y 2,6% i.a. respectivamente.

No se presentan factores climatológicos que pueden haber afectado la demanda.

Los datos anuales (agosto 2019 - septiembre 2019) indican que se ha reducido la demanda eléctrica en todas las categorías. La demanda anual de la categoría residencial disminuyó 5% mientras que la demanda comercial e industrial/comercial se han reducido 5,5% y 5,6% en el periodo.

La caída anual en la demanda industrial y comercial de energía eléctrica está correlacionada con la reducción de la actividad económica e industrial conforme muestran los

Tabla 3.1: Demanda neta total (GWh)

	sep-19	sep-18	Media año móvil	Media año móvil anterior	Var. % i.a.	Var. % año móvil
Comercial	2.843	2.897	3.052	3.231	↓ -1,9%	↓ -5,5%
Ind/comercial	3.044	2.968	3.022	3.203	↑ 2,6%	↓ -5,6%
Residencial	4.324	3.928	4.560	4.801	↑ 10,1%	↓ -5,0%
Demanda total	**10.212**	**9.792**	**10.634**	**11.235**	↑ **4,3%**	↓ **-5,3%**

Fuente: IAE en base a CAMMESA

índices de la sección 1.

- La **oferta neta de energía** aumentó 4,2% i.a en septiembre de 2019, a la vez que muestra caída en los últimos 12 meses de 5%. En este sentido, la oferta neta de energía fue de 10.693 GWh en septiembre de 2019, mientras que había sido de 10.267 GWh para el mismo mes del año anterior. La oferta media mensual fue de 11.050 GWh.

- La **generación neta local** aumentó 3,7% i.a en septiembre de 2019 respecto del mismo mes del año anterior, mientras que la generación media del último año móvil se presenta con una caída del 6,5%. En los datos desagregados i.a se observa crecimiento en la generación hidráulica, nuclear y renovable, que aumentaron 4,7%, 180,1 y 150,6% i.a. respectivamente Adicionalmente, tomando los últimos doce meses corridos la generación Renovable es la única que muestra crecimiento positivo con una variación del 133,2% respecto a igual periodo del año anterior, mientras que la generación Térmica (que ocupa el 60% de la generación), Hidráulica y Nuclear disminuyeron 10.9%, 6,4%y 7,4% en el último año móvil respectivamente.

- La generación a través de **energías renovables aumentó en todas las categorías tanto i.a como en términos anuales.**
  Hubo un aumento inter anual en las categorías Eólica, Hidráulica renovables, Solar, biomasa y Biogas del 260%, 10,6%, 674%, 18,1 y 65,9% 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% (+311 GWh), que está impulsada por una mayor generación de todas las tecnologías pero especialmente por eólica y solar que crecen 333% y 1443%.
  En términos anuales la generación Eólica continúa siendo la de mayor importancia, por encima de la Hidráulica Renovable, representando el 61% del total Renovable y aportando 255 GWh adicionales sobre el total de 311 GWh incrementales de energía Renovable. Por otra parte, se evidencia un importante crecimiento de la generación Solar, que ha pasado de generar 3 GWh a 46 GWh anuales al mes de septiembre de 2019, aportando el 13,8% de los 311 GWh incrementales de energía Renovable.

  La participación de generación a través de energías Renovables fue del 5% del total generado en el último año móvil a septiembre de 2019. Por otra parte**, en términos mensuales representó el 7,6% de la energía generada** en el mes de septiembre de 2019**. Por esto, se observa un avance respecto al objetivo de cubrir el 8% del consumo a través de generación Renovable (Ley 27.191), originalmente establecido para el año 2018.**

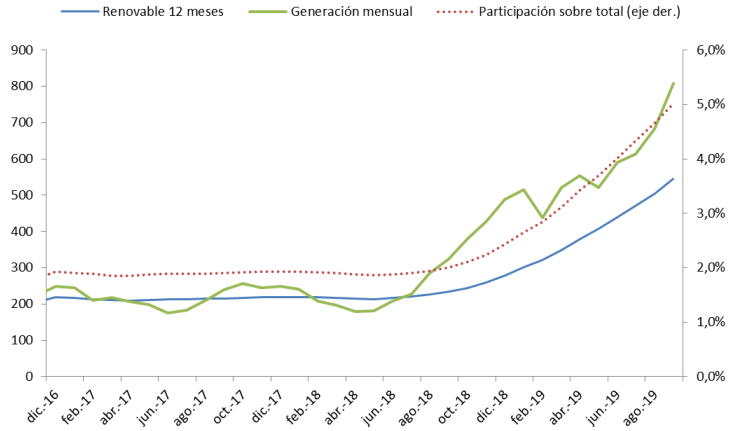
- **Precios y costos de la energía:** los datos indican que en septiembre de 2019 el costo monómico medio (costo promedio de generación eléctrica) respecto a septiembre de 2018 tuvo un incremento del 41,9% i.a, mientras que el precio monómico estacional aumentó 59,5% i.a. La variación en los costos está por debajo del índice de precios internos mayoristas (IPIM), que en el mismo periodo se incrementó 46,2% i.a mientras que el precio que paga la demanda aumentó más que ambos en el mismo periodo. Esto sugiere

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

	sep-19	sep-18	Media año móvil	Media año móvil anterior	%i.a	Variación año móvil
Hidráulica	2.900	2.769	3.164	3.382	↑ 4,7%	↓ -6,4%
Nuclear	874	312	559	604	↑ 180,1%	↓ -7,4%
Renovable	810	323	545	234	↑ 150,6%	↑ 133,2%
Biogas	22	13	19	10	↑ 65,9%	↑ 83,9%
Biomasa	37	31	23	21	↑ 18,1%	↑ 6,2%
Eólica	533	148	332	77	↑ 260,1%	↑ 333,3%
Hidráulica Renovable	133	120	125	122	↑ 10,6%	↑ 2,3%
Solar	86	11	46	3	↑ 674,6%	↑ 1443,2%
Térmica	6.040	6.841	6.594	7.400	↓ -11,7%	↓ -10,9%
Generación neta local	**10.623**	**10.246**	**10.861**	**11.619**	↑ **3,7%**	↓ **-6,5%**
Importación	70	21	189	-	↑ 233,3%	↑ 1553,0%
Oferta neta	**10.693**	**10.267**	**11.050**	**-**	↑ **4,2%**	↓ **-5,0%**

