



Auditoría General de la Nación

INFORME DE AUDITORÍA

SECRETARÍA DE ENERGÍA

Actuación AGN 113/19 (Proyecto N° 2081241/19)

Año 2022



INDICE

1. OBJETO.....	4
2. ALCANCE DEL EXAMEN	5
2.1.OBJETIVOS DE LA AUDITORÍA	5
2.2.PROCEDIMIENTOS	6
3. ACLARACIONES PREVIAS.....	7
3.1.Generalidades	7
3.2.Marco normativo previo a la sanción de los programas de estímulo a la producción de Gas Natural	9
3.3. Esquema asociado a la producción de gas natural.....	11
3.4. Evolución de la oferta y demanda de gas	13
3.5. Programas de Estímulo a la Producción de Gas Natural	14
3.6. Recursos asignados y modalidades de pago.....	36
3.7. Ley N° 25.188 de Ética Pública y Decreto 202/17.....	49
3.8. Objetivo de Desarrollo Sostenible N° 7	49
4. HALLAZGOS.....	53
5. COMUNICACIÓN DEL PROYECTO DE INFORME	75
6. RECOMENDACIONES	75
7. CONCLUSIONES.....	77
ANEXO I: Glosario, siglas y abreviaturas	81
ANEXO II: Selección de la muestra y expedientes que la conforman	84



Auditoría General de la Nación

Señora Secretaria de Energía
Ingeniera Flavia ROYÓN
Paseo Colón 171. CABA

1. OBJETO

En uso de las facultades conferidas por el artículo 118 de la Ley 24.156, la Auditoría General de la Nación efectuó una auditoría de cumplimiento/gestión en el ámbito de la Secretaría de Energía (SE), vinculada con la verificación del cumplimiento de los objetivos y los controles ejercidos sobre los siguientes programas de Estímulo a la Producción de Gas Natural:

1) “Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural” - Res. 1/13¹ de la ex Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas (ex CPyCEPNIHi o ex Comisión); en adelante, PG I.

2) “Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida” - Res. ex Comisión 60/13²; en adelante PG II.

3) “Estímulo a los Nuevos Proyectos de Gas Natural” -Res. ex Ministerio de Energía y Minería (MINEM), 74/16³; en adelante, PG III.

4) “Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural Provenientes de Reservorios No Convencionales” – Resolución ex MINEM 46/17⁴.

Adicionalmente se verificó el cumplimiento de las directivas que surgen de la Ley 25.188 de Ética Pública y del Decreto N° 202/17 vinculado con los procedimientos a seguir en caso de conflictos de intereses y el grado de avance de la organización auditada con relación a la implementación de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), en particular el ODS 7: “Garantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna para todos”.

¹ B.O.: 14/02/13

² B.O.: 29/11/13

³ B.O.: 19/05/16

⁴ B.O.: 06/03/17



2. ALCANCE DEL EXAMEN

El examen fue realizado de conformidad con las normas de control externo gubernamental de la Auditoría General de la Nación, aprobadas por las Resoluciones AGN 26/15, 186/16 y 187/16, dictadas en virtud de las facultades conferidas por la Ley 24.156, artículo 119, inc. b).

Con relación al cumplimiento de los objetivos y con la evaluación de proyectos y/o planes de inversión, el período auditado comprende desde la vigencia del Plan Gas I (febrero de 2013) hasta la fecha de realización de los procedimientos, por encontrarse involucradas las dimensiones de eficacia y efectividad.

Para el resto de las cuestiones, el período auditado comprende desde el mes de enero de 2017 hasta el mes de diciembre de 2018. No obstante, se tuvo en cuenta la documentación incorporada a los expedientes, hasta el momento en que se realizaron los procedimientos a fin de cumplir con el principio de oportunidad contemplado en las Resoluciones AGN 26/15, 186/16 y 187/17.

En cuanto al grado de implementación del ODS 7, se evaluó siguiendo los lineamientos de la Disposición AGN 198/18.

Las tareas de campo fueron desarrolladas entre el 20/05/19 y el 23/09/21.

2.1. OBJETIVOS DE LA AUDITORÍA

Verificar las siguientes cuestiones:

2.1.1 Grado de cumplimiento de los objetivos previstos en cada uno de los programas de Estímulo a la Producción de Gas Natural que constituyen el objeto de auditoría.

2.1.2 Análisis realizado sobre los proyectos y/o planes de inversión presentados por las empresas, para ser inscriptas en los programas. Específicamente si dicha evaluación guarda relación con los objetivos para los cuales cada uno de los programas fue creado.



- 2.1.3 Circuito de pago de las compensaciones (incluye control de veracidad de datos sobre volúmenes y precios informados en las DDJJ, circuito de pago, cálculo de la compensación y presentación de seguros de caución).
- 2.1.4 Cumplimiento de los programas mediante la elaboración de auditorías e informes, resolución de reclamos y aplicación de sanciones.
- 2.1.5 Cumplimiento de las previsiones establecidas en la Ley 25.188 y en el Decreto 202/17 en cuanto a régimen de incompatibilidades y conflicto de intereses.
- 2.1.6 Grado de implementación del ODS 7 a través de los lineamientos aprobados por Disposición AGN 198/18.

2.2. PROCEDIMIENTOS

Durante la ejecución de las tareas de campo se desarrollaron los siguientes procedimientos:

2.2.1. Recopilación de datos

- 2.2.1.1. Relevamiento del marco normativo aplicable.
- 2.2.1.2. Requerimientos de información a la SE y partes intervinientes vinculadas.
- 2.2.1.3. Entrevistas y reuniones con funcionarios y personal del área relacionada con el objeto de auditoría.
- 2.2.1.4. Relevamiento de información en sitios web vinculados INDEC, IAPG, Consejo Federal de Energía, gobiernos provinciales, partes intervinientes en los programas, ENARGAS, empresas y/o universidades auditoras.
- 2.2.1.5. Elaboración de muestra de expedientes de pago (ver Anexo 2).
- 2.2.1.6. Requerimiento a la SE de los expedientes de pago de la muestra y de la totalidad de los expedientes de inscripción.
- 2.2.1.7. Requerimiento a la SE según cuestionario establecido en Disposición AGN 198/18 sobre implementación de ODS.

2.2.2. Análisis de datos

- 2.2.2.1. Evaluación de las respuestas recibidas a los requerimientos cursados.



- 2.2.2.2.** Estudio y análisis de los expedientes administrativos suministrados por el auditado.
- 2.2.2.3.** Cruces de información, cotejo y análisis comparativo de la información obtenida.
- 2.2.2.4.** Estudio y análisis de informes relacionados de entidades públicas y/o privadas.
- 2.2.2.5.** Estudio comparativo a partir de datos provenientes de sitios de acceso público de otros países.
- 2.2.2.6.** Análisis y cotejo de ratios e indicadores elaborados por el equipo de auditoría.
- 2.2.2.7.** Cotejo de órdenes de pago contra resoluciones y transferencias bancarias.
- 2.2.2.8.** Análisis de variables presupuestarias.
- 2.2.2.9.** Estudio y análisis de expedientes de pago a fin de verificar el cumplimiento de la Ley 25.188 de Ética Pública.
- 2.2.2.10.** Estudio y análisis del Informe País Argentina ODS 2018 y del Informe Voluntario Nacional.

3. ACLARACIONES PREVIAS

3.1. Generalidades

El acceso a la energía es esencial para el crecimiento de la economía y el desarrollo social de la población. Esto implica que la inversión en infraestructura energética es un factor central del crecimiento socio-económico y constituye la puerta de ingreso al progreso y a la inclusión social, ya que potencia la eficiencia de las inversiones públicas y privadas, propicia un funcionamiento fluido de los mercados y coadyuva al desarrollo equilibrado de las distintas regiones.

Para disponer de esta infraestructura suficiente y con calidad, se requiere de planificación estratégica y logística, cuyo horizonte de ejecución lo determinan los plazos de maduración de proyectos de alta complejidad, gran dimensión y elevados montos de inversión, indispensables para incrementar la productividad y competitividad del país



Auditoría General de la Nación

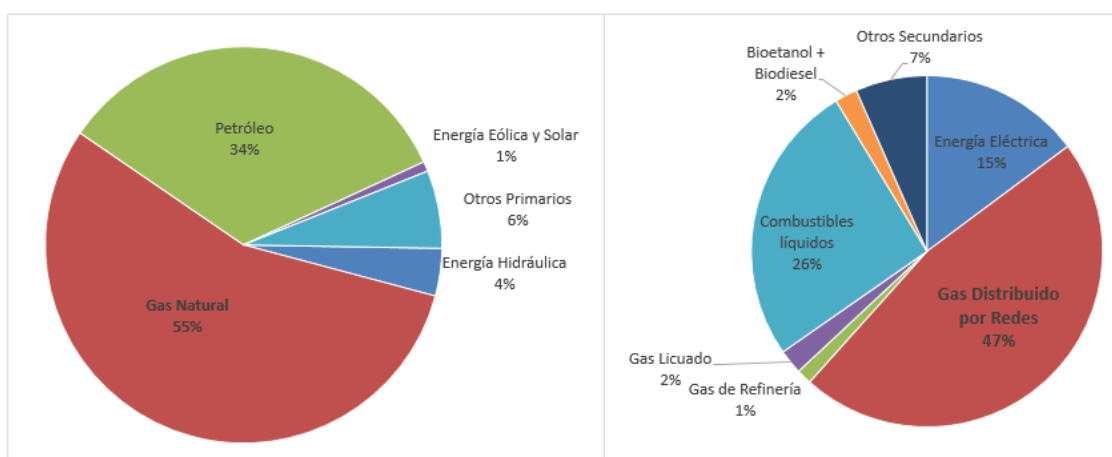
cuidando el medio ambiente, siendo que la energía es el factor principal que contribuye al cambio climático y representa alrededor del 60% de todas las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero.

La infraestructura energética, y en particular la de gas natural en Argentina se caracteriza por:

- Altos costos y plazos prolongados de maduración de los proyectos de inversión en infraestructura.
- Alto porcentaje de costos de producción en dólares, sometidos al riesgo cambiario
- Gran extensión geográfica – Sistemas complejos (redes-gasoductos)
- Interrelación con otros Sistemas (petróleo, electricidad, transporte, etc.)
- Utilización de recursos no renovables y alto impacto ambiental
- Producción convencional en declinación.
- Fuerte dependencia del marco institucional.

La matriz energética argentina es altamente dependiente de los hidrocarburos, con gran predominio del gas natural, tanto en la participación de energía primaria como secundaria.

Gráfico 1: Energía Primaria (izq.) y Secundaria (der.)



Fuente: elaboración propia, con datos de sitio web <https://www.argentina.gob.ar/produccion/energia/hidrocarburos/balances-energeticos>, correspondientes al balance energético 2019.



3.2. Marco normativo previo a la sanción de los programas de estímulo a la producción de Gas Natural

El primer hito normativo importante, desde el descubrimiento de los hidrocarburos en Argentina, fue la sanción de la Ley 17.319⁵, de Hidrocarburos, que estableció que el Poder Ejecutivo Nacional tiene a su cargo fijar la política nacional con respecto a la explotación, industrialización, transporte y comercialización de los hidrocarburos, con el objetivo principal de satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país con el producido de sus yacimientos, manteniendo reservas que aseguren esa finalidad (Artículo 3.)

En 1992, a través de la Ley 24.076⁶, se estableció el marco regulatorio para la industria del gas. Se modificó el esquema de empresas estatales preexistentes, por una desintegración horizontal en las actividades de producción (de libre competencia⁷), y de transporte y distribución, segmentos éstos caracterizados como servicio público, por tratarse de monopolios naturales. Se creó el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) y se fijaron mecanismos de mercados mayoristas para el intercambio económico de todas las transacciones.

En ese mismo año, a través de la Ley 24.145⁸, de Federalización de los Hidrocarburos, se transfirió el dominio de los yacimientos a las provincias y se dio inicio al proceso de transformación empresaria y privatización del capital de YPF SA.

En 1994 se reformó la Constitución Nacional, a partir de lo cual los estados provinciales detentan el dominio originario de los recursos naturales existentes en su territorio (C.N., Artículo 124).

En 2002, la Ley 25.561⁹, de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario, modificó las reglas de intercambio por la pesificación de los contratos y el congelamiento tarifario, surgiendo a partir de este momento la necesidad de intervención del Estado a través

⁵ BO: 30/06/1967

⁶ BO: 12/06/1992

⁷ Si bien la ley define de esa manera al segmento de producción, lo cierto es que el Poder Ejecutivo Nacional interviene de manera activa en la fijación de precios. Ejemplo de esto es el Decreto 181/04.

⁸ BO: 06/11/1992

⁹ BO: 07/01/2002



Auditoría General de la Nación

de la inyección de fondos del Tesoro Nacional mediante la aplicación de diversos subsidios a la oferta y demanda.

En 2004, por Decreto 181/04¹⁰ se facultó a la Secretaría de Energía para realizar acuerdos con los productores de gas natural a fin de establecer un ajuste del precio en el punto de ingreso al sistema de transporte (PIST) adquirido por las prestadoras del servicio de distribución de gas por redes, y la implementación de mecanismos de protección en beneficio de aquellos usuarios de esas prestadoras que inicien la adquisición directa de gas natural a los productores signatarios de esos acuerdos. Se fijaron además umbrales de consumo de las categorías del servicio residencial R1, R2 y R3.

En 2012 se declaró de interés público nacional y como objetivo prioritario de la República Argentina el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, así como la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos, a fin de garantizar el desarrollo económico con equidad social, la creación de empleo, el incremento de la competitividad de los diversos sectores económicos y el crecimiento equitativo y sustentable de las provincias y regiones (Ley N° 26.741¹¹, de Autoabastecimiento de Hidrocarburos, artículo 1°).

Asimismo, se contempló la maximización de las inversiones y de los recursos empleados para el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos en el corto, mediano y largo plazo (Ley N° 26.741, artículo 3°)

Luego, en 2013, y como consecuencia de la reglamentación de la ley citada, tuvo lugar el primer programa de estímulo a la producción de GN y los siguientes, que son objeto del presente informe de auditoría y cuya descripción se realiza a partir del punto 3.5. siguiente.

¹⁰ BO: 16/02/04

¹¹ BO: 07/05/12. A través de esta ley se declaró de interés público nacional el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, se creó el Consejo Federal de Hidrocarburos y se declaró de utilidad pública y sujeto a expropiación el 51% del patrimonio de YPF S.A. y Repsol YPF Gas S.A.



3.3. Esquema asociado a la producción de gas natural

Es importante describir el esquema asociado a la Producción de Gas Natural en Argentina, en cuanto a actores intervinientes, evolución de precios y de la producción del GN.

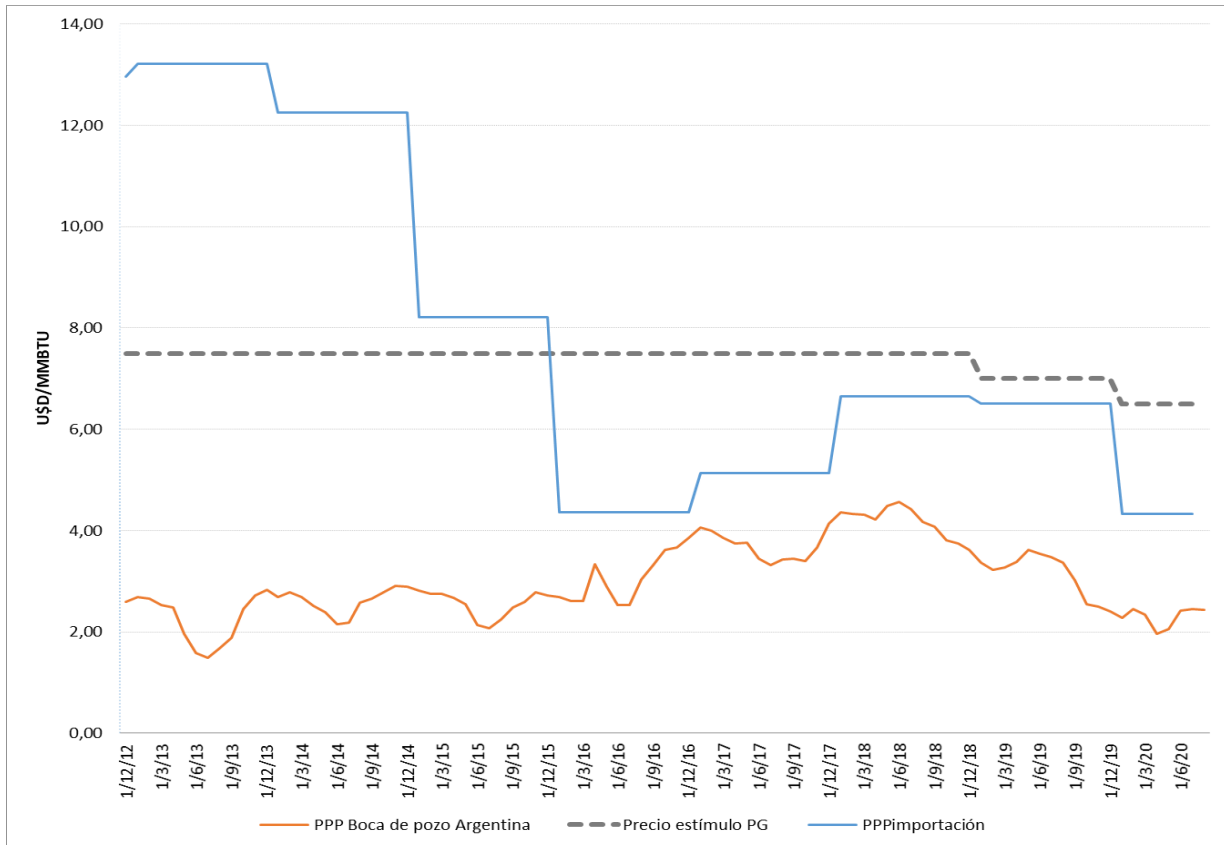
Los actores involucrados son el Estado Nacional, como autoridad encargada de definir la política energética a nivel nacional las provincias, como propietarias del recurso, el Ente Regulador con las funciones de regulación, control, fiscalización y resolución de controversias en relación con el servicio público de transporte y distribución de gas del país, las empresas dedicadas a la producción, transporte y/o distribución de gas natural, y los usuarios, que definen las características y necesidades de expansión de sistema gasífero.

En cuanto a los precios, en el siguiente gráfico se compara la evolución de los precios del GN en boca de pozo en Argentina y el precio promedio ponderado de importación (incluye el gas proveniente de Bolivia y Chile y GNL)¹², con el precio fijado como estímulo a la producción.

¹² A fin de determinar la incidencia de dicho concepto en comparación con el precio estímulo.



Gráfico 2: Comparativo en la evolución en el precio de GN

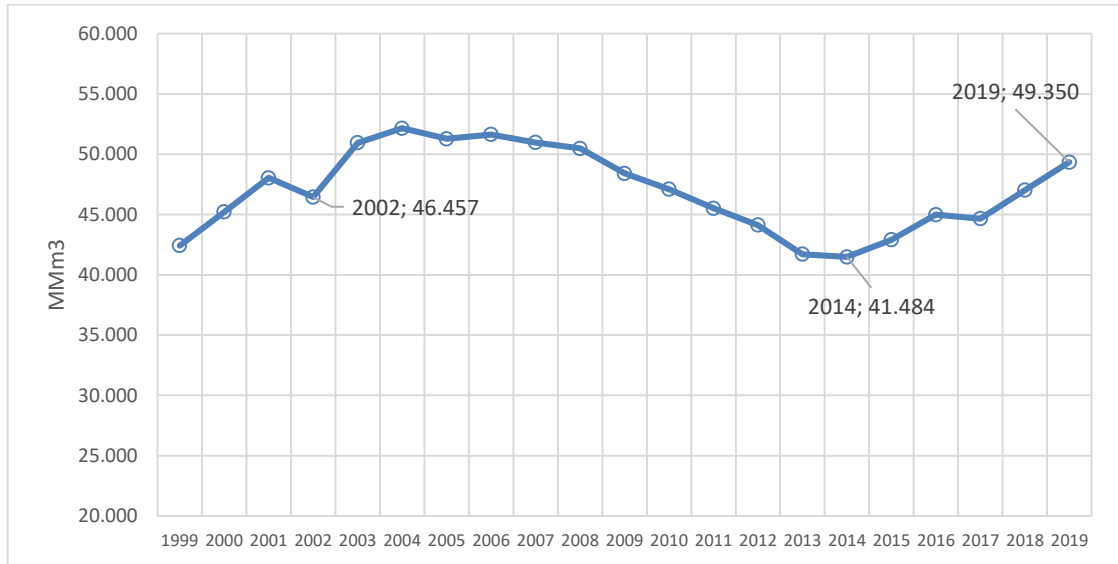


Fuente: Sitios web SE

En concomitancia con la implementación de los programas de estímulo se produjo una recuperación del ritmo de producción a una tasa promedio anual del 3,6% entre los años 2014 y 2019. Como puede apreciarse en el Gráfico 3, aún con este crecimiento no se ha restablecido todavía el máximo histórico de producción del año 2004.



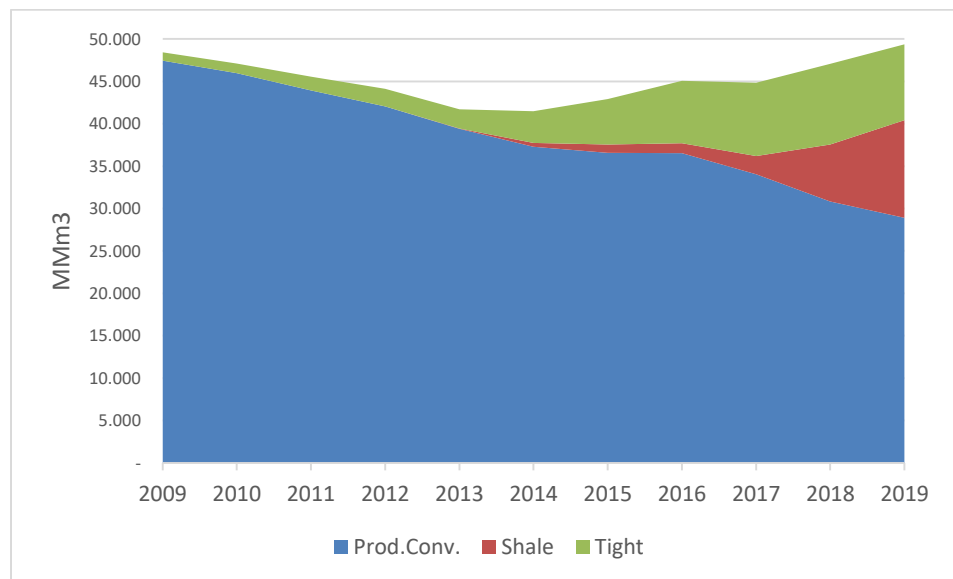
Gráfico 3: Evolución en la Producción de GN



Fuente: elaboración propia, con datos de sitio web <https://www.argentina.gob.ar/energia/hidrocarburos/produccion-de-petroleo-y-gas>

Se observa a continuación la producción según se trate de gas natural convencional o no convencional (shale gas y tight gas).

Gráfico 4: Producción de GN por tipo de recurso



Fuente: elaboración propia, con datos obtenidos del sitio:

<https://www.argentina.gob.ar/produccion/energia/planeamiento-energetico/panel-de-indicadores/prod-gas-conv-y-no-conv>



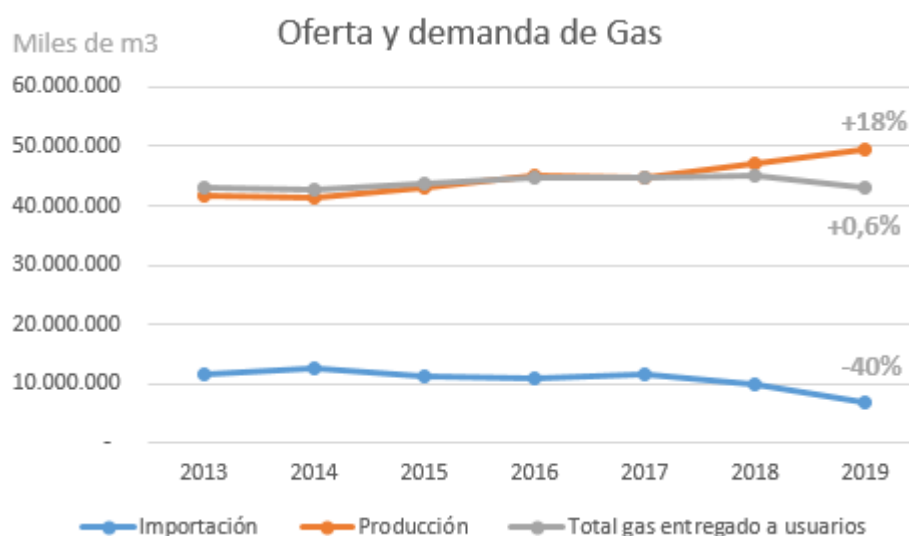
3.4. Evolución de la oferta y demanda de gas

Dada la declinación de la producción y el crecimiento sostenido del consumo, fue necesario cubrir el faltante de GN mediante importaciones del mismo fluido o sus sustitutos.

Las importaciones de GN se realizaron a través de la empresa IEASA (exENARSA), que consistieron por un lado en el contrato implementado con Bolivia (con volúmenes y precios cambiantes) y por otro en dos proyectos de re-gasificación de gas natural licuado (GNL) en los puertos de Bahía Blanca y Escobar, operado por barcos que funcionan como puerto de recepción, almacenamiento y regasificación. En 2016 se recurrió también a la importación de GNL regasificado desde Chile.

Se muestra a continuación la evolución de los volúmenes de oferta y demanda de gas para el período 2013-2019.

Gráfico 5: Evolución de los volúmenes de oferta y demanda de gas.



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía y del ENARGAS

3.5. Programas de Estímulo a la Producción de Gas Natural que conforman el objeto auditado



Auditoría General de la Nación

Con la reglamentación de la Ley 26.741 (Decreto 1277/12¹³) se creó el Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, el Reglamento del régimen de soberanía hidrocarburífera, la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas (en adelante ex Comisión) y el Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas.

En lo que resulta objeto de la presente auditoría, el capítulo III del Reglamento se refirió al autoabastecimiento y recuperación de reservas de hidrocarburos, fijando como obligación de los sujetos que realicen actividades de exploración y explotación de hidrocarburos suministrar la información técnica, cuantitativa y/o económica¹⁴, que resulte necesaria para evaluar el desempeño del sector y para el diseño del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas (Artículo 11). Se puso a cargo de la ex Comisión la evaluación del plan anual de inversiones de los sujetos, a través de auditorías trimestrales, con facultad de aplicar las sanciones allí establecidas (Artículos 14 y 15).

