



Universidad de Buenos Aires
Facultad de Ciencias Económicas
Escuela de Estudios de Posgrado



Universidad de Buenos Aires Facultad de Ciencias Económicas Escuela de Estudios de Posgrado

CARRERA DE ESPECIALIZACIÓN EN ADMINISTRACIÓN FINANCIERA DEL ESTADO

TRABAJO FINAL DE ESPECIALIZACION

Fondo anticíclico Provincia de Santa Cruz (FSPEFDP) –
Estabilidad proyectada

AUTOR: LEANDRO ANUAR FADUL

TUTOR: CRISTINA A. ROLANDI

[AGOSTO 2023]

Indice

A.	INTRODUCCIÓN	5
B.	OBJETO	7
C.	METODOLOGIA	8
D.	DESARROLLO	9
	D.1 HIDROCARBUROS EN LA PROVINCIA DE SANTA CRUZ	9
	D.1.1 CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE.....	9
	D.1.2 CUENCA AUSTRAL.....	11
	D.1.3 PRODUCCION DE PETROLEO.....	13
	D.1.4 PRODUCCION DE GAS NATURAL.....	15
	D.1.5 UBICACION DE LOS POZOS PETROLEROS EN PRODUCCION	16
	D.1.6 REGALIAS.....	17
	D.2 DATOS FISCALES PROVINCIALES	19
	D.2.1 PBG SANTA CRUZ.....	19
	D.2.2 RESULTADO ECONOMICO.....	20
	D.3 CARACTERISTICAS ECONOMICAS Y SOCIALES DE LA PROVINCIA.....	21
	D.3.1 INDICADORES SOCIOLABORALES	21
	D.3.2 MASA SALARIAL.....	22
	D.3.3 EMPLEO PUBLICO Y PRIVADO	23
	D.4 NORMATIVA DEL PERIODO CON IMPLICANCIAS PARA LA INDUSTRIA Y LA PROVINCIA.....	24
	D.4.1 BARRIL CRIOLLO 2015-2017	25
	D.4.2 RESOLUCIÓN N° 46/2017	25
	D.4.3 RESOLUCIÓN N° 447/2017	26
	D.4.4 DECRETO DNU 566/2019.....	27
	D.4.5 DECRETO DNU 601/2019.....	29
	D.4.6 DECRETO 488/2020 BARRIL CRIOLLO (PANDEMIA).....	29
	D.4.7 DECRETO 892/2020 PLAN GAS.AR	31
	D.5 FONDOS PETROLEROS	32
	D.5.1 CONCEPTOS Y EXPERIENCIAS INTERNACIONALES	32
	D.5.2 FONDO ANTICICLICO DE ESTABILIZACION Y DESARROLLO DE NEUQUEN.....	41
	D.6 CREACION DE UN FONDO PROVINCIAL PETROLERO ANTICICLICO.....	42
	D.6.1 FONDO PETROLERO SANTACRUCEÑO PARA LA ESTABILIZACIÓN FISCAL Y EL DESARROLLO PRODUCTIVO (FPSEFDP).	42
	D.6.2 ESTIMACIÓN ECONÓMICA DEL FONDO PETROLERO SANTACRUCEÑO PARA LA ESTABILIZACIÓN FISCAL Y EL DESARROLLO PRODUCTIVO.	43

E.	CONCLUSIONES Y RESULTADOS.....	46
F.	BIBLIOGRAFÍA.....	48
G.	ANEXO I – PROYECTO DE LEY	50
H.	ANEXO II - FSPEFDP.....	56

Gráficos

Gráfico 1: Producción de Petróleo en m3 (Incluye producción convencional y no convencional)	14
Gráfico 2: Producción de Petróleo por Empresa entre los años 2015 y 2021	15
Gráfico 3: Producción de Gas Natural en Mm3 (Incluye producción convencional y no convencional)	15
Gráfico 4: Producción de Gas Natural por Empresa entre los años 2015 y 2021	16
Gráfico 5: Pozos de petróleo con producción efectiva	17
Gráfico 6: Regalías petroleras (en dólares)	17
Gráfico 7: Regalías Hidrocarburíferas en \$, precio del barril local y variación del tipo de cambio	18
Gráfico 8: Regalías Hidrocarburíferas en U\$S, precio del barril local y variación del tipo de cambio	19
Gráfico 9: PBG provincial y ratio de deuda pública/PBG	20
Gráfico 10: Deuda pública y deuda per cápita	20
Gráfico 11: Resultado Económico	21
Gráfico 12: Participación de la masa salarial en los sectores	23
Gráfico 13: Ratio Empleo privado/público	24
Gráfico 14: Ganancias del fondo permanente de Alaska	36
Gráfico 15: Distribución de las inversiones globales del fondo	37
Gráfico 16: Distribución de los dividendos entre la población (USD en valores corrientes)	38
Gráfico 17: Proyección del flujo de fondos del FPSEFDP (millones de \$)	43

Cuadros

Cuadro 1: Principales indicadores Sociolaborales	22
Cuadro 2: Empleo público y privado cada mil habitantes	24

A. Introducción

La industria petrolera consiste en una cadena de actividades que van desde la exploración de yacimientos de hidrocarburos a la distribución de derivados petroleros al consumidor, presenta una fuerte influencia en la economía, sea a través de su impacto multiplicador sobre las demás cadenas productivas, o por sus efectos sobre la balanza de pagos y las cuentas nacionales. Este sector industrial no sólo demuestra un potencial para inducir el progreso tecnológico en los sectores clave de la industria, sino también una gran capacidad de multiplicación de empleo e ingresos.

La expansión de las actividades de la industria petrolera genera un impacto en el desarrollo económico debido a la concreción de nuevas oportunidades de negocios y generación de puestos de trabajo. También hay un impacto financiero asociado al pago de impuestos (regalías, contribuciones, tasas, etc). Estas compensaciones financieras ayudan a promover el rápido crecimiento de los ingresos en los países y las provincias.

Al incorporar la dimensión temporal en el desarrollo del trabajo, surge la oportunidad de interpretar las participaciones gubernamentales del petróleo y gas natural, especialmente en el caso de las regalías petroleras, como mecanismos capaces promover una justicia intergeneracional.

En las provincias, al igual que en la política nacional, los efectos de las crisis suelen evidenciar consecuencias fiscales. El déficit fiscal se amplía en períodos de contracción de la economía, no solo por la disminución en los ingresos, sino también por la necesidad de atender las adversidades de la macroeconomía que afectan a la sociedad, principalmente (pero no únicamente) a los sectores de más bajos recursos económicos. Esto hace que el Gasto Público de las provincias tenga que financiarse de algún modo, pudiendo estas acudir a alternativas de financiamiento y no a políticas monetarias como sucede a nivel nacional.

La volatilidad de la economía nacional, altamente dependiente de la matriz productiva exportadora y de las condiciones del mercado internacional, se repite a nivel provincial por poseer, Santa Cruz, una matriz primaria y extractiva basada en la producción de hidrocarburos, minería, pesca y turismo (principalmente internacional) entre las principales actividades que generan riqueza en el territorio. Dicho esto, y a modo de ejemplo, podemos identificar que, de manera hipotética, una caída abrupta en el precio del barril de petróleo afectará a los recursos por el lado de la coparticipación nacional, los recursos tributarios provinciales, las regalías y otros ingresos específicos no tributarios.

Argentina en general y Santa Cruz en particular ha sido recurrentemente analizada como un caso testigo de “síndrome holandés”, o “maldición de los recursos naturales”. Esto se da porque los recursos naturales tuvieron, y tienen, una fuerte incidencia en el PBI nacional y en el Producto Bruto Geográfico provincial, ya sea por los recursos del sector, energético o minero.

La explicación del “síndrome holandés” o “maldición de los recursos naturales” no repara en las condiciones inherentes del sistema institucional interno, sino que simplifica las condiciones macroeconómicas que rodean a la explotación y comercialización de un recurso disponible en abundancia. Es decir, las alteraciones que se generan en la matriz económica de una región (país y provincia) por la irrupción de un recurso natural abundante, no pueden atribuirse al recurso per se, sino a la ausencia o escasez de canales institucionales apropiados que permitan el ajuste de las principales variables económicas, sin que se constituyan en fuente de oscilaciones o distorsiones profundas.

En este trabajo intentaré analizar la viabilidad y la eficacia en la implementación de un fondo anticíclico provincial destinado a estabilizar la economía de la provincia, mitigar los desequilibrios fiscales y morigerar la vertiginosidad de los ciclos.

En este documento se busca, a partir del análisis de lo sucedido en los últimos años (2015-2021) en la provincia de Santa Cruz, poder visualizar como fueron los impactos en la economía en los distintos momentos, entre los cuales se produjeron periodos de devaluaciones muy fuertes, variaciones de los precios internacionales también muy pronunciadas, implementación de planes de incentivos y normativa para el sector hidrocarburífero, etc.

Para ello es importante conocer la estructura productiva hidrocarburífera de la provincia entre 2015 y agosto de 2021, dicho esto, en el primer capítulo del trabajo se busca entender cómo ha ido variando la producción, el precio del barril de petróleo y el tipo de cambio para entender como fue afectando los ingresos de regalías.

En el segundo capítulo se observará los ingresos y egresos de la provincia, la situación económica, la producción y la deuda, para así analizar la importancia de los fondos anticíclicos en economías que son petro-dependientes. Por otro lado, es importante conocer la estructura sociolaboral y productiva de la provincia y la importancia de estas industrias en la generación y distribución del ingreso como en la generación de puestos de trabajo en el sector privado.

Una vez realizado el análisis mencionado, expuesta la problemática, la tesina busca el objetivo de plantear distintas propuestas que puedan servir para ayudar a lograr la sustentabilidad y sostenibilidad económica de la provincia independientemente de lo que suceda con los precios internacionales de los commodities, en este sentido, se analizarán algunos de los fondos petroleros anticíclicos más importantes del mundo para que sirvan como ejemplo de cómo otros países administran un fondo que genera utilidades cada vez mayores y su beneficio en el bienestar social de la población y del país.