Fuente: IAE en base a CAMMESA

Gráfico 3.1: generación renovable



Fuente: IAE en base a CAMMESA

Tabla 3.3: Precios ($/MWh)

	sep-19	sep-18	Medio año móvil	Medio año móvil anterior	%i.a	Var. %año móvil
Costo monómico medio	4.183	2.947	2.967	1.777	↑ 41,9%	↑ 67,0%
Precio monómico estacional	2.185	1.370	1.876	950	↑ 59,5%	↑ 97,5%

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

una recuperación respecto a la cobertura del costo de generación.

Con estos valores, el precio promedio que paga la demanda alcanza a cubrir el 52% de los costos de generación en septiembre de 2019, siendo el resto cubierto con subsidios. En el mismo mes de 2018 el precio promedio pagado por la demanda cubrió el 46% de los costos de generación eléctrica, lo cual implica que desde este punto de vista la recuperación de los costos ha logrado un avance marginal en septiembre 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 aún no ha logrado la totalidad de su objetivo primordial debido a que se observa, en los datos anuales, que el precio que pagó la demanda ha cubierto en promedio el 63% de los costos de generación en los últimos doce meses corridos.

- **La potencia instalada** en septiembre de 2019 fue de 39.604 MW, mientras que la potencia máxima bruta generada ha sido de 22.079 MW el día 5/09/2019.

- **En septiembre de 2019 el consumo de combustibles en la generación eléctrica** muestra una disminución en gas natural del 16,4% i.a mientras que el gasoil creció 218% i.a. (26 Mm3).

  En cuanto a la variación del último año móvil, **el Consumo de Gas Natural se redujo 7,1% respecto a igual periodo del año anterior mientras que se consumió 61% menos de Gas Oil y 72% menos de Fuel Oil.** Por otra parte, la utilización de Carbón mineral se redujo 75% en el último año móvil.

Tabla 3.4: Potencia instalada septiembre de 2019

Potencia instalada (MW)	Potencia máxima bruta (MW)	Potencia máxima histórica (MW)
39.604	22.079 5/9/2019	26.320 8/2/2018

Fuente: IAE en base a CAMMESA

Tabla 3.5: Consumo de combustibles por tipo

	sep-19	sep-18	Media año móvil	Media año móvil anterior	Var. % i.a.	Var. % año móvil
Biodiesel (MTn)	0	0	0	0	-	-
Carbón Mineral (MTn)	38	19	15	61	⇧ 94,0%	⇩ -75,5%
Fuel oil (MTn)	24	0	15	52	-	⇩ -72,0%
Gas Natural (MMm3)	1.252	1.498	1.406	1.514	⇩ -16,4%	⇩ -7,1%
Gas Oil (Mm3)	38	12	30	78	⇧ 218,2%	⇩ -61,0%

Fuente: IAE en base a CAMMESA

4. Hidrocarburos:

Upstream

Petróleo

- **La producción de petróleo aumentó 3,7% i.a en septiembre de 2019. En el acumulado anual la producción es 3,6% superior al año precedente.**

En el mes de septiembre de 2019 la producción de petróleo crudo tuvo un incremento de 3,7% respecto al mismo mes de 2018 impulsada por un incremento del 12,4% en la cuenca Neuquina, donde se encuentra Vaca Muerta que representa el 34% de la cuenca. Las cuencas Austral y Cuyana, que aportan poco al total, redujeron su producción 5,9% i.a y 4,9% i.a. Por otra parte, la cuenca Golfo San Jorge (la cuenca productora más importante) disminuyó 2,1% i.a su producción, mientras que la cuenca Noroeste tuvo una reducción del 11% i.a.

La producción de petróleo acumulada en doce meses a septiembre de 2019 fue 3,6% 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 46% del total se presenta con una disminución del 1,1%. Por otra parte, el crecimiento está impulsado por la Cuenca Neuquina, que representan el 44% de la producción Nacional y ha aumentado 9,2% en los últimos 12 meses. La cuenca Austral, con un aporte marginal a la producción, aumenta 14,9% en el acumulado.

.

La Cueca Noroeste presenta una retracción del 11,4% en el acumulado del último año móvil respecto de igual periodo del año anterior y la Cuenca Cuyana con una disminución del 4,4% anual.

En la Cuenca Austral la producción Off Shore, que ocupa el 50% de la producción total de la cuenca, aumentó 5,7% acumulada en los últimos doce meses a septiembre de 2019 mientras que la producción On Shore fue 25,8% superior a igual periodo del año anterior.

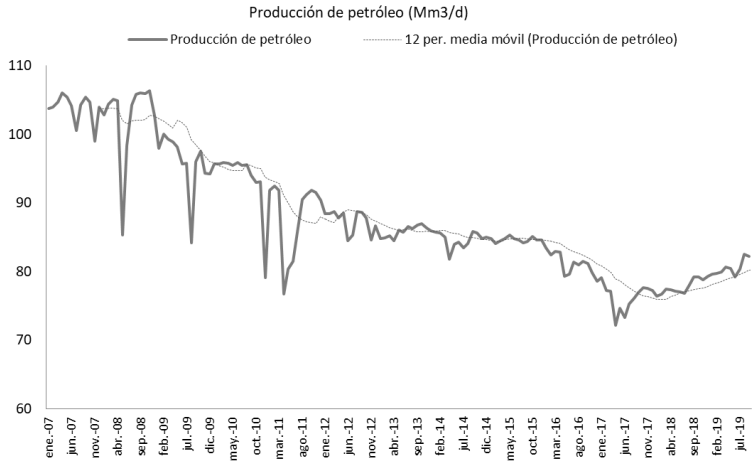
Desagregando por los principales cinco operadores, que representan el 85% de la producción total, se observa que YPF (48% de la producción total) ha incrementado su producción acumulada en el último año móvil un 8,7%, Pan American Energy 3,5% y Tecpetrol 25,4%. Estas tres empresas ocupan el 70% de la producción total de petróleo.
Por otra parte, Pluspetrol y Sinopec disminuyen su producción anual 4,9% y 12,7%.