La ex Comisión funcionaba, como organismo desconcentrado, en la órbita de la ex Secretaría de Política Económica y Planificación del Desarrollo del ex Ministerio de Economía y Finanzas Públicas. Fue disuelta por Decreto N° 272/15¹⁵ (Artículo 1º) y las funciones que no fueron expresamente derogadas por dicha norma, fueron absorbidas por el ex MINEM. Luego, las facultades ejercidas por la ex Comisión recayeron en la entonces Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos (Resolución ex MINEM N° 47/16¹⁶), y posteriormente en la Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles de la Secretaría de Recursos no Renovables y mercados de los Combustibles de la Secretaría de Gobierno de Energía del Ministerio de Hacienda (Resolución ex Secretaría de Gobierno de Energía 66/19¹⁷).

Sin asignación específica de competencia en la materia, la Dirección Nacional de Economía de los Hidrocarburos (en adelante DNEH) dependiente de la Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles, es el área que, en la práctica y durante el desarrollo de las tareas de campo, centralizaba los trámites vinculados con cada uno de los programas.

¹³ BO: 27/07/12

¹⁴ Debían presentar la siguiente información: a) Plan de inversiones en exploración; b) Plan de inversiones en recuperación primaria de reservas; y c) Plan de inversiones en recuperación secundaria de reservas

¹⁵ BO: 04/01/16

¹⁶ BO: 15/04/16

¹⁷ BO 26/03/19



En las cuatro resoluciones que forman parte del objeto de auditoría¹⁸ surge como objetivo general de los programas la reducción de la brecha entre producción y consumo de GN a través de la implementación de programas de estímulo a la producción de gas natural (acciones ejecutadas), mediante la asignación de una compensación monetaria con fondos del Tesoro Nacional (recursos asignados) que asegure un precio adecuado para incentivar a las empresas a incrementar en el corto plazo la producción nacional de gas natural, reducir las importaciones y estimular la inversión en exploración y explotación para contar con nuevos yacimientos que permitan recuperar el horizonte de reservas en el territorio nacional (productos), orientados a contribuir a la recuperación del autoabastecimiento de hidrocarburos.

Se describen a continuación los antecedentes inmediatos y las principales características de los programas implementados desde el año 2013 a fin de incentivar la producción de gas.

3.5.1. Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural (Plan Gas I)

En febrero de 2013 entró en vigencia el Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural, comúnmente denominado Plan Gas I (Resolución 1/13 y su reglamentaria 3/13¹⁹, ambas de la ex Comisión).

Tuvo como objetivo principal *“reducir en el corto plazo la brecha entre producción y consumo de gas por medio de dos vías: en primer lugar, incrementando en el corto plazo la producción de gas, reduciendo de esta forma las importaciones (y por ende el flujo creciente de divisas), y por otro lado, estimulando la inversión en exploración y explotación para contar con nuevos yacimientos que permitan recuperar el horizonte de reservas. De manera conjunta, ambos caminos permitirán en el corto plazo revertir la tendencia deficitaria actual, a la vez que garantizarán el autoabastecimiento energético necesario para sostener el crecimiento económico y desarrollo social de la Argentina en el mediano y largo plazo”*

¹⁸Surgen del punto I (Objeto)

¹⁹ BO: 26/04/13



Auditoría General de la Nación

Los participantes del programa debían presentar “Proyectos de aumento de la inyección total de gas natural”, en los cuales debían establecerse un nivel de Inyección Base²⁰. El volumen de gas inyectado al sistema por sobre dicho nivel recibiría una compensación sobre un precio base determinado, hasta alcanzar un precio fijo de USD 7,50 por MMBTU

Las empresas interesadas, inscriptas en el Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, podían presentar el proyecto de aumento de la inyección total de gas natural hasta el 2/10/13, siendo la ex Comisión la encargada de recibir, evaluar y aprobar los proyectos que, a su criterio, se ajustaran a los objetivos del Plan, de acuerdo a las pautas establecidas en el Anexo de la Resolución (Artículo 3º).

Las empresas debían presentar en sus proyectos la Inyección Base o volúmenes de gas natural teóricos propuestos como punto de partida para el cálculo de los compromisos de inyección excedente asumidos. El Estado Nacional, por su parte, se comprometía al pago de una compensación en forma mensual para la producción que excediera el nivel de inyección base ajustada²¹, consistente en la diferencia que exista entre el precio de la Inyección Excedente²² y el precio efectivamente percibido por la venta de la Inyección Excedente, ajustado en más o en menos según la diferencia que exista entre el Precio Base²³ y el precio efectivamente percibido por la venta de los volúmenes excedentes.

En caso de que el precio percibido por la Empresa Beneficiaria por la venta de los volúmenes que exceden la Inyección Base ajustada, fuese mayor al Precio Base, la diferencia en exceso percibida por la Empresa Beneficiaria se descuenta de la compensación que ésta tuviera que percibir en el marco del programa.

²⁰ Inyección Base: se define como “Inyección Base” a volúmenes de Gas Natural teóricos, propuestos en los Proyectos como punto de partida para el cálculo (con sus respectivos ajustes) de los deberes de inyección excedente asumidos por las Empresas Beneficiarias.

²¹ Es la Inyección Base, ajustada de acuerdo a una tasa de declino, y que será calculada por cada Empresa Beneficiaria en MMm3/d para el período propuesto en sus respectivos “Proyectos de Aumento de la Inyección Total de Gas Natural”, sujeta a verificación y aprobación de la Comisión.

²² Se calcula para todas las Empresas Beneficiarias en Siete Dólares Estadounidenses con Cincuenta Centavos por millón de BTU (7,5 USD/MMBTU).

²³ Es el precio promedio ponderado correspondiente al año 2012 de los precios del Gas Natural establecidos para cada segmento de consumidores del mercado interno, conforme el detalle que calcule cada Empresa Beneficiaria, en sus respectivos “Proyectos de Aumento de la Inyección Total de Gas Natural”, sujeta a verificación y aprobación de la Comisión.



Auditoría General de la Nación

Las Áreas involucradas en la gestión del programa, además de la SE y la ex Comisión a través de su Secretaría Administrativa o su sucesora, la Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles, son:

- Unidad de Gestión Técnico Operativa (UGTO): el ENARGAS, que controla la veracidad de los volúmenes de producción informados por las empresas desde el PIST a través de la información de las transportistas, y previo al PIST a través de la información remitida por la Coordinación de Medición y Actividades Intermedias (Área Resolución 318/10) dependiente de la Dirección Nacional de Transporte y Actividades Intermedias en Hidrocarburos.

- Unidad de Seguimiento y Control (USyC): una universidad nacional que, mediante un convenio de asistencia técnica, interviene en el cálculo de la compensación y realiza auditorías.

El cálculo de la compensación se realiza de la siguiente manera: la Secretaría Administrativa (SA) de la ex Comisión (o los organismos que tomaron sus competencias con posterioridad a su disolución) envía una copia del informe de la UGTO a la SE y otra copia a la USyC solicitando a ambos organismos que procedan a calcular la compensación en un plazo de 15 días hábiles. Si el resultado fuera el mismo, la ex Comisión (o el organismo que la reemplazara en las funciones)²⁴ ordena el pago. En caso de diferencias entre ambos informes o si alguno de los órganos no lo remite a la Secretaría Administrativa, la ex Comisión, puede ordenar el pago por el único o, en su caso, menor de los montos. Para el supuesto en que se hubiere autorizado el pago sobre la base de uno solo de los informes, se requerirá al órgano que corresponda la urgente remisión del informe faltante.

En cuanto a las auditorías, la ex Comisión debía establecer un mecanismo, determinando el alcance de las mismas, a los fines del seguimiento y control de las pautas fijadas en el reglamento. Las mismas debían ser realizadas por la universidad designada,

²⁴ Los pagos fueron determinados por la ex Comisión, hasta su disolución. Luego, dicha competencia recayó en la entonces Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos, luego Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles de la Secretaría de Recursos no Renovables y Mercados de los Combustibles de la Secretaría de Gobierno de Energía del Ministerio de Hacienda. Al momento de realizar los procedimientos la denominación era Secretaría de Energía, dependiente del Ministerio de Economía.



Auditoría General de la Nación

con una periodicidad anual, sin perjuicio de lo cual la misma podría realizarse durante todo el año calendario. (Resolución ex Comisión 3/13)²⁵.

La modalidad de pago es mensual, en moneda nacional al tipo de cambio de referencia comunicación A 3500 (mayorista) BCRA del último día hábil del mes o período en que se devenguen las obligaciones²⁶.

El plazo fue establecido en 45 días para el dictado de la Resolución y 20 días para efectivizar el pago²⁷.

El período de vigencia de los proyectos no podía superar los 5 años, prorrogables a solicitud de la empresa (Punto II., Anexo I). Se inscribieron en total 10 empresas.

Tabla 1: Empresas Beneficiarias del PGI

-
1. ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. (SIP)
 2. GLACCO COMPAÑÍA PETROLERA S.A. (GLA)
 3. GRUPO PAN AMERICAN (PAE)
 4. GRUPO YPF (YPF)
 5. PAMPA ENERGÍA S.A. (ex PETROLERA PAMPA S.A.) (PAM)
 6. PETROQUIMICA COMODORO RIVADAVIA S.A. (PCR)
 7. ROCH S.A.(ROC)
 8. SINOPEC ARGENTINA EXPLORATION AND PRODUCTION INC. (SIN)
 9. TOTAL AUSTRAL S.A.(TOT)
 10. WINTERSHALL ENERGIA S.A. (WIA)
-

Fuente: datos provistos por el Auditado

Sólo 8 empresas presentaron declaraciones de producción hasta diciembre 2017. Las empresas Glacco y Roch no permanecieron en el programa hasta su finalización.

Se muestra a continuación el volumen total de producción para el período de vigencia del PG I, calculado en base a la producción informada en m³/día, indicando el porcentaje de participación resultante para cada participante en el total del PG I. En términos generales, se aprecia una tendencia creciente en los totales de producción, desde el inicio hacia el final del período de vigencia del plan, así como el grado de participación de cada empresa en el total

²⁵ BO: 26/04/13

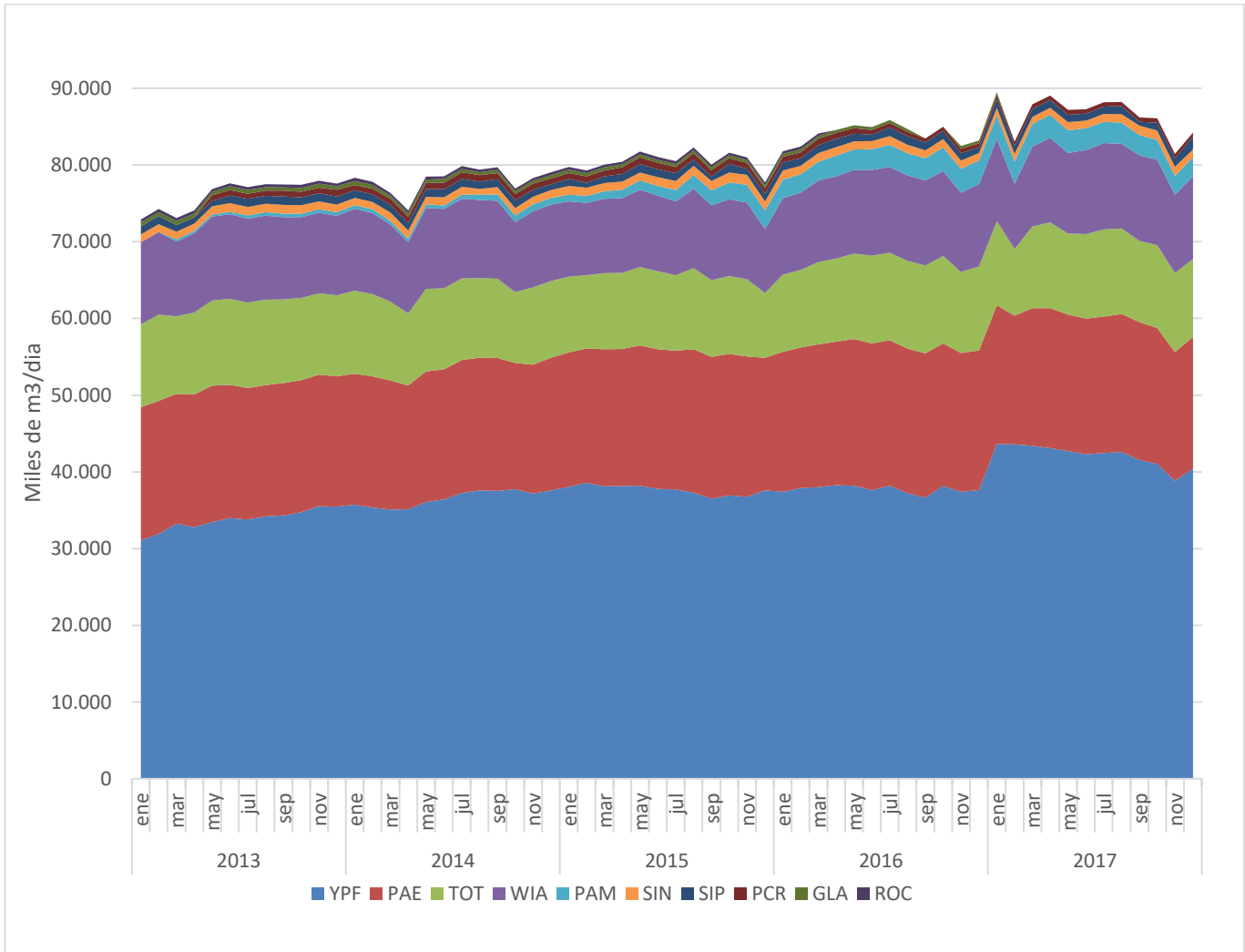
²⁶ Anexo I, punto IV, 1 y 2

²⁷ Apartados e.2) y ss. del Punto 4. del Reglamento General del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural.



de producción del programa. Surge evidente la preponderancia de 4 empresas y que solo YPF constituyó casi el 50% de la producción del PG I.

Gráfico 6: Producción mensual por empresa

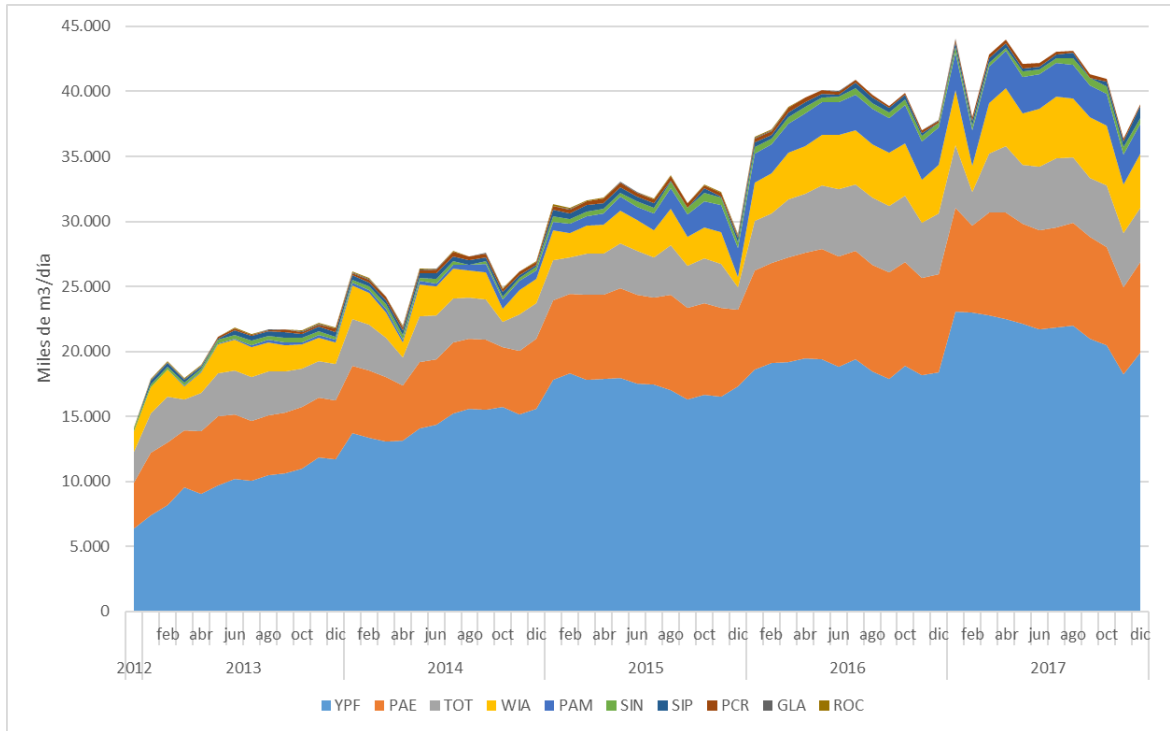


Fuente: elaboración propia a partir de datos de producción asociados a los gráficos remitidos por la Secretaría de Energía.

En la siguientes ilustraciones se muestra la producción excedente de las empresas en cuanto a volumen (en millones de m³) inyectado al sistema y el total inyectado el sistema en general en el marco del PG I.

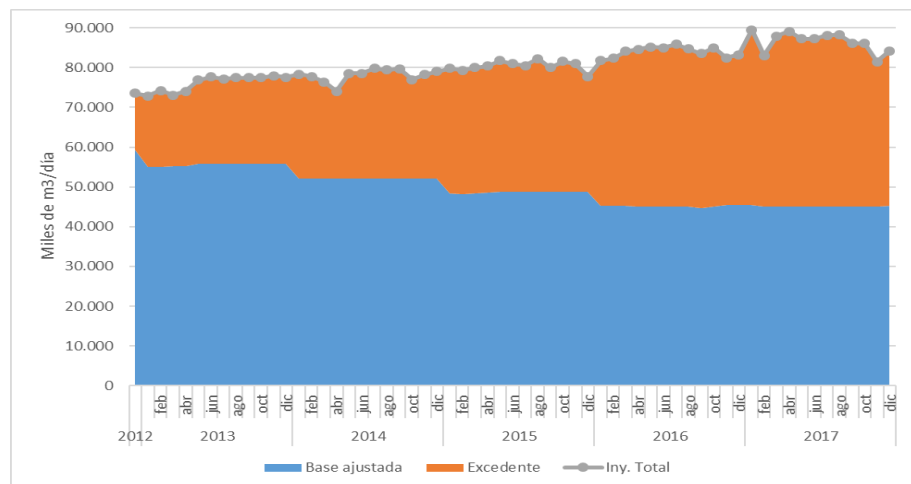


Gráfico 7: Inyección excedente por empresa beneficiaria



Fuente: elaboración propia a partir de datos de producción asociados a los gráficos remitidos por la Secretaría de Energía.

Gráfico 8: Inyección total en el marco de PG I



Fuente: elaboración propia a partir de datos de producción asociados a los gráficos remitidos por la Secretaría de Energía.



3.5.2. Programa Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida (Plan Gas II)

Como paso siguiente al PG I, se estimó conveniente disponer un mecanismo complementario tendiente a fomentar la actividad productiva de aquellos actores del sector que no hubieran optado por incorporarse al PG I, por razones vinculadas a sus escalas productivas y/o a las características geológicas de los yacimientos sobre los que operan.

Por tal motivo, se creó el “Programa Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural para empresas con Inyección Reducida”, denominado Plan Gas II (Resoluciones 60/13 y su reglamentaria 83/13, ambas de la ex Comisión). Las áreas y actores involucrados en su gestión son los mismos que los mencionados en el programa anterior y actúan de la misma manera.

El objetivo principal fue similar al del PG I, reconociendo sus particularidades productivas, alentando la incorporación de empresas de inyección reducida, de modo de continuar, por un lado, aumentando en el corto plazo la producción de gas, reduciendo de esta forma las importaciones y, por otro lado, estimulando la inversión en exploración y explotación para contar con nuevos yacimientos que permitan recuperar el horizonte de reservas; a los efectos de lograr el autoabastecimiento energético necesario para coadyuvar a sostener el desarrollo económico y social de la Argentina, en el mediano y largo plazo.

El cálculo de la compensación a cargo del Estado es el mismo que el previsto en el PG I, aunque con algunas particularidades con relación al precio de la inyección excedente²⁸. El pago se determinó de modo trimestral.

Se previó una vigencia de 4 años para las inscripciones, prorrogables por un año adicional (Anexo I, VII, punto 1). En total se inscribieron 15 empresas.

²⁸ Precio base: surge de cada proyecto presentado y es igual al precio promedio ponderado (PPP) correspondiente al período comprendido durante los 6 meses inmediatamente anteriores al inicio del período de inscripción trimestral.

Precio de inyección excedente: A) empresas con inyección previa. Se determina según la inyección total acreditada en el período mensual según el siguiente esquema de zonas: 1) 7,50 USD/MMBTU si la inyección total supera la inyección base; 2) 6 USD/MMBTU si la inyección total supera la curva teórica de ajuste del 5% y hasta la inyección base; 3) 5 USD/MMBTU, si la inyección total supera la curva teórica de ajuste del 10% y hasta la curva teórica del 5%; 4) 4 USD/MMBTU si la inyección total supera la inyección base ajustada y hasta la curva teórica de ajuste del 10%. Empresas sin inyección previa: lo determina la ex CPyCEPNIHi de acuerdo a características de cada proyecto. Se encontrará entre un mínimo equivalente al PPP al que se encuentren comercializando las empresas beneficiarias (Anexo I, punto 1. Definiciones)



Tabla 2: Empresas Beneficiarias del PG II

-
1. ANTRIM ARGENTINA S.A., CROWN POINT OIL&GAS S.A., CANAMERICAS ENERGY LTD., SUCURSAL ARGENTINA (ANT)
 2. COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLE S.A. y UNITEC ENERGY S.A. (CGC)
 3. METROHOLDING S.A. (MET)
 4. DESARROLLOS PETROLEROS Y GANADEROS S.A. (DPG)
 5. PAMPA ENERGÍA S.A. (ex CANADIAN HUNTER S.A., ATALAYA ENERGY S.A. y PETROBRAS ARGENTINA S.A.) (BRA)
 6. GRUPO YSUR (YSUR)
 7. SECRA S.A. (SECRA)
 8. SAN ENRIQUE PETROLERA S.A. Y PETROLERA EL TRÉBOL S.A. (ENR)
 9. APCO OIL AND GAS INTERNATIONAL INC., APCO AUSTRAL S.A. y NORTHWEST ARGENTINA CORPORATION (APC)
 10. PETROLERA CERRO NEGRO S.A. y OIL m&s S.A. (CNE)
 11. TECPETROL S.A (TEC)
 12. VISTA OIL & GAS ARGENTINA SA (ex PETROLERA ENTRE LOMAS S.A.) (PEL)
 13. PLUSPETROL S.A. y PLUSPETROL ENERGY S.A. (PLU)
 14. CAPEX S.A., CAPSA E INTERENERGY ARGENTINA S.A. (CPX)
 15. SAN JORGE PETROLEUM Y SAN JORGE ENERGY (JOR)
-

Fuente: datos provistos por el Auditado

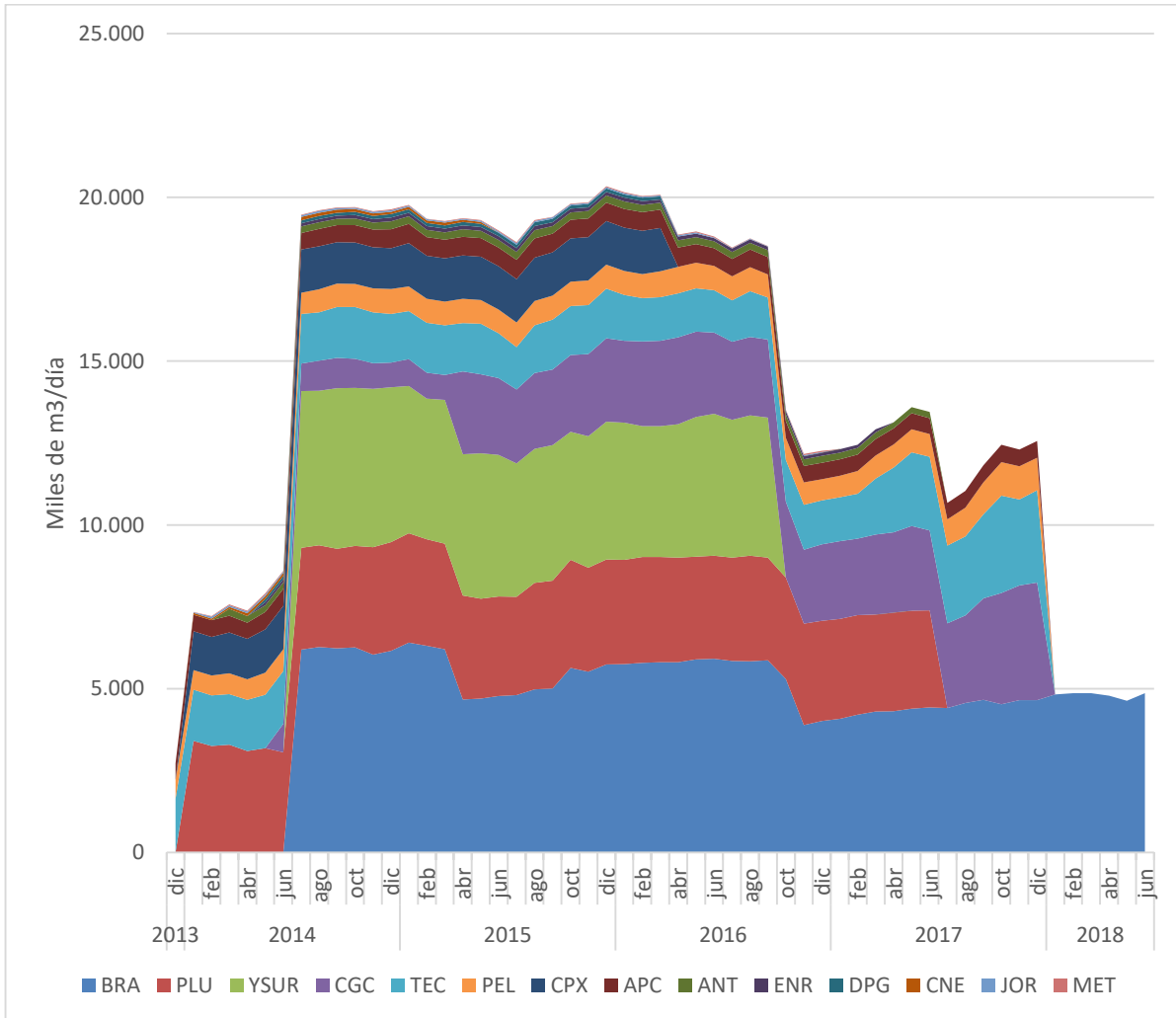
De las bases de datos suministradas por el auditado surge que solo 5 empresas presentaron declaraciones de producción hasta el final de la vigencia del Programa, 3 empresas lo hicieron hasta mediados de 2017, 5 dejaron el programa en 2016, una solicitó la baja al Programa en 2015, y no se hallaron registros de SECRA SA.

En este Programa no se evidencia crecimiento sostenido a lo largo de todo el período y se aprecia que 5 empresas representaron el 85% del total. La empresa de mayor participación en el total del programa (BRA) es Pampa Energía SA, que en 2016 adquirió el paquete de control de Petrobras Argentina²⁹, manteniéndose como identificador la sigla “BRA”.