Para concluir, se hará una simulación de los ingresos del fondo petrolero a valor actual como si se hubiera iniciado en 2015.

B. OBJETO

El objeto del presente trabajo es, por un lado, exponer con datos reales, marcando los distintos momentos en un periodo determinado de tiempo la relación directa e inseparable que existe entre lo que genera la actividad hidrocarburifera y la situación económica, política y social de la Provincia de Santa Cruz. Por el otro, se busca desarrollar algunas líneas a modo de propuesta para lograr la autonomía y sustentabilidad que posibilite en el futuro no caer nuevamente en la problemática planteada, mediante la creación de un fondo petrolero anticíclico que permita la estabilización fiscal y el desarrollo productivo.

Al día de hoy, las principales provincias productoras de hidrocarburos, Neuquén, Chubut y Santa Cruz, son ejemplos claros de la dependencia que existe en los gobiernos locales de los ingresos por regalías y por los ingresos brutos generados en la actividad petrolera.

En general estas provincias tienen un nivel muy elevado de gastos corrientes, con presupuestos en un porcentaje muy alto destinado al pago de sueldos y haberes previsionales del sector público, para graficar de que se trata la problemática podemos dar un par de ejemplos: Neuquén, en 2018, principal productora de hidrocarburos del país, tomo deuda en dólares y ató a clausulas gatillo en línea con la inflación los aumentos de sueldos del sector público; esto dado en un contexto en el que la actividad funcionaba bien, el precio internacional era bueno, y el tipo de cambio también acompañaba; en el 2020 con la pandemia y el freno total de la actividad en los meses de abril y mayo, llevó a que tenga que solicitar asistencias del gobierno nacional y ser la provincia con mayor déficit fiscal en el año. Otro ejemplo, Chubut, tomó deuda en dólares garantizándola con las regalías hidrocarburiferas, la devaluación del peso con respecto al dólar llevó a que casi todos sus ingresos por regalías vayan al pago de deuda, lo que llevó a la gestión de gobierno a un atraso en el pago de sueldos y jubilaciones de tres meses, desembocando esto en una crisis política y social con distintos sectores, como la educación y la justicia, prácticamente paralizados.

El caso de Santa Cruz es objeto del presente trabajo, y lo analizaremos con más detalle. Explicando también como impactaron medidas como la Resolución N° 46-E/2017 del entonces Ministerio de Energía de Nación, el barril criollo o el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 566/2019.

Para poder hacer comparaciones y sacar conclusiones, se esbozará por un lado el sector de hidrocarburos, con información geológica, de producción, características y desempeño de las operadoras en el periodo a analizar en las dos principales cuencas productivas de la provincia, la "Austral" y la del "Golfo San Jorge"; y por el otro como fue variando la situación fiscal de la provincia y cuál fue la situación en cada momento.

C. METODOLOGIA

Para el desarrollo de la tesis, en primer lugar, se describe al sector de los hidrocarburos en Santa Cruz, primero, el marco y la geología del petróleo de las cuencas del golfo San Jorge y Austral, luego para el período analizado se relevan y exponen datos de producción de petróleo y gas. También se grafican las ubicaciones de los pozos productores existentes y en este capítulo se finaliza con el apartado de regalías; en donde se comparan el ingreso mensual para el período 2015-2021 (hasta julio) con el valor del tipo de cambio del dólar estadounidense y el precio internacional del petróleo.

Luego, se presentan datos fiscales, las características económicas y sociales de la provincia, exponiendo la composición del empleo e indicadores socio laborales.

A continuación, se desarrolla el capítulo relativo a la normativa sancionada a nivel nacional en el periodo analizado, exponiendo en un breve resumen del marco legal que generó algún tipo de incidencia en la industria de los hidrocarburos y consecuentemente en los ingresos de la provincia.

Una vez concluida la etapa de relevamiento y exposición mencionada se describe el funcionamiento de las experiencias a nivel mundial y nacional de los fondos petroleros anticíclicos como mecanismo de estabilización fiscal.

Por último, se propone la creación del fondo petrolero santacruceño para la estabilización fiscal y el desarrollo productivo, esbozando, en base a estimaciones, su funcionamiento y resultados a partir de su implementación.

D. DESARROLLO

D.1 hidrocarburos en la provincia de santa cruz

D.1.1 CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE

D.1.1.1 MARCO GEOLOGICO

La Cuenca del Golfo San Jorge, ubicada en la región patagónica central de Argentina es una cuenca extensional desarrollada sobre corteza continental de edad paleozoica. Su relleno principal ocurrió durante las etapas de rifting del Jurásico Tardío/Cretácico Temprano y las sucesivas etapas del sag del Cretácico, siendo su origen predominantemente lacustre y fluvial (Fitzgerald et al., 1990). El límite Cretácico-Terciario está caracterizado por una ingresión marina atlántica, que genera una discordancia regional por encima de la cual se depositaron sedimentos continentales y marinos.

La superficie de la cuenca alcanza los 180.000 kilómetros cuadrados, la tercera parte ubicada costa afuera. Elongada en sentido este-oeste y de bordes irregulares, el espesor de su relleno supera los 7 Kms en la parte central. Estructuralmente la cuenca presenta dos flancos que comprenden fosas del Jurásico Superior-Cretácico Inferior limitadas por fallas escalonadas hacia la parte central de la cuenca y una faja de deformación compresiva dispuesta meridionalmente, en su sector occidental.

Los depósitos del rift temprano incluyen las unidades pertenecientes al Grupo Bahía Laura depositadas durante el Jurásico Medio ampliamente distribuidas en la región sur de Argentina y Chile, compuestas de riolitas, pórfidos riolíticos tobas y brechas volcánicas. Las unidades del rift tardío presentan una distribución de espesores y facies que denotan un control relacionado al movimiento individual de las fallas y comprende a las Formaciones Anticlinal Aguada Bandera (Calloviano-Berriasiano) y Formación Pozo Cerro Guadal (Valanginiano).

El Grupo Chubut constituye el relleno principal de la cuenca en su etapa de sag compuesto de sedimentitas continentales con participación piroclástica que alcanzan varios miles de metros de espesor. Han sido depositadas entre el Barremiano Tardío y el límite Cretácico-Terciario (Feruglio, 1950) y en su tercio inferior se encuentra la principal roca generadora de la cuenca, Formación Pozo D-129. Esta se ha depositado en un ambiente lacustre.

En la sección media y superior del Grupo Chubut, se disponen los reservorios productivos más importantes de la cuenca, Formación Bajo Barreal (Lesta y Ferrello, 1972) y equivalentes: Formaciones Comodoro Rivadavia y Cañadón Seco (sección inferior) y Formaciones Yacimiento El Trébol y Yacimiento Meseta Espinosa (Lesta, 1968) (sección superior), en los flancos norte y sur respectivamente. Corresponden a un sistema fluvial efímero.

Durante el Cretácico Tardío y el Cenozoico, la Cuenca del Golfo se comportó como una depresión tectónica amplia y de subsidencia modesta, controlada por un efecto de pandeo térmico. Se definen dos sistemas petroleros en la cuenca: D-129 - Bajo Barreal y Aguada Bandera - Bajo Barreal. El primero de ellos se desarrolla en el ámbito centro-oriental mientras que el segundo lo hace en la región occidental de la cuenca existiendo además una zona intermedia donde coexisten mezclas de petróleos de ambos intervalos (Figari et al. 1999). En el ámbito de los flancos las estructuras dominantes son las formadas por colapso extensional de los bloques, relacionados con

fallas regionales de geometría lístrica y un complejo sistema de fallas antitéticas. En la faja plegada dominan los anticlinales de inversión tectónica originados por propagación de fallas durante el Terciario.

Los reservorios de hidrocarburos más importantes en lo relativo a distribución, espesor y producción, pertenecen a la sección basal de la Formación Bajo Barreal, descrita por Feruglio en la Sierra de San Bernardo como la "Serie de las Tobas Blancas" y sus equivalentes: Formación Comodoro Rivadavia en el flanco norte y la Formación Cañadón Seco en el flanco sur. Esta unidad presenta más de 2000 metros de potencia en el depocentro del Grupo Chubut, mientras que en los bordes posee no más de 300 metros, se encuentra compuesta por areniscas, limolitas y tobas en alternancias monótonas.

D.1.1.2 GEOLOGIA DEL PETROLEO

A partir del descubrimiento del petróleo el 13 de diciembre de 1907, se inició en la Cuenca del Golfo San Jorge la actividad tendiente a desarrollar la denominada Área de Reserva Fiscal. Entre los años 1908-1910 la producción fue de 7103 m³ de petróleo provenientes del nivel en el que se habían descubierto los hidrocarburos del subsuelo de la Argentina –el Miembro Glauconítico de la base de la Formación Salamanca.

A fines de la década del 20, las ideas de Feruglio y Piatnitzky relacionadas con que el petróleo se habría originado en rocas más profundas, llevaron a la exploración de los niveles cretácicos. Al mismo tiempo se intentaba explorar la prolongación de los campos de fallas hacia el oeste, como también la continuidad en subsuelo de los anticlinales de la Sierra de San Bernardo (Turic y Ferrari, 2000). La producción de petróleo de la época, en la cuenca del Golfo San Jorge, provenía de los reservorios del Terciario (Glauconítico) y del Cretácico Superior (Continental ó Chubutiano).