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

	sep-19	sep-18	Acumulado año móvil	Acumulado año móvil anterior	% i.a	Variación año móvil
Austral	3,4	3,7	3,5	3,1	↓ -5,9%	↑ 14,9%
Cuyana	3,7	3,9	3,7	3,9	↓ -4,9%	↓ -4,4%
Golfo San Jorge	36,2	37,0	36,7	37,1	↓ -2,1%	↓ -1,1%
Neuquina	38,1	33,9	35,4	32,5	↑ 12,4%	↑ 9,2%
Noroeste	0,7	0,8	0,8	0,9	↓ -11,0%	↓ -11,4%
Producción de petróleo (Mm3/d)	**82,2**	**79,3**	**80,2**	**77,4**	**↑ 3,7%**	**↑ 3,6%**

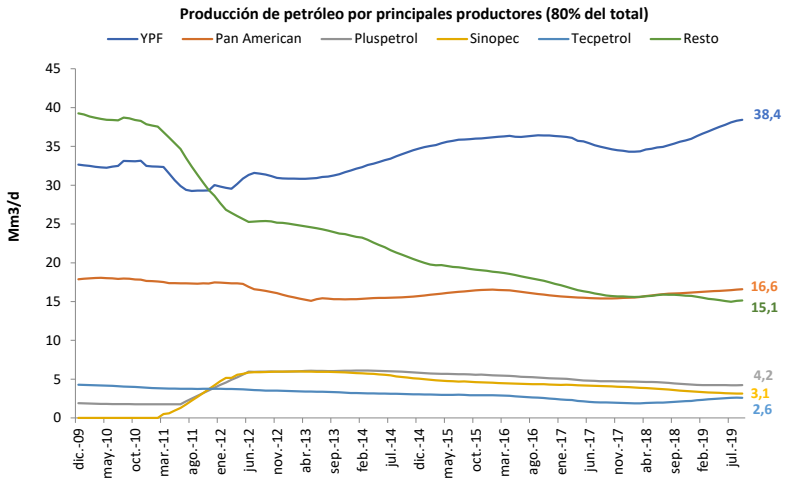
Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

Gráfico 4.1



Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

Gráfico 4.2



Fuente: IAE en base a SGE

Crudo convencional y no convencional

- **La producción de petróleo convencional, que representa el 82% del total, disminuyó en septiembre de 2019 4,3% i.a y 3,4% en el acumulado del último año móvil. De esta manera, la producción convencional es, en 2019, un 32% inferior a la del año 2009.**

- **La producción de petróleo no convencional (18% del total anual) aumentó 49,5% i.a y 55% en el acumulado de los últimos doce meses a septiembre de 2019 según datos preliminares de la Secretaría de Energía (capitulo IV).**

En el mes de septiembre de 2019 la producción de petróleo no convencional representó el 21,4% del total mensual, mientras que en el acumulado anual a agosto de 2019 es del 18% del total producido.

La producción de petróleo no convencional se incrementó 49,5% i.a. debido al aumento del 57,9% i.a en el Shale que ha compensado la disminución del 8,4% i.a en la producción de Tight oil.

La producción acumulada en los últimos doce meses de Shale Oil, que representa el 16,3% de la producción total, creció 67,1% mientras que la de Tight se redujo 8,6% en el mismo periodo, representando el 1,7% de la producción total. **El Shale Oil es el único Tipo/subtipo de petróleo que aumenta**. En este sentido, se observa una disminución del 3,5% en la producción Convencional y Tight que representan el 84% del total aproximadamente.

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

	sep-19	sep-18	Acumulado año móvil	Acumulado año móvil anterior	% i.a	Variación año móvil
Producción de Petróleo Convencional (Mm3/d)	64,6	67,5	65,9	68,2	↓ -4,3%	↓ -3,4%
Producción de petróleo No Convencional	17,6	11,8	14,3	9,2	↑ 49,5%	↑ 55,0%
Shale	16,2	10,3	13,0	7,8	↑ 57,9%	↑ 67,1%
Tight	1,37	1,49	1,35	1,5	↓ -8,4%	↓ -8,6%

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

Gas natural

- **La producción de Gas Natural se incrementó 4,7% i.a en septiembre de 2019 respecto del mismo mes de 2018. En los últimos doce meses tuvo un aumento respecto a igual periodo del año anterior del 5,5%.**

La producción de gas natural muestra un incremento inter anual en las cuencas Neuquina, Austral y Cuyana (con un aporte marginal) del 8,4%, 4,1% y 11% i.a. respectivamente. Las cuencas Golfo San Jorge y Noroeste presentan en septiembre de 2019 una producción 8% y 14% inferior respecto a igual mes del año anterior.

La producción acumulada anual crece en las principales Cuencas del país: en la Cuenca Neuquina aumentó 10,1% mientras que en la cuenca Austral el incremento fue del 2,8%. Estas dos cuencas concentran el 86% del total de gas producido en el país.
La producción anual de gas natural presenta una fuerte disminución en las cuencas Golfo San Jorge, Noroeste y Cuyana que disminuyen -5,2%, -12,7% y -2% respectivamente.