²⁹ 0089 - IF-2018-19704163-APN-DGDO%MEM.pdf del Expediente de muestra de pagos pendientes: EX-2018-20277181-APN-DGDO%MEM



Gráfico 9: Producción mensual por empresa PG II

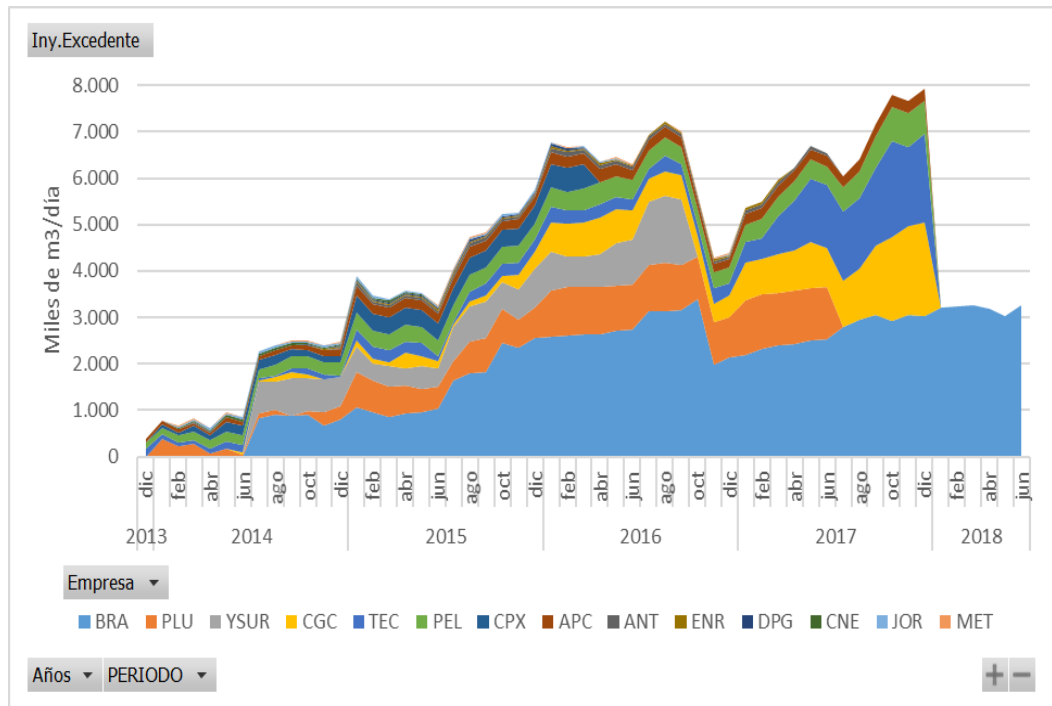


Fuente: elaboración propia a partir de datos de producción asociados a los gráficos remitidos por la Secretaría de Energía

En las siguientes ilustraciones se muestra la producción excedente de las empresas en cuanto a volumen (en millones de m³) inyectado al sistema y el total inyectado en general en el marco del PG II.

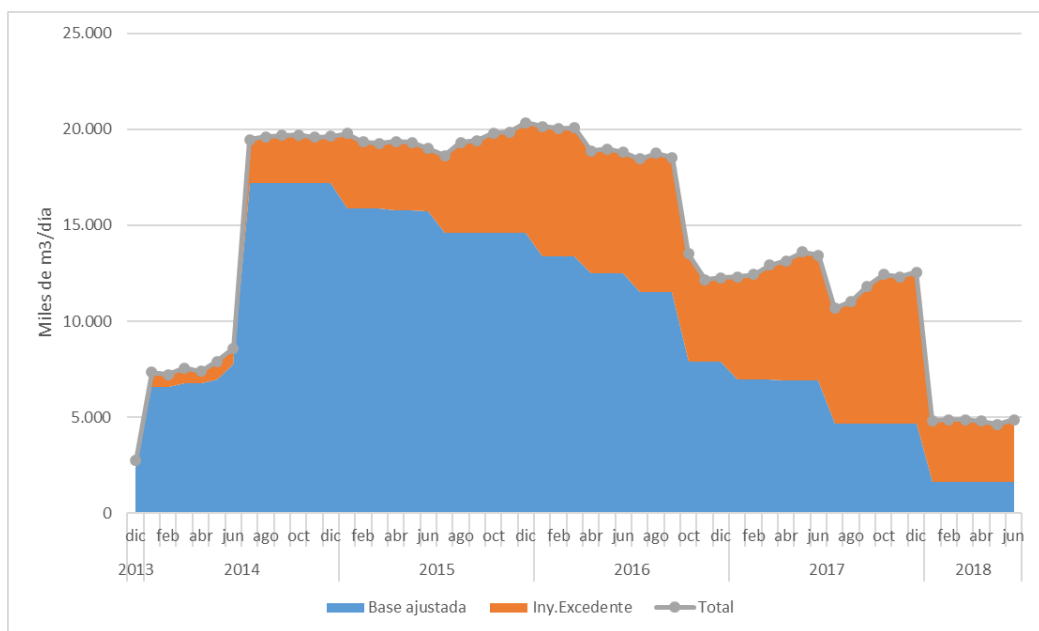


Gráfico 10: Inyección excedente por empresa, PG II



Fuente: elaboración propia a partir de datos de producción asociados a los gráficos remitidos por la Secretaría de Energía.

Gráfico 11: Inyección total PG II



Fuente: elaboración propia a partir de datos de producción asociados a los gráficos remitidos por la Secretaría de Energía.



3.5.3. Programa de Estímulo a los Nuevos Proyectos de Gas Natural (Plan Gas III)

En 2015 se dispuso la creación de un programa de estímulo a la inyección de gas natural para empresas sin inyección, cuyo fin era atraer nuevas inversiones que incrementaran el abastecimiento de gas natural al mercado interno, pero no fue implementado (Resolución ex CPyCEPNIHi 185/15³⁰).

Sin embargo, se creó el “Programa de Estímulo a los Nuevos Proyectos de Gas Natural” a fin de incentivar el desarrollo de proyectos para empresas no beneficiarias de PG I y II (Resolución ex MINEM 74/16).

De acuerdo a dicha resolución, su objetivo principal fue continuar con los programas impulsados con miras a incrementar en el corto plazo la producción de gas, reducir las importaciones y estimular la inversión en exploración y explotación, para contar con nuevos yacimientos que permitan recuperar el horizonte de reservas en el territorio nacional, y en igual sentido, adoptar las medidas conducentes para incentivar nuevos proyectos que, en el marco antes referido, no habían sido a la fecha incorporados.

Las empresas inscriptas en este plan no debían ser beneficiarias de los PG I y II. A su vez, el gas natural de los proyectos presentados debía ser: a) Proveniente de concesiones de explotación otorgadas como consecuencia de descubrimientos informados con posterioridad a la entrada en vigencia del PG I; b) Proveniente de una concesión de explotación de yacimientos tight o shale gas; o c) perteneciente a empresas sin registros de inyección de gas natural y que adquirieran una participación en áreas de empresas inscriptas en el PG I o II, siempre que durante el período en que la empresa vendedora hubiera calculado su inyección base, la inyección total proveniente de las áreas en cuestión hubiera sido nula, incluida la adquisición de áreas en su totalidad (Resolución Ex MINEM 74/16, Parte II, Anexo I).

De manera similar a los planes anteriores, intervienen además de la SRH, el ENARGAS como UGTO y la USyC sería una Universidad Nacional por convenio de asistencia técnica (*Anexo II, Punto 2*) (Ver Gráfico 10 - PG I, II y III. Presentación y pago de DDJJ de producción mensual). La ex Comisión fue disuelta previa entrada en vigencia del

³⁰ BO: 29/09/15



PG III, por lo tanto, sus funciones relacionadas con la metodología del Programa (ejercidas en los PG I y II por la Secretaría Administrativa) recayeron en la SRH.

La compensación a pagar por el Estado es el producto del volumen mensual efectivamente vendido en el mercado interno por las empresas beneficiarias y la diferencia entre el precio de estímulo y el precio de venta³¹.

La modalidad de pago es mensual, en pesos al tipo de cambio previsto en los planes PG I y II, y el plazo se fijó en 45 días para la resolución y 20 para el pago.

La vigencia del programa se previó hasta el 31/12/18 (Artículo 7º) y se inscribieron 9 empresas.

Tabla 3: Empresas Beneficiarias del PG III

-
1. EXXON MOBIL EXPLORATION ARGENTINA S.R.L. (BAJO DEL CHOIQUE - LA INVERNADA) (EXX CHO)
 2. GAS Y PETRÓLEO DEL NEUQUÉN S.A. (GyP)
 3. MOBIL ARGENTINA S.A. (MOB CHA)
 4. O&G DEVELOPMENTS LTD S.A. (SIERRAS BLANCAS) (O&G)
 5. PBBPOLISUR S.R.L. (PBB)
 6. PETROBRAS OPERACIONES S.A. (POSA)
 7. PETRONAS E&P ARGENTINA S.A. (PETRON)
 8. SHELL COMPAÑÍA ARGENTINA DE PETRÓLEO S.A. y O&G DEVELOPMENTS LTD S.A. (CRUZ DE LORENA) (SHE CRUZ)
 9. SHELL COMPAÑÍA ARGENTINA DE PETRÓLEO S.A. y O&G DEVELOPMENTS LTD S.A. (RINCON LA CENIZA) (SHE CEN)
-

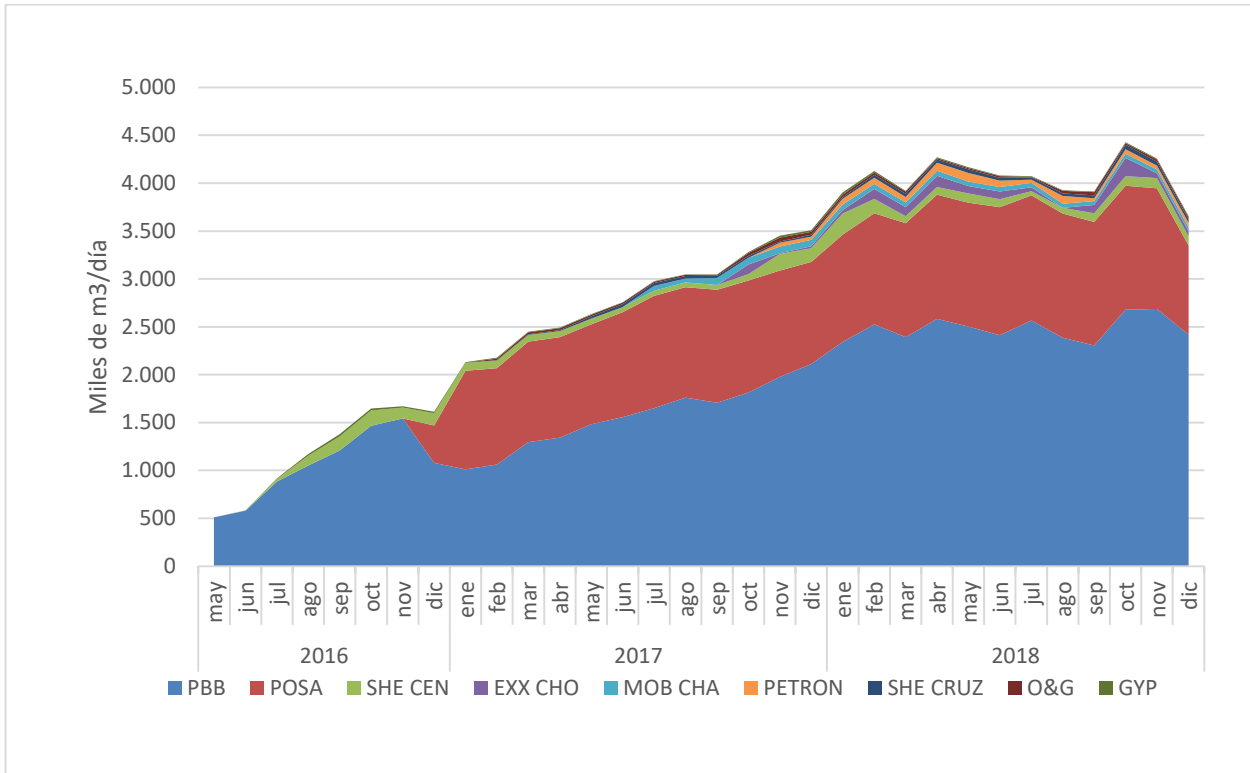
Fuente: datos provistos por el Auditado

Se muestran a continuación los datos de producción mensual por empresa beneficiaria desde 05/2016 a 12/2018. Se aprecia en términos generales una tendencia creciente en los totales de producción desde el inicio hacia el final del período de vigencia del plan, donde dos empresas se destacan con un aporte del 92,4% del total de inyección. PBBPolisur S.R.L. (PBB) es la que acumuló mayor producción en el período.

³¹ Resolución ex MINEM 74/2016, Anexo I, punto V. apartado 3 a.



Gráfico 12: Producción mensual por empresa PG III



Fuente: elaboración propia a partir de datos de producción asociados a los gráficos remitidos por la Secretaría de Energía.

3.5.4. Circuito de pago para PG I, II y III

El pago debe efectuarse dentro de los 20 días hábiles de emitida la resolución de pago. El tiempo total insumido para la efectivización del pago debería ser de aproximadamente 18 semanas, sin considerar objeciones, revisiones y/o pedidos de aclaración.

Durante la vigencia del proyecto, cada empresa beneficiaria debía presentar mensualmente a la SE (a la ex Comisión primero y a la DNEH después), dentro de los 30 días del último día hábil del mes siguiente al del período bajo análisis, una Declaración Jurada de sus ventas³² para dar inicio al procedimiento de pago.

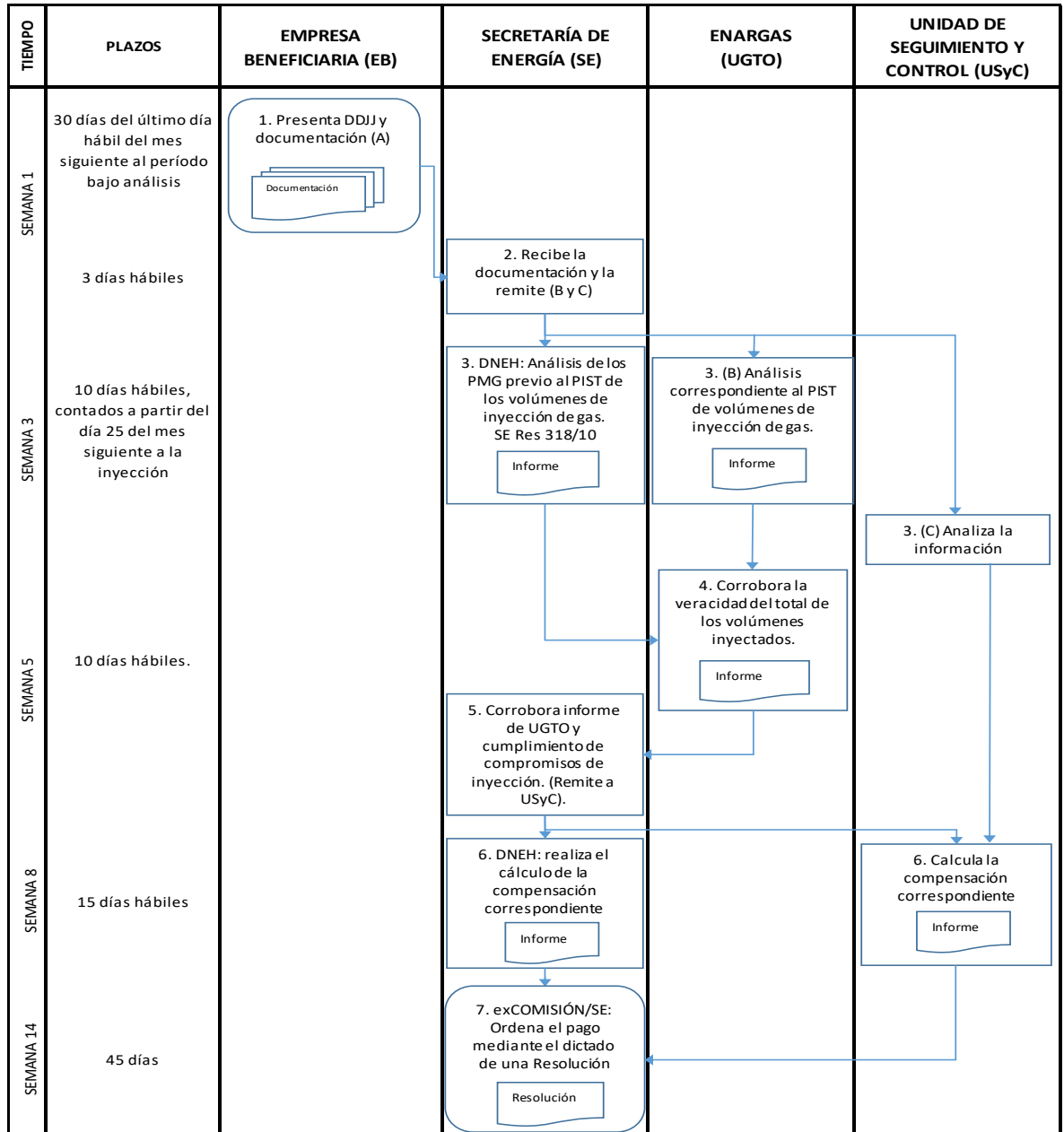
³²La información a presentar es la siguiente: i) Inyección Total entregada a cada segmento de la demanda, entendiéndose por tal a la definida por la Resolución N° 1/2013 de la Comisión; (ii) precio promedio ponderado de venta; (iii) contratos y/o facturas comerciales correspondientes al volumen de Gas Natural comercializado; y (iv) demás documentación que acredite la veracidad y exactitud de la información suministrada. (A) UN (1) ejemplar impreso y UN (1) ejemplar digital conteniendo los ítems (i), (ii), (iii), y (iv). (B) UN (1) ejemplar impreso y UN (1) ejemplar digital conteniendo el ítem (i), (C) DOS (2) ejemplares impresos y DOS (2) ejemplares digitales conteniendo los ítems (ii), (iii), y (iv).



Auditoría General de la Nación

Se detalla a continuación el circuito de presentación, cálculo y pago de las compensaciones que se estableció, con algunas mínimas diferencias, para PG I, II y III.

Gráfico 13: PG I, II y III. Flujograma de presentación y pago de DDJJ de producción mensual



Fuente: Elaboración propia sobre la base de las Resoluciones ex Comisión 1/13, 3/13, 60/13, 83/13 y ex MINEM 74/16.



3.5.5. Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollo de Producción de Gas Natural de Reservorios no Convencionales (Resolución ex MINEM 46/17)

En marzo de 2017, por Resolución ex MINEM 46/17 y modificatorias³³ fue creado el Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollo de Gas Natural proveniente de reservorios no convencionales³⁴ destinado a incentivar la producción en la cuenca neuquina, ampliándose, en el mismo año, a la Cuenca Austral (Resolución ex MINEM 447/17)³⁵. El Anexo a dicha resolución contiene las Bases y Condiciones del Programa.

El objetivo principal fue fijado teniendo en cuenta las mismas pautas y principios referidos en los planes anteriores. El Estado Nacional impulsó el diálogo entre los sindicatos de la industria, las empresas del sector y los respectivos gobiernos provinciales, y estableció un programa de incentivo a las inversiones en desarrollos de producción de gas natural proveniente de reservorios no convencionales, con miras a acelerar el paso de la etapa piloto a la etapa de desarrollo de las concesiones de explotación correspondientes.

La diferencia fundamental de este programa con los anteriores, es que se requería la presentación de una proyección de producción mensual hasta el fin del programa, en el año 2021, a la vez que no se estableció una línea de base sobre la cual se retribuiría una producción incremental. Es decir, podían ser parte del programa proyectos que ya tuvieran inyección previa, aunque se paga la inyección a partir de la presentación del plan de inversiones requerido.

Para la adhesión se requería la presentación de un plan de inversión aprobado por la autoridad de aplicación provincial con la conformidad de la Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles (ex Subsecretaría de Recursos Hidrocarburíferos). Para dicha conformidad era necesario que las concesiones incluidas³⁶ en el plan de inversión alcancen una producción media anual estimada, en cualquier período de 12 meses consecutivos, antes del

³³ B.O.: 6/03/17

³⁴ Gas No Convencional: es el gas proveniente de reservorios de gas natural caracterizados por la presencia de areniscas o arcillas muy compactadas de baja permeabilidad y porosidad, que impiden que el fluido migre naturalmente y por lo cual la producción comercial resulta posible únicamente mediante utilización de tecnologías de avanzada ("Tight Gas" o "Shale Gas").

³⁵ B.O.: 17/11/17

³⁶ Concesiones incluidas: son aquellas que producen gas no convencional y que cuentan con un plan de inversión específico aprobado por la autoridad de aplicación provincial con la conformidad de la ex Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos para ser incluidas en el Programa.



31 de diciembre de 2019, igual o superior a 500.000 m³ por día (punto II de las Bases y Condiciones del Programa)

A los efectos de determinar el nivel de producción se utiliza la producción total de gas no convencional de la concesión, medida de forma análoga a la de la Producción Incluida³⁷ solicitada por el adherente.

En caso de que una concesión no alcanzare el nivel de producción previsto deberían reintegrarse los montos de compensación recibidos, actualizados con una tasa de interés equivalente a la tasa activa promedio del Banco Nación para operaciones de descuento. A los efectos de garantizar el reintegro mencionado, se dispuso la necesidad de solicitar un seguro de caución en función del grado de cumplimiento de la producción esperada presentado por la empresa en el proyecto respectivo (Anexo, Punto II).

Se señala como característica de este programa que las compensaciones se abonan para cada concesión (no por empresa como en los programas anteriores), en un 88% a las empresas beneficiarias y en un 12% a la provincia en la que se encuentra el yacimiento quien tiene a su cargo, además de la aprobación de los planes de inversión, el control y certificación semestral de las inversiones previstas, informando a la SE las concesiones incluidas que incumplan dichas inversiones, a los fines de su baja del programa (Punto I. 2) de las Bases y Condiciones del Programa).

La modalidad para el cálculo del volumen y circuito de pago de las compensaciones a las empresas y a las provincias cambió respecto de los programas anteriores. Las compensaciones a pagar se estimaron desde el inicio y para todo el período de vigencia del Programa en función de su producción incluida declarada hasta 31/12/21, fecha de finalización del Programa.

³⁷ Se calcula de la siguiente manera: (i) para aquellas Concesiones Incluidas cuya Producción Inicial sea menor a QUINIENTOS MIL (500.000) metros cúbicos por día, la totalidad de la producción mensual de Gas No Convencional proveniente de dicha Concesión Incluida a la que tenga derecho la empresa solicitante, y (ii) para aquellas Concesiones Incluidas cuya Producción Inicial sea mayor o igual a QUINIENTOS MIL (500.000) metros cúbicos por día, la producción calculada según el punto (i) precedente descontando la proporción de la Producción Inicial a la que tenga derecho la empresa solicitante. En ambos casos se computará el gas natural acondicionado en condición comercial, excluyendo los consumos internos en yacimiento, y en ambos casos se utilizará para la Producción Inicial y la Producción Incluida el mismo porcentaje de participación de la empresa solicitante en la producción total.



Auditoría General de la Nación

Los puntos V y VI de la Bases y Condiciones del Programa reglamentan las cuestiones vinculadas con los pagos y el control de volúmenes. Según la instancia en que se realiza el pago, puede ser provisorio inicial³⁸ o provisorio³⁹ a partir de una estimación del precio efectivo⁴⁰. Cada pago provisorio, incluye un ajuste, positivo o negativo, correspondiente al período de pago anterior.

Se previó hacer en cada período mensual un pago provisorio del 85% de la previsión, y el 15% restante se ajusta de acuerdo al cálculo real luego de la presentación de la DDJJ, de la siguiente manera: la compensación para el pago provisorio se calcula en base a las proyecciones enviadas por la empresa. Luego, dentro de los 20 días del mes posterior al que se emita la orden de pago provisorio, la empresa debe presentar una DDJJ certificada por auditores independientes de la producción incluida para el mes inmediato anterior a la orden de pago, junto con una actualización, de corresponder, de la proyección mensual de producción incluida.

Cada mes posterior al que la empresa presente la DDJJ referida en el párrafo anterior, junto con la emisión de la orden de pago provisorio correspondiente a dicho mes, se realizará un ajuste de pago sujeto a dicha DDJJ, que podrá ser positivo o negativo.

El proceso de presentación de DDJJ y pago se esquematiza seguidamente.

³⁸ Es el pago equivalente al 85% de la Compensación calculada en base a las proyecciones informadas por la empresa, para los meses comprendidos entre: (i) (a) enero 2018, para las solicitudes de adhesión al Programa presentadas hasta el 31 de enero de 2018; o (i) (b) la correspondiente al mes en el que la empresa haya presentado la solicitud de inclusión al Programa, para las solicitudes de adhesión al Programa presentadas con posterioridad al 31 de enero de 2018; y (ii) el mes de inclusión de la empresa al Programa. En el caso de inclusión de nuevas concesiones el período a considerar será el que va desde el mes de presentación de la solicitud de incorporación al Programa de una nueva concesión y el de la incorporación de dicha nueva concesión como Concesión Incluida. Todo ello sin perjuicio de lo previsto en el último párrafo del Punto II del presente Anexo. A los efectos del cálculo de este Pago Provisorio Inicial, la SRH realizará una estimación del Precio Efectivo.

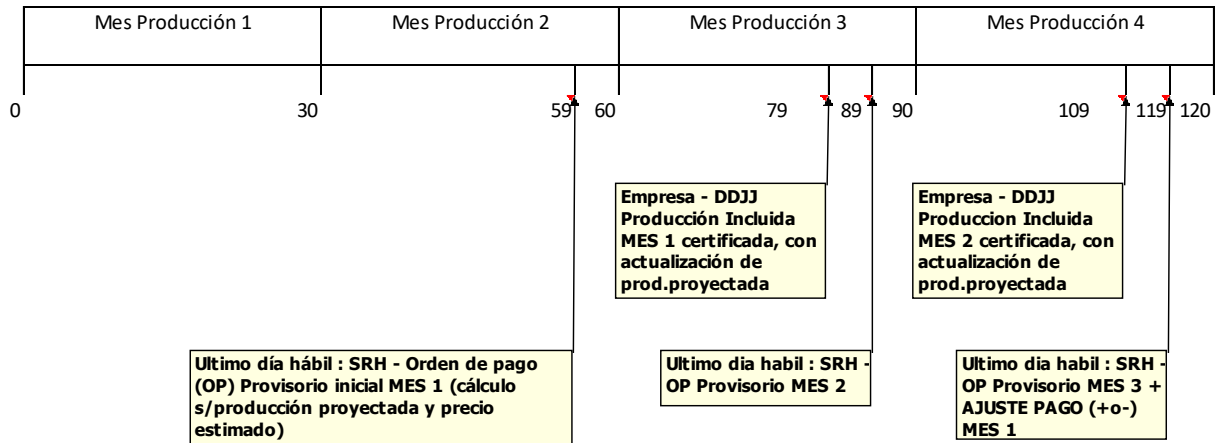
³⁹ Es el pago equivalente al 85% de la Compensación calculada en base a las proyecciones presentadas por la empresa, para el mes inmediato anterior a aquél en que se emita una orden de pago.