Hasta el año 1933 se habían perforado en la región de Comodoro Rivadavia un total de 1648 pozos de los cuales el 89% resultaron económicamente explotables. Hacia mediados de la década se explotaban en conjunto los distintos horizontes productivos del Chubutiano y que se denominaban, según el área y la profundidad, "Valle C" "Horizonte de San Diego", "Escalante", "El Trébol" "S83", "E12", "Tordillo" y "Pampa del Castillo". En el año 1935 el "Horizonte Escalante" producía 120 m³/día a una profundidad de 1232 metros en el pozo S-87 en el Flanco Norte de la cuenca, mientras que el Flanco Sur comenzaba a ser explorado hacia 1938 con la serie de pozos denominados "O" en Caleta Olivia.

Durante la década del 30 se perforó intensamente el offshore cercano del Flanco Norte, en Caleta Córdoba y Restinga Alí, con pozos cuyo objetivo era el "Glauconítico" y parcialmente el Complejo I (Lignífero-Horizonte Madre y Valle C). Los pozos CC-9 y CC-10 perforados en 1932 en la restinga de Caleta Córdoba poseían producciones de 100 m³/día de petróleo cada uno, provenientes del nivel "Glauconítico". En el ámbito de la Faja Plegada de la cuenca, en el año 1934, el primer pozo exploratorio denominado N-1, se ubicó en el Anticlinal XV, a unos 27 kilómetros del noroeste de la localidad de Las Heras, en la provincia de Santa Cruz (Memoria Anual, 1934). El sondeo alumbró dos capas gasíferas en 256 y 324 metros de profundidad que arrojaron un caudal de 48.000 y 95.000 m³/día cada una respectivamente (Memoria Anual, 1934). En el año 1936 el pozo N-4 documentó la existencia de petróleo a una profundidad de 769 metros, produciendo 24 metros cúbicos/día de una arenisca perteneciente al "Chubutiano" (Turic y Ferrari, 2000).

A principios de la década del 40 se iniciaban los estudios gravimétricos en los territorios del Chubut y Santa Cruz encontrándose la aplicabilidad del método en las estructuras con plegamiento

acentuado y en aquellas vinculadas con intrusiones de basalto. En 1944 se realiza la perforación del pozo de exploración O-12 ubicado a 20 kilómetros al sudoeste de Caleta Olivia y que alcanzando una profundidad final de 1613 metros obtuvo una producción de 160 m³/d por surgencia natural, provenientes de las capas basales (Memoria Anual, 1944). Este resultado ponía de manifiesto la existencia de una nueva zona o área petrolífera en la cuenca, sumado a la calidad del petróleo, que superaba por su porcentaje de componentes livianos al explotado en la zona de Comodoro Rivadavia.

A inicios del 50, el Flanco Norte se componía de los yacimientos de Comodoro Rivadavia, Escalante, Kilómetro 8, Campamento Sud, Colonia Sarmiento y Trébol, propiedad del estado nacional. En 1952 produjeron 2.264.330 m³ de petróleo, mientras que la actividad privada, desarrollada por las empresas Diadema y Astra generaba 633.962 m³ de petróleo durante el mismo año. En el Flanco Sur se agregaban al de Cañadón Seco y Cañadón León, los yacimientos de El Cordón, Pico Truncado, Koluel Kaike, En 1959 se descubrían y desarrollaban intensamente importantes yacimientos del Flanco Norte –Cerro Grande y Cerro Dragón y Anticlinal Grande.

Los descubrimientos de petróleo más importantes de la década del sesenta fueron los yacimientos de El Huemul (Formación Cañadón Seco) y Piedra Clavada (Formación Bajo Barreal) a 1800 y 1550 metros de profundidad, respectivamente en el Flanco Sur. En el ámbito de la Faja Plegada, a principios de la misma década, se habían perforado 20 pozos. En la Faja Plegada la actividad desarrollada a partir de la década del setenta permitió incorporar los yacimientos Los Perales, Las Mesetas que conjuntamente con Aguada Bandera, Lomas del Cuy y Anticlinal Perales son las áreas que aportan la mayor producción de la Cuenca del Golfo San Jorge (Turic y Ferrari, 2000). El 95% del petróleo extraído en la Cuenca del Golfo ha sido producido de los reservorios de la Formación Bajo Barreal y equivalentes, mientras que el resto se aloja en los reservorios de la Formación Mina del Carmen y el Miembro Glauconítico de la Formación Salamanca.

D.1.2 CUENCA AUSTRAL

D.1.2.1 MARCO GEOLOGICO

Conocida también como Cuenca de Magallanes, se localiza en el extremo sur del continente americano, ocupando gran parte de la Provincia argentina de Santa Cruz, el Estrecho de Magallanes, la provincia chilena del mismo nombre, la Isla Grande de Tierra del Fuego y una extensa superficie de la Plataforma Continental Argentina.

Cubre una superficie de 230.000 Km², de los cuales aproximadamente el 85% se desarrollan en la Argentina. En sentido este-oeste, alcanza 400 Kms de longitud mientras que en sentido norte sur alcanza unos 700 Kms de extensión. Durante su evolución estuvo conectada con la Cuenca del Golfo de San Jorge desarrollada al norte de la provincia de Santa Cruz. La columna sedimentaria alcanza un espesor máximo de unos 8 Kms, con desarrollo predominantemente de rocas clásticas.

La historia de la Cuenca está íntimamente relacionada con tres etapas principales: la primera vinculada a la tectónica extensional que originó la fragmentación del Gondwana, la apertura inicial del Océano Atlántico Sur y la de una Cuenca de Retroarco o Cuenca Marginal durante el Triásico-Jurásico Medio a Superior (etapa de "rift"); la segunda relacionada con la etapa de "post-rift" y lenta subsidencia térmica, desarrollada en el lapso Jurásico Superior-Cretácico Inferior más alto y la tercera vinculada con el desarrollo de una Cuenca de "foreland" en el Cretácico Superior y Terciario. La evolución y desarrollo de estos escenarios fue consecuencia de la interacción entre las

placas Sudamericana y Antártica. La subsidencia se inició por el sur, en el Jurásico Superior y continuó durante todo el Cretácico y Terciario hasta el Plioceno.

Etapa de "Rift": Se asocia a la ruptura inicial del sector sudoccidental del Supercontinente de Gondwana, durante el Triásico Superior y el Jurásico Medio a Superior; compuesta de rocas magmáticas y volcánicas.

Etapa de "synrift": Se desarrollan un número de hemigrabenes asimétricos con orientación nor-noroeste, con un incremento de la superficie de la Cuenca compuesto por las vulcanitas de la Formación Tobífera.

Etapa de subsidencia térmica: Esta etapa se inicia al finalizar el período de apertura de la cuenca marginal, una vez que la corteza oceánica comenzó a formarse.

Durante el Jurásico Superior y el Cretácico Inferior, el amplio sector de la plataforma Sudamericana desarrollado hacia el este de la depresión de la Cuenca Marginal se comportó en su mayor parte como un área de aporte clástico y "by-pass" a los ambientes fluviales y marinos someros donde se desarrollaron los depósitos de la Formación Springhill, todos dispuestos en relación discordante sobre la Serie Tobífera. La Formación Springhill se compone de un conjunto de secuencias retrogradantes fluviales, costeras y marino someras, que en edades se extienden entre el Oxfordiano y el Barremiano más alto-Aptiano. Como unidad forma una clásica arenisca transgresiva basal, pero analizada en detalle está compuesta por un conjunto de intervalos progradantes (parasecuencias).

Etapa de Desarrollo de la Cuenca de Antepaís: Una vez abortada la Cuenca Marginal por inversión y plegamiento y erosionados parcialmente sus depósitos, todo ello como consecuencia de procesos compresivos en el Cretácico Superior los que afectaron intensamente el arco volcánico y la región in mediatamente al este, comienza el desarrollo de una Cuenca de Ante país.

Inmediatamente al este y noreste de esta faja en alzamiento, la "Plataforma Estable" de la cuenca comienza a subsidir en respuesta a la carga resultante del apilamiento tectónico, cambiando la polaridad del área de aporte sedimentario, con la consecuente formación del "foredeep" de la Cuenca de Antepaís, donde se depositaron los mayores espesores sedimentarios conocidos en Cuenca Austral. El eje del "foredeep" migró hacia el sector estable del "foreland" entre el Cretácico Superior y el Mioceno (Terciario).

D.1.2.2 GEOLOGIA DEL PETROLEO

La cronología de la exploración y desarrollo de los hidrocarburos en la Cuenca Austral ha estado íntimamente vinculada al ámbito geográfico de la Cuenca, la evolución tecnológica de las herramientas de búsqueda y precios del Gas y Petróleo a lo largo de la historia. De esta forma es posible considerar una sucesión de etapas en la actividad industrial que se inicia en el "Área de Plataforma Estable" en el territorio continental, continúa en el sector de la "Plataforma Estable" desarrollada en el sector costa afuera ("off-shore") de la cuenca y por último una etapa vinculada a la exploración y el desarrollo de acumulaciones en el "Talud" y en la zona de "Cuenca Profunda", actualmente en desarrollo.

Plataforma Estable ("onshore"): Cubre un área de 600 Kms de largo y 150 Kms de ancho adosada al litoral marítimo de Santa Cruz y Tierra del Fuego. Los trabajos exploratorios ocurrieron

desde el año 1949 dando lugar al desarrollo de múltiples campos como El Condor, Cerro Redondo, Estancia La Maggie, Chimen Aike, Campo Bola, Cañadón Salto, Faro Vírgenes en la provincia de Santa Cruz, San Sebastian, Río Cullen, Cañadón Alfa, Cañadón Beta en Tierra del Fuego. Cómo también Poseidón, Dungeness, Daniel, Cañadón, Sombrero en Chile. Los últimos antecedentes fueron de la década del 2010 de petróleo fluyendo en LM.x-1 y SM.x-1 operados por Compañía General de Combustibles S.A. (CGC) y Roch S.A. respectivamente.