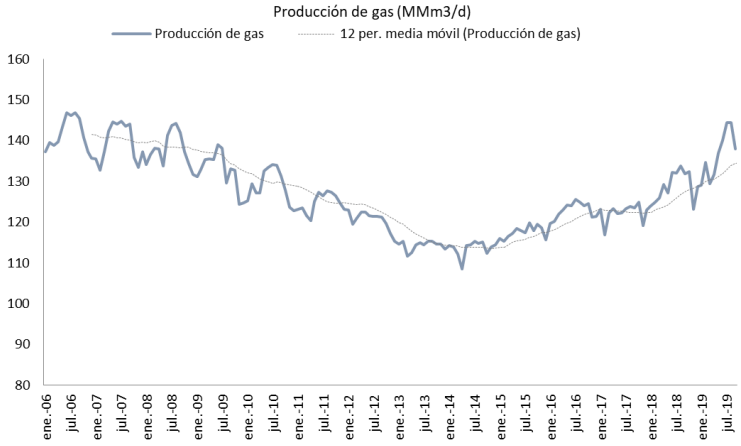
Desagregando por principales operadores se observa que la producción acumulada del último año móvil de YPF, que produce el 30% del gas en Argentina, se presenta prácticamente estancada con una reducción de sólo 0,4% anual. Por otra parte, Total Austral incrementó su producción

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

	sep-19	sep-18	Acumulado año móvil	Acumulado año móvil anterior	% i.a	Variación año móvil
Austral	34,2	32,8	32,5	31,6	↑ 4,1%	↑ 2,8%
Golfo San Jorge	12,5	13,6	13,1	13,8	↓ -8,0%	↓ -5,2%
Neuquina	86,2	79,5	83,4	75,8	↑ 8,4%	↑ 10,1%
Noroeste	4,9	5,7	5,2	6,0	↓ -14,0%	↓ -12,7%
Cuyana	0,14	0,13	0,13	0,14	↑ 11,0%	↓ -2,0%
Producción de gas (MMm3/d)	**137,9**	**131,8**	**134,4**	**127,4**	↑ **4,7%**	↑ **5,5%**

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

Gráfico 4.3



Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

sólo un 0,5% respecto de igual periodo del año anterior, mientras que Pan American, que representa el 11,1% de la producción total, incrementó su producción un 0,6%. Estas tres empresas representan el 66% del total del gas producido y en conjunto disminuyen 0,09% anual. **Es decir, el 66% de la producción de gas en Argentina se encuentra estancada.**
Por otra parte, Tecpetrol con un peso 12,6% en el total aumentó su producción acumulada en el último año móvil en 113,2%.
El resto de las empresas (21% restante) disminuye su producción anual 6,9%.

Gas convencional y gas no convencional

- **La producción de gas natural convencional, que representa el 58% del total anual, disminuyó en septiembre de 2019 6,9% i.a y 8,8% en el acumulado de los últimos doce meses. De esta manera, la producción convencional es 40% inferior a la del año 2009.**

- **La producción de gas natural no convencional aumentó 24,2% i.a y 35,1% en el acumulado de los doce meses a septiembre de 2019 impulsado por el Shale mientras el Tight declina, según los datos preliminares de la Secretaría de Energía (capitulo IV).**

En septiembre de 2019 la producción no convencional representó el 44% del total, mientras que en el acumulado de doce meses a agosto de 2019 es del 42% del total producido.

La producción de gas no convencional se incrementó 24,2% i.a. debido al aumento del 50,6% i.a en el Shale, que explica el incremento en la producción total puesto que el Tight aumentó sólo 1,5% i.a.

En este sentido, la producción acumulada en los últimos doce meses de shale gas -representa el 23% de la producción total- creció 121% mientras que la de Tight se redujo 7,5% en el mismo periodo, representando el 19% de la producción total. De esta manera, la producción de gas natural no convencional acumulada durante los 12 meses corridos fue 35,1% superior a igual periodo del año anterior.
Cabe destacar que **el 77% de la producción de gas natural (Convencional + Tight) declina 8,4% anual, por esto el aumento en la producción se explica enteramente por la producción de Shale Gas.**

El aporte de Tecpetrol en Fortín de Piedra sigue siendo clave para el aumento en la producción gasífera.

La empresa que más gas aporta 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 80% del gas que produce.
En los últimos doce meses a septiembre de 2019 la producción anual de gas natural de Tecpetrol en el yacimiento Fortín de Piedra se incrementó 209% aportando 13,9 MMm3/d sobre un total de 134,4 MMm3/d (10,3% del total).
La producción total de gas acumulada en doce meses crece 5,5%. 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 declina 1,9% anual.

Gráfico 4.3

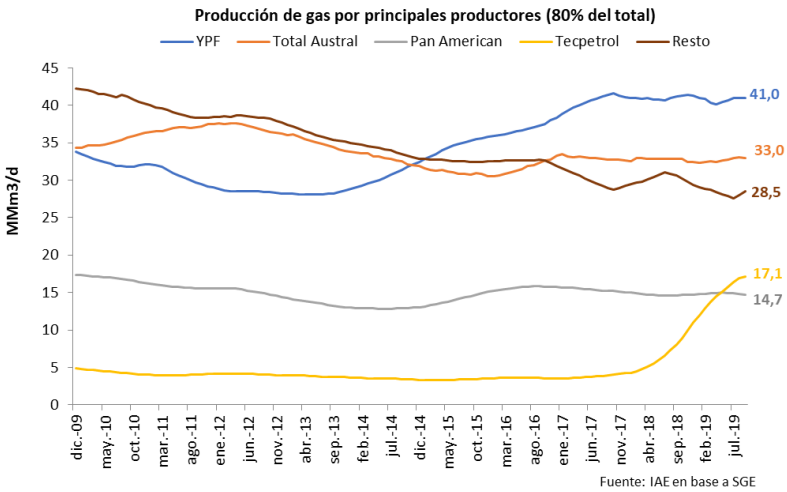
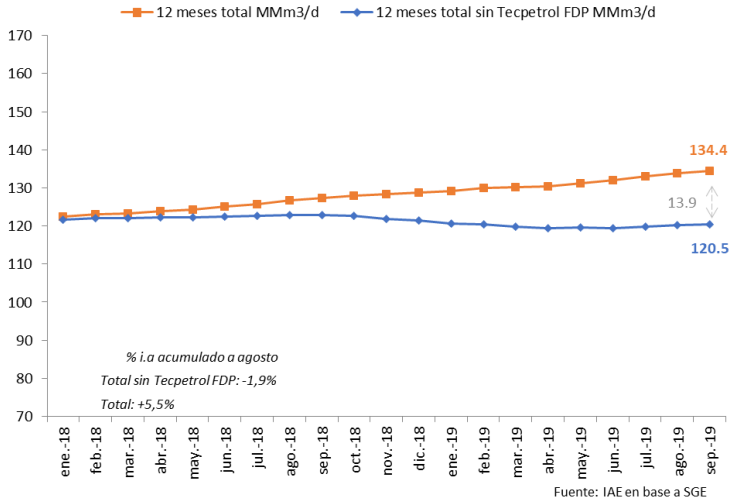