⁴⁰ Es el precio promedio mensual ponderado por volumen del total de ventas de gas natural en la República Argentina que será publicado por la Secretaría de Recursos Hidrocarbúricos. La SRH mantendrá la publicación referida durante todo el período de vigencia del presente Programa y podrá definir los criterios y metodologías para el cálculo del Precio Efectivo.

A los efectos del cálculo de las estimaciones de Precio Efectivo la SRH utilizará el último dato real disponible a la fecha de realización del cálculo y afectará el mismo por la estacionalidad mensual de los últimos 12 meses reales disponibles para arribar a la estimación de cada mes requerido.



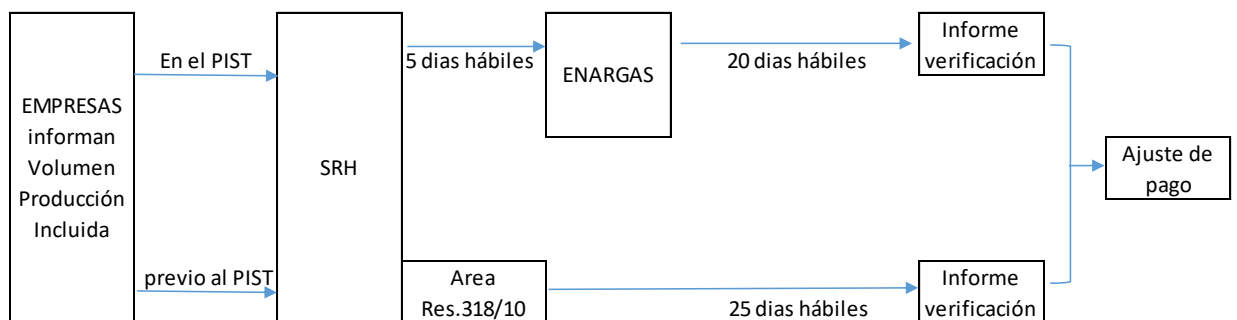
Gráfico 14: Resolución ex MINEM 46/17. Presentación y pago de DDJJ de producción mensual. Verificación de DDJJ de producción incluida



Fuente: Elaboración propia según Resolución ex MINEM 46/2017.

Para proceder con el Ajuste de Pago, cada mes la SE corrobora la veracidad de las DDJJ de producción incluida presentadas por las EB, según la producción de GN que se inyecte en el PIST (a través del ENARGAS) o previa al mismo (Según datos de la Coordinación de Mediciones – Área Resolución 318/10), según surge del siguiente esquema.

Gráfico 15: Verificación de volúmenes Programa Resolución ex MINEM 46/17⁴¹



Fuente: Elaboración propia según Resolución ex MINEM 46/2017, punto VI.

⁴¹ El Área de Mediciones que funciona en el ámbito de la Secretaría de Energía tiene a su cargo el control sobre los puntos de medición y sistemas de telesupervisión de las empresas empadronadas en los registros correspondientes.



Auditoría General de la Nación

En este Programa se inscribieron 7 empresas en 8 áreas y se previó una vigencia desde el 06/03/17 hasta el 31/12/21.

Tabla 4: Empresas Beneficiarias del Programa Resolución ex MINEM 46/17

Empresa/Grupo Beneficiario	Área / Permiso / Concesión
1. YPF S.A.	AGUADA PICHANA ESTE
2. YPF S.A.	LA RIBERA I Y II
3. YPF S.A.	ESTACION FERNANDEZ ORO
4. YPF S.A.	AGUADA PICHANA OESTE Y AGUADA DE CASTRO
5. WINTERSHALL ENERGIA S.A.	AGUADA PICHANA ESTE
6. TOTAL AUSTRAL S.A.	RINCON LA CENIZA
7. TOTAL AUSTRAL S.A.	AGUADA PICHANA OESTE Y AGUADA DE CASTRO
8. TOTAL AUSTRAL S.A.	AGUADA PICHANA ESTE
9. TECPETROL S.A.	FORTIN DE PIEDRA
10. PAN AMERICAN ENERGY S.L. SUC. ARGENTINA	AGUADA PICHANA ESTE
11. PAN AMERICAN ENERGY S.L. SUC. ARGENTINA	AGUADA PICHANA OESTE Y AGUADA DE CASTRO
12. CAPEX S.A.	AGUA DEL CAJON
13. COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A.	CAMPO INDIO ESTE - EL CERRITO

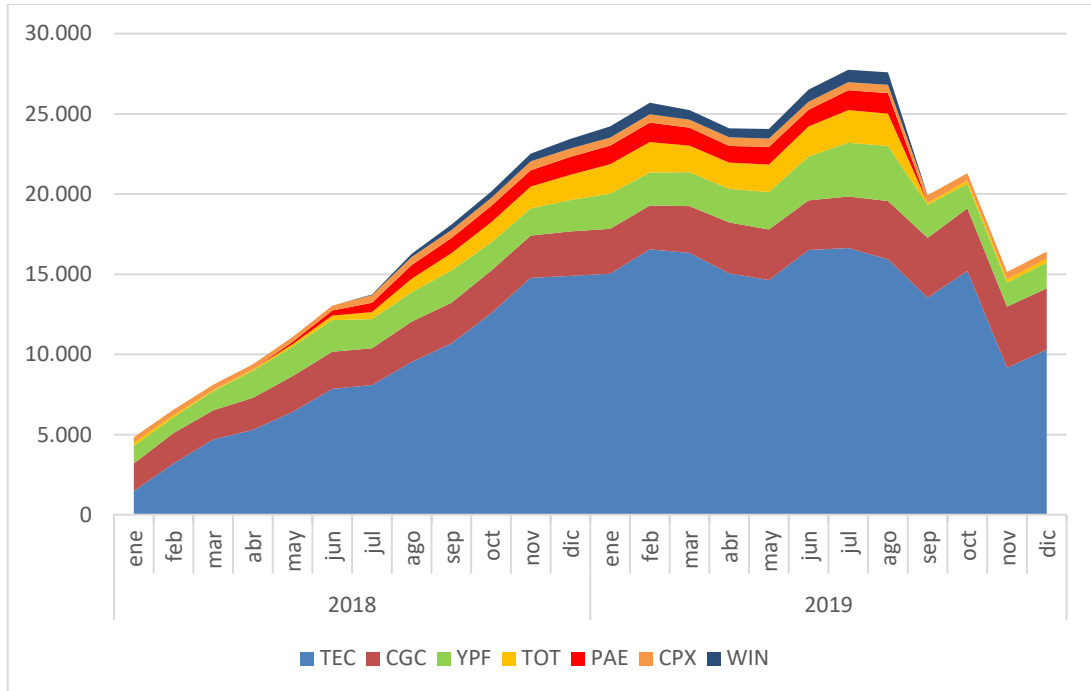
Fuente: datos provistos por el Auditado

Se exponen a continuación los datos de producción mensual en el período 2018/2019 a partir de la inyección total declarada por las empresas beneficiarias en las DDJJ presentadas ante la Secretaría de Energía, de donde surge que TECPETROL fue la empresa con mayor producción declarada (Gráfico 17) y los datos de producción reconocida para el cálculo de la compensación según el volumen de producción proyectado hasta el año 2021, tal como se encuentra previsto en la Resolución ex MINEM 46/17 (Gráfico 18).

Puede observarse que en el caso de inyección declarada se llega a superar los 25.000 m³/día, mientras que, para la producción real reconocida, de acuerdo a los datos remitidos por la SE, el pico de 2019 no alcanza los 18.000 m³/día.

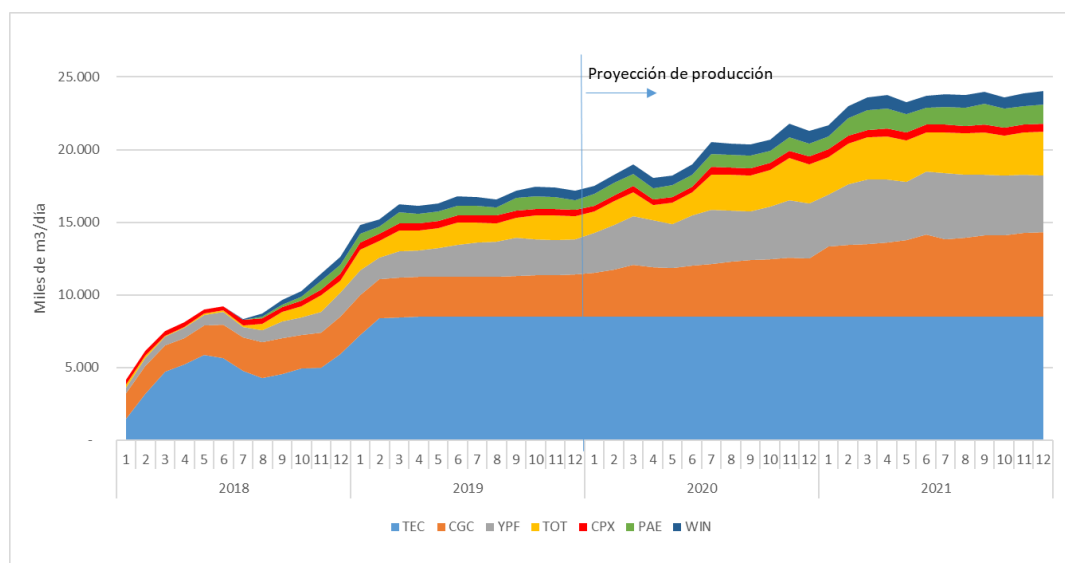


Gráfico 16: Producción mensual declarada, por empresa, Programa Resolución Ex MINEM 46/2017



Fuente: elaboración propia a partir de datos de producción asociados a los gráficos remitidos por la Secretaría de Energía

Gráfico 17: Volumen de producción proyectado reconocido por la SE, por empresa, Programa Resolución ex MINEM 46/17



Fuente: elaboración propia a partir de datos de producción asociados a los gráficos remitidos por la Secretaría de Energía.



3.6. Recursos asignados y modalidades de pago

A continuación, se presenta la información extraída de los Presupuestos de la SE y se contrasta con los datos de las bases de pago informadas por el auditado. Se analizó la elaboración presupuestaria con las metas de producción previstas como objetivos de los programas, la consistencia de los valores proyectados y ejecutados (según el presupuesto), y los valores efectivamente pagados que informó el auditado.

3.6.1. Presupuestos

En la siguiente tabla se muestra el detalle de las Partidas presupuestarias asignadas a los programas y su correspondiente ejecución desde sus inicios hasta la fecha, según lo informado por el auditado.

Tabla 5: Presupuestos por Plan
Valores en pesos

Planes de Estímulo a la producción de Gas - Secretaría de Energía								
Detalle	2020		2019		2018		2017	
	Cred. Vg	Devengado	Cred. Vg	Devengado	Cred. Vg	Devengado	Cred. Vg	Devengado
Plan Gas	-	-	-	191.929.783	5.925.125.916	334.778.852	17.899.257.309	16.832.362.802
Plan Gas II	119.929.773	-	119.929.773	4.421.570	2.705.487.550	876.826.312	2.620.529.394	2.036.584.726
Plan Gas III	2.923.780.000	-	2.923.780.000	2.484.463.294	411.600.743	2.295.920.391	1.433.465.940	774.237.911
Re-46/17 empresas	25.243.396.427	18.141.616.184	25.243.396.427	24.966.871.258	4.808.069.109	6.317.498.625	-	-
Re-46/17 provincias	3.975.600.001	2.473.856.753	3.975.600.001	3.404.573.356	1.067.100.000	881.477.086	-	-

Detalle	2016		2015		2014		2013	
	Cred. Vg	Devengado	Cred. Vg	Devengado	Cred. Vg	Devengado	Cred. Vg	Devengado
Plan Gas	39.069.155.380	17.423.951.130	9.892.720.904	10.411.480.891	12.507.868.104	11.275.724.617	7.155.000.000	6.235.575.392
Plan Gas II	3.098.622.893	11.128.927.492	1.963.786.800	528.027.056	-	18.533.322	-	-
Plan Gas III	-	-	-	-	-	-	-	-
Re-46/17 empresas	-	-	-	-	-	-	-	-
Re-46/17 provincias	-	-	-	-	-	-	-	-

Fuente: NO-2020-53357684-APN-SE#MDP del 13/08/20

La Auditoría consultó los presupuestos anuales del sector para el período 2013-2019 y los comparó con los recibidos del auditado, no habiendo encontrado diferencias significativas entre ambos.



Auditoría General de la Nación

Se resumen a continuación los valores asignados para cada Programa de estímulo, según datos de la apertura programática del Presupuesto⁴².

Tabla 6: Serie de Presupuestos 2013-2019
Valores en millones de pesos

Año	2013	2014	2015	2016	2017	2018 (*)	2019
PGI							
Inicial	0	4.855,00	13.692,70	6.708,60	12.766,20	8.063,01	0
Vigente	7.155,00	12.507,90	9.692,70	39.069,20	17.899,30	5.925,10	0
Ejecución	6.235,60	11.275,70	10.411,50	17.424,00	16.832,40	334,8	191,9
Pago	4.384,90	10.797,20	10.239,20	15.290,10	15.819,40	334,78	191,9
% Ejec./Vig.	87,15%	90,15%	107,42%	44,60%	94,04%	5,65%	
% Pag./Vig.	61,28%	86,32%	105,64%	39,14%	88,38%	5,65%	
% Pag./Ejec.	70,32%	95,76%	98,35%	87,75%	93,98%	99,99%	100,00%
PGII							
Inicial		0	1.953,80	2.025,40	1.416,60	1.997,69	256,2
Vigente		0	1.953,80	3.098,60	2.620,50	2.705,50	119,9
Ejecución		18,5	528	11.128,90	2.036,60	876,83	4,4
Pago		11,9	449	11.125,60	1.927,00	876,83	4,4
% Ejec./Vig.			27,02%	359,16%	77,72%	32,41%	3,67%
% Pag./Vig.			22,98%	359,05%	73,54%	32,41%	3,67%
% Pag./Ejec.		64,32%	85,04%	99,97%	94,62%	100,00%	100,00%
PGIII							
Inicial					154,9		2.923,80
Vigente					1.433,50	411,6	2.923,80
Ejecución					774,2	2.295,90	2.484,50
Pago					597,5	2.191,11	2.484,50
% Eje.c/Vig.					54,01%	557,80%	84,98%
% Pag./Vig.					41,68%	532,34%	84,98%
% Pag./Ejec.					77,18%	95,44%	100,00%
Res. 46/17							
Inicial							28.700,00
Vigente						5.875,20	29.219,00
Ejecución						7.178,98	28.371,40
Pago						6.114,03	26.758,90
% Ejec./Vig.						122,19%	97,10%
% Pag./Vig.						104,07%	91,58%
% Pag./Ejec.						85,17%	94,32%
Totales							
Total Inicial	0	4.855,00	15.646,50	8.734,00	14.337,70	10.060,70	31.880,00
Total Vigente	7.155,00	12.507,90	11.646,50	42.167,80	21.953,30	14.917,40	32.262,70
Total Ejecución	6.235,60	11.294,20	10.939,50	28.552,90	19.643,20	10.686,51	31.052,20
Total Pago	4.384,90	10.809,10	10.688,20	26.415,70	18.343,90	9.516,74	29.439,70
Total % Ejec./Vig.	87,15%	90,30%	93,93%	67,71%	89,48%	71,64%	96,25%
Total % Pag./Vig.	61,28%	86,42%	91,77%	62,64%	83,56%	63,80%	91,25%
Total % Pag./Ejec.	70,32%	95,70%	97,70%	92,51%	93,39%	89,05%	94,81%

(*) valores del año 2018 extraídos del rubro "Transferencias"

Fuente: Elaboración propia, con datos del Presupuesto Nacional

⁴² <https://www.presupuestoabierto.gob.ar/sici/destacado-explorador-programas>



Respecto a las metas físicas establecidas en los presupuestos anuales, se consultó en cada Ley de presupuesto qué valores de metas, producción bruta e indicadores fueron consignados para la elaboración⁴³.

Tabla 7: Metas, Producción Bruta e Indicadores

DENOMINACIÓN	UNIDAD DE MEDIDA	2014	2015	2016	2017	2018	2019
INDICADORES :							
Incremento Interanual de la Producción de Gas Natural	Porcentaje	No se establecieron metas asociadas al Programa 29			Idem - Programa 73	6	6,1
Tasa de Estímulo a la Producción de Gas Natural	Porcentaje					11,4	15,1
METAS :							
Plan Gas I	m3 subsidiado					16.024.900.000	
Plan Gas II	m3 subsidiado					3.526.500.000	
Res 46/17	m3 Inyectado						12.274.000.000

Fuente: Elaboración propia, con datos del Presupuesto Nacional

3.6.2. Modalidades de pago

En el marco de los PG I, II y III los pagos fueron realizados con tres modalidades diferentes.

a) **Pagos por transferencias del Tesoro Nacional (TN):** En primer lugar, de acuerdo a lo previsto originalmente, se efectuaron los pagos mediante transferencias directas del TN en pesos argentinos. Los pagos a cada empresa se hicieron de una vez, aunque existieron casos en que se realizaron con un anticipo del 75% del importe y la cancelación posterior del 25%. Cabe destacar que esta última modalidad sin fundamento normativo, surge de las bases de pago recibidas.

⁴³ <https://www.economia.gob.ar/onp/presupuestos/presupuestos>



Auditoría General de la Nación

El único programa que se abonó íntegramente con transferencias del Tesoro Nacional, sin refinanciación de saldos impagos con títulos públicos, durante el período auditado, es el Programa creado por Resolución ex MINEM 46/17.

b) **Pagos Decreto 704/2016⁴⁴**: Este instrumento dispuso la ampliación de la emisión de los instrumentos de deuda pública denominados “BONOS DE LA NACIÓN ARGENTINA EN DÓLARES ESTADOUNIDENSES 8% 2020 (BONAR 2020 USD)”, por un monto de hasta U\$S 1.142.444.272, a los fines de la cancelación de los pagos pendientes correspondientes al PG I y II. En todos los casos las empresas debían suscribir individualmente cartas de adhesión, a los fines de acceder a estos instrumentos cancelatorios.

En el Decreto se indicó que los pagos pendientes de cancelación de PG I y PG II, por inyección de gas natural efectuada hasta 31/12/15, ascendían a la suma de \$ 15.667.813.749.

En el siguiente cuadro se presenta el detalle de los períodos que habían quedado pendientes de pago y se cancelaron con Bonos Decreto 704/16, por empresa beneficiaria de acuerdo a cada programa.

⁴⁴ B.O.: 23/05/2016. Si bien son bonos en dólares con una tasa de interés del 8% anual, su tasa interna de retorno era del 5,43% a la fecha de publicación del decreto, como consecuencia de una cotización de mercado sobre la par. El efectivo rendimiento que obtendrán las empresas beneficiarias receptoras de los bonos dependerá del precio de mercado a la fecha de cada entrega de los títulos necesarios para saldar la deuda determinada.



Auditoría General de la Nación

Tabla 8: Períodos mensuales pagados con Bonos Decreto 704/16

Etiquetas de	2014												2015												Total
	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	
PGI																								39	
YPF																								9	
PAM																								8	
PAE																								6	
TOT																								6	
WIA																								6	
PCR																								4	
PGII	1	1	2	2	2	2	3	3	3	4	4	4	5	5	5	6	6	6	10	10	10	10	10	10	124
MET	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	24
ANT			1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	22
PLU							1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	18
BRA								1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	15
YSUR									1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	12
APC															1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	9
CGC																		1	1	1	1	1	1	1	6
CPX																			1	1	1	1	1	1	6
JOR																				1	1	1	1	1	6
PEL																					1	1	1	1	6
Total general	1	1	2	2	2	2	3	3	3	4	4	4	5	5	5	7	8	8	15	15	16	16	16	16	163

Fuente: Elaboración propia a partir de datos provistos por el auditado

Tabla 9: Compensaciones 2014 y 2015 pagadas con bonos Decreto 704/16

COMPENSACION (\$) Año 2014													
	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	Total 2014
PGII	-902.885	147.579	-116.625	510.966	355.210	-232.668	4.512.119	-7.071.002	-4.369.575	4.087.667	-30.702.822	-21.112.666	-54.894.702
MET	-902.885	147.579	296.398	590.440	628.616	299.543	341.309	188.234	-24.069	-47.853	71.550	371.300	1.960.163
ANT			-413.023	-79.475	-273.406	-532.211	-581.475	-1.109.671	-2.561.556	-981.792	-599.528	544.248	-6.587.889
PLU							4.752.285	-6.149.565	-1.783.950		-5.859.374	-11.125.921	-31.539.650
BRA										10.976.686	-19.048.923	-10.655.089	-18.727.326
Total general	-902.885	147.579	-116.625	510.966	355.210	-232.668	4.512.119	-7.071.002	-4.369.575	4.087.667	-30.702.822	-21.112.666	-54.894.702
COMPENSACION (\$) AÑO 2015													
	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	Total 2015
PGI				912.593.613	1.060.958.820	1.199.814.963	2.031.410.239	2.009.971.852	1.657.855.874	1.664.225.417	1.396.700.841	1.856.123.061	13.789.654.682
YPF				912.593.613	1.036.844.036	1.175.792.116	1.241.922.228	1.205.053.406	1.039.693.270	1.036.813.269	896.346.039	1.333.859.397	9.878.917.374
PAM					24.114.784	24.022.847	31.285.327	38.872.857	44.697.142	80.895.183	85.277.108	126.287.763	455.453.011
PAE							389.885.285	371.395.474	292.603.978	278.968.826	209.821.052	335.352.249	1.878.026.864
TOT							212.676.490	227.204.650	159.189.193	164.177.947	126.896.990	70.597.706	960.742.975
WIA							155.640.909	167.445.466	112.129.085	104.366.307	70.786.485	-15.387.356	594.980.898
PCR									9.543.205	-996.116	7.573.168	5.413.302	21.533.559
PGII	13.037.994	2.528.640	1.518.338	25.346.813	65.442.697	81.324.342	189.439.127	196.161.381	170.405.964	180.107.314	170.379.850	240.524.642	1.336.217.101
MET	263.585	125.234	125.287	120.893	460.015	607.454	642.645	633.973	237.761	24.397	161.914	812.808	4.215.967
ANT	1.033.173	667.816	899.810	1.209.387	-509.349	1.105.567	2.967.498	3.187.160	1.096.391	782.878	745.139	852.298	14.037.768
PLU	-2.220.140	-1.587.444	-855.372	4.935.354	18.324.235	18.639.166	16.228.337	23.716.599	27.353.000	25.106.612	1.524.190	14.173.558	145.338.096
BRA	10.738.573	7.145.585	-6.301.067	-2.721.143	21.669.664	31.695.078	57.720.388	62.370.221	52.599.674	59.961.308	73.425.507	83.733.672	452.037.458
YSUR	3.222.803	-3.822.551	7.649.679	14.876.575	22.219.437	22.812.639	24.770.820	20.928.490	27.530.694	17.855.943	13.296.527	30.705.578	202.046.635
APC				6.925.746	3.278.695	6.464.438	8.054.646	9.056.071	4.556.813	8.067.371	8.248.411	11.329.113	65.981.305
CGC							49.613.418	48.177.563	30.872.986	32.007.105	35.092.830	46.721.667	242.485.569
CPX							15.817.822	15.858.572	15.508.045	17.856.667	17.828.251	25.062.065	107.931.422
JOR							744.168	749.920	732.807	1.281.774	1.807.972	6.288.699	
PEL							12.879.386	11.482.812	9.917.793	17.163.259	19.085.021	25.325.911	95.854.182
Total general	13.037.994	2.528.640	1.518.338	937.940.426	1.126.401.517	1.281.139.305	2.220.849.366	2.206.133.233	1.828.261.838	1.844.332.731	1.567.080.691	2.096.647.703	15.125.871.783

Fuente: elaboración propia a partir de las bases de datos del auditado.



El total del monto pendiente de cancelación indicado en el Decreto es de \$ 15.667.813.749. El total que surge de la base de datos suministrada por el auditado asciende a \$ 15.070.977.081, resultando una diferencia inferior al 4%.

c) **Pagos Resolución ex MINEM 97/18**⁴⁵: En marzo de 2018, se aprobó un procedimiento de regularización de compensaciones correspondientes al año 2017 pendientes de liquidación y pago, en el marco de los PG I, II y III (en este último caso, sólo para los volúmenes producidos con anterioridad al año 2018). Para aquellas empresas que adhirieron, las compensaciones fueron abonadas en 2019, salvo TECPETROL (PG II), que recibió el pago en mayo de 2020.

Como fundamento de la decisión de discontinuar los pagos de los montos adeudados de acuerdo a la normativa del Plan, se expresó que la disponibilidad de fondos presupuestarios y el compromiso asumido de cumplir con los objetivos de reducción del déficit fiscal, incidieron en la posibilidad de cancelar las compensaciones resultantes de los programas y que resultaba necesario otorgar previsibilidad a la disponibilidad de recursos, en tanto éstos fueran usados en la realización de las inversiones planificadas por las empresas⁴⁶. Cabe destacar que los montos adeudados del año 2017 estaban denominados en dólares, por lo que resultaron impactados por la devaluación de abril de 2018.

El procedimiento aprobado, de adhesión voluntaria por parte de las empresas previó un ajuste en los montos en dólares determinados en concepto de compensaciones, el cual los incrementa, asignándoles un 15% de la devaluación ocurrida en un lapso temporal que depende de la situación en que se encontraba la liquidación pendiente, como se explica en los casos 1) y 2) que se explican a continuación:

1) Compensaciones con pago dispuesto a la fecha de la resolución: se dejó sin efecto la autorización de pago y se emitió, en cada caso, una nueva resolución de compensación por un monto que estaría compuesto por: (i) el monto en dólares calculado en la resolución original de compensación, multiplicado por 0,85 y (ii) el monto en dólares, multiplicado por 0,15 y multiplicado por un factor calculado como el cociente entre (a) el tipo

⁴⁵ B.O.: 03/04/18

⁴⁶ Según considerandos de la Resolución Ex MINEM 97/18.



de cambio utilizado en la resolución original de compensación para la determinación del monto a pagar en pesos y (b) el tipo de cambio promedio mensual del mes en que, según lo establecido en el Programa, hubiere correspondido el pago de la mencionada compensación.

2) Compensaciones sin pago dispuesto a la fecha de la resolución: se emiten las resoluciones de compensación correspondientes, por un monto que estará compuesto por: (i) el monto en dólares calculado conforme a lo establecido en el Programa, multiplicado por 0,85 y (ii) el monto en dólares calculado según el Programa, multiplicado por 0,15 y multiplicado por un factor calculado como el cociente entre (a) el tipo de cambio aplicable conforme al procedimiento establecido en el Programa para el cálculo de la compensación en pesos, y (b) el tipo de cambio de la fecha de la Resolución de la que el anexo forma parte.