Plataforma Estable (“offshore”): a segunda etapa de exploración fue costa afuera desde el Alto de Dungeness en Argentina y parte del Estrecho de Magallanes en Chile. Son los yacimientos cercanos a la costa con evidencias de continuidad física bajo el mar. Cómo ejemplos Faro Vírgenes, Océano en Santa Cruz y San Sebastián Cabo Sin Nombre en Tierra del Fuego.

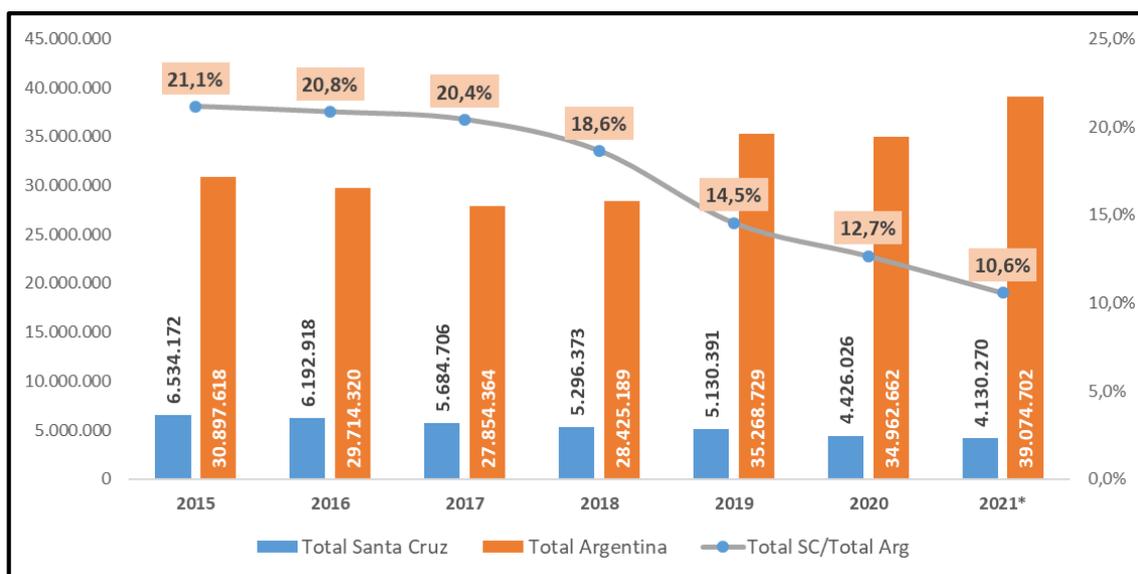
Posteriormente luego de una etapa de exploración intensa realizada por varias empresas en la década del 70 se descubre los yacimientos de Caria, Fenix y Vega Pleyade frente al sector norte de la Isla de Tierra del Fuego.

El primer antecedente exploratorio en este ámbito geológico se concretó en la provincia de Santa Cruz y se remonta a 1950 con el pozo SC-3 realizado por YPF cercano a la localidad de La Esperanza en el área del Talud de la Cuenca Austral. En este pozo se constató indicios sobre la presencia de gas en el terciario. En esos años el gas, no era el objetivo, sino que eran los hidrocarburos líquidos de la Fm. Springhill. Recién en la década de los 70 YPF y AMOCO hicieron 7 perforaciones exploratorias de alto riesgo (4000 mts de profundidad) en la parte profunda de la cuenca donde se documentaron abundantes manifestaciones de gas. En la década del 90 luego de realizar trabajos sísmicos se concretó una agresiva campaña de perforación que culmina con descubrimientos en Springhill en una nueva región petrolera de la Cuenca. Entre los campos descubiertos están: Campo Boleadoras, Laguna del Oro, Campo Indio, La Porfiada, An Aike-Barda Las Vegas. En tanto la Fm. Magallanes Inferior se destacaron los descubrimientos de Campo Boleadoras, María Inés, María Inés Oeste, Puesto Peter y Barda Las Vegas. Desde el año 2015 a la fecha, la empresa CGC ha realizado una intensa perforación extendiendo el desarrollo en Campo Indio y El Cerrito y además una agresiva exploración adquiriendo más de 1200 Km² de Sísmica 3D en la zona profunda. Basado en esos trabajos, se perforaron 5 pozos de alto riesgo en la parte profunda de la cuenca. Al momento los descubrimientos de la década 2020/21 fueron, Morena Sur, El Cerrito Oeste, El Cerrito Norte siguiendo incrementando tanto los volúmenes de hidrocarburos cómo los límites hacia el oeste y hacia zonas estratigráficas más profundas de la Cuenca Austral.

D.1.3 PRODUCCION DE PETROLEO

En el siguiente gráfico se observa la producción de petróleo de la provincia de Santa Cruz, la producción de Argentina y la participación de la producción de la provincia en el total producido dentro del territorio nacional entre los años 2015 y 2021.

Gráfico 1: Producción de Petróleo en m3 (Incluye producción convencional y no convencional)



*los valores de 2021 son hasta el mes de Octubre (noviembre y diciembre proyectados)

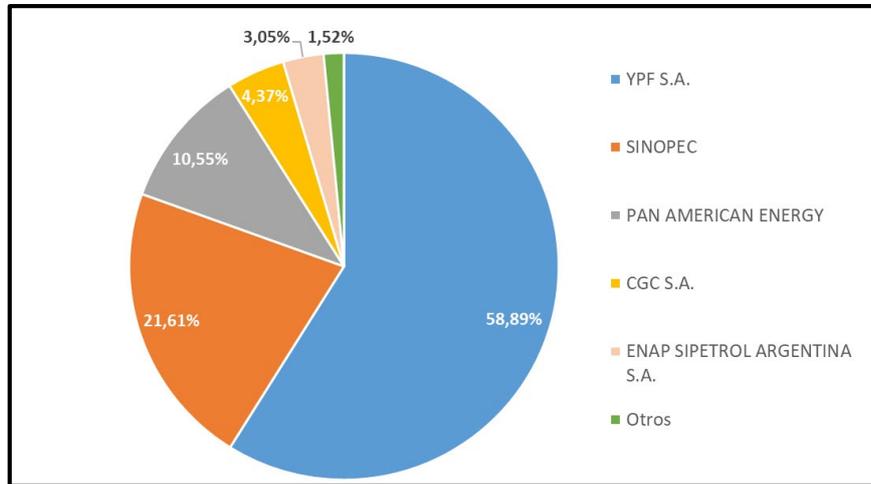
Fuente: Elaboración Propia en base a los datos de la Secretaría de Energía (2021)

La producción petrolera cayó 36,8% en el periodo analizado, en el año 2015 se produjeron 6,5 millones de m3 y en el año 2021 la producción fue de 4,1 millones de m3, menor que la producción de 2020 que fue de 4,4 millones de m3, un año atípico a nivel mundial que estuvo marcado por la pandemia, en cuanto a la producción nacional, hubo un aumento de 26,5%, pasando de producirse 30,8 millones de m3 a 39 millones de m3.

La participación de la producción de la provincia dentro de la producción total de Argentina representaba el 21,1% en 2015 y cayó a 10,6% en el año 2021, esta caída se debe a no solo a la disminución local de petróleo, también al aumento que hubo en Neuquén con el inicio de producción de Vaca Muerta.

El gráfico 2 muestra la participación de las empresas en la producción total de petróleo en Santa Cruz. La empresa con mayor producción entre los años 2015 y 2021 fue YPF con un total de 58,9%; SINOPEC produjo el 21,6%; Pan American Energy 10,5%; CGC 4,37%; ENAP EL 3% y otras empresas a la cual están incluidas: Roch, Petrobras, Ingeniería Alpa, Quintana E&P, Tecpetrol, Selva, Petrofaro, Alianza Petrolera, Geopark, COPESA, Unitec Energy, Oil M&S, PCR y Total produjeron entre todas 1,5% del total de la producción.

Gráfico 2: Producción de Petróleo por Empresa entre los años 2015 y 2021

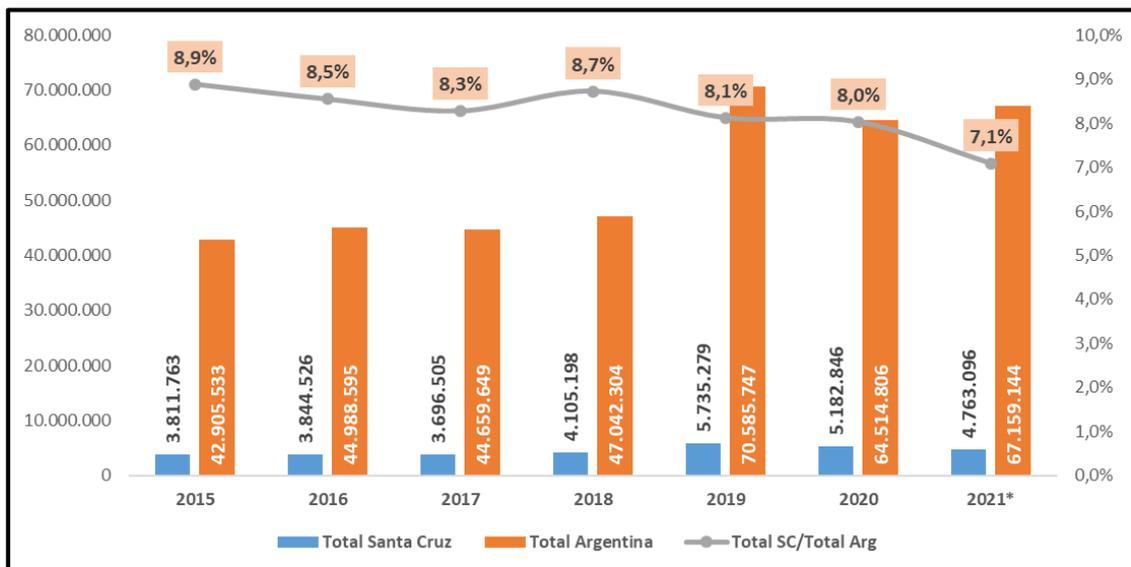


Fuente: Elaboración Propia en base a los datos de la Secretaría de Energía (2021)

D.1.4 PRODUCCION DE GAS NATURAL

En el siguiente gráfico se puede observar la producción de Gas Natural en millones de m³ de la provincia de Santa Cruz, la producción de Argentina y la participación de la producción de la provincia en el total producido dentro del territorio nacional entre el año 2015 y 2021.