Tabla 4.3: Producción de gas por tipo y subtipo (MM m3/d)

	sep-19	sep-18	Acumulado año móvil	Acumulado año móvil anterior	% i.a	Variación año móvil
Producción de Gas convencional (MMm3/d)	77,0	82,7	78,4	85,9	↓ -6,9%	↓ -8,8%
Producción de gas no convencional (MM m3/d)	60,9	49,1	56,0	41,5	↑ 24,2%	↑ 35,1%
Shale	34,1	22,6	30,4	13,8	↑ 50,6%	↑ 121,0%
Tight	26,9	26,5	25,6	27,7	↑ 1,5%	↓ -7,5%

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

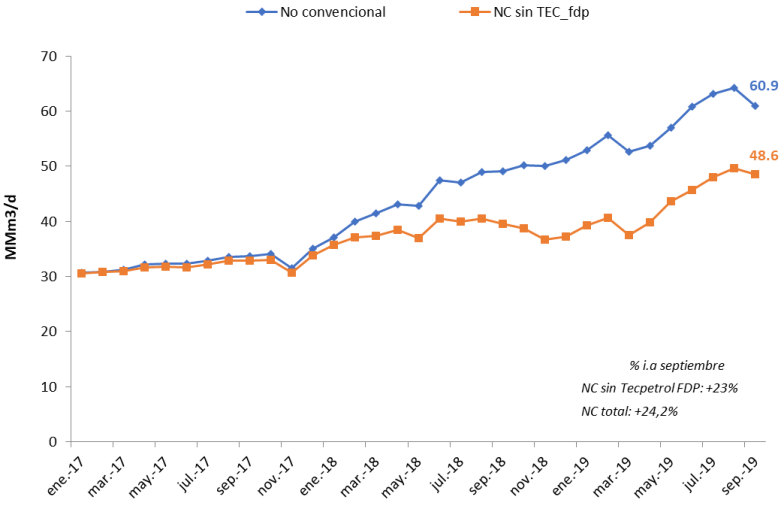
Gráfico 4.4: Producción de Gas Natural acumulada en 12 meses



En igual sentido, dentro de la producción no convencional el aporte de Tecpetrol a partir del yacimiento Fortín de Piedra, que representa el 22% del total del gas no convencional, se muestra como determinante al momento de evaluar las tasas de crecimiento.
La producción no convencional total crece 24,2% i.a en septiembre y 35,1% en doce meses, mientras que descontando la producción de Tecpetrol en el yacimiento Fortín de Piedra (12,4 MMm3/d en septiembre y 13,9 MMm3/d en doce meses), la producción no convencional crece 23% i.a. y 14% anual.

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.
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 que se están superando las etapas tempranas de producción haciéndose notar la declinación de la misma. Esto es, la velocidad a la que crece se está reduciendo significativamente.
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 $ 13.400 millones en los primeros ocho meses del año.
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 también sea decreciente 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.

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



Fuente: IAE en base a SGE

Vaca Muerta en perspectiva

La producción de petróleo no convencional en la formación Vaca Muerta, en la cuenca Neuquina, representa actualmente el 15,7% 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 11,5% del total de petróleo que se produce en el país, que a su vez representa el 73% de la producción de Vaca Muerta. YPF se constituye claramente como el principal operador en Vaca Muerta, y aumenta su producción 51,6% anual en los últimos doce meses en este esta formación.
Por otra parte, la **Tabla 4.5** muestra que la producción de gas natural en Vaca Muerta representa el 22,6% 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 10,4%, 6,6% y 3,3% del total del gas natural del país.
En la formación Vaca Muerta Tecpetrol aumenta su producción anual 207%, YPF 25% y Total 298%.

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

	sep-19	sep-18	sep-17	% sobre total
Total	79,9	77,2	77,2	100,0%
Vaca Muerta	12,5	7,5	5,7	15,7%
YPF VM	9,2	6,1	5,2	11,5%
Tecpetrol VM	0,7	0,2	0,0	0,9%
Total VM	0,3	0,1	0,1	0,4%
Pan American VM	0,7	0,3	0,1	0,9%
Vista VM	0,4	0,0	0,0	0,5%

Elaboración propia en base a SGE

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

	sep-19	sep-18	sep-17	% sobre total
Total	134,4	127,4	122,4	100,0%
Vaca Muerta	30,4	13,8	5,7	22,6%
Tecpetrol VM	13,9	4,5	0,4	10,4%
YPF VM	8,9	7,1	4,3	6,6%
Total VM	4,4	1,1	0,8	3,3%
Pan American VM	1,9	0,6	0,0	1,4%
Exxon VM	0,8	0,3	0,0	0,6%

Elaboración propia en base a SGE

Downstream

- **En el mes de septiembre de 2019 las ventas de naftas y gasoil aumentaron 3,4% i.a mientras que en el cálculo acumulado para el último año móvil tuvieron una caída del 3,5% respecto a igual periodo del año anterior.**

El aumento observado en las ventas de combustibles i.a está explicado por un incremento del 3,2% i.a en las ventas de Gasoil y de 3,7% i.a en las ventas de las naftas.