Los importes a cancelar fueron expuestos en el Subanexo I de la Resolución ex MINEM 97/18, por un total de U\$S 1.583.277.788. Del análisis de la documentación provista por el auditado, la Auditoría verificó que en el marco de esta modalidad se realizaron pagos por un total de U\$S 1.582.247.615, lo cual representa una diferencia inferior al 0.1%, al monto originalmente previsto.

Luego, por Resolución ex SGE 54/19, se dispuso que la cancelación de las obligaciones emergentes, dispuesta en la Resolución ex MINEM 97/18, sería efectuada de acuerdo a lo previsto en el artículo 55 de la Ley 27.467, que autorizó la emisión de instrumentos de deuda pública con plazo de amortización mínima de 30 días, hasta la suma de U\$S 1.600.000.000. Finalmente, por Resolución Conjunta de las Secretarías de Hacienda y Finanzas N° 21/19⁴⁷ se dispuso la emisión de “Bonos Programas Gas Natural” hasta el monto autorizado. Dichos bonos fueron emitidos en dólares, sin tasa de interés, en febrero de 2019 con vencimiento en 2021, amortizándose en 29 cuotas mensuales.

3.6.3. Resumen de pagos, por programa, empresa y por modalidad

A continuación, se observan los pagos recibidos por cada empresa inscripta en el PG I, desde el inicio, ordenados de acuerdo a su participación relativa dentro del programa.

⁴⁷ B.O.: 28/02/19



Auditoría General de la Nación

Tabla 10: PG I. Pagos por empresa y por forma de pago

Valores en Millones de U\$D

EMPRESA	FORMA DE PAGO	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOTAL	% TOTAL
YPF	TN	436,94	1.009,89	619,38	419,34	694,99		12,21	3.192,74	
	Dec. 704/16				1.028,88				1.028,88	
	Res. 97/18							787,18	787,18	
Total YPF		436,94	1.009,89	619,38	1.448,22	694,99	0	799,39	5.008,81	58,50%
PANAMERICAN ENERGY	TN	169,35	300,25	340,13	141,06	192,31	9,42		1.152,53	
	Dec. 704/16				185,5				185,5	
	Res. 97/18							168,31	168,31	
Total PAE		169,35	300,25	340,13	326,56	192,31	9,42	168,31	1.506,34	17,60%
TOTAL AUSTRAL	TN	105,11	229,23	133,55	73,46	151,54	5,74		698,63	
	Dec. 704/16				95,41				95,41	
	Res. 97/18							164,6	164,6	
Total TOT		105,11	229,23	133,55	168,87	151,54	5,74	164,6	958,65	11,20%
WINTERSHALL ENERGIA	TN	69,06	195,87	72,5	85,58	99,21	6,61		528,83	
	Dec. 704/16				62,62				62,62	
	Res. 97/18							114,65	114,65	
Total WIA		69,06	195,87	72,5	148,2	99,21	6,61	114,65	706,1	8,20%
PAMPA ENERGIA	TN	1,27	8,34	20,29	65,22	36,75			131,86	
	Dec. 704/16				43,52				43,52	
	Res. 97/18							88,51	88,51	
Total PAM		1,27	8,34	20,29	108,74	36,75	0	88,51	263,89	3,10%
SIPETROL	TN	3,52	13,95	7,96		7,9			33,33	
	Res. 97/18							8,16	8,16	
Total SIP		3,52	13,95	7,96	0	7,9	0	8,16	41,49	0,50%
PETROQUIMICA COMODORO RIVADAVIA	TN	1,52	10,26	10,3	1,76	7,13			30,98	
	Dec. 704/16					2,27			2,27	
	Res. 97/18							5,16	5,16	
Total PCR		1,52	10,26	10,3	1,76	9,4	0	5,16	38,4	0,40%
SINOPEC	TN		13,8		4,52	6,47			24,79	
	Res. 97/18							12,66	12,66	
Total SIN		0	13,8	0	4,52	6,47	0	12,66	37,45	0,40%
GLACCO	TN		1,62						1,62	
Total GLA		0	1,62	0	0	0	0	0	1,62	0,00%
Total general		786,77	1.783,19	1.204,12	2.206,88	1.198,56	21,77	1.361,44	8.562,74	100%

Fuente: Elaboración propia a partir de datos provistos por el auditado.

Se destacan las siguientes empresas: YPF SA (58,5 %), Pan American Energy SL (17,6%) y Total Austral SA (11,2%).



Auditoría General de la Nación

A continuación, se muestran los pagos recibidos por cada empresa inscripta en el PG II, desde el inicio, ordenados de acuerdo a su participación relativa dentro del programa.

Tabla 11: PG II. Pagos por empresa y por forma de pago
Valores en Millones de U\$D

EMPRESA	FORMA DE PAGO	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL	% TOTAL
PAMPA ENERGIA	TN		10,02	15,31	39,61	44,02			108,96	
	Dec. 704/16			41,2					41,2	
	Res. 97/18						53,46		53,46	
Total BRA		0	10,02	56,5	39,61	44,02	53,46	0	203,61	34,88%
COMPAÑIA GENERAL DE COMBUSTIBLES	TN			26,43	38,08				64,52	
	Dec. 704/16			21,83					21,83	
	Res. 97/18						59,39		59,39	
Total CGC		0	0	48,27	38,08	0	59,39	0	145,74	24,97%
YSUR	TN		13,61	7,52	19,89				41,02	
	Dec. 704/16			19,76					19,76	
Total YSUR		0	13,61	27,28	19,89	0	0	0	60,78	10,41%
VISTA OIL & GAS ARGENTINA	TN		19,25	6,84	8,62				34,7	
	Dec. 704/16			8,65					8,65	
	Res. 97/18						15,99		15,99	
Total PEL		0	19,25	15,49	8,62	0	15,99	0	59,34	10,17%
PLUSPETROL	TN		2,36	7,64	14,98				24,98	
	Dec. 704/16			11,85					11,85	
Total PLU		0	2,36	19,49	14,98	0	0	0	36,83	6,31%
CAPEX	TN	2,6	15,4	7,83					25,83	
	Dec. 704/16			10,71					10,71	
Total CPX		2,6	15,4	18,54	0	0	0	0	36,54	6,26%
APCO	TN		5,79	3,57	5,57				14,93	
	Dec. 704/16			6,4					6,4	
	Res. 97/18						4,68		4,68	
Total APC		0	5,79	9,97	5,57	0	4,68	0	26,01	4,46%
TECPETROL	TN	0,65							0,65	
	Res. 97/18						5,18		5,18	
Total TEC		0,65	0	0	0	0	0	5,18	5,83	1,00%
SAN JORGE	TN	0,64	1,34	0,56	0,26				2,79	
	Dec. 704/16			0,58					0,58	
Total JOR		0,64	1,34	1,14	0,26	0	0	0	3,37	0,58%
ANTRIM	TN				1,41				1,41	
	Dec. 704/16				0,82				0,82	
Total ANT		0	0	0	2,23	0	0	0	2,23	0,38%
CERRO NEGRO Y OIL	TN	0,84	0,8						1,64	
	Dec. 704/16									
Total CNE		0,84	0,8	0	0	0	0	0	1,64	0,28%
METROHOLDING	TN			0,19	0,45				0,65	
	Dec. 704/16			0,66					0,66	
Total MET		0	0	0,85	0,45	0	0	0	1,3	0,22%
DESARROLLOS PETROLEROS Y GANADEROS	TN				0,24				0,24	
	Dec. 704/16									
Total DPG		0	0	0	0,24	0	0	0	0,24	0,04%
SAN ENRIQUE Y EL TREBOL	TN				0,23				0,23	
	Dec. 704/16									
Total ENR		0	0	0	0,23	0	0	0	0,23	0,04%
Total general		4,72	68,55	197,5	130,17	44,02	133,51	5,18	583,68	100%

Fuente: Elaboración propia a partir de datos provistos por el auditado.



Auditoría General de la Nación

Seguidamente se exponen los pagos recibidos por cada empresa inscrita en el PG III, desde el inicio, ordenados de acuerdo a su participación relativa dentro del programa. En este caso hubo sólo dos modalidades de pago, con Transferencia del TN y Resolución 97/18.

Tabla 12: PG III. Pagos por empresa y por forma de pago
Valores en Millones de U\$D

EMPRESA	FORMA DE PAGO	2017	2018	2019	TOTAL	% TOTAL
PBBPOLISUR	TN	36,64	69,7	37,66	143,99	
	Res. 97/18			55,35	55,35	
Total PBB		36,64	69,7	93,01	199,35	67,53%
PETRONAS E&P ARGENTINA	TN		22,25	29,76	52,01	
	Res. 97/18			34,36	34,36	
Total POSA		0	22,25	64,11	86,36	29,26%
SHELL y O&G (RINCON DE LA CENIZA)	TN	2,14		1,17	3,31	
	Res. 97/18			2,97	2,97	
Total SHE CEN		2,14	0	4,14	6,28	2,13%
O&G DEVELOPMENTS	TN			0,76	0,76	
	Res. 97/18			0,72	0,72	
Total O&G		0	0	1,48	1,48	0,50%
SHELL y O&G (CRUZ DE LORENA)	TN			0,42	0,42	
	Res. 97/18			0,59	0,59	
Total SHE CRUZ		0	0	1,01	1,01	0,34%
GAS Y PETRÓLEO DEL NEUQUÉN	TN			0,38	0,38	
	Res. 97/18			0,34	0,34	
Total GYP		0	0	0,72	0,72	0,24%
Total general		38,78	91,95	164,47	295,2	100%

Fuente: Elaboración propia a partir de datos provistos por el auditado.

Finalmente, se presentan los pagos recibidos por cada empresa inscrita en el Plan Resolución ex MINEM 46/17 desde el inicio, ordenados de acuerdo a su participación relativa dentro del programa.



Tabla 13: Resolución ex MINEM 46/17. Pagos por empresa y por forma de pago
Valores en Millones de U\$D

Tipo de pago	EMPRESA	Beneficiario	2018	2019	TOTAL	%
PAGO PROVISORIO	TECPETROL	Empresa	89,95	247,61	337,57	54%
		Provincia	11,97	33,4	45,37	
	COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES	Empresa	52,16	80,48	132,64	21%
		Provincia	6,81	10,93	17,74	
	YPF	Empresa	-	54,6	54,6	9%
		Provincia	-	7,62	7,62	
	TOTAL AUSTRAL	Empresa	8,56	38,03	46,6	7%
		Provincia	1,17	5,15	6,32	
	PAN AMERICAN ENERGY	Empresa	3,48	14,46	17,94	3%
		Provincia	0,47	1,99	2,47	
	WINTERSHALL	Empresa	2,84	14,92	17,76	3%
		Provincia	0,39	2,02	2,41	
	CAPEX	Empresa	6,88	8,22	15,1	2%
		Provincia	0,94	1,12	2,06	
Total PAGO PROVISORIO			185,62	520,56	706,18	
Ajuste de PAGO	TECPETROL	Empresa	2,59	41,88	44,47	66%
		Provincia	0,35	5,68	6,04	
	COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES	Empresa	-	16,09	16,09	24%
		Provincia	-	2,19	2,19	
	YPF	Empresa	-	5,25	5,25	8%
		Provincia	-	0,7	0,7	
	CAPEX	Empresa	-	2,01	2,01	3%
		Provincia	-	0,27	0,27	
Total Ajuste de PAGO			2,95	74,08	77,03	
Total general			188,57	594,65	783,21	

Fuente: Elaboración propia a partir de datos provistos por el auditado.

En el gráfico siguiente se presenta el total de los recursos asignados a cada Programa.



3.7. Ley Nº 25.188 de Ética Pública y Decreto 202/17

Las incompatibilidades con el ejercicio de la función pública previstas en Ley Nº 25.188 son las siguientes: a) Dirigir, administrar, representar, patrocinar, asesorar, o, de cualquier otra forma, prestar servicios a quien gestione o tenga una concesión o sea proveedor del Estado, o realice actividades reguladas por éste, siempre que el cargo público desempeñado tenga competencia funcional directa, respecto de la contratación, obtención, gestión o control de tales concesiones, beneficios o actividades y b) ser proveedor por sí o por terceros de todo organismo del Estado en donde desempeñe sus funciones (Artículo 13 Ley 25.188)

Los funcionarios que hayan tenido intervención decisoria en la planificación, desarrollo y concreción de privatizaciones o concesiones de empresas o servicios públicos, tendrán vedada su actuación en los entes o comisiones reguladoras de esas empresas o servicios, durante 3 años inmediatamente posteriores a la última adjudicación en la que hayan participado (Artículo 14)

En el caso de que al momento de su designación el funcionario se encuentre alcanzado por alguna de las incompatibilidades previstas en el Artículo 13, deberá: a) Renunciar a tales actividades como condición previa para asumir el cargo; b) Abstenerse de tomar intervención, durante su gestión, en cuestiones particularmente relacionadas con las personas o asuntos a los cuales estuvo vinculado en los últimos 3 años o tenga participación societaria (Artículo 15).

Por su parte, el Decreto 202/17, reglamentario de la Ley Nº 25.188, determinó la obligación de presentar una DDJJ de intereses a toda persona que se presente en un procedimiento de contratación pública o de otorgamiento de una licencia, permiso, autorización, habilitación o derecho real sobre un bien de dominio público o privado del Estado, llevado a cabo por cualquiera de los organismos y entidades del Sector Público Nacional comprendidas en el artículo 8º de la Ley Nº 24.156.

Cabe destacar que los Programas de Estímulo a la producción de GN, no se encuentran incluidos dentro de los supuestos que detalla la norma en su artículo 1º. Paralelamente, ninguna de las resoluciones a partir de las cuales se implementaron los



programas previeron como requisito, la presentación de una DDJJ de conflicto de intereses a cargo de los solicitantes.

No obstante, sí resultan de aplicación las regulaciones de la Ley 25.188 en cuanto a los conflictos de intereses. En este sentido la auditoría solicitó⁴⁸ a la Oficina Anticorrupción en su carácter de Autoridad de Aplicación de la Ley N° 25.188, información respecto de denuncias y su respectiva tramitación vinculadas con los programas objeto de examen. La entidad contestó⁴⁹ que bajo los parámetros de lo solicitado no existía ninguna carpeta de investigación.

A través del Decreto 1006/16⁵⁰, con fundamento en el deber de abstención previsto en el artículo 15 inciso b) de la Ley 25.188, el Poder Ejecutivo aceptó la excusación presentada por el entonces Ministro de Energía y Minería para intervenir durante su gestión en todas las actuaciones particularmente relacionadas con la empresa SHELL Compañía Argentina de Petróleo SA y con las empresas vinculadas a esta (artículo 1º) y encomendó la decisión de las actuaciones mencionadas al titular del entonces Ministerio de Producción (artículo 2º). Asimismo, por Resolución de ex MINEM N° 156/16⁵¹ se aceptó la excusación del entonces Subsecretario de la Producción y Exploración en las actuaciones relacionadas con la empresa Total Austral SA.

3.8. Objetivo de Desarrollo Sostenible N° 7

En 2015, la Asamblea General de la Organización de las Naciones Unidas aprobó la “Agenda 2030 sobre Desarrollo Sostenible” que cuenta con 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) y 169 metas, y constituyen un avance respecto de los Objetivos de Desarrollo del Milenio, con foco en los desafíos pendientes post-2015.

Estos objetivos buscan integrar las diferentes dimensiones del desarrollo sostenible: económica, ambiental y social.

⁴⁸ Nota N° 16/20 AG7.

⁴⁹ Nota de fecha 11/03/20

⁵⁰ B.O.: 13/09/16

⁵¹ Citada en los considerandos de la Resolución ex Ministerio de la Producción N° 61/18.



Gráfico 19: Dimensiones de desarrollo sostenible



Fuente: Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo

Gráfico 20: Los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible.



Fuente: Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo

El ODS 7 consiste en garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos. Sus metas hasta el 2030 son las siguientes:

7.1 Garantizar el acceso universal a servicios energéticos asequibles, fiables y modernos (Indicador: porcentaje de población con acceso a combustibles limpios para cocción; porcentaje de población con acceso a la electricidad);

7.2 Aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas (Indicador: porcentaje de energía renovable en el consumo final total de energías);

7.3 Duplicar la tasa mundial de mejora de la eficiencia energética (Indicador: intensidad energética medida en términos de oferta interna de energía total y el PBI)



Se incorpora al presente informe la verificación del grado de implementación del ODS 7 por parte de la ex SGE, a través del cuestionario orientativo aprobado por la Disposición AGN 198/18. La respuesta recibida se incluye como ANEXO 3.

3.8.1. Informe país 2018 y vinculación presupuestaria

Las acciones de implementación del ODS 7 en el organismo auditado se explicitan en el segundo informe de seguimiento elaborado por Argentina para presentar ante el Foro Político de Alto Nivel de las Naciones Unidas. Se trata del segundo informe de seguimiento de los avances argentinos hacia el logro de los ODS para la definición del marco de monitoreo, las líneas de base y las metas intermedias y finales de cada indicador.

La vinculación presupuestaria del ODS 7 que se muestra en el Informe fue el resultado de un proceso de trabajo iniciado a mediados de 2017 por el Consejo Nacional de Coordinación de Políticas Sociales y el ex MINEM, dada la relación directa que existe entre las políticas ejecutadas mediante planes y programas bajo su responsabilidad y los indicadores asociados al cumplimiento de metas priorizadas⁵².

Las intervenciones asociadas a los Objetivos e Iniciativas Prioritarias de Gobierno por Meta del ODS7 definidas fueron:

Meta 7.1. De aquí a 2030, garantizar el acceso universal a servicios energéticos asequibles, fiables modernos.

1. Proyecto de energías renovables en mercados rurales. PERMER II.

Meta 7.2. De aquí a 2030, aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas.

2. Programa RENOVAR - Plan de Energías Renovables.

Meta 7.3. De aquí a 2030, duplicar la tasa mundial de mejora de la eficiencia energética.

3. Generación eléctrica distribuida.
4. PLAE – Plan de alumbrado eficiente.

⁵² El capítulo de ODS 7 ocupa de pág. 3 a 82 del informe, donde se destaca la selección de metas priorizadas (en este caso, las 3), y los indicadores definidos para realizar el seguimiento.




5. Envolverte térmica en edificios.
6. Mejora en la eficiencia de centrales térmicas (cierre de ciclos).
7. Eficiencia en electrodomésticos.
8. Mejora en la eficiencia de la industria.
9. Educación para la eficiencia energética.
10. Mejora en la eficiencia del transporte.

Puede observarse que en el Informe país 2018 los programas de estímulo a la producción de gas natural no están explícitamente asociados a las intervenciones seleccionadas.

En la Ley de Presupuesto 2019 se mencionan las siguientes iniciativas prioritarias y su asignación presupuestaria

Tabla 14: Iniciativas prioritarias ODS 7 en Presupuesto 2019

Por Objetivo Desarrollo Sostenible e iniciativa prioritaria			
Objetivos Desarrollo Sostenible (ODS)	Iniciativa	Programa Presupuestario Destacado	Asignación (millones \$)
	Iniciativa 15 - Normalización del Mercado de Hidrocarburos	Formulación y Ejecución de Políticas de Hidrocarburos	47.894,2
	Iniciativa 16 - Normalización del Mercado Eléctrico	Formulación y Ejecución de Políticas de Energía Eléctrica	104.077,0
	Iniciativa 64 - Ahorro y Eficiencia Energética	Acciones para el Uso Racional y Eficiente de la Energía	148,8

Fuente: Mensaje del Proyecto de Ley de Presupuesto 2019.



4. HALLAZGOS

4.1. Los objetivos de los Programas no se definieron en forma detallada, de manera que pueda vincularse de un modo preciso su aporte a las mejoras en la oferta de gas. Tampoco se establecieron metas o indicadores que permitan medir la eficacia y efectividad de los programas a partir de líneas de base o expectativas de producción.

De los considerandos de las normas que aprueban los programas surgen como objetivos generales el aumento en la producción de gas natural y la reducción de la importación para lograr el autoabastecimiento, al tiempo que se pretende dar previsibilidad a los precios.

En base a la documentación relevada, no se ha evidenciado que el auditado haya traducido los objetivos generales planteados en las normas que establecen los planes de estímulo, en objetivos o metas específicos respecto de una línea de base o de expectativas de producción. No se han generado, asimismo, informes de gestión sobre los programas.

La conceptualización del problema a atender en el diseño de los Programas es difusa y dificulta la definición de objetivos detallados y precisos. No se ha verificado que se especificaran en la parte resolutive o reglamentaria de las normas.

En respuesta al requerimiento cursado, la SE manifestó respecto del desarrollo de indicadores para medir eficacia y efectividad de los programas y con relación al PG I y PG II, que desconocía si en el ámbito de la ex Comisión⁵³ se desarrollaron los indicadores consultados para la medición de la eficacia de los programas de estímulo creados bajo su competencia. En este sentido cabe destacar que si bien las facultades respecto de las tareas y/o responsabilidades de la ex Comisión fueron delegándose según fue evolucionando el organigrama de la Administración Pública, esta serie de modificaciones no se consideran motivo válido o suficiente para alegar desconocimiento del accionar respecto de los Programas bajo su órbita, que incluso continúan vigentes en su funcionamiento o con pagos pendientes.

⁵³ En referencia a la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas



El auditado también expresó que se desarrollaron indicadores, a partir del año 2018 según pudo constatar la Auditoría, aunque aclaró que “(...) *la definición/diseño de los mismos responde al cumplimiento de objetivos de índole estrictamente presupuestaria y de control de gestión, no constituyendo indicadores que permitan medir la eficacia o efectividad de estas políticas públicas*”⁵⁴.

La determinación de indicadores y metas permite que las dimensiones de eficacia y efectividad puedan ser estudiadas y evaluadas por terceros, lo cual resulta importante a partir del concepto de transparencia en la implementación y gestión de las políticas públicas.

Tal como se expresó en aclaraciones previas, en concomitancia con la implementación de los planes de estímulo la producción nacional de gas revirtió la tendencia bajista previa, y pasó a tener una tendencia positiva. De acuerdo a datos del ENARGAS, entre los períodos 2013-2019 la producción de gas nacional tuvo un crecimiento del 18%, el gas entregado al mercado un 8% y las importaciones se redujeron un 40%. En el mismo período el gas distribuido a la demanda final se incrementó 0,6%. Sin embargo, no se puede establecer de manera precisa en qué medida los planes de estímulo en general, y cada uno de manera particular, han aportado al incremento en la oferta.

En definitiva, la ausencia de indicadores adecuados y suficientes impiden medir la eficacia y la efectividad de los Programas en su conjunto, dando como resultado que las mejoras obtenidas no puedan ser íntegramente atribuibles a su implementación, o que no puedan realizarse evaluaciones de desempeño que permitan realizar ajustes en tiempo y forma, o dejar lecciones aprendidas para la mejora institucional.

4.2. No pudieron constatarse fundamentos técnicos en los sucesivos planes para establecer y mantener en el tiempo el precio de estímulo fijado en 7.5 U\$/MMBTU.

Tal como se explicó en las Aclaraciones Previas, los programas de promoción a la producción de gas natural objeto de la presente auditoría, tienen como dato en común el

⁵⁴ Consisten según la respuesta brindada en: 1) Tasa de estímulo a la producción de gas natural, 2) Incremento interanual de la producción de gas natural y 3) Seguimiento mensual de metas físicas.



pago de un beneficio consistente en el incremento en el precio del gas natural inyectado al mercado interno a la suma de 7,5 dólares estadounidenses por millón de BTU.

El Estado paga una compensación que consiste en la diferencia del precio de venta y el precio estímulo determinado. De esta manera se pretende incentivar a las empresas a incrementar su nivel de producción de gas natural, por encima de una línea de base en el caso del PG I y II, en total en el caso del PG III por tratarse de empresas sin inyección previa y a partir de un proyecto de inversión aprobado, en el caso de la Resolución ex MINEM 46/17.

La Auditoría indagó sobre el fundamento para la determinación y mantenimiento de dicho importe durante la vigencia de cada uno de los programas.

Ante la consulta realizada el auditado respondió⁵⁵ que *“la creación de los Planes Gas I y II fue generado bajo la órbita de la ex Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas por lo que sólo es posible remitirse a los considerandos expuestos en las respectivas resoluciones”*.

Los considerandos de las Resoluciones ex Comisión N° 1/13 (PG I) y 60/13 (PG II), refieren a la necesidad de contar con una política económica que reduzca en el corto plazo la brecha entre producción y consumo de gas natural a través del incremento en la producción y la consecuente reducción de las importaciones, y por el otro el estímulo de la inversión en exploración y explotación para recuperar el horizonte de reservas, pero no surge un fundamento técnico explícito para la determinación del precio estímulo.

La Resolución ex MINEM 74/16, por su parte, remite en sus considerandos a las resoluciones de la ex Comisión 1/13 y 60/13, pero sin explicar el fundamento de la continuidad del precio estímulo fijado.

De la interpretación de los considerandos mencionados surge que la determinación del precio estímulo estuvo relacionada al costo de las importaciones de gas al momento de su implementación. En el Gráfico 2 (evolución de los precios del gas en el mercado interno) puede observarse que, para la fecha de inicio de los programas de estímulo (año 2013), los precios de importación estaban por encima del valor establecido como precio estímulo (7,5

⁵⁵ En nota NO-2020-34152872-APN-SE%MDP



U\$/MMBTU). Sin embargo, estos precios tuvieron una tendencia a la baja, llegando a equipararse al umbral del precio estímulo, o incluso a valores inferiores durante el año 2015 y los siguientes.

En relación a la Resolución Ex MINEM 46/17, el auditado puso a disposición el Informe Técnico ME-2017-03027101-APN-DNEH#MEM⁵⁶ donde se expone que el sendero de precios de gas natural en el PIST a abonar por los usuarios, fue establecido por el ex MINEM considerando los objetivos de fomentar la producción local y de reducir progresivamente los subsidios transmitiendo a la demanda una señal real de la escasez del recurso. Agrega que *“dentro de las consideraciones para la determinación del sendero de precios del gas natural, el Estado Nacional, consideró cuál sería el valor de referencia en un hipotético mercado desregulado, ya que una aproximación a ese valor facilitaría el tránsito hacia el mercado desregulado previsto en el marco regulatorio. En esa determinación se consideró el precio al que se puede obtener localmente el gas natural adicional requerido para el que puede tomarse como referencia el valor de US\$ 7,50 / MMBTU fijado en los planes de promoción de la producción de gas vigentes”*.

En definitiva, en los considerandos de las Resoluciones ex Comisión 1/13 y 60/13 se fijó un precio de 7,50 U\$/MMBTU tomando como referencia el costo de las importaciones de gas, con la finalidad de fomentar la inyección de gas al sistema a un menor costo al de importación, aunque sin fundamentos que justifiquen técnicamente dicho valor. Tal criterio se mantuvo en la Resolución ex MIMEN 74/16 (PG III).

En lo que respecta a la Resolución ex MINEM 46/17, en la medida en que los precios de importación se encontraban en menor nivel a 7.50 U\$/MMBTU, el auditado cambió la fundamentación afirmando que dicho monto resulta el adecuado para el desarrollo de Vaca Muerta a mediano y largo plazo, independientemente de que el precio de las fuentes importadas atravesase el umbral del precio mínimo del programa, que fue fijado de manera decreciente a un valor de 7.5 U\$/MMBTU en el año 2018, 7 U\$/MMBTU en 2019, 6.5 U\$/MMBTU en 2020 y 6 U\$/MMBTU en 2021.