Gráfico 3: Producción de Gas Natural en Mm³ (Incluye producción convencional y no convencional)



*los valores de 2021 son hasta el mes de Octubre (noviembre y diciembre proyectados)

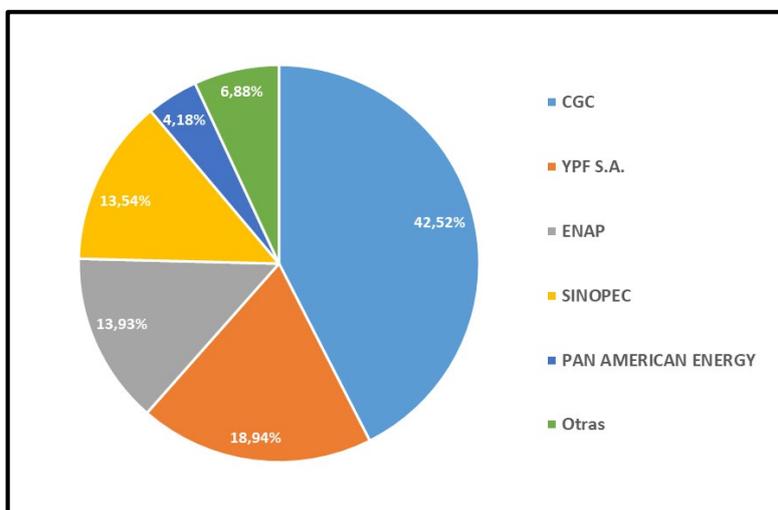
Fuente: Elaboración Propia en base a los datos la Secretaría de Energía (2021)

La producción Gas Natural aumentó 25% en el periodo analizado, en el año 2015 se produjeron 3,8 millones de Mm3 y en el año 2021 la producción fue estimada en 4,7 millones de Mm3, en cuanto a la producción nacional, hubo un aumento de 56,5%, pasando de producirse 42,9 millones de Mm3 a 67,1 millones de Mm3. La única producción de Gas No Convencional en la provincia la declara la empresa CGC desde enero de 2019.

La participación de la producción de la provincia de Gas Natural dentro de la producción total de Argentina representaba el 8,9% en 2015 y cayó a 7,1% en 2021.

En el siguiente gráfico se describe la participación de las empresas en la producción total de la provincia. La empresa con mayor producción entre los años 2015 y 2021 fue CGC con un total de 42,5%; YPF con 18,9%; ENAP con 13,9%; SINOPEC 13,5%; PAE 4,2% y el resto de las empresas: Roch, Petrobras, Ingenieria Alpa, Quintana E&P, Tecpetrol, Selva, Petrofaro, Alianza Petrolera, Geopark, COPESA, Unitec Energy, Oil M&S, PCR y Total produjeron entre todas 6,9% del total de la producción.

Gráfico 4: Producción de Gas Natural por Empresa entre los años 2015 y 2021



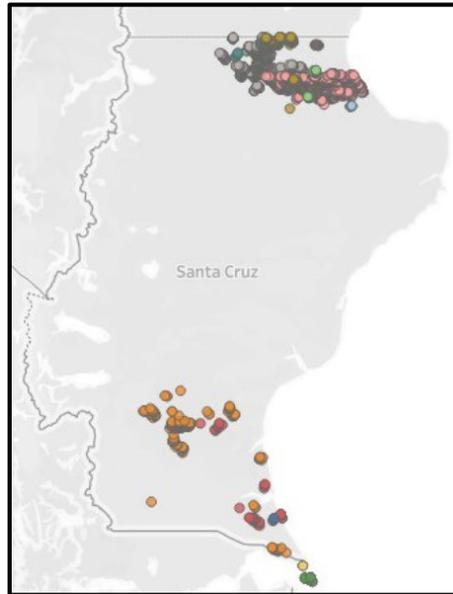
Fuente: Elaboración Propia en base a los datos de la Secretaría de Energía (2021)

D.1.5 UBICACION DE LOS POZOS PETROLEROS EN PRODUCCION

La provincia se sitúa sobre dos cuencas petroleras, en el norte esta la cuenca del Golfo de San Jorge que la comparte con la provincia de Chubut y la producción que predomina es básicamente el petróleo. En el sur sobre la cuenca austral que la comparte con la provincia de Tierra del Fuego, el mayor potencial de la cuenca austral es el Gas natural.

En el siguiente gráfico podemos observar donde se encuentran los pozos de petróleo con producción efectiva en el año 2021.

Gráfico 5: Pozos de petróleo con producción efectiva

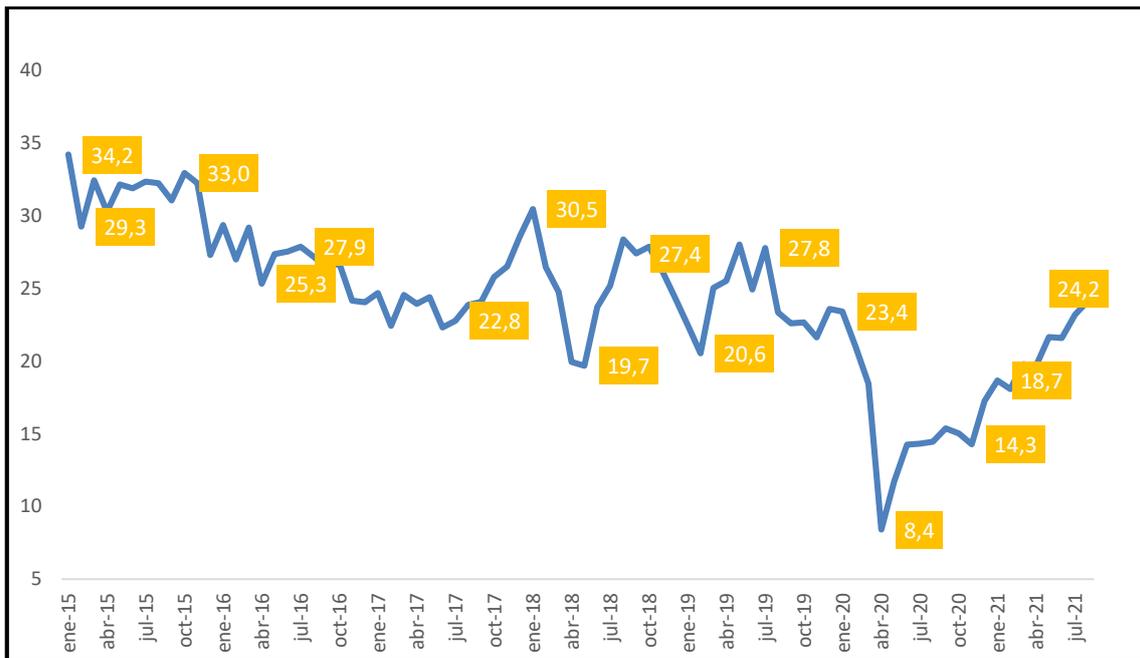


Fuente: Elaboración Propia en Tableau en base a los datos de la Secretaría de Energía (2021)

D.1.6 REGALIAS

A las regalías petroleras las pagan las empresas productoras en dólares estadounidenses convertidas a pesos argentinos, según el tipo de cambio vendedor divisa que cotice el día 14 de cada mes en el Banco Nación Argentina, mientras que las regalías gasíferas son pagadas en pesos argentinos.

Gráfico 6: Regalías petroleras (en dólares)