Desagregando las ventas de naftas, en septiembre de 2019 se observa un aumento respecto a igual mes del año anterior en la nafta Últra (3,9% i.a) y Súper (3,7% i.a). Por su parte, el aumento i.a en las ventas de gasoil e explica por una suba en el consumo de gasoil común y ultra del 2,7% y 4,6% i,a respectivamente.
Por otra parte, **las ventas de Gasoil acumuladas durante los últimos 12 meses disminuyeron del 3,1% respecto a igual periodo del año anterior,** explicada por la disminución en las ventas de Gasoil Común que tuvo una caída del 3% y ocupa el 75% del gasoil comercializado.
Las **Naftas disminuyeron sus ventas en términos acumulados en el año móvil 4,2%,** debido principalmente a la caída del 21,7% en las ventas de nafta Ultra (23% del total comercializado) a pesar del aumento de las ventas de Nafta Súper.

- **El Gas entregado** en el mes agosto de 2019 fue de 137,8 MMm3/d. Las entregas totales fueron 6,6% menores en términos i.a mientras **acumula una reducción del 6,1% (7,6 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 7,5% i.a a la vez que en el acumulado del último año móvil presenta una disminución de 8,7%** respecto a igual periodo del año anterior. **Por otra parte, el Gas entregado a la Industria se redujo 4,5% i.a mientras que se mantuvo invariante en el acumulado para el último año móvil** a agosto de 2019 respecto a igual periodo del año 2018. Las Centrales Eléctricas consumieron 9,1% menos en agosto de 2019 respecto a igual mes del año anterior mientras que han reducido su demanda un 10,9% en el acumulado de los últimos doce meses corridos.
La demanda anual de gas disminuye 6,1% (7,6 MMm3/d menor) mientras continúa creciendo la oferta a un ritmo de 5,5% (7,1 MMm3/d mayor). A su vez, el balance exterior en material de Gas nos indica que en los últimos 12 meses se importaron 18,4 MMm3/d (10,9 MMm3/d menos) mientras la exportación anual es de 1,5 MMm3/d (0,93 MMm3/d adicionales). Esto revela que **la sustitución de importaciones y la exportación de gas están determinadas no solo por la expansión de la oferta sino también en casi idéntica cantidad por una fuerte disminución de las demanda interna.**

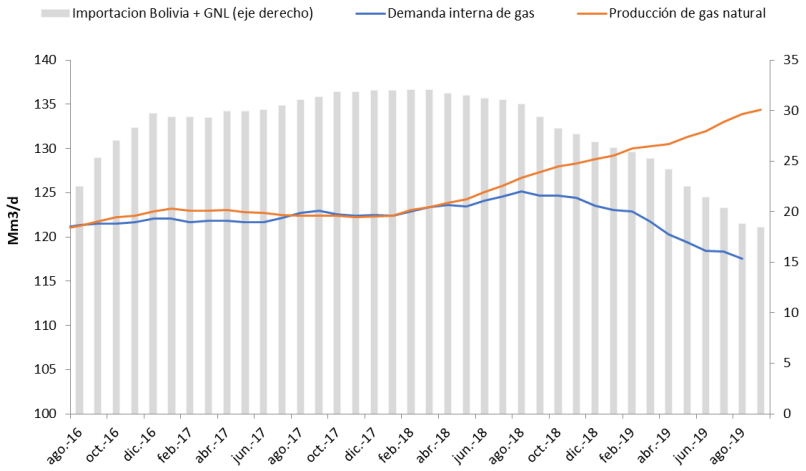
- El **Petróleo procesado** aumentó 2,2% i.a en septiembre de 2019 mientras que en el cálculo acumulado para el último año móvil se observa un crecimiento del 3,2% respecto a igual periodo del año anterior.

Tabla 4.4: Ventas de principales combustibles

	sep-19	sep-18	Acumulado año móvil	Acumulado año móvil anterior	% i.a	Var. % año móvil
Fueloil (Miles de Tn)	50	6	293	383	↑678,6%	↓-23,6%
Gasoil (Mm3)	1.084	1.050	13.336	13.762	↑ 3,2%	↓ -3,1%
Agrogasoil	0	0	0	0	-	-
Común	806	785	10.020	10.326	↑ 2,7%	↓ -3,0%
Ultra	278	265	3.315	3.436	↑ 4,6%	↓ -3,5%
Naftas (Mm3)	735	709	9.106	9.502	↑ 3,7%	↓ -4,2%
Común	0	1	0	13	-	↓-99,1%
Súper	551	531	6.847	6.602	↑ 3,7%	↑ 3,7%
Últra	185	178	2.259	2.887	↑ 3,9%	↓-21,7%
Naftas* + Gasoil. Mm3	**1.819**	**1.760**	**22.442**	**23.264**	**↑ 3,4%**	**↓ -3,5%**

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

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



Fuente: IAE en base a SGE

Tabla 4.5: Demanda de Gas (MMm3/d)

	ago-19	ago-18	Acumulado año móvil	Acumulado año móvil anterior	% i.a	Var. % año móvil
Residencial	44,3	47,8	24,6	27,0	↓-7,5%	↓ -8,7%
Comercial	5,4	5,2	3,7	3,5	↑3,9%	↑ 7,5%
Entes Oficiales	2,3	2,4	1,1	1,2	↓-3,8%	↓ -4,3%
Industria	32,0	33,5	35,7	35,7	↓-4,5%	↓ 0,0%
Centrales Eléctricas	43,4	47,7	42,9	48,2	↓-9,1%	↓-10,9%
SDB	4,0	4,3	2,7	2,9	↓-8,5%	↓ -7,3%
GNC	6,6	6,7	6,6	6,7	↓-0,7%	↓ -0,3%
Total	**137,8**	**147,5**	**117,5**	**125,1**	**↓-6,6%**	**↓ -6,1%**

Fuente: IAE en base a ENARGAS

Tabla 4.6: Petróleo procesado

	sep-19	sep-18	Acumulado año móvil	Acumulado año móvil anterior	% i.a	Var. % año móvil
Petróleo procesado	2.281	2.232	27.354	26.509	↑ 2,2%	↑ 3,2%

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

Precios:

- El precio del barril de petróleo **WTI** en septiembre de 2019 fue de USD/bbl 56,9 lo cual implica un precio 3,9% mayor respecto al mes anterior mientras que es un 18,9% inferior al registrado en agosto de 2018. Por otra parte, el precio del barril de crudo **BRENT** fue USD/bbl 62,8 teniendo una variación positiva del 6,4% respecto del mes anterior mientras que disminuyó 20,4% respecto a septiembre de 2019.