⁵⁶ Obrante en el expediente EX-2017-3016580- -APN-DDYME#MEM mediante el cual tramitó la Resolución Ex MINEM 46/17.



Auditoría General de la Nación

El informe técnico que sustenta dicha decisión carece de datos objetivos que fundamenten dicho valor, en tanto solo se limita a afirmar que el precio definido en los PG previos es adecuado, sin analizar por ejemplo las variables vinculadas con el costo de extracción por MMBTU.

Los planes de inversión presentados por las empresas tampoco permiten evaluar la suficiencia del precio mínimo establecido, y en qué medida resulta razonable en relación a los costos de producción, pues carecen de datos básicos usuales en proyectos de inversión. En efecto, en la mayoría de ellos no se especifica qué parte se destina a pozos o infraestructura de superficie; no constan los gastos operativos que permitan evaluar la tasa interna de retorno de los proyectos (TIR). Asimismo, la ratio de ingresos totales/monto invertido para los 4 años de cada proyecto es sustancialmente distinta para los distintos proyectos, como se advierte en la tabla siguiente donde, por ejemplo, YPF no prevé recuperar el 55% de los fondos invertidos en la concesión Fernández Oro en los próximos 4 años.

Tabla 15: Ratio ingresos previstos/inversiones estimadas (Años 2018-2021)

Ingreso	Inversión	Ratio	Concesión	Empresa
2.344.204.271,00	1.253.000.000	187,09%	Fortín de piedra	Tecpetrol
150.571.165,47	80.500.000	187,04%	Aguada del Cajón	Capex
847.796.115,11	598.000.000	141,77%	Aguada Pichana Este	PAE - Total - Wintershall - YPF
1.071.744.086,33	823.000.000	130,22%	Campo Indio este	CGC
366.966.647,48	314.000.000	116,87%	Rincón de la Ceniza	Total - Shell - O & G - GyP del Nqn
336.221.093,53	357.000.000	94,18%	La Ribera I y II	YPF
252.317.525,18	459.000.000	54,97%	Aguada Pichana	
246.260.719,42	558.000.000	44,13%	Oeste/Aguada de Castro	PAE - Total - YPF
			Estación Fernández Oro	YPF

Fuente: elaboración propia en base a informes técnicos de planes de inversión.

4.3. La SE no expuso, en el caso de la Resolución ex MINEM 46/17, los fundamentos del porcentaje del 88% para las empresas y del 12% para las provincias productoras.

La resolución ex MINEM 46/17 previó que el 88% del precio mínimo sea destinado a las empresas productoras y el 12% restante a la provincia donde estuviera ubicada el área de concesión que, además de intervenir en el proceso de aprobación de los proyectos



de inversión, debe realizar un control y certificación semestral de las inversiones previstas, informando a la SE aquellas concesiones incluidas que hubieran incumplido las inversiones a los fines de su baja del programa.

La Auditoría solicitó a la SE información respecto del fundamento técnico de los porcentajes a favor de las empresas y de las provincias (88% y 12%, respectivamente). El auditado respondió que del expediente de aprobación del Programa no surgen los fundamentos de tales guarismos.

Según información aportada por el auditado, en el marco de dicho plan se preveía erogar 3.266 millones de dólares en el período 2018-2021, lo que representaría 392 millones de dólares para las provincias. Dada la significatividad de los importes comprometidos, resulta relevante conocer los fundamentos para determinar el porcentaje mencionado.

Si bien la Auditoría no desconoce que las provincias detentan el dominio originario de los recursos naturales, según lo dispone el artículo 124 de la Constitución Nacional, así como que la provincia de Neuquén se comprometió a no aumentar la carga tributaria del sector, según surge de los considerandos de la Resolución ex MINEM 46/17, ambas cuestiones no aparecen como un fundamento razonable para justificar la erogación mencionada, en tanto implica sustraer un 12% de los fondos del programa a objetivos ajenos al mismo.

En definitiva, la falta de fundamentación para la determinación de los porcentajes destinados a empresas y provincias, tornan cuestionables los programas en tanto impide conocer la suficiencia del precio establecido para el cumplimiento de los objetivos previstos y además representa una interferencia en la transparencia del uso de los fondos públicos, dada la inexistencia de un esquema de rendición de cuentas de los importes transferidos.

4.4. Se detectaron las siguientes falencias de gestión e incumplimiento normativo en el proceso de inscripción y ejecución de los programas. Asimismo, se detectó una asimetría en el tratamiento de reintegros y pagos de compensaciones, en el marco del Programa establecido por Resolución ex MINEM 46/17.



4.4.1. En los expedientes de inscripción analizados no se evidenciaron criterios objetivos y uniformes para evaluar los planes de inversión, así como actividades tendientes a validar la información presentada.

El procedimiento de inscripción a los programas de estímulo consiste en la presentación por parte de las empresas aspirantes de un proyecto tendiente a cumplir con los propósitos de cada uno de los programas y la evaluación por parte de la autoridad correspondiente. El procedimiento culmina con la incorporación de la empresa peticionante, o del yacimiento, en el caso del programa de la Resolución ex MINEM 46/17, a cada uno de los programas.

Del análisis de 24 expedientes de inscripción entregados por la SE, sobre un total de 47, la Auditoría no pudo determinar la existencia de criterios objetivos y uniformes para evaluar, aprobar y o prestar conformidad a los respectivos planes de inversión. Tampoco pudo constatar si se arbitraron los medios necesarios para contrastar la veracidad de los datos suministrados respecto de las inversiones propuestas. Es decir, sólo se verifica el cumplimiento de requisitos formales, sin haberse establecido parámetros específicos para la evaluación de dichos requisitos. Tampoco existen constancias de desglose de informes técnicos al respecto. En ningún caso pudo constatar de qué manera la inversión declarada es consistente para cumplir con cada objetivo del programa correspondiente.

4.4.2. Del análisis de la ejecución de los procedimientos de pago, se detectaron incumplimientos al circuito de controles establecido normativamente.

Tal como se explicó en las Aclaraciones Previas, los expedientes de pago correspondientes a los PG I, II y III se inician con la presentación por parte de las empresas de una DDJJ con los volúmenes producidos que luego es controlada por la Unidad de Gestión Técnico Operativa (UGTO, ENARGAS), dando así inicio al procedimiento de verificación de volúmenes inyectados y posterior cálculo y pago de la compensación.

1) Pagos realizados sin el informe de compensación de la Unidad de Seguimiento y Control (USyC) en el PG I, II y III e irregularidades administrativas.

Por Nota N°142/19 AG7 de fecha 26/11/2019, la Auditoría solicitó a la SE que especifique la Unidad de Seguimiento y Control designada para los PG I, II y III, así como



remitir los convenios de Asistencia Técnica firmados a tal fin. Con fecha 18/8/2020, el auditado suministró un único convenio celebrado con la Universidad de San Martín con fecha 10/4/2017, 3 años después de la entrada en vigencia del PG I. El mismo se realizó por un lapso de 12 meses con opción a prórroga por única vez por un plazo máximo de un año. Se estableció, entre otras cláusulas, que la Universidad debía realizar los Informes de Compensación pendientes de los años 2015 y 2016, aparte de los que surgieran durante 2017.

En todas las resoluciones de pago que se emitieron a partir de los expedientes analizados, se solicitó la urgente remisión de los informes faltantes de la USyC. Es decir, los pagos se ordenaron sin contar con el requisito previsto por la normativa de un doble informe de compensación, uno a cargo de la SE y el otro a cargo de la USyC, lo cual constituye un incumplimiento a las reglas de los programas, por cuanto se eludió el doble control requerido por las resoluciones ex Comisión 1/13 y 60/13 y reglamentarias. Si bien es cierto que la normativa prevé el supuesto de pagos sobre la base de un solo informe, requiriendo la urgente remisión del informe faltante, lo cierto es que en ningún caso pudo verificarse dicho informe en los expedientes analizados y que el convenio con la Universidad de San Martín tendiente a cumplir con los mismos fue celebrado en el año 2017.

De los Informes de la USyC suministrados por el auditado, 3 correspondieron a expedientes de la muestra de PG I⁵⁷. Cabe destacar que dichos informes no constan en los expedientes, sino que fueron enviados por separado en respuesta a lo solicitado por esta auditoría. Asimismo, se señala que los mismos no poseen fecha y que fueron remitidos, como se dijo, con posterioridad a las resoluciones de pago.

En cuanto a los pagos que se realizaron a través de la Resolución ex MINEM 97/2018 (destinada a cancelar compensaciones adeudadas de PG I, II y III), se abrieron nuevos expedientes, dejando el original inconcluso. Las empresas que no adhirieron a dicha

⁵⁷ EX-2017-08198185, EX-2017-04934154 y EX-2017-10280102



Auditoría General de la Nación

resolución no habían cobrado las compensaciones a la fecha de recepción de la información⁵⁸.

2) Falta de constancia de remisión y demoras en envío de las DDJJ para el control de los volúmenes por parte de la UGTO: Se observaron 64 casos, sobre un total de 88, en los que no existe constancia de la remisión al ENARGAS de la información suministrada por la empresa dentro de los 3 días hábiles estipulados en la normativa. De la misma forma, se verificaron 9 casos en los que se corroboraron las fechas, pero los plazos son extemporáneos, con demoras de más de 20 días hábiles. Como se dijo, el plazo para la remisión es de 3 días hábiles.

3) Falta de intimación de la SE frente a demoras significativas de la UGTO en la elaboración de los informes a su cargo: Se detectaron 12 casos con demoras superiores a los 40 días hábiles desde la remisión del expediente por parte de la UGTO en la elaboración de los informes de control de volúmenes declarados. El plazo dentro del cual el ENARGAS debe emitir su informe es de 20 días hábiles.

4) Con relación a la Resolución ex MINEM 46/17, la modalidad de pago es distinta a la instrumentada en los PG I, II y III, en tanto la remisión de la información al ENARGAS para el control de los volúmenes es realizada recién al momento de proceder al ajuste de pagos. Del total de expedientes de ajustes de pago suministrados por el auditado (6), en 5 la Auditoría constató demoras de más de 35 días hábiles en la remisión del informe, sin reclamo por parte de la SE.

También se observó el caso de un expediente en el cual la SE envió al ENARGAS la verificación de volumen presentado por la empresa sin percatarse de que dicho volumen debía ser medido previo al PIST y el ENARGAS no tenía injerencia. El Ente respondió un año después. No se tuvo a la vista ninguna observación o reclamo efectuado al respecto por parte de la SE durante ese tiempo.

⁵⁸ Glacco Compañía Petrolera S.A.; Antrim Arg. S.A.; Pluspetrol S.A.; San Enrique Petrolera S.A.; Petronas E&P Argentina S.A., MOBIL Argentina S.A.; EXXON MOBIL Exploration Argentina S.R.L. (Bajo del Choique - La Invernada)



4.4.3. Del análisis de las bases de datos surgen errores en los pagos de las compensaciones de la Resolución ex MINEM 46/17, que luego fueron enmendados mediante procedimientos de ajuste.

En el punto 3.5.5. de las Aclaraciones Previas se explicó que la forma de pago del programa aprobado por Resolución ex MINEM 46/17 consiste en un pago provisorio del 85% de la compensación calculada en base a las proyecciones informadas por las empresas a partir de una estimación del precio efectivo y un ajuste de pago, positivo o negativo sobre el período de pago anterior.

La SE suministró las bases de datos de pagos, de donde surge que 6 de las 7 empresas beneficiarias recibieron pagos en exceso respecto de lo previsto normativamente durante los meses de enero a julio de 2018, que luego fueron ajustados por el auditado en meses posteriores e incluso durante el año 2019.

De las planillas suministradas surge asimismo que los montos ajustados son idénticos, en pesos, a los que constan como percibidos en exceso por las empresas beneficiarias, aunque en algunos casos el ajuste se realizó transcurridos varios meses del registro de pago.

La resolución 46/17 prevé un interés equivalente a la tasa de descuento del BNA activa para liquidaciones en exceso, en los casos en que la producción real es menor a la estimada, por lo que el Estado pudo haber dejado de percibir los intereses correspondientes.

En la tabla siguiente se presenta el detalle de las empresas y los períodos de pago y de ajuste de compensaciones en exceso.



Tabla 16: Pagos en exceso y ajustes de pago en pesos

P e r í o d o	Compañía General de Combustibles (CGC)	CAPEX	Panamerican Energy	TECPETROL	Total Austral		YPF
	CAMPO INDIÓ ESTE-EL CERRITO	AGUA DEL CAJON	AGUADA PICHANA OESTE Y AGUADA DE CASTRO	FORTIN DE PIEDRA	AGUADA PICHANA OESTE Y AGUADA DE CASTRO	RINCON LA CENIZA	ESTACION FERNANDEZ ORO
ene-18	3.700.897	1.396.705				693.186	694.966
feb-18	19.014.878	1.290.804					647.523
mar-18	0	1.273.286					719.745
abr-18	10.299.510		340.728	4.425.215	186.619		
may-18	12.473.913		10.221.430	41.759.249	5.855.005		
jun-18	1.605.480		28.035.638	173.430.218	15.575.337		
jul-18		9.879.681	46.171.872	257.621.733	25.653.351		765.893
ago-18	-47.094.679	-13.840.476		-477.236.415			1.187.349
sep-18							1.322.247
oct-18							1.289.968
nov-18			-84.769.669		-47.270.312		1.354.380
dic-18							1.446.821
ene-19							1.322.774
feb-19							-10.751.666
mar-19						-693.186	
Total	0	0	0	0	0	0	0

Fuente: elaboración propia a partir de las bases de pago del auditado

4.4.4. La Auditoría no pudo conciliar la deuda por empresa detallada en la Resolución ex MINEM 97/18, con los pagos que surgen de la base de datos suministrada por el auditado. Asimismo, se constató la inclusión de una empresa como beneficiaria del pago con bonos, no incluida en el Subanexo I de la Resolución ex MINEM 97/18 ni en la base de datos proporcionada.

Como se expuso en el punto 3.5.2., a partir del año 2016 se establecieron nuevas modalidades de cancelación de obligaciones pendientes para PG I, II, y III. El Decreto 704/16 dispuso la cancelación de obligaciones pendientes de PG I y II con BONAR 2020 USD indicando el monto global pendiente de pago, sin detalle por empresa.

La Resolución ex MINEM 97/18, por el contrario, expuso en su Subanexo I el detalle por empresa de los importes a pagar a partir de las modalidades allí establecidas, decidiéndose luego su cancelación con Bonos Programas Gas Natural (Resolución Conjunta Secretarías de Hacienda y Finanzas N° 21/19).

Si bien la diferencia en los totales no resultó significativa (0.1%), al analizar la deuda por empresas según Resolución ex MINEM 97/18 y los pagos efectuados según base de



Auditoría General de la Nación

datos del auditado y la nota NO-2019-36033055-APN-DADP#MHA del Ministerio de Hacienda surgieron las siguientes diferencias.

Tabla 17: Diferencias

Empresas Res.97/18	Empresas s/base de pagos	85% + 15% AJUSTADO (US\$)*	PAGOS S/BASE DE DATOS **	DIFERENCIA base de pagos/res	%	MINISTERIO DE HACIENDA***	DIFERENCIA base de pagos/MHA	%
GRUPO YPF	GRUPO YPF	792.103.755	787.184.486	-4.919.269	99,38%	758.869.507	28.314.979	103,73%
Grupo Pan American	Grupo Pan American	162.906.490	168.312.671	5.406.181	103,32%	168.312.671	-	100,00%
Total Austral S.A	Total Austral S.A	159.542.944	164.604.846	5.061.902	103,17%	164.604.846	-	100,00%
Wintershall Energía S.A.	Wintershall Energía S.A.	120.819.112	114.646.500	-6.172.612	94,89%	114.646.500	-	100,00%
Petrolera Pampa S.A.	Petrolera Pampa S.A.	90.980.496	88.509.143	-2.471.353	97,28%		88.509.143	
Compañía General de Combustibles S.A. y Unitec Energy S.A.	Compañía General de Combustibles S.A. y Unitec Energy S.A.	59.368.287	59.385.260	16.973	100,03%	59.385.260	-	100,00%
Petrobras Argentina S.A.-Canadian Hunter Argentina S.A.-Atalaya Energy S.A.	Pampa Energía	57.615.762	53.459.606	-4.156.156	92,79%		53.459.606	
PBBPolisur S.R.L.	PBBPolisur S.R.L.	55.341.796	55.353.746	11.950	100,02%	55.353.746	-	100,00%
Petrobras Operaciones S.A.	Petrobras Operaciones S.A.	34.345.931	34.355.601	9.670	100,03%	34.355.601	-	100,00%
Petrolera Entre Lomas S.A.	Petrolera Entre Lomas S.A.	13.786.527	15.987.753	2.201.226	115,97%		15.987.753	
Sinopec Argentina E.and P. Inc.	Sinopec Argentina E.and P. Inc.	12.661.496	12.664.460	2.964	100,02%	12.664.460	-	100,00%
Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A.	Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A.	5.154.175	5.155.801	1.626	100,03%	5.155.801	-	100,00%
APCO Oil and Gas INT.INC.Suc.Arg.-APCO Austral S.A.-NORTHWEST	APCO Oil and Gas INT.INC.Suc.Arg.-APCO Austral S.A.-NORTHWEST	4.703.048	4.676.004	-27.044	99,42%		4.676.004	
TECPETROL S.A.	TECPETROL S.A.	3.910.282	5.181.448	1.271.166	132,51%		5.181.448	
ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A.	ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A.	2.845.308	8.157.305	5.311.997	286,69%	8.157.305	-	100,00%
SHELL CIA.de Petróleo S.A. y O.& G. DEV. LTD.S.A.	SHELL ARGENTINA S.A. (ex SHELL COMPAÑÍA ARGENTINA DE PETRÓLEO S.A. y O&G DEVELOPMENTS LTD S.A.) (RINCON DE LA CENIZA)	2.346.520	2.969.434	622.914	126,55%		2.969.434	
MOBIL ARGENTINA S.A.		1.461.807					-	
EXXON MOBIL EXPLORATION ARG. S.R.L.		1.246.252					-	
SHELL CIA.de Petróleo S.A. y O.& G. DEV. LTD.S.A.	SHELL ARGENTINA S.A. (CRUZ DE LORENA)	850.950	589.902	-261.048	69,32%		589.902	
O. & G. DEVELOPMENTS LTD.S.A.	SHELL ARGENTINA S.A. (ex O&G DEVELOPMENTS LTD S.A.) (SIERRAS BLANCAS)	606.319	717.817	111.498	118,39%		717.817	
PETRONAS E&P ARGENTINA S.A.		426.956					-	
GAS Y PETRÓLEO DEL NEUQUEN S.A.	GAS Y PETRÓLEO DEL NEUQUÉN S.A.	253.575	335.833	82.258	132,44%	335.833	-	100,00%
CIA .DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONAL S.R.L. ****						28.314.979	-28.314.979	0,00%
Totales		1.583.277.788	1.582.247.616	-1.030.172	99,93%	1.410.156.509	172.091.107	112,20%

* Resolución Ex MINEM 97/2018

** Base de datos del auditado

*** Nota NO-2019-36033055-APN-DADP#MHA (Ministerio de Hacienda)

**** Solo figura en la Nota NO-2019-36033055-APN-DADP#MHA (Ministerio de Hacienda)

Fuente: Elaboración propia a partir de los elementos mencionados.

Se destaca que 3 empresas no habían recibido los pagos a la fecha de entrega de las bases. De acuerdo a dicha base, de las 19 empresas restantes incluidas en el Anexo



mencionado de la resolución 97/18, 6 recibieron montos por debajo de lo consignado en la norma analizada mientras que las otras recibieron pagos por encima de lo estipulado.

Por último, de la nota NO-2019-21538137-APN-DADP#MHA, referida a la Emisión “Bonos Programas Gas Natural Vto. 2021”, de fecha 09/04/19, dirigida a la Caja de Valores S.A., a través de la cual se solicita acreditar a las empresas que se detallan en el Anexo los títulos públicos cancelatorios, surge que en el caso de YPF, por ejemplo, se depositaron bonos por USD 758,87 millones, lo cual representa una diferencia en menos de USD 33,23 millones (-3,6%). En dicha nota se informa también un depósito de bonos por USD 28,31 millones a la sociedad Compañía de Hidrocarburo No convencional SRL, que no figura en la base de datos del auditado ni en el anexo de la resolución 97/18. Tampoco resulta beneficiaria de ninguno de los programas estímulo implementados.

4.4.5. Se detectaron asimetrías en el tratamiento normativo para el caso reintegros por parte de las empresas y pago de compensaciones, en el marco del programa Resolución ex MINEM 46/17.

El programa creado por Resolución ex MINEM 46/17 previó en el punto II del Reglamento (Adhesión al programa) que en caso de que una concesión incluida no alcanzare el nivel de producción previsto, la empresa deberá reintegrar los montos de compensación recibidos durante la vigencia del presente Programa, actualizados con una tasa de interés equivalente a la "Tasa Activa Promedio del Banco Nación para Operaciones de descuentos comerciales". Ahora bien, las órdenes de pago a las empresas se realizan en pesos, convirtiendo el monto de Compensación calculado en dólares estadounidenses al tipo de cambio vendedor del Banco de la Nación Argentina (divisas) del último día hábil del mes, al que corresponden los volúmenes de Producción Incluida sujetas a compensación.

Es decir, las empresas devuelven en pesos, pero el pago de la compensación se calcula en dólares, lo cual indica que el riesgo cambiario es asumido exclusivamente por el Estado.

Cabe destacar que ninguno de los programas estímulo previó regulaciones vinculadas con la mora en los pagos de las compensaciones. Como se explicó en el punto



3.6.2. de las Aclaraciones Previas y en el hallazgo siguiente, el Estado decidió cancelar compensaciones pendientes de pago en el marco de PG I, II y III con títulos públicos denominados en dólares.

4.5. La gestión de pagos llevada adelante en los Planes Gas I, II y III, en tanto implicó una modificación sustancial de la forma de pago prevista originalmente, no otorga previsibilidad y certeza a los actores involucrados.

Como se explicó en aclaraciones previas, una característica común a los planes evaluados es que los pagos de las compensaciones se encuentran denominados en dólares, pero con saldos pagaderos en pesos al tipo de cambio del BCRA a una fecha determinada. Se previó que el pago de los montos determinados se realizaría con transferencias de fondos del Tesoro Nacional. Durante el período auditado, únicamente los saldos generados en el marco del plan Resolución 46/17 se cancelaron íntegramente con transferencias del tesoro nacional.

Para los planes I, II y III se aplicaron distintas modalidades de pago, tal como se expresa en Tablas 8 a 12 de las Aclaraciones Previas. No sólo recibieron transferencias del Tesoro nacional, sino que los saldos impagos fueron cancelados con bonos del tesoro nacional denominados en dólares.

Las normas que establecen dichas modalidades de cancelación de deuda (Decreto 704/16, Resolución ex MINEM 97/18 y Resolución ex SGE 54/19, complementada por Resolución Conjunta SH y SF 21/19) se fundamentan en restricciones presupuestarias y asociadas a la inestabilidad cambiaria, en la medida en que los montos a pagar se determinan en dólares.

La decisión de cancelar saldos impagos con bonos del Tesoro Nacional implicó una modificación a esas condiciones generales.

En el caso del decreto 704/16, se instrumentó la cancelación de deudas de los planes bajo estudio mediante la entrega del título público BONAR 2020 USD, el cual prevé la cancelación de su capital y renta (del 8% anual) en dólares estadounidenses. A fecha de sanción del mencionado decreto existían en el mercado bonos denominados en dólares, aunque pagaderos en pesos (dollar linked).



La resolución ex SGE 54/19, por su parte, determinó que los saldos adeudados determinados por la Resolución ex MINEM 97/18 fueran asimismo cancelados con títulos de la deuda pública. Complementariamente, la resolución conjunta SH y SF 21/19 dispuso la cancelación de dichos saldos con la entrega de un bono denominado en dólares estadounidenses pagadero en pesos al tipo de cambio Com. A3500, reservándose el emisor la opción de solicitar su pago en dólares estadounidenses.

Luego por informe de firma conjunta SF y SH IF-2019-21492421-APN-SECH#MHA de fecha 09/04/19, se notificó que los pagos de capital de febrero a agosto de dicho año se realizarían en dólares estadounidenses, instruyéndose luego al BCRA, por nota NO-2019-35905777-APN-DADP#MHA, la transferencia a la Caja de Valores S.A. de los dólares estadounidenses necesarios para la cancelación de los pagos de amortización de febrero y marzo de 2019.

Para las empresas que adhirieron a la modalidad de pago con bonos, recibieron dichos títulos con al menos 2 años de retraso, tal como surge del punto 3.5.3 de las Aclaraciones Previas. Cabe destacar que los títulos emitidos por Decreto 704/16 poseían una restricción de venta hasta el año 2018. Asimismo, a la fecha de cierre de las tareas de campo, restaban efectivizarse pagos por todos los planes, aun transcurridos años, en algunos casos, de haberse realizado el último devengamiento.

Es decir, la falta de previsión presupuestaria a los fines de priorizar los pagos comprometidos, sumada al riesgo cambiario inherente a esquemas denominados en dólares, afectó el cumplimiento del circuito de pago de las compensaciones previsto en la normativa que dio origen a los planes. Estas distorsiones provocan, además, que las señales para otorgar previsibilidad a la inversión no sean las adecuadas.

4.6. Los montos estimados anualmente para cada uno de los programas bajo análisis que forman parte del presupuesto nacional no garantizan una adecuada ejecución teniendo en cuenta que existe una brecha entre dichos montos y el avance real de los programas que se evidencia en la generación de una deuda exigible año a año.



Auditoría General de la Nación

Luego de analizar toda la serie de montos anuales presupuestados (ver punto 3.5.1. de Aclaraciones Previas), se constató que hasta 2018 no existieron asignaciones específicas para estos programas. Asimismo, se dieron continuos cambios de jurisdicción y por consiguiente en los respectivos SAF.

Se evidenció una deficiente proyección en los “presupuestos iniciales” necesarios para cada año, si se considera el devengado del año vigente y las deudas exigibles del ejercicio anterior, lo cual demuestra que existió escasa relación entre la elaboración de los presupuestos anuales y la realidad de la producción de gas a compensar.

No debe soslayarse que los programas son plurianuales, con una previsión de producción durante toda su vigencia. Es decir, con un adecuado cálculo de precios (aun planteando distintos escenarios), podría hacerse una adecuada previsión presupuestaria. Esta brecha entre lo presupuestado y la producción real provoca además que, al avanzar el plan, el importe acumulado en concepto de devengado no pagado del año anterior genere una deuda exigible para el año siguiente que no es tenida en cuenta en dicho presupuesto

Por otra parte, en cuanto a las metas presupuestarias, sólo se definieron para 2018 y 2019 (Ver tabla 7), por lo tanto, al no existir metas físicas asociadas, no es posible evaluar los criterios de formulación presupuestaria entre 2013 a 2017 inclusive.