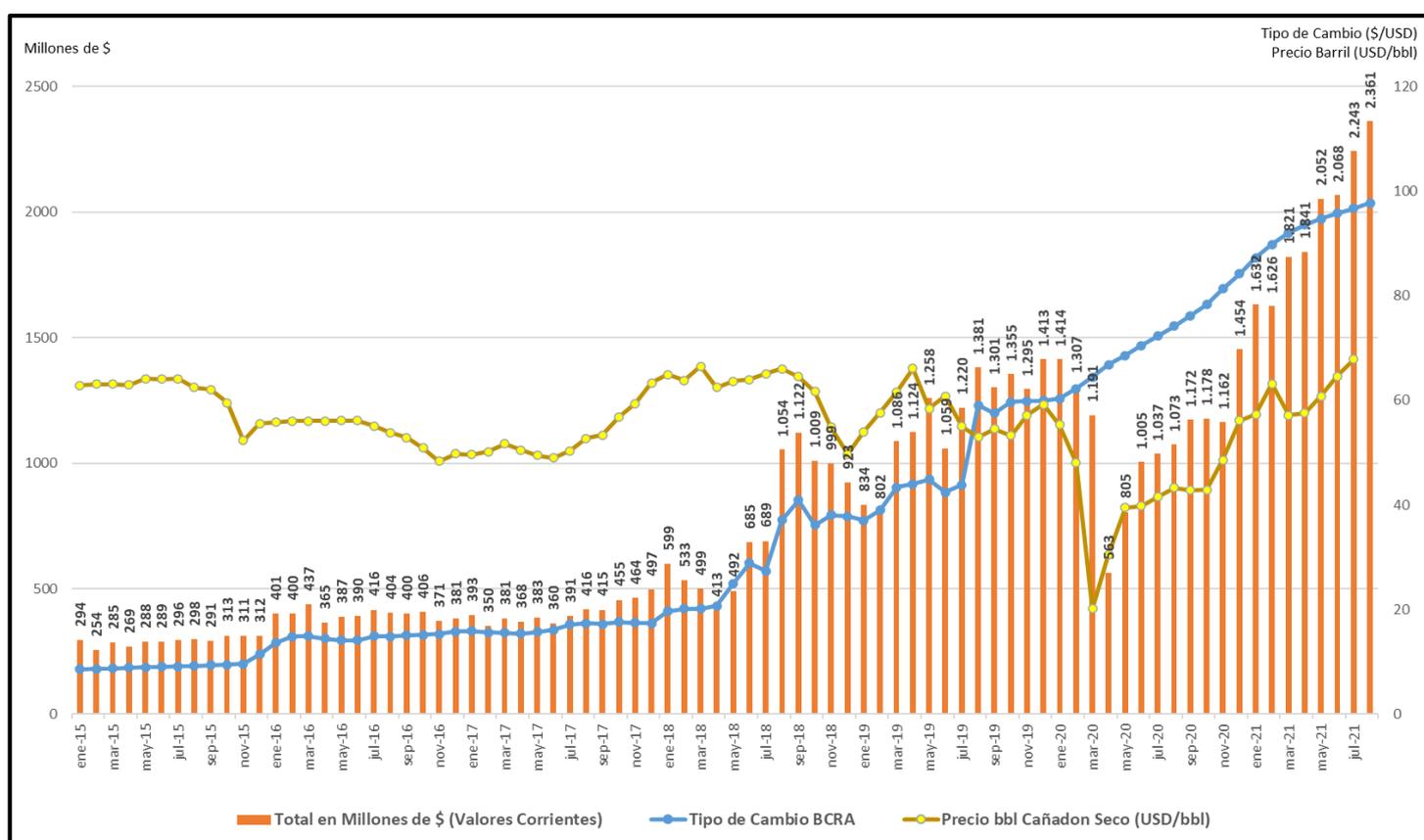


Fuente: Elaboración Propia en base a los datos la Secretaría de Energía (2021) y el BCRA (2021)

Durante el periodo analizado entre enero de 2015 y octubre de 2021, las regalías petroleras explicaron el 87% y las gasíferas el 13% del total de los ingresos por regalías

En la sección anterior se observó que la producción petrolera cayó 36,8% y teniendo en cuenta que el 87% de los ingresos por regalías fue explicado por el petróleo del gráfico 6 podemos analizar que hubo un finalmente una reducción en dólares en la recaudación total aunque por la devaluación del tipo de cambio que fue de 1.136%, pasando de cotizar de 8,6 pesos por dólar en enero de 2015 a 97,75 en agosto de 2021 la caída de ingresos fue solo del 30%. La variación en los ingresos por regalías en pesos fue de 802%, en enero de 2015 la recaudación fue de 294 millones de pesos (34,2 MM.u\$d) y en agosto de 2021 fue de 2.361 millones de pesos (24,2 MM u\$d).

Gráfico 7: Regalías Hidrocarburíferas (millones de pesos), precio del barril local (USD/bbl) y variación del tipo de cambio (\$/USD)



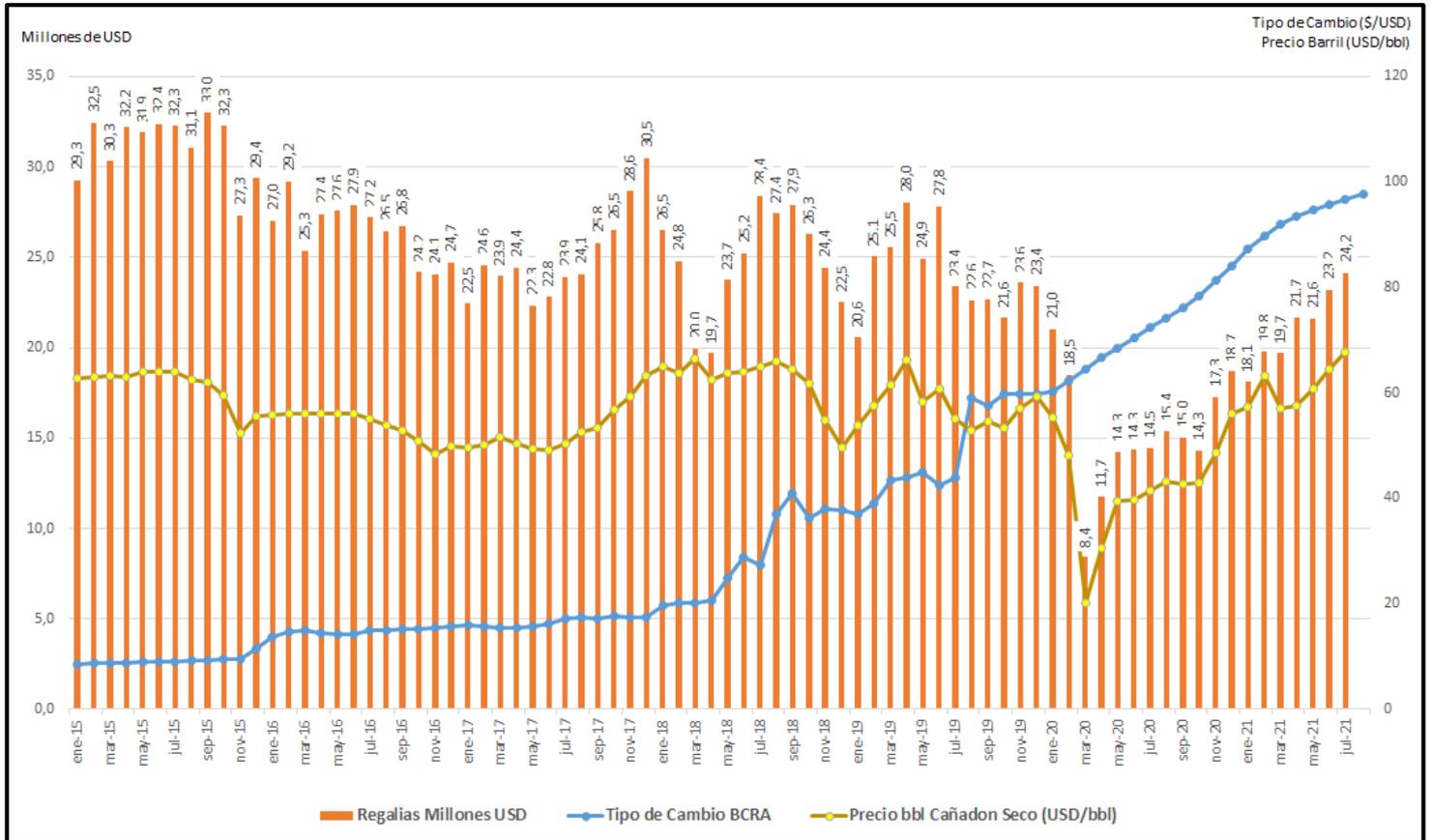
Fuente: Elaboración Propia en base a los datos de la Secretaría de Energía (2021) y el BCRA (2021)

Es importante destacar que la caída en la producción petrolera provocó que el aumento en la recaudación no haya acompañado al aumento por la desvalorización en el tipo de cambio. Caso contrario, se estimó que en agosto de 2021 la recaudación hubiera estado en torno de los 3 mil millones de pesos (30 MMu\$d).

Si al el gráfico anterior lo expresamos en dólares en lugar de pesos, se podrá visualizar una curva totalmente distinta, ya que lo que afectó principalmente la suba generada en el período analizado

fue la devaluación del peso por sobre la incidencia que tuvo la producción o el precio internacional del petróleo. Esto lo podemos ver en el gráfico 8.

Gráfico 8: Regalías Hidrocarburíferas (millones de dólares), precio del barril local (USD/bbl) y variación del tipo de cambio (\$/USD)



Fuente: Elaboración Propia en base a los datos la Secretaría de Energía (2021) y el BCRA (2021)

D.2 DATOS FISCALES PROVINCIALES

D.2.1 PBG SANTA CRUZ

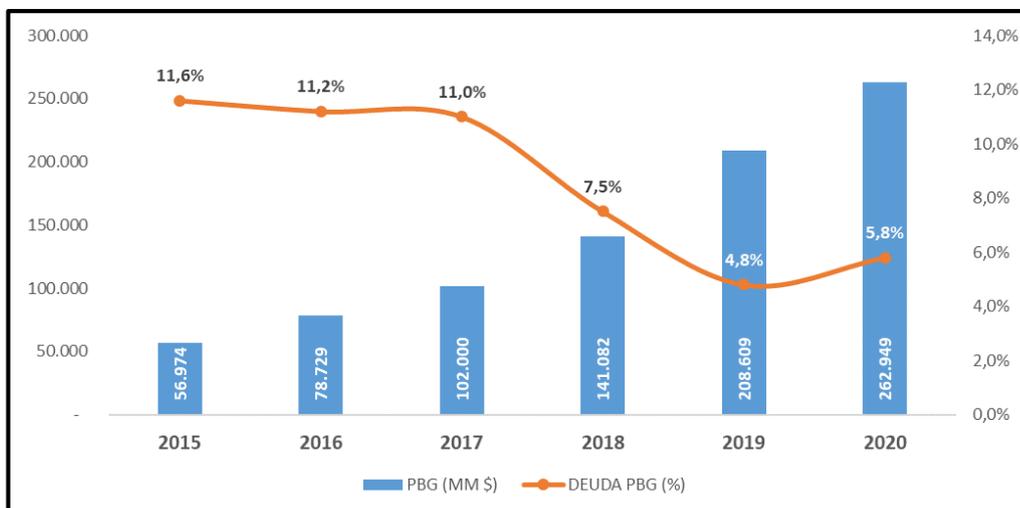
De acuerdo al Censo 2010 realizado por el Instituto de Estadísticas y Censos (INDEC), la Provincia de Santa Cruz cuenta con el 1% de la población argentina, siendo la segunda provincia menos poblada. Sin embargo, es la provincia es la 5ta mayor exportadora (en cantidad de dólares) y el Producto Bruto Geográfico (PBG) provincial representa casi un 2% del Producto Bruto Interno (PBI).