- El barril Argentino del tipo **Medanito** tuvo un precio de USD/bbl 51,8 en agosto de 2019 (último dato disponible en Secretaría de Energía) reduciéndose 20,4% i.a y 6,6% respecto al mes anterior. Por otra parte, el barril del tipo **Escalante** muestra un precio que se ubica en los USD/bbl 54,2 en el mes de agosto de 2019, siendo 16,8% inferior al de igual mes del año anterior y 8% menor respecto al mes anterior.

- El precio spot del gas natural **Henry Hub** fue de USD 2,56 MMBtu (millón de Btu) en septiembre de 2019. Así, el precio principal que rige en el NYMEX de USA disminuyó 14,7% respecto al mismo mes del año anterior mientras muestra un precio 15,3% mayor al del mes anterior.

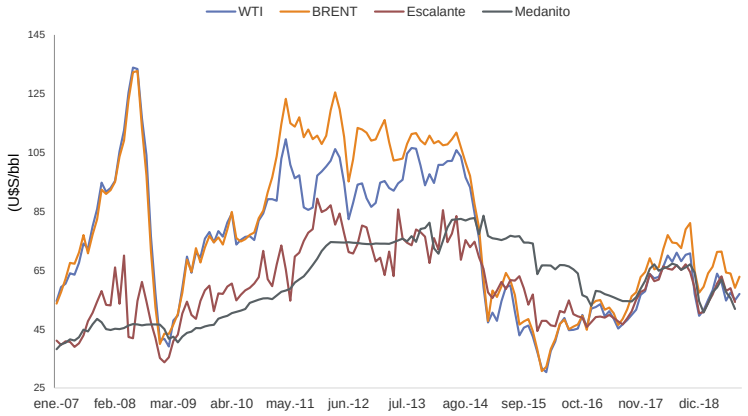
  En el caso Argentino, el precio del **Gas Natural en boca de pozo (lo que reciben los productores locales)** fue de 3,65 USD/MMbtu en agosto de 2019 (último dato disponible), lo cual implica un precio 21,2% menor al mes anterior y 31,5% inferior a igual mes del año anterior.

- **El Precio de importación del GNL** para el mes de septiembre 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.
  Para el año 2019 promedió los 6,28 USD/MMbtu al mes de septiembre según informa IEASA en su detalle de cargamentos comprados por licitación para el año 2019. Esto implica un precio de importación 20,5% inferior al de 2018 (7,9 US$/MMbtu).
  El gas importado por gasoductos de Bolivia (y marginalmente de Chile) tuvo un precio de importación promedio ponderado de 6 US$/MMBTU para el mes de septiembre de 2019. Esto representa un precio 7,8% inferior al del mes anterior y 8,5% menor al de igual mes del año 2018.

5. Biocombustibles

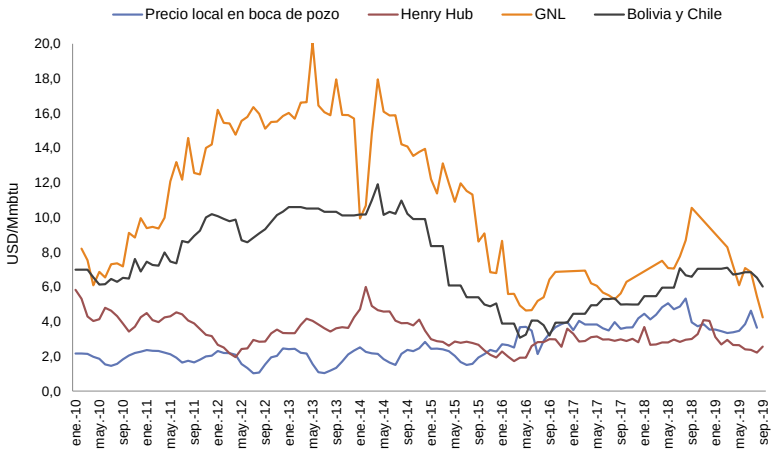
- La **producción de Bioetanol** en base a maíz y caña de azúcar aumentó 3,6% i.a en agosto de 2019, mientras que en el cálculo acumulado durante los últimos 12 meses al mes de referencia la producción disminuyó 4%.
  Las ventas respecto de agosto del año anterior cayeron 5% i.a, mientras que fueron 4,4% inferiores en el cálculo acumulado de doce meses respecto al año anterior.
- La **producción de Biodiesel** aumentó en el mes de agosto de 2019, siendo un 50,4% mayor respecto al mismo mes del año anterior. Por otra parte, se observa una disminución del 25,4% en la producción acumulada en el último año móvil.
  En agosto de 2019 las ventas de biodiesel fueron 27,6% menores a las registradas el mismo mes de año anterior a la

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

Tabla 5.1: Biodiesel y Bioetanol

	ago-19	ago-18	Acumulado año móvil	Acumulado año móvil anterior	% i.a	Var. % año móvil
Bioetanol (MTn)						
Producción	88	85	848	883	↑ 3,6%	↓ -4,0%
Ventas	69	72	829	867	↓ -5,0%	↓ -4,4%
Biodiesel (MTn)						
Producción	203	135	2.112	2.832	↑ 50,4%	↓ -25,4%
Ventas	67	93	1.093	1.139	↓ -27,6%	↓ -4,0%
Exportación	60	45	807	1.642	↑ 34,6%	↓ -50,8%
Total* (MTn)	**291**	**220**	**2.960**	**3.714**	**↑ 32,3%**	**↓ -20,3%**

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

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

vez que muestran una disminución del 4% en el cálculo acumulado para los últimos 12 meses.
Las exportaciones de Biodiesel aumentaron 36,4% i.a. Por otra parte, el acumulado de los últimos 12 meses a agosto de 2019 las ventas al exterior fueron 50,8% menores a igual periodo del año anterior.