En la tabla siguiente se muestran de manera comparativa y por Plan el compromiso anual, conformado por el devengado anual más el atraso real (deuda exigible pendiente del año anterior) y el crédito inicial. La diferencia representa el déficit del crédito inicial para cubrir completamente los compromisos del año (en valores absolutos y porcentaje).



Tabla 18: Comparativo compromiso anual por plan vs. crédito inicial del año asignado en el presupuesto

Valores en millones de U\$D

		2013	2014	2015	2016	2017	2018 (*)	2019
PGI	Devengado	1.580,10	1.568,73	2.077,90	1.979,76	1.395,35		
	Pagado	786,77	1.783,19	1.204,12	2.206,88	1.198,56	21,77	1.361,44
	Atraso real	793,33	578,87	1.452,65	1.225,53	1.422,31	1.400,54	39,10
	Crédito inicial		838,30	1.617,70	712,23	836,40		
	Diferencia absoluta		1.523,76	1.039,07	2.720,19	1.784,48		
	%		65%	39%	79%	68%		
PGII	Devengado	0,88	32,13	163,65	190,52	165,70	29,30	
	Pagado	0,00	4,72	68,55	197,53	130,17	44,02	133,51
	Atraso real	0,88	28,29	123,39	116,37	151,90	137,18	3,67
	Crédito inicial		0,00	230,83	215,03	92,81	0,00	6,26
	Diferencia absoluta		33,01	-38,89	98,87	189,26	181,20	130,92
	%		100%	-20%	31%	67%	100%	95%
PGIII	Devengado				32,05	104,32	163,40	
	Pagado				0,00	38,78	91,95	164,47
	Atraso real				32,05	97,59	169,05	4,58
	Crédito inicial				0,00	10,15	0,00	71,49
	Diferencia absoluta					126,22	261,00	97,56
	%					93%	100%	58%
Res46	Devengado						398,78	860,39
	Pagado						188,57	594,65
	Atraso real						210,21	475,96
	Crédito inicial						0,00	701,77
	Diferencia absoluta						398,78	368,84
	%						100%	34%

(*) En 2018 la apertura programática no está por Programa, por lo que no está disponible el valor de crédito inicial.

Fuente: Elaboración propia con datos del presupuesto y bases del auditado.

4.7. Se verificaron las siguientes situaciones con relación a los seguros de caución previstos para el Programa establecido por Resolución ex MINEM 46/17.

4.7.1. Ausencia durante el período auditado de un procedimiento que unifique criterios para el cálculo, constitución y presentación de los seguros de caución.

En cuanto al cálculo de los montos a asegurar, la Resolución ex MINEM 46/17 estableció la competencia de la ex SRH para dicha determinación, aunque no la modalidad de dicho cálculo.



Se observó que no se establecieron las condiciones para la constitución de los seguros de caución de acuerdo a lo requerido en las Bases y Condiciones del Programa.

Del análisis de los expedientes de la muestra del período auditado 2018 surge lo siguiente:

i. Existen 8 pólizas presentadas en pesos y 13 en dólares. Para 5 de éstas últimas no se señala un tipo de cambio para su conversión a pesos.

ii. En 6 pólizas no se informa su período de vigencia y en 5 sólo se indica la fecha de inicio.

iii. En 6 casos no se adjuntaron las pólizas a la presentación de pedido de compensación por parte de las empresas beneficiarias. Se remitieron posteriormente, sin comentario al respecto de la SRH.

Cabe destacar que las pólizas cubren los saldos a devolver por las empresas en caso de que la producción real fuera inferior a la estimada y abonada por el Estado.

Según lo manifestado por el auditado, los criterios para homogeneizar la forma en que se realizan las presentaciones de los seguros de caución fueron establecidos en 2019⁵⁹. Esta auditoría solicitó remitir dicha información, pero el auditado no la adjuntó en su respuesta.

4.7.2. No existe un informe de la SE que analice la conveniencia y aprobación del seguro presentado con el fin de garantizar el efectivo cobro en caso de no poder cumplir con el nivel de producción informado por las empresas, así como el cobro de los pagos provisorios ya realizados.

El auditado sólo mencionó a través de notas vinculadas a cada expediente analizado que los seguros cubren razonablemente las erogaciones sin aclarar de qué forma. Como se mencionó en el punto anterior, no se tuvo información respecto de cómo se calculan dichas pólizas y si el monto sería suficiente en caso de ser necesario.

⁵⁹ Mediante Nota NO-2019-34152872-APN-SE#MDP



4.8. No se implementó un adecuado sistema de seguimiento, monitoreo y evaluación de los Programas.

4.8.1. Ausencia de un sistema de gestión integral y confiable.

Se constató la falta de implementación de un sistema de seguimiento, monitoreo y evaluación confiable, con metas e indicadores que permitan establecer alarmas o alertas tempranas que contribuyan en la oportuna toma de decisiones.

Sólo existen bases de datos en Excel para el cálculo y seguimiento de las compensaciones, con la indicación del expediente de tramitación, lo cual constituye un seguimiento limitado y vulnerable, así como propenso a riesgos de errores u omisiones en la carga de datos. Ejemplo de esto lo constituyen las diferencias en los pagos a los que refiere el hallazgo 4.4.3. precedente.

4.8.2. Ausencia de auditorías o evaluaciones intermedias, en infracción a lo establecido por la normativa.

Las resoluciones de los PG I, II y III determinaron la necesidad de implementar un mecanismo para auditorías anuales determinando su alcance, a los fines de seguimiento y control de las pautas fijadas en los respectivos reglamentos, a cargo de una universidad designada⁶⁰. La Auditoría solicitó al auditado que especifique el mecanismo y alcance de las auditorías anuales establecidas en las resoluciones de los PG I, II y III y que remita la totalidad de las auditorías realizadas. En una primera respuesta⁶¹, la SE respondió que la información requerida había sido solicitada a las áreas competentes. Ante la insistencia de la Auditoría, en una segunda respuesta⁶², informó que la información disponible en formato digital sería remitida al enlace de descarga brindado. En el link puesto a disposición no se cargaron auditorías.

⁶⁰Resolución ex Comisión 3/13, punto 8 del Reglamento, Resolución ex Comisión 83/13, punto 7 del Reglamento, y Resolución ex MINEM 74/16, punto 6 del Reglamento.

⁶¹ NO-2020-34152872-APN-SE#MDP

⁶² NO-2020-53357684-APN-SE#MDP



En el único convenio suministrado para la contratación de la USyC, celebrado con la Universidad de San Martín, no se encuentra contemplada la realización de auditoría alguna de este tipo.

Por su parte, el Programa establecido por Resolución ex MINEM 46/17 dispuso en el punto VI del Reglamento, correspondiente al control de volúmenes de producción, que las autoridades podrían realizar auditorías sobre los valores de producción incluida y precio efectivo, pero sin determinar un procedimiento obligatorio de auditorías o evaluaciones intermedias. También se previó la posibilidad de que la SE audite, por sí o a través de terceros, la información consignada en las DDJJ en el marco del pago provisorio. De los expedientes de pago analizados se constató la inexistencia de auditorías en este sentido.

Con relación a los controles semestrales a cargo de las provincias y a la obligación de informar a la SE sobre posibles incumplimientos a los fines de la baja del programa, la Auditoría solicitó la remisión, por sí o a través de quien corresponda, de la totalidad de las auditorías realizadas por las autoridades de aplicación provinciales a lo que el auditado respondió⁶³ que la documentación sería enviada cuando se restablezca la actividad, dado que por el tamaño de los archivos el sistema GDE no permite adjuntarlos como embebidos. Dichos informes tampoco fueron cargados en el link puesto a disposición por la Auditoría. Se destaca no obstante que el auditado informó que no había recibido de ninguna autoridad de aplicación provincial una solicitud, requerimiento y/o informe indicando que alguna empresa y/o concesión debiera haber sido dada de baja de programa.

4.9. El esquema de áreas intervinientes y toma de decisiones en el marco el Plan Gas III, así como el procedimiento de cancelación de deudas definido por Resolución ex MINEM 97/18, generó incertidumbre en relación con posibles conflictos de interés y cumplimiento del deber de prudencia de los funcionarios actuantes.

⁶³ NO-2020-34152872-APN-SE#MDP



Auditoría General de la Nación

La Ley 25.188, de Ética en el Ejercicio de la Función Pública, establece el deber de abstención como solución ante conflictos de interés de los funcionarios públicos. Este deber se extiende a cuestiones particularmente relacionadas con las personas o asuntos a los cuales los funcionarios estuvieron involucrados en los últimos 3 años o tengan participación societaria (artículo 15 inciso b).

De modo complementario, el Código de Ética Pública, aprobado por Decreto 41/99, estipula que el deber de prudencia implica que el ejercicio de la función pública debe *inspirar confianza en la comunidad y evitar acciones que pudiera poner en riesgo la finalidad de la función pública, el patrimonio del Estado o la imagen que debe tener la sociedad respecto de sus servidores* (artículo 9º).

Una interpretación sistemática de las normas de Ética Pública vigentes exige valorar en cada caso puntual la relación entre el deber de prudencia a cargo de los funcionarios y la necesidad de evitar conflictos de interés establecida por la Ley 25.188, en tanto la solución provista por la ley puede resultar insuficiente como medio para garantizar la imparcialidad de las decisiones, afectando la finalidad de la función o la imagen de la sociedad respecto de los funcionarios públicos.

El deber de prudencia requiere valorar, además de la relación existente entre los funcionarios y las empresas, la inmediatez de las atribuciones del funcionario respecto de estas y, principalmente, la incidencia de sus atribuciones en el área sujeta a su regulación.

El ex titular de la cartera renunció a sus funciones en la empresa SHELL CAPSA con carácter previo a asumir el cargo, cumpliendo de este modo con el requisito previsto en el inciso a) del artículo 15 de la Ley 25.188. Luego, a través del Decreto 1006/16 (BO 13/09/16), el Poder Ejecutivo aceptó la excusación presentada y encomendó la gestión de las cuestiones particularmente relacionadas con la empresa SHELL CAPSA y sus vinculadas (O&G Developments Ltd. SA) al entonces Ministerio de la Producción.

El PG III, donde resultaron beneficiarias las empresas SHELL CAPSA y O&G Developments Ltd. SA, fue creado por Resolución ex MINEM 74/16, suscripta por el entonces titular del Ministerio de Energía y Minería y si bien no se encuentra prevista la participación de este en ninguna de las instancias del Programa (inscripciones y pagos), el rol de Autoridad de Aplicación recayó en la entonces Secretaría de Recursos



Hidrocarburíferos, dependencia que funcionó durante toda la vigencia del Programa bajo la órbita del citado Ministerio.

Es decir, el PG III se desarrolló íntegramente a partir de una relación de jerarquía del ex ministro hacia las áreas con poder de decisión sobre la actuación de las empresas con las que el ex funcionario tuvo relación.

Durante el año 2018 se verificó asimismo la intervención del ex ministro de Energía en la firma de la resolución ex MINEM 97/18 que determinó un procedimiento de valuación y cancelación de saldos pendientes de pago para distintas empresas en el marco de los planes gas I, II y III. Dentro del mencionado grupo de empresas se encuentra Shell, sobre la cual mediante Decreto 1006/16 se había aprobado su solicitud de excusación mientras durase su mandato, en toda actuación particularmente relacionada con la empresa. Dado que la mencionada resolución abarca a un grupo de empresas del sector, pero es de aplicación individual y con impacto patrimonial para cada una de ellas, no resulta del todo concluyente que no correspondiera la excusación.

Desde una perspectiva de interpretación sistemática y teleológica de las normas que conforman las nociones de ética pública y conflictos de interés, la simple excusación aceptada por el PEN, no contribuyó a disipar íntegramente cualquier incertidumbre en torno a los conceptos de prudencia, integridad y actuación virtuosa de los funcionarios públicos.

4.10. La Secretaría de Energía no implementó acciones directas vinculadas con la producción de GN, en el marco del ODS 7.

Como se expresó en aclaraciones previas, el ex MINEM ha participado en la implementación de la Agenda 2030 de ODS desde su inicio (año 2015), en el marco del ODS 7, integrando la Comisión Nacional Interinstitucional de Implementación y Seguimiento de los ODS.

Según surge del Informe País 2018, existen políticas que contribuyen complementariamente a la concreción del ODS 7, aunque, en relación a la producción de gas natural, no hay una relación directa con ninguna de las metas priorizadas, ya que no se incluyeron indicadores al respecto.



5. COMUNICACIÓN DEL PROYECTO DE INFORME

El presente proyecto de informe de auditoría fue enviado en vista a la Secretaría de Energía según disposición de la Comisión de Supervisión de la Gerencia de Control de Entes Reguladores y Empresas Prestadoras de Servicios Públicos, a través de la Nota 50/22 AG7 de fecha 16/06/2022. Vencido el plazo y no habiendo obtenido respuesta, se procedió a la intimación correspondiente, a través de la Nota 57/22 AG de fecha 07/07/2022 cuyo vencimiento operó el día 22/07/2022.

Considerando que al día de la fecha el auditado no ha realizado comentarios, corresponde la aprobación del informe por parte del Colegio de Auditores Generales.

6. RECOMENDACIONES

- 6.1.** Establecer en cada Programa objetivos expresos, claros y precisos, con indicadores que permitan evaluar metas previamente definidas, alcanzables y sostenibles, a partir de líneas de base y expectativas de producción, a fin de valorar eficacia y efectividad. Asimismo, sustentar el origen de los parámetros determinados o que se determinen a fin de lograr sostenibilidad, previsibilidad y transparencia en los procesos. El objetivo amplio de "lograr el autoabastecimiento" debe necesariamente articularse con otras medidas que contribuyan al mismo objetivo general. (Hallazgo 4.1).
- 6.2.** Dotar de fundamento y certeza al precio estímulo determinado a partir de estudios que incluyan de manera precisa las necesidades de las empresas en cuanto a costos de producción y su vinculación con los precios de importación del gas natural. En el caso puntual de la Resolución ex MINEM 46/17, debe establecerse el fundamento de los porcentajes establecidos. Asimismo, se sugiere que se establezcan de manera clara y precisa las contraprestaciones y esquema de rendición de cuentas a cargo de las provincias, en tanto reciben transferencias en el marco del Programa establecido por Resolución ex MINEM 46/17 (Hallazgo 4.2. y 4.3)
- 6.3.** Asegurar las condiciones para el logro de la calidad de implementación y ejecución efectiva en los procesos de inscripción y pago, fortaleciendo el sistema de control interno, la elaboración de presupuestos y los mecanismos de control de unidades externas (UGTO y USyC) de manera que el comportamiento real coincida con el



comportamiento previsto formalmente y procurando que las condiciones establecidas se mantengan en el tiempo. La elaboración de normas sin asimetrías y el diseño eficiente de los procesos posibilita la asignación de recursos más productiva, la previsibilidad presupuestaria y la transparencia en su ejecución. (Hallazgos 4.4., 4.5. y 4.6.).

- 6.4. Dictar un procedimiento que unifique criterios para el cálculo, constitución y presentación de seguros de caución, según lo requerido en las Bases y Condiciones del Programa Resolución ex MINEM 46/17 que incluya la realización de informes de conveniencia de las pólizas presentadas para garantizar los niveles de producción comprometidos por las empresas beneficiarias (Hallazgo 4.7.)
- 6.5. Implementar un adecuado sistema de seguimiento, monitoreo y evaluación de los programas que provea alertas tempranas y previsibilidad para la toma de decisiones, que limite los riesgos de errores en la carga de datos, otorgando transparencia y confiabilidad en la información producida, y asegurando la adaptabilidad ante la ocurrencia de fallos o cambios en las circunstancias (Hallazgo 4.8.)
- 6.6. Implementar medidas tendientes a reducir la incertidumbre generada como consecuencia de la actuación de funcionarios vinculados con empresas participantes en políticas de fomento a la producción de GN (Hallazgo 4.9.)
- 6.7. Consolidar la participación del Organismo en la implementación de la Agenda 2030 de ODS y considerar la incorporación de la producción de gas natural como parte de las iniciativas priorizadas con vinculación presupuestaria específica. (Hallazgo 4.10.).

7. CONCLUSIONES

La Auditoría General de la Nación se propuso a través del presente informe, verificar el grado de cumplimiento de los objetivos previstos para cada programa de estímulo a la producción de GN, el análisis realizado por la Autoridad de Aplicación de las inscripciones y de los pagos realizados a las empresas participantes y los controles ejercidos a través de auditorías e informes, resolución de reclamos y aplicación de sanciones. También se analizó el desempeño de la Secretaría de Energía en el marco de



Auditoría General de la Nación

las disposiciones de la Ley 25.188 de Ética Pública y el grado de implementación del ODS 7, según los lineamientos aprobados por Disposición AGN 198/18.

Los programas de Estímulo a la Producción de Gas Natural creados por el Poder Ejecutivo Nacional a partir del año 2013, se plantearon como objetivo principal el aumento de la producción de dicho insumo a fin de disminuir su importación y propender al autoabastecimiento.

En primer lugar, se verificó la falta de definición detallada de metas e indicadores tendientes a medir la eficiencia y efectividad de los programas a partir de líneas de base o expectativas de producción, lo cual impide atribuir las mejoras obtenidas a su implementación así como la realización de evaluaciones de desempeño que permitan realizar ajustes oportunos.

La ausencia de fundamentos técnicos para establecer y mantener en los sucesivos planes el precio estímulo de U\$S 7.50/MMBTU, así como para la determinación del porcentaje destinado a las provincias productoras en el caso de la Resolución ex MINEM 46/17, dificulta evaluar la suficiencia del precio en relación con los costos de producción y la razonabilidad de los importes destinados a las provincias que se sustraen del cumplimiento de los objetivos del programa.

Con relación a las inscripciones y procedimientos de control previos al pago de los beneficios, se detectaron falencias de gestión e incumplimiento normativo (falta de definición de criterios objetivos y uniformes para la evaluación de los planes, incumplimientos en el circuito de controles establecidos normativamente, constatación a partir del análisis de las bases de datos de pagos realizados en exceso y luego revertidos). La gestión de pagos en general careció de previsibilidad y no logró, dadas las sucesivas alteraciones en su modalidad (en cuanto a tiempos e instrumentos), brindar certeza a los actores involucrados. En particular, no pudo conciliarse la deuda por empresa detallada en la Resolución ex MINEM 97/18 con los pagos registrados en las bases de datos proporcionadas, habiéndose incorporado en las notas, como beneficiaria, una empresa ajena a los programas.

Desde el análisis normativo se constató una asimetría en el tratamiento de reintegros y pagos de compensaciones en el marco del Programa creado por Resolución



ex MINEM 46/17, a partir de la cual el riesgo cambiario es asumido de manera exclusiva por el Estado.

Respecto de la formulación presupuestaria, los montos estimados no garantizaron una ejecución real adecuada, en tanto se verificó una brecha significativa entre dichos montos y el avance real de los programas, generándose una deuda exigible año a año.

Dada la modalidad establecida en la Resolución ex MINEM 46/17, donde se realizan pagos provisorios previos a la constatación de producción real, los seguros de caución resultan relevantes. Sin embargo, no existió durante el período auditado un procedimiento que unifique criterios de cálculo, constitución y presentación de dichos instrumentos. La SE no analizó la conveniencia ni aprobó los seguros presentados por las empresas que, justamente, garantizan el efectivo cobro en caso de incumplimiento del nivel de producción comprometido.

Con relación a los controles ejercidos a través de auditorías e informes, resolución de reclamos y aplicación de sanciones, la Auditoría corroboró la ausencia de un sistema adecuado de seguimiento, monitoreo y evaluación de los programas implementados. Tampoco existen auditorías o evaluaciones intermedias con alarmas o alertas tempranas que contribuyan a una mejor toma de decisiones. Sólo existen bases de datos en excel, lo cual constituye un seguimiento limitado y vulnerable, así como propenso a riesgos de errores u omisiones en la carga de datos.

Respecto del objetivo vinculado con el desempeño de la SE en el marco de la ley de Ética Pública, el esquema de áreas intervinientes y toma de decisiones en el Plan Gas III, así como el procedimiento de cancelación de deudas decidido por Resolución ex MINEM 97/18, generó incertidumbre en relación con posibles conflictos de interés y cumplimiento del deber de prudencia de los funcionarios actuantes.

Por último, en cuanto al grado de implementación del ODS 7, no se observaron acciones directas dirigidas al segmento de producción de Gas Natural.

La producción de Gas Natural adquiere relevancia fundamental en el marco de la coyuntura actual, donde el insumo se constituye en un bien necesario no solo para el desarrollo y crecimiento del país, sino como elemento estratégico en la conformación geopolítica regional e internacional. Por tal motivo, es dable esperar el desarrollo de



Auditoría General de la Nación

políticas públicas sostenibles que incluyan y conecten los segmentos de producción, transporte y distribución, así como controles necesarios sobre las operaciones de importación y exportación de Gas Natural.

Buenos Aires, 17/08/22



ANEXO I - Glosario, siglas y abreviaturas

ORGANISMOS/ENTES	
CABA	Ciudad Autónoma de Buenos Aires
PEN	Poder Ejecutivo Nacional
AGN	Auditoría General de la Nación
CPyCEPNIHi o Ex Comisión	Ex Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas
DNEH	Dirección Nacional de Economía de Hidrocarburos
ENARGAS	Ente Nacional Regulador del Gas (es la UGTO)
MINEM	Ministerio de Energía y Minería
SA	Secretaría Administrativa (de la ex-Comisión)
SE	Secretaría de Energía
SGE	Secretaria de Gobierno de Energía
SRH	Secretaria de Recursos Hidrocarburíferos
UAI	Unidad de Auditoría Interna
UGTO	Unidad de Gestión Técnico Operativa (es el ENARGAS)
USyC	Unidad de Seguimiento y Control (es una Universidad Nacional)

ABREV.	EMPRESA BENEFICIARIA
PLAN GAS I y RESOLUCIÓN EX MINEM 46/17	
PAE	GRUPO PAN AMERICAN
TOT	TOTAL AUSTRAL S.A.
WIA	WINTERSHALL ENERGIA S.A.
YPF	YPF S.A. y/o GRUPO YPF
PLAN GAS 1	
GLA	GLACCO COMPAÑÍA PETROLERA S.A.
PAM	PETROLERA PAMPA S.A.
PCR	PETROQUIMICA COMODORO RIVADAVIA S.A.
ROC	ROCH S.A.
SIN	SINOPEC ARGENTINA EXPLORATION AND PRODUCTION INC.
SIP	ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A.
PLAN GAS II y RESOLUCIÓN EX MINEM 46/17	
BRA	PAMPA ENERGÍA S.A. (antes PETROBRAS ARGENTINA S.A., CANADIAN HUNTER ARGENTINA S.A., ATALAYA ENERGY S.A.)
CPX	CAPEX S.A.
TEC	TECPETROL S.A.
PLAN GAS III	
ANT	ANTRIM ARGENTINA S.A., CROWN POINT OIL&GAS S.A., CANAMERICAS ENERGY LTD., SUCURSAL ARGENTINA



Auditoría General de la Nación

APC	APCO OIL AND GAS INTERNATIONAL INC. SUCURSAL ARGENTINA, APCO AUSTRAL S.A. y NORTHWEST ARGENTINA CORPORATION SUCURSAL ARGENTINA
CGC	COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A. y UNITEC ENERGY S.A.
CNE	PETROLERA CERRO NEGRO S.A. y OIL m&s S.A.
DPG	DESARROLLOS PETROLEROS Y GANADEROS S.A.
ENR	SAN ENRIQUE PETROLERA S.A., PETROLERA EL TREBOL S.A.
JOR	SAN JORGE PETROLEUM S.A. y SAN JORGE ENERGY S.A.
MET	METRO HOLDING S.A.
PEL	PETROLERA ENTRE LOMAS S.A.
PLU	PLUSPETROL S.A. y PLUSPETROL ENERGY S.A.
YSUR	SECRA S.A. APACHE (antes YSUR) PETROLERA ARGENTINA S.A., APACHE (antes YSUR) ENERGIA ARGENTINA S.R.L., PETROLERA LF COMPANY S.R.L., PETROLERA TDF COMPANY S.R.L.
PLAN GAS III	
EXX CHO	EXXON MOBIL EXPLORATION ARGENTINA S.R.L. (BAJO DEL CHOIQUE - LA INVERNADA)
GYP	GAS Y PETRÓLEO DEL NEUQUÉN S.A.
MOB CHA	MOBIL ARGENTINA S.A.
O&G	SHELL ARGENTINA S.A. (antes O&G DEVELOPMENTS LTD S.A.) (SIERRAS BLANCAS)
PBB	PBBPOLISUR S.R.L.
PETRON	PETRONAS E&P ARGENTINA S.A.
POSA	PETROBRAS OPERACIONES S.A.
SHE CEN	SHELL ARGENTINA S.A. (antes SHELL COMPAÑÍA ARGENTINA DE PETRÓLEO S.A. y O&G DEVELOPMENTS LTD S.A.) (RINCON DE LA CENIZA)
SHE CRUZ	SHELL ARGENTINA S.A. (CRUZ DE LORENA)



Auditoría General de la Nación

OTRAS SIGLAS Y ABREVIATURAS	
DDJJ	Declaración Jurada (y su plural)
GLP	Gas Licuado de Petróleo
GN	Gas Natural
GNL	Gas Natural Licuado
ODS	Objetivo de Desarrollo Sostenible (y su plural)
PG	Plan Gas. Se refiere especialmente a cada uno de los 3 iniciales (PG I, PG II y PG III)
PIST	Punto de Ingreso al Sistema de Transporte
PMG	Punto de Medición de Gas
TN	Tesoro Nacional



ANEXO II – Selección de la muestra y expedientes que la conforman

Proceso de pago:

Para el análisis del proceso de pago se seleccionó una muestra de expedientes con el siguiente criterio de selección:

- Sobre el universo de expedientes de pago recibidos en junio 2019 de cada uno de los programas, se seleccionaron aquellos correspondientes a las DDJJ del período enero 2017 a diciembre 2018. La cantidad total de expedientes disponibles, agrupados por PAGADO y PENDIENTE, es la siguiente:

Programa	2016		2017		2018		2019	TOTAL
	Pag	Pend	Pag	Pend	Pag	Pend	Pend	
PG I	96	13	96	1				206
PG II	111	24	12	63				210
PG III	16	7	48	33	10	98		212
Res 46/17					75	45	5	125

- Luego, se discriminaron los expedientes de acuerdo al estado del trámite informado: pagado o pendiente de pago.
- Del resultado anterior, se tomó un 20% para cada empresa para el caso de los Plan gas I, II y III, y del 25% para la Resolución ex MINEM 46/17, utilizando la fórmula aleatoria del sistema Excel (redondeando siempre a un mínimo de 1).
- De esta manera se incluyen en la muestra expedientes correspondientes a todas las empresas participantes, en ambos estados.