En el siguiente gráfico se puede observar como el incremento del PBG¹ provincial provocó que el peso de la deuda pública haya disminuido de 11,6% en 2015 a 5,8% en 2020. Este incremento

¹ El PBG es la medida más importante de la producción de la economía de una provincia. Se trata de un indicador estadístico que intenta medir el valor total de los bienes y servicios finales producidos dentro de los límites geográficos de esa economía en un período determinado de tiempo

del PBG se vio beneficiado por la puesta en marcha de los nuevos proyectos mineros, que hicieron aumentar las exportaciones de la provincia y además es la actividad económica con los salarios más altos.

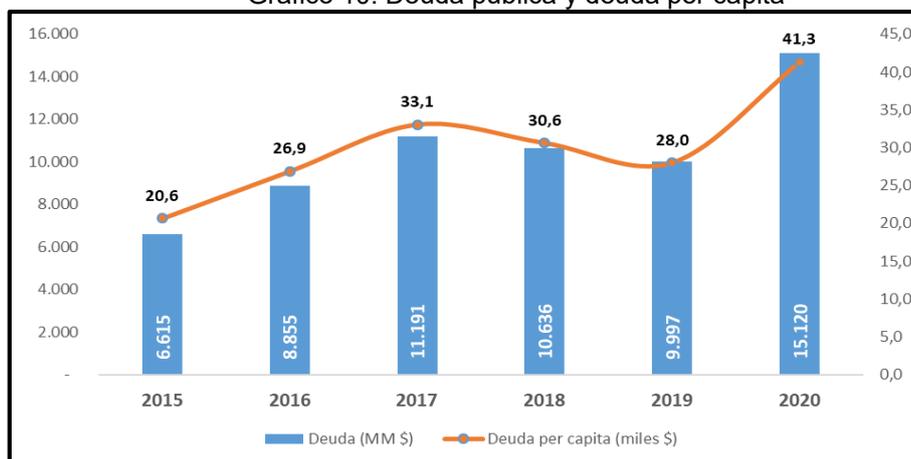
Gráfico 9: PBG provincial y ratio de deuda pública/PBG



Fuente: Elaboración Propia en base a los datos la OPC (2021)

El aumento de la deuda pública en el periodo analizado fue de 129%, un valor que se ubica muy por debajo de la variación de la inflación de la Patagonia que publica el Instituto Nacional de Estadísticas (“INDEC”), según el INDEC, la inflación en la Patagonia fue de 279% entre enero de 2017 y diciembre de 2020². Es importante destacar que la provincia posee el 99% de su deuda en moneda nacional, eliminando de esta manera el riesgo por variaciones en el tipo de cambio.

Gráfico 10: Deuda pública y deuda per cápita



Fuente: Elaboración Propia en base a los datos la OPC (2021)

D.2.2 RESULTADO ECONOMICO

El efecto de la devaluación del tipo de cambio durante el 2018 en el gobierno del ex presidente Mauricio Macri, donde el dólar pasó de cotizar de 20,69 pesos en abril a 40,9 pesos en

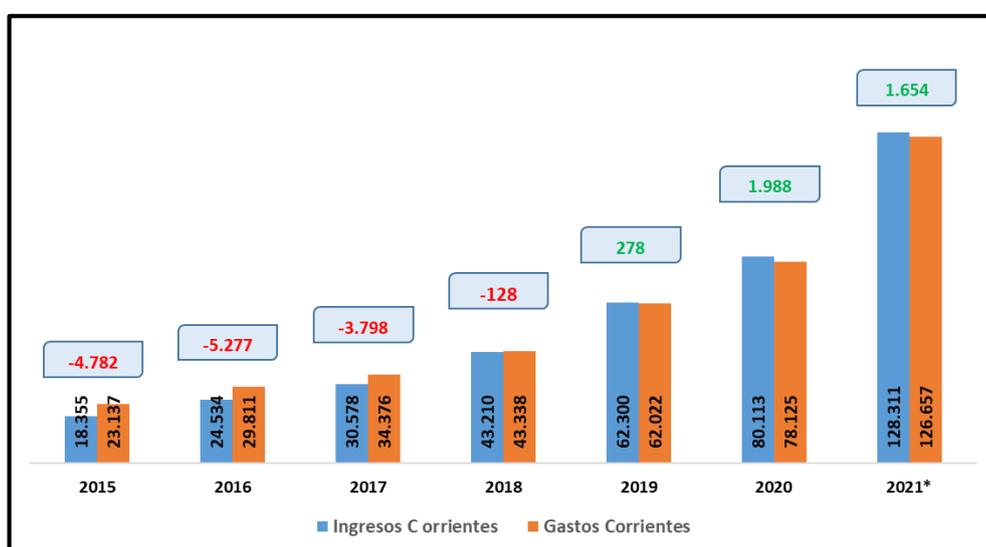
² No existen publicaciones con fechas anteriores al año 2017

septiembre de dicho año, tal como se puede observar en el gráfico 11, generó que los ingresos no tributarios (Regalías), y los ingresos de coparticipación federal de impuestos aumentaron de tal forma que el déficit económico primario disminuyó considerablemente de -3.798 millones de pesos en el año 2017 a -128 un año después.

A partir del año 2018, el aumento de ingresos debido a la devaluación, ya que las regalías son una parte importante de los recursos económicos disponibles, y una mayor responsabilidad en la administración del gasto público, en no dejar que aumente, forjó que se haya revertido la situación de las cuentas públicas provinciales, pasando de ser deficitarias a superavitarias.

En el año 2015 el déficit económico representó el 26,1% de los ingresos del año, en el año 2016 representó el 21,5%, en el año 2017 fue del 12,4%, y en 2018 del 0,3%. A partir de ese año hubo superavit.

Gráfico 11: Resultado Económico



*estimado a diciembre de 2021

Fuente: Elaboración Propia en base a los datos la OPC (2021) y el Gobierno de Santa Cruz (2021)

La pandemia generada por el COVID-19 en el año 2020 provocó que las actividades comerciales y productivas hayan estado paralizadas, por lo tanto, el Estado provincial tuvo que aumentar los gastos en servicios sociales, pero siempre manteniendo la responsabilidad en el gasto público, de esta manera se posibilitó que se mantuviera el superávit primario para continuar con el sendero del crecimiento económico.

D.3 CARACTERÍSTICAS ECONÓMICAS Y SOCIALES DE LA PROVINCIA

D.3.1 INDICADORES SOCIOLABORALES

Santa Cruz es la provincia con menos cantidad de habitantes después de Tierra del Fuego, la densidad de habitantes es de 1,5 hab/km², menos de la mitad que la región patagónica. Según

datos del censo del INDEC publicados en el año 2010, las principales ciudades con cantidad de habitantes son la capital Río Gallegos que cuenta con 96 mil habitantes, seguida por Caleta Olivia con 53 mil habitantes.

El desarrollo de las actividades extractivas (Minería, y Petróleo y Gas) han incentivado al crecimiento poblacional muy superior al promedio de la Patagonia. Ha habido una importante migración de las provincias del norte del país hacia Santa Cruz en búsqueda de un mejor bienestar económico y de nuevas oportunidades.

Cuadro 1: Principales indicadores Sociolaborales

	Periodo	Santa Cruz	Patagonia
Población Total (en miles)	2019	357	2.528
Densidad (hab/km2)	2019	1,5	3,2
Crecimiento Poblacional (%)	2018-2019	2,6	1,7
Tasa de actividad (%) (EPH)	2° Tri 2019	47,1	44,7
Tasa de desocupación (EPH)	2° Tri 2019	9,4	7,1
Puestos de trabajo en el sector privado formal (miles)	4° tri 2018	59	430
Asalariados sector privado formal (miles)	2° tri 2019	56	403
Remuneracion Bruta privada mensual (\$)	1° tri 2019	73.036	56.145
Personas bajo la linea de pobreza (%)	1° semestre 2019	22,7	28,5
personas bajo la linea de indifencia (%)	1° semestre 2019	4	4
Ingreso per capita (\$) (EPH)	1° tri 2019	19.246	16.345
Cobertura de Salud (%)	1° tri 2019	87,2	78,9
Vivienda adecuada (%)	1° tri 2019	96,4	93,2