- Por último**, la producción total de biocombustibles** medida en toneladas aumentó 32,3% i.a en agosto de 2019, mientras disminuye en el acumulado para el último año móvil a un ritmo de 20,3%, impulsado por la caída en la producción de biodiesel.

6. Balanza comercial energética:

- La **balanza comercial energética** del mes de septiembre de 2019 se muestra deficitaria en USD 53 millones. Por otra parte, en los primeros nueve meses de 2019 se observa un déficit comercial energético de USD 546 millones, reduciéndose 78,7% respecto de igual periodo del año anterior. Esto se debe a una caída importante en las importaciones energéticas del periodo y un aumento moderado de las exportaciones.

- **Los índices de valor, precio y cantidad** indican que en septiembre de 2019 se exportó un 11,8% menos de combustible y energía en términos de cantidades respecto de septiembre de 2018, mientras que los precios de exportación se redujeron 23,2% i.a dando como resultado una reducción en el valor exportado de 32,2% i.a.
En el acumulado de los primeros nueve meses se exportó 5,9% más en valor, incrementándose 14,8% las cantidades vendidas al exterior a la vez que el precio de los bienes energéticos exportables se redujo 7,8%.
Por otra parte, las importaciones de combustibles y lubricantes tuvieron una importante disminución en las cantidades: se redujeron 30,1% en septiembre de 2019 respecto a igual mes de 2018, mientras que en precios se observa una caída del 5,2%. Esto generó una disminución en el valor importado del 33,6% i.a.
En el acumulado de los primeros nueve meses de 2019 las importaciones se redujeron 33,2% en valor, debido a una caída de 32,9% en las cantidades y del 0,5% en los precios.

- Las **exportaciones medidas en cantidades** de los principales combustibles para el acumulado del año móvil al mes de septiembre de 2019 muestran mayores ventas al exterior de Butano (11,6%), Propano (1,5%), de petróleo del tipo Escalante (4,3%) y de Gas Natural (164%) que parte de una base muy baja debido a la reapertura de los mercados. La exportación anual de Gas Natural equivale a 546 MMm3 o bien 1,5 MMm3/d, esto es el 1% del total consumido internamente.
Hubo una disminución en las compras de naftas al exterior, en los últimos 12 meses acumulados a septiembre de 2019, del 21,2%. Por otra parte, se importó 4,8% menos de Gasoil en el acumulado del último año móvil respecto a igual periodo del año anterior.
Las importaciones de gas natural de Bolivia disminuyeron 0,5% i.a y 27,6% en el acumulado del último año móvil a septiembre de 2019, mientras que las de GNL se redujeron

Tabla 6.1: Balanza comercial energética (millones de Dólares)

	sep-19	sep-18	Acumulado 2019	Acumulado 2018	% i.a	% var. Acumulado
Balanza comercial energética	**-53**	**-89**	**-546**	**-2.566**	↓ **-40,4%**	↓ **-78,7%**
Exportacion combustibles y energía	305	450	3.169	2.993	↓ -32,2%	↑ 5,9%
Importación combustibles y lubricantes	358	539	3.715	5.559	↓ -33,6%	↓ -33,2%

Fuente: IAE en base a INDEC

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

	Respecto de septiembre de 2019			Respecto al acumulado a septiembre		
	Valor	Precio	Cantidad	Valor	Precio	Cantidad
Exportacion combustibles y energía	↓ -32,2%	↓ -23,2%	↓ -11,8%	↑ 5,9%	↓ -7,8%	↑ 14,8%
Importación combustibles y lubricantes	↓ -33,6%	↓ -5,2%	↓ -30,1%	↓ -33,2%	↓ -0,5%	↓ -32,9%

Fuente: IAE en base a INDEC

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

	sep-19	sep-18	Acumulado año móvil	Acumulado año móvil anterior	% i.a	var % acumulado
Exportación						
Butano y otros (MTn)	27	21	603	541	↑ 29,0%	↑ 11,6%
Escalante (Mm3)	232	320	2.875	2.757	↓ -27,3%	↑ 4,3%
Gas natural (Mm3)	43	16	546	206	↑ 169,3%	↑ 164,7%
Propano y otros (MTn)	38	44	625	616	↓ -13,8%	↑ 1,5%
Importación						
Crudo importado (Mm3)	0	0	0	851	-	↓ -100,0%
Gas natural (MMm3)	510	513	4.960	6.850	↓ -0,5%	↓ -27,6%
GNL (MMm3)	55	201	1.769	3.875	↓ -72,4%	↓ -54,3%
Gasoil* (Mm3)	238	310	2.237	2.351	↓ -23,3%	↓ -4,8%
Naftas* (Mm3)	49	71	563	715	↓ -30,2%	↓ -21,2%

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía
* Naftas común, Súper y ultra. Gasoil es la suma de agrogasoil, gasoil común y gasoil ultra

54,3% en el último año móvil. En conjunto, la importación total de Gas Natural y GNL disminuyó 37,3% (3.996 MMm3 o bien 10,9 MMm3/d) en los últimos 12 meses acumulados a septiembre de 2019.

De esta manera, el balance exterior en material de Gas nos indica que en los últimos 12 meses se importaron 18,4 MMm3 por día: esto es 13,6 MMm3/d de Gas Natural (4.960 MMm3) y 4,8 MMm3/d de GNL (1.769 MMm3); mientras la exportación es de solo 1,5 MMm3/d.

[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.