Cantidad de expedientes de la muestra

Programa	MUESTRA	
	Pagado	Pendiente
PG I	24	1
PG II	3	17
PG III	14	29
Res 46/17	21	13



Auditoría General de la Nación

Muestra Expedientes de pago Plan Gas I, II y III

PLAN	AÑO	EMP	EXP	EXP RECT.	EXP RES. 97-54	ESTADO
PGI	2017	ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A.	EX-2017-10005730- APN-DDYME#MEM	-	EX-2018-20395027- APN-DGDO#MEM	BONO PAGADO
PGI	2017	ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A.	EX-2017-35527296- APN-DDYME#MEM	-	EX-2018-20395027- APN-DGDO#MEM	BONO PAGADO
PGI	2017	ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A.	EX-2017-35524965- APN-DDYME#MEM	-	EX-2018-20395027- APN-DGDO#MEM	BONO PAGADO
PGI	2017	GRUPO PAN AMERICAN	EX-2017-10280102- APN-DDYME#MEM	-	EX2018-19650340- APN-DGDO#MEM	BONO PAGADO
PGI	2017	GRUPO PAN AMERICAN	EX-2017-18920015- APN-DDYME#MEM	-	EX2018-19650340- APN-DGDO#MEM	BONO PAGADO
PGI	2017	GRUPO PAN AMERICAN	EX-2017-35103093- APN-DDYME#MEM	-	EX2018-19650340- APN-DGDO#MEM	BONO PAGADO
PGI	2017	GRUPO YPF	EX-2017-15384140- APN-DDYME#MEM	-	EX-2018-20248382- APN-DGDO#MEM	BONO PAGADO
PGI	2017	GRUPO YPF	EX-2017-07418302- APN-DDYME#MEM	-	EX-2018-20248382- APN-DGDO#MEM	BONO PAGADO
PGI	2017	GRUPO YPF	EX-2018-08920766- APN-DDYME#MEM	-	EX-2018-20248382- APN-DGDO#MEM	BONO PAGADO
PGI	2017	PETROLERA PAMPA S.A.	EX-2018-08718819- APN-DDYME#MEM	EX-2019-05008802- -APN- DGDOMEN#MHA	EX-2018-19662224- APN-DGDO#MEM	BONO PAGADO
PGI	2017	PETROLERA PAMPA S.A.	EX-2017-22888166- APN-DDYME#MEM	-	EX-2018-19662224- APN-DGDO#MEM	BONO PAGADO
PGI	2017	PETROLERA PAMPA S.A.	EX-2017-26376729- APN-DDYME#MEM	-	EX-2018-19662224- APN-DGDO#MEM	BONO PAGADO
PGI	2017	PETROQUIMICA RIVADAVIA S.A.	COMODORO EX-2017-17750356- APN-DDYME#MEM	-	EX-2018-16682252- APN-DGDO#MEM	BONO PAGADO



Auditoría General de la Nación

PLAN	AÑO	EMP	EXP	EXP RECT.	EXP RES. 97-54	ESTADO
PGI	2017	PETROQUIMICA COMODORO RIVADAVIA S.A.	EX-2018-01297122- APN-DDYME#MEM -		EX-2018-16682252- APN-DGDO#MEM -	BONO PAGADO
PGI	2017	PETROQUIMICA COMODORO RIVADAVIA S.A.	EX-2017-32846543- APN-DDYME#MEM -		EX-2018-16682252- APN-DGDO#MEM -	BONO PAGADO
PGI	2017	SINOPEC ARGENTINA EXPLORATION AND PRODUCTION INC.	EX-2017-08198185- APN-DDYME#MEM -		EX-2018-20068921- APN-DGDO#MEM -	BONO PAGADO
PGI	2017	SINOPEC ARGENTINA EXPLORATION AND PRODUCTION INC.	EX-2018-01251377- APN-DDYME#MEM -		EX-2018-20068921- APN-DGDO#MEM -	BONO PAGADO
PGI	2017	SINOPEC ARGENTINA EXPLORATION AND PRODUCTION INC.	EX-2017-27399357- APN-DDYME#MEM -		EX-2018-20068921- APN-DGDO#MEM -	BONO PAGADO
PGI	2017	TOTAL AUSTRAL S.A.	EX-2018-04170592- APN-DDYME#MEM -		EX2018-19542501- APN-DGDO#MEM -	BONO PAGADO
PGI	2017	TOTAL AUSTRAL S.A.	EX-2018-07814573- APN-DDYME#MEM -		EX2018-19542501- APN-DGDO#MEM -	BONO PAGADO
PGI	2017	TOTAL AUSTRAL S.A.	EX-2017-26025405- APN-DDYME#MEM -		EX2018-19542501- APN-DGDO#MEM -	BONO PAGADO
PGI	2017	WINTERSHALL ENERGIA S.A.	EX-2017-04934154- APN-DDYME#MEM -	EX-2017-22044220- APN-DDYME#MEM -	EX-2018-19954972- APN-DGDO#MEM -	PAGADO
PGI	2017	WINTERSHALL ENERGIA S.A.	EX-2017-26211698- APN-DDYME#MEM -		EX-2018-19954972- APN-DGDO#MEM -	BONO PAGADO
PGI	2017	WINTERSHALL ENERGIA S.A.	EX-2017-18306355- APN-DDYME#MEM -		EX-2018-19954972- APN-DGDO#MEM -	BONO PAGADO
PGI	2017	GLACCO COMPAÑÍA PETROLERA S.A.	EX-2017-10794598- APN-DDYME#MEM -			PENDIENTE
PGII	2017	COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A. y UNITEC ENERGY S.A.	EX-2017-08379843- APN-DDYME#MEM -		EX-2018-19657128- APN-DGDO#MEM -	BONO PAGADO
PGII	2017	COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A. y UNITEC ENERGY S.A.	EX-2017-08379843- APN-DDYME#MEM -		EX-2018-19657128- APN-DGDO#MEM -	BONO PAGADO



Auditoría General de la Nación

PLAN	AÑO	EMP	EXP	EXP RECT.	EXP RES. 97-54	ESTADO
PGII	2017	COMPANIA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A. y UNITEC ENERGY S.A.	EX-2017-33549196- - APN-DDYME#MEM		EX-2018-19657128- - APN-DGDO#MEM	BONO PAGADO
PGII	2017	ANTRIM ARGENTINA S.A., CROWN POINT OIL&GAS S.A., CANAMERICAS ENERGY LTD., SUCURSAL ARGENTINA	EX-2017-14987346- - APN-DDYME#MEM			PENDIENTE
PGII	2017	ANTRIM ARGENTINA S.A., CROWN POINT OIL&GAS S.A., CANAMERICAS ENERGY LTD., SUCURSAL ARGENTINA	EX-2017-14987346- - APN-DDYME#MEM			PENDIENTE
PGII	2017	APCO OIL AND GAS INTERNATIONAL INC. SUCURSAL ARGENTINA, APCO AUSTRAL S.A. y NORTHWEST ARGENTINA CORPORATION SUCURSAL ARGENTINA	EX-2017-16688416- - APN-DDYME#MEM		EX-2018-20280265- - APN-DGDO#MEM	PENDIENTE
PGII	2017	APCO OIL AND GAS INTERNATIONAL INC. SUCURSAL ARGENTINA, APCO AUSTRAL S.A. y NORTHWEST ARGENTINA CORPORATION SUCURSAL ARGENTINA	EX-2017-28044050- - APN-DDYME#MEM		EX-2018-20280265- - APN-DGDO#MEM	PENDIENTE
PGII	2017	APCO OIL AND GAS INTERNATIONAL INC. SUCURSAL ARGENTINA, APCO AUSTRAL S.A. y NORTHWEST ARGENTINA CORPORATION SUCURSAL ARGENTINA	EX-2018-05566646- - APN-DDYME#MEM		EX-2018-20280265- - APN-DGDO#MEM	PENDIENTE
PGII	2017	PETROBRAS ARGENTINA S.A., CANADIAN HUNTER ARGENTINA S.A., ATALAYA ENERGY S.A.	EX-2018-08718819- - APN-DDYME#MEM	EX-2019-05009609- -APN- DGDOMEN#MHA	EX-2018-20277181- - APN-DGDO#MEM	PENDIENTE
PGII	2017	PETROBRAS ARGENTINA S.A., CANADIAN HUNTER ARGENTINA S.A., ATALAYA ENERGY S.A.	EX-2017-31201571- - APN-DDYME#MEM		EX-2018-20277181- - APN-DGDO#MEM	PENDIENTE
PGII	2017	PETROBRAS ARGENTINA S.A., CANADIAN HUNTER ARGENTINA S.A., ATALAYA ENERGY S.A.	EX-2018-04859209- - APN-DDYME#MEM		EX-2018-20277181- - APN-DGDO#MEM	PENDIENTE



Auditoría General de la Nación

PLAN	AÑO	EMP	EXP	EXP RECT.	EXP RES. 97-54	ESTADO
PGII	2017	PETROLERA ENTRE LOMAS S.A.	EX-2017-14963772- APN-DDYME#MEM -		EX-2018-20279216- APN-DGDO#MEM -	PENDIENTE
PGII	2017	PETROLERA ENTRE LOMAS S.A.	EX-2018-13180125- APN-DDYME#MEM -		EX-2018-20279216- APN-DGDO#MEM -	PENDIENTE
PGII	2017	PETROLERA ENTRE LOMAS S.A.	EX-2017-26379356- APN-DDYME#MEM -		EX-2018-20279216- APN-DGDO#MEM -	PENDIENTE
PGII	2017	PLUSPETROL S.A. y PLUSPETROL ENERGY S.A.	EX-2017-11563048- APN-DDYME#MEM -			PENDIENTE
PGII	2017	PLUSPETROL S.A. y PLUSPETROL ENERGY S.A.	EX-2017-23904634- APN-DDYME#MEM -			PENDIENTE
PGII	2017	SAN ENRIQUE PETROLERA S.A., PETROLERA EL TREBOL S.A.	EX-2017-21166200- APN-DDYME#MEM -			PENDIENTE
PGII	2017	TECPETROL S.A.	EX-2017-30217803- APN-DDYME#MEM -	EX-2018-02649858- -APN-DDYME#MEM	EX-2019-17550718- APN-DGDOMEN#MHA -	PENDIENTE
PGII	2017	TECPETROL S.A.	EX-2017-30217803- APN-DDYME#MEM -		EX-2019-17550718- APN-DGDOMEN#MHA -	PENDIENTE
PGII	2017	TECPETROL S.A.	EX-2017-27236684- APN-DDYME#MEM -		EX-2019-17550718- APN-DGDOMEN#MHA -	PENDIENTE
PGIII	2017	GAS Y PETRÓLEO DEL NEUQUÉN S.A. CUIT 30-71082077-1	EX-2017-24871578- APN-DDYME#MEM -		EX-2018-17636606- APN-DGDO#MEM -	BONO PAGADO
PGIII	2017	GAS Y PETRÓLEO DEL NEUQUÉN S.A. CUIT 30-71082077-1	EX-2017-24871578- APN-DDYME#MEM -		EX-2018-17636606- APN-DGDO#MEM -	BONO PAGADO
PGIII	2017	GAS Y PETRÓLEO DEL NEUQUÉN S.A. CUIT 30-71082077-1	EX-2017-24871578- APN-DDYME#MEM -		EX-2018-17636606- APN-DGDO#MEM -	BONO PAGADO
PGIII	2018	PBBPOLISUR S.R.L. - CUIT: 30- 56025419-5	EX-2018-37881245- APN-DGDO#MEN -			PAGADO
PGIII	2017	PBBPOLISUR S.R.L. - CUIT: 30- 56025419-5	EX-2017-22519464- APN-DDYME#MEM -		EX-2018-21751330- APN-DGDO#MEM -	BONO PAGADO
PGIII	2018	PBBPOLISUR S.R.L. - CUIT: 30- 56025419-5	EX-2018-49593588- APN-DGDOMEN#MHA -			PAGADO



Auditoría General de la Nación

PLAN	AÑO	EMP	EXP	EXP RECT.	EXP RES. 97-54	ESTADO
PGIII	2018	PBBPOLISUR S.R.L. - CUIT: 30-56025419-5	EX-2018-15813032- - APN-DGDO#MEM			PAGADO
PGIII	2017	PETROBRAS OPERACIONES S.A.	EX-2018-23058121- - APN-DGDO#MEM		EX-2018-19433057- - APN-DGDO#MEM	BONO PAGADO
PGIII	2017	PETROBRAS OPERACIONES S.A.	EX-2018-23058121- - APN-DGDO#MEM		EX-2018-19433057- - APN-DGDO#MEM	BONO PAGADO
PGIII	2017	PETROBRAS OPERACIONES S.A.	EX-2017-33769488- - APN-DGDO#MEM		EX-2018-19433057- - APN-DGDO#MEM	BONO PAGADO
PGIII	2017	SHELL COMPANÍA ARGENTINA DE PETRÓLEO S.A. y O&G DEVELOPMENTS LTD S.A. (RINCON DE LA CENIZA)	EX-2018-14136277- - APN-DDYME#MEM		EX-2018-18466472- - APN-DGDO#MEM	BONO PAGADO
PGIII	2016	SHELL COMPANÍA ARGENTINA DE PETRÓLEO S.A. y O&G DEVELOPMENTS LTD S.A. (RINCON DE LA CENIZA)	EX-2016-04351814- - APN-DDYME#MEM			PAGADO
PGIII	2017	SHELL COMPANÍA ARGENTINA DE PETRÓLEO S.A. y O&G DEVELOPMENTS LTD S.A. (RINCON DE LA CENIZA)	EX-2017-12666621- - APN-DDYME#MEM		EX-2018-18466472- - APN-DGDO#MEM	BONO PAGADO
PGIII	2017	SHELL COMPANÍA ARGENTINA DE PETRÓLEO S.A. y O&G DEVELOPMENTS LTD S.A. (RINCON DE LA CENIZA)	EX-2017-35367748- - APN-DDYME#MEM		EX-2018-18466472- - APN-DGDO#MEM	BONO PAGADO
PGIII	2018	EXXON MOBIL EXPLORATION ARGENTINA S.R.L. (BAJO DEL CHOIQUE - LA INVERNADA)	EX-2018-61253491- - APN-DGDOMEN#MHA			PENDIENTE
PGIII	2018	EXXON MOBIL EXPLORATION ARGENTINA S.R.L. (BAJO DEL CHOIQUE - LA INVERNADA)	EX-2019-01214179- - APN-DGDOMEN#MHA			PENDIENTE
PGIII	2018	EXXON MOBIL EXPLORATION ARGENTINA S.R.L. (BAJO DEL CHOIQUE - LA INVERNADA)	EX-2018-67506717- - APN-DGDOMEN#MHA			PENDIENTE



Auditoría General de la Nación

PLAN	AÑO	EMP	EXP	EXP RECT.	EXP RES. 97-54	ESTADO
PGIII	2018	GAS Y PETRÓLEO DEL NEUQUÉN S.A. CUIT 30-71082077-1	EX-2018-31809774- - APN-DGDO#MEN			PENDIENTE
PGIII	2018	GAS Y PETRÓLEO DEL NEUQUÉN S.A. CUIT 30-71082077-1	EX-2019-07547011- - APN-DGDOMEN#MHA			PENDIENTE
PGIII	2018	GAS Y PETRÓLEO DEL NEUQUÉN S.A. CUIT 30-71082077-1	EX-2018-56798118- - APN-DGDOMEN#MHA			PENDIENTE
PGIII	2017	MOBIL ARGENTINA S.A.	EX-2018-09919019- - APN-DDYME#MEM		EX-2018-19274732- - APN-DGDO#MEM	PENDIENTE
PGIII	2018	MOBIL ARGENTINA S.A.	EX-2018-26480373- - APN-DGDO#MEM			PENDIENTE
PGIII	2018	MOBIL ARGENTINA S.A.	EX-2018-51922064- - APN-DGDOMEN#MHA			PENDIENTE
PGIII	2018	MOBIL ARGENTINA S.A.	EX-2018-26480373- - APN-DGDO#MEM			PENDIENTE
PGIII	2018	O&G DEVELOPMENTS LTD S.A. (SIERRAS BLANCAS)	EX-2018-22906936- - APN-DGDO#MEM			PENDIENTE
PGIII	2018	O&G DEVELOPMENTS LTD S.A. (SIERRAS BLANCAS)	EX-2018-67900678- - APN-DGDOMEN#MHA			PENDIENTE
PGIII	2017	O&G DEVELOPMENTS LTD S.A. (SIERRAS BLANCAS)	EX-2017-22832482- - APN-DDYME#MEM		EX-2018-18467482- - APN-DGDO#MEM	PENDIENTE
PGIII	2017	O&G DEVELOPMENTS LTD S.A. (SIERRAS BLANCAS)	EX-2018-14135827- - APN-DGDO#MEM		EX-2018-18467482- - APN-DGDO#MEM	PENDIENTE
PGIII	2018	O&G DEVELOPMENTS LTD S.A. (SIERRAS BLANCAS)	EX2018-61252294- - APN-DGDOMEN#MHA			PENDIENTE
PGIII	2018	PBBPOLISUR S.R.L. - CUIT: 30- 56025419-5	EX-2019-06918130- - APN-DGDOMEN#MHA			PENDIENTE
PGIII	2018	PETROBRAS OPERACIONES S.A.	EX-2018-45528633- - APN-DGDOMEN#MHA			PENDIENTE
PGIII	2018	PETROBRAS OPERACIONES S.A.	EX-2018-55915520- - APN-DGDOMEN#MHA			PENDIENTE



Auditoría General de la Nación

PLAN	AÑO	EMP	EXP	EXP RECT.	EXP RES. 97-54	ESTADO
PGIII	2017	PETRONAS E&P ARGENTINA S.A.	EX-2018-17693144- - APN-DDYME#MEM			PENDIENTE
PGIII	2018	PETRONAS E&P ARGENTINA S.A.	EX-2018-64362699- - APN-DGDOMEN#MHA			PENDIENTE
PGIII	2018	PETRONAS E&P ARGENTINA S.A.	EX-2018-36219631- - APN-DGDO#MEN			PENDIENTE
PGIII	2018	SHELL COMPANÍA ARGENTINA DE PETRÓLEO S.A. y O&G DEVELOPMENTS LTD S.A. (CRUZ DE LORENA)	EX-2018-61252899- - APN-DGDOMEN#MHA			PENDIENTE
PGIII	2018	SHELL COMPANÍA ARGENTINA DE PETRÓLEO S.A. y O&G DEVELOPMENTS LTD S.A. (CRUZ DE LORENA)	EX-2018-67599549- - APN-DGDOMEN#MHA			PENDIENTE
PGIII	2017	SHELL COMPANÍA ARGENTINA DE PETRÓLEO S.A. y O&G DEVELOPMENTS LTD S.A. (CRUZ DE LORENA)	EX-2017-22833030- - APN-DDYME#MEM		EX-2018-18466472- - APN-DGDO#MEM	PENDIENTE
PGIII	2017	SHELL COMPANÍA ARGENTINA DE PETRÓLEO S.A. y O&G DEVELOPMENTS LTD S.A. (CRUZ DE LORENA)	EX-2018-14135627- - APN-DDYME#MEM		EX-2018-18466472- - APN-DGDO#MEM	PENDIENTE
PGIII	2017	SHELL COMPANÍA ARGENTINA DE PETRÓLEO S.A. y O&G DEVELOPMENTS LTD S.A. (CRUZ DE LORENA)	EX-2017-26715618- - APN-DDYME#MEM		EX-2018-18466472- - APN-DGDO#MEM	PENDIENTE
PGIII	2018	SHELL COMPANÍA ARGENTINA DE PETRÓLEO S.A. y O&G DEVELOPMENTS LTD S.A. (RINCON DE LA CENIZA)	EX-2018-61253491- - APN-DGDOMEN#MHA			PENDIENTE
PGIII	2018	SHELL COMPANÍA ARGENTINA DE PETRÓLEO S.A. y O&G DEVELOPMENTS LTD S.A. (RINCON DE LA CENIZA)	EX-2018-67617356- - APN-DGDOMEN#MHA			PENDIENTE



Auditoría General de la Nación

PLAN	AÑO	EMP	EXP	EXP RECT.	EXP RES. 97-54	ESTADO
PGIII	2018	SHELL COMPANÍA ARGENTINA DE PETRÓLEO S.A. y O&G DEVELOPMENTS LTD S.A. (RINCON DE LA CENIZA)	EX-2018-67619540- - APN-DGDOMEN#MHA			PENDIENTE



Muestra Expedientes de pago Resolución ex MINEM 46/17

AÑO	EMPRESA	EXP	ESTADO EMPRESA	EXP AP
2018	YPF SOCIEDAD ANONIMA - CUIT 30-54668997-9	EX-2018-52968871- -APN-DGDOMEN#MHA Y EX-2018-59290415- -APN-DGDOMEN#MHA	PAGADO	EX-2018-52968871-APN-DGDOMEN#MHA -
2018	YPF SOCIEDAD ANONIMA - CUIT 30-54668997-9	EX-2018-52968832- -APN-DGDOMEN#MHA	PAGADO	EX-2018-52150459- -APN-DGDOMEN#MHA
2018	WINTERSHALL ENERGIA SOCIEDAD ANONIMA - CUIT 30-60153481-5	EX-2018-59681493- -APN-DGDOMEN#MHA	PAGADO	
2018	WINTERSHALL ENERGIA SOCIEDAD ANONIMA - CUIT 30-60153481-5	EX-2018-27541464- -APN-DGDO#MEM	PAGADO	
2018	TOTAL AUSTRAL SOCIEDAD ANONIMA - CUIT 30-56971934-4	EX-2018-39571916- -APN-DGDO#MEN	PAGADO	
2018	TOTAL AUSTRAL SOCIEDAD ANONIMA - CUIT 30-56971934-4	EX-2018-51067981- -APN-DGDOMEN#MHA	PAGADO	
2018	TOTAL AUSTRAL SOCIEDAD ANONIMA - CUIT 30-56971934-4	EX-2018-57106291- -APN-DGDOMEN#MHA	PAGADO	
2018	TOTAL AUSTRAL SOCIEDAD ANONIMA - CUIT 30-56971934-4	EX-2018-34741196- -APN-DGDO#MEN	PAGADO	
2018	TOTAL AUSTRAL SOCIEDAD ANONIMA - CUIT 30-56971934-4	EX-2018-34741566- -APN-DGDO#MEN	PAGADO	
2018	TECPETROL SOCIEDAD ANONIMA - CUIT 30-59266547-2	EX-2018-59303158- -APN-DGDOMEN#MHA	PAGADO	EX-2018-66813962- -APN-DGDOMEN#MHA
2018	TECPETROL SOCIEDAD ANONIMA - CUIT 30-59266547-2	EX-2018-24581673- -APN-DGDO#MEM	PAGADO	EX-2018-37179595- -APN-DGDO#MEN
2018	TECPETROL SOCIEDAD ANONIMA - CUIT 30-59266547-2	EX-2018-29170157- -APN-DGDO#MEM	PAGADO	EX-2018-37089882- -APN-DGDO#MEN
2018	PAN AMERICAN ENERGY SOCIEDAD ANONIMA - CUIT 30-69554247-6	EX-2018-60362831- -APN-DGDOMEN#MHA	PAGADO	
2018	PAN AMERICAN ENERGY SOCIEDAD ANONIMA - CUIT 30-69554247-6	EX-2018-48070348- -APN-DGDOMEN#MHA	PAGADO	
2018	PAN AMERICAN ENERGY SOCIEDAD ANONIMA - CUIT 30-69554247-6	EX-2018-38667682- -APN-DGDO#MEN	PAGADO	
2018	COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES SOCIEDAD ANONIMA - CUIT 30-50673393-2	EX-2018-64833641- -APN-DGDOMEN#MHA	PAGADO	EX-2019-03277082- -APN-DGDOMEN#MHA
2018	COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES SOCIEDAD ANONIMA - CUIT 30-50673393-2	EX-2019-01365540- -APN-DGDOMEN#MHA	PAGADO	EX-2019-08841401- -APN-DGDOMEN#MHA
2018	COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES SOCIEDAD ANONIMA - CUIT 30-50673393-2	EX-2018-23341700- -APN-DGDO#MEM	PAGADO	EX-2018-17362730- -APN-DGDO#MEM
2018	CAPEX SOCIEDAD ANONIMA	EX-2018-29977186- -APN-DGDO#MEM	PAGADO	EX-2018-34783908- -APN-DGDO#MEN
2018	CAPEX SOCIEDAD ANONIMA	EX-2018-35059000- -APN-DGDO#MEN	PAGADO	EX-2018-45033435- -APN-DGDO#MEN
2018	CAPEX SOCIEDAD ANONIMA	EX-2018-53585889- -APN-DGDOMEN#MHA	PAGADO	EX-2019-07183539- -APN-DGDOMEN#MHA



Auditoría General de la Nación

AÑO	EMPRESA	EXP	ESTADO EMPRESA	EXP AP
2018	CAPEX SOCIEDAD ANONIMA	EX-2018-67523715- -APN-DGDOMEN#MHA	PENDIENTE	EX-2019-07183539- -APN-DGDOMEN#MHA
2018	PAN AMERICAN ENERGY SOCIEDAD ANONIMA - CUIT 30-69554247-6	EX-2018-64562488- -APN-DGDOMEN#MHA	PENDIENTE	
2018	PAN AMERICAN ENERGY SOCIEDAD ANONIMA - CUIT 30-69554247-6	EX-2018-57160534- -APN-DGDOMEN#MHA	PENDIENTE	
2018	TOTAL AUSTRAL SOCIEDAD ANONIMA - CUIT 30-56971934-4	EX-2019-02151434- -APN-DGDOMEN#MHA	PENDIENTE	
2018	TOTAL AUSTRAL SOCIEDAD ANONIMA - CUIT 30-56971934-4	EX-2018-51066576- -APN-DGDOMEN#MHA	PENDIENTE	
2018	WINTERSHALL ENERGIA SOCIEDAD ANONIMA - CUIT 30-60153481-5	EX-2019-09864079- -APN-DGDOMEN#MHA	PENDIENTE	
2018	YPF SOCIEDAD ANONIMA - CUIT 30-54668997-9		ESTIMADO	EX-2018-52263810- -APN-DGDOMEN#MHA
2018	YPF SOCIEDAD ANONIMA - CUIT 30-54668997-9	EX-2018-52968871- -APN-DGDOMEN#MHA Y EX-2018-59290415- -APN-DGDOMEN#MHA	PENDIENTE	EX-2018-68185015- -APN-DGDOMEN#MHA
2018	YPF SOCIEDAD ANONIMA - CUIT 30-54668997-9		ESTIMADO	EX-2018-37902926- -APN-DGDO#MEN
2018	YPF SOCIEDAD ANONIMA - CUIT 30-54668997-9		ESTIMADO	EX-2018-37903831- -APN-DGDO#MEN
2018	YPF SOCIEDAD ANONIMA - CUIT 30-54668997-9	EX-2019-21234841- -APN-DGDOMEN#MHA	PENDIENTE	EX-2019-11446605- -APN-DGDOMEN#MHA
2018	YPF SOCIEDAD ANONIMA - CUIT 30-54668997-9	EX-2019-21234841- -APN-DGDOMEN#MHA	PENDIENTE	EX-2019-05917032- -APN-DGDOMEN#MHA
2018	YPF SOCIEDAD ANONIMA - CUIT 30-54668997-9		ESTIMADO	EX-2018-68186067- -APN-DGDOMEN#MHA