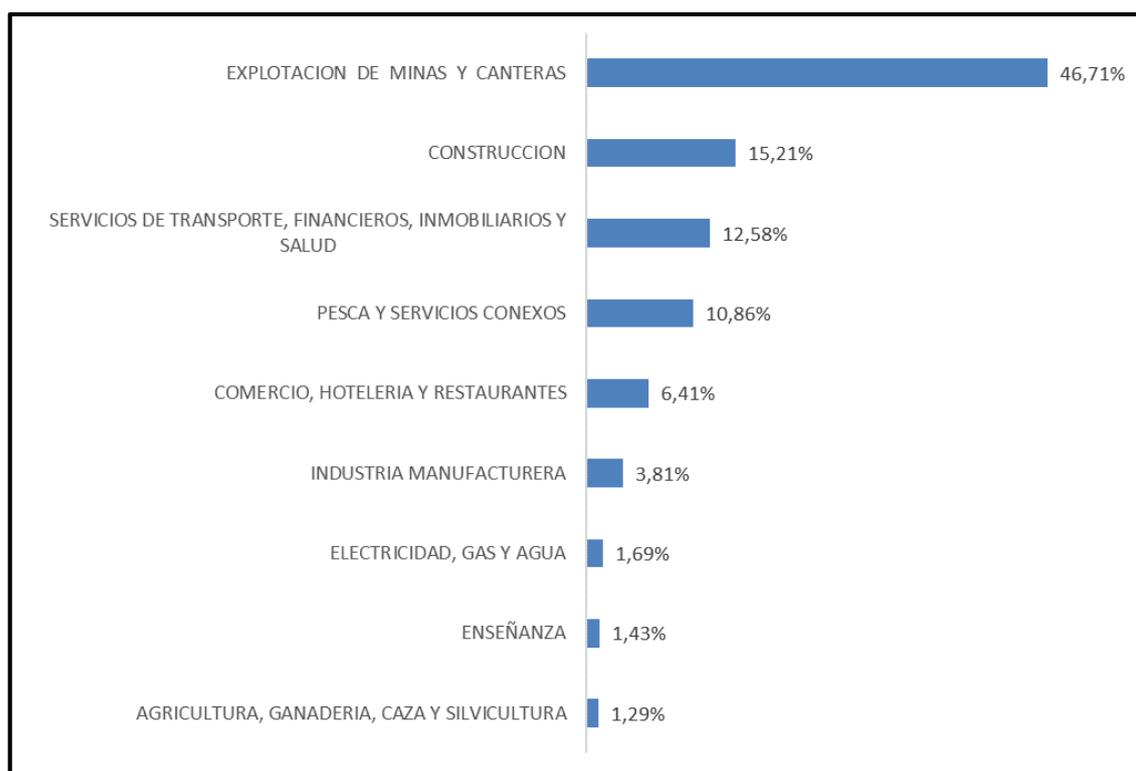
Fuente: DNAP (2021)

El salario bruto provincial se ubica entre los más altos del país, generando que el ingreso per cápita también sea importante para que las personas tengan acceso a viviendas adecuadas, haya menos nivel de pobreza y mayor cobertura a la salud.

D.3.2 MASA SALARIAL

Con datos de salario bruto de los distintos sectores económicos en la provincia, y de la cantidad empleo por rama de actividad publicados por el Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social, en el siguiente gráfico se realizó un cálculo de la masa salarial provincial, para identificar las actividades con mayor distribución del ingreso y clasificarlas según su grado de importancia.

Gráfico 12: Participación de la masa salarial en los sectores



Fuente: Elaboración Propia con datos de MTEySS (2021)

La actividad “Explotación de Minas y Canteras” contiene extracción de petróleo y gas natural que posee una participación en la masa salarial de 16,8%; Extracciones de minerales metalíferos con una participación de 16,9%; y explotación de minas y canteras (minería no metalífera) con una participación del 4,2%.

La minería metalífera cuenta con 5.180 trabajadores (8,7% del total de trabajadores registrados en el sector privado), y el sector de hidrocarburos con 7.432 trabajadores (12,5% del total de trabajadores registrados en el sector privado). Es importante destacar como la minería ha ido imponiéndose como actividad que mayores ingresos distribuye dado que su masa salarial está por encima del sector de hidrocarburos, y tiene 2.252 trabajadores registrados menos.

D.3.3 EMPLEO PUBLICO Y PRIVADO

Según datos publicados por el Ministerio de Economía de la Nación, la provincia de Santa Cruz registra una alta tasa de empleados en el sector público. En el estudio realizado se utilizó datos con las cantidades de empleados públicos provinciales por cada mil habitantes, y del sector privado y se los comparó con datos del promedio de la Patagonia y del país.

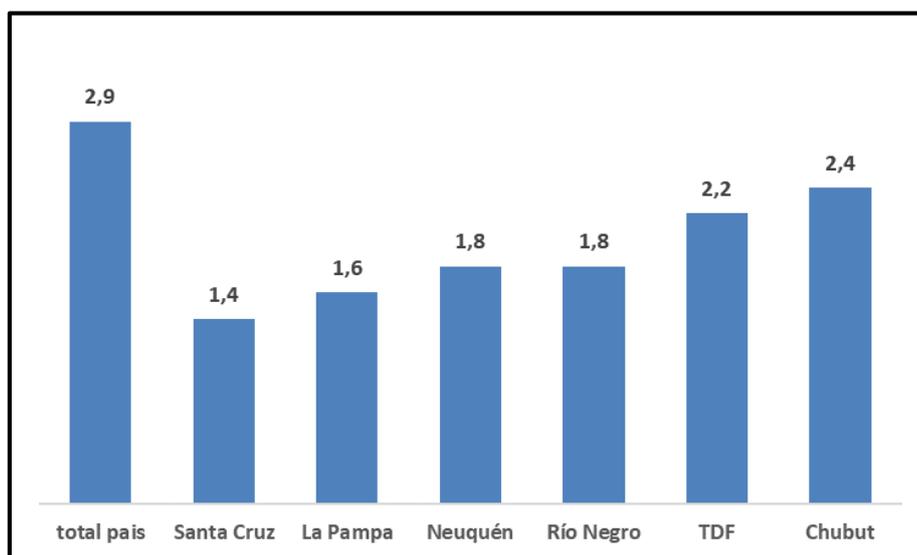
Cuadro 2: Empleo público y privado cada mil habitantes

Empleo 2016	Santa Cruz	Patagonia	Total País
Público	138,5	93,5	53
Privado	187,7	137,5	150,2

Fuente: Ministerio de Economía (2021)

Por cada mil habitantes, Santa Cruz posee 138,5 empleados públicos y 187,7 empleados registrados en el sector privado, la división entre ambos arroja un ratio de 1,4 que se puede observar en el siguiente gráfico. Esto significa que por cada 1,4 empleado registrado en el sector privado, existe 1 empleado en el sector público. El valor más bajo de las provincias patagónicas y del promedio nacional.

Gráfico 13: Ratio Empleo privado/público



Fuente: Ministerio de Economía (2021)

D.4 NORMATIVA DEL PERIODO CON IMPLICANCIAS PARA LA INDUSTRIA Y LA PROVINCIA

A lo largo del período 2015-2021, se han sucedido una serie de medidas cuya aplicación afectó de una u otra manera las arcas provinciales, por las regalías en forma directa y en ingresos brutos de modo indirecto. Medidas en algunos casos dirigidas al sostenimiento de la actividad, como puede ser el denominado “Barril Criollo” y en otros casos de incentivo a la producción como puede ser el “Plan Gas.ar”.

En cuanto a las implicancias para la provincia, por un lado podemos ver que el “Barril Criollo” genera en momentos de baja de precios un mecanismo de estabilidad que apunta sostener cierto nivel en los ingresos por regalías, caso contrario si el precio de va al alza y se implementa un precio por abajo del precio internacional, de este modo se pondría un techo.

En el caso de planes de estímulo o incentivo como la “Resolución 46/2017” y la “447” o el Plan Gas.Ar, el beneficio para la provincia viene por la producción generada dentro del marco de estos programas por las operadoras que participan, en Santa Cruz, CGC es la que ha ingresado en estos planes en la Cuenca Austral.

Una medida que lejos de beneficiar trajo resultados negativos para la recaudación provincial fue el decreto 566/2019; esta medida tomada como de necesidad y urgencia, fue muy criticada ya que perjudicó a la industria en general.

A continuación hacemos un breve repaso de las distintas medidas:

D.4.1 BARRIL CRIOLLO 2015-2017

En el año 2015 se implementa el denominado “barril criollo” por el cual se reconoce a los productores nacionales de petróleo un precio por barril 40% superior al precio internacional.

Esta situación, que fue justificada por parte del Estado argumentando la necesidad de asegurar la inversión en el sector y los puestos de trabajo que de otra forma se verían comprometidos, se mantuvo hasta agosto 2017. A partir de ese momento, y con el final del barril criollo, el precio de los combustibles locales sigue el precio de referencia internacional.

El 1 de enero de 2015 entró en vigencia la Resolución N° 1.077/2014 por la cual se modifica nuevamente el régimen de retenciones y estipula distintas alícuotas de retención según sea el precio internacional del petróleo crudo. Cuando el precio internacional (PI) es menor que US\$ 71 por barril la alícuota de retención es 1% y cuando es mayor o igual que US\$ 71 por barril la alícuota se determina mediante una fórmula. Como resultado de la misma, la retención efectiva es por todo el exceso del precio internacional sobre los US\$ 70 por barril.

Se estipula como precio internacional vigente en cada mes al promedio del crudo Brent de referencia desde el día 21 del segundo mes anterior hasta el día 20 del mes inmediato anterior, menos US\$ 8 por barril.

En enero de 2017 la Ley 25.561 de emergencia dejó de estar vigente y con ella las retenciones a las exportaciones de petróleo crudo. Sin embargo, el septiembre de 2018 se emitió el Decreto 793/2018 por el cual se establece un derecho de exportación del doce por ciento (12%) a todas las mercaderías, incluido el petróleo, que no podrá ser mayor de \$4 por cada dólar imputado y estará vigente hasta el 31 de diciembre de 2020.

D.4.2 RESOLUCIÓN N° 46/2017

Con fecha 6 de marzo de 2017, se publicó la Resolución del MINEM N° 46-E/2017 por la cual se crea el Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales (el “Programa”), destinado a incentivar las inversiones para la producción de gas natural proveniente de dichos reservorios en la cuenca Neuquina, teniendo una vigencia desde su publicación hasta el 31 de diciembre de 2021. La Resolución establece una compensación para los volúmenes de producción de gas no convencional provenientes de concesiones ubicadas en la cuenca Neuquina incluidas en el Programa, para lo cual dicha concesión deberá primero contar con un plan de inversión específico, aprobado por la Autoridad de Aplicación Provincial, con la conformidad de la SRH. La compensación será la que

resulte de restar el Precio Efectivo unitario ponderado obtenido de las ventas de gas natural al mercado interno, incluyendo el gas de origen convencional y no convencional, y el Precio Mínimo unitario establecido por la Resolución para cada año, multiplicado por los volúmenes de producción de gas no convencional. Los Precios Mínimos establecidos por la Resolución son de 7,50 US\$/MBtu para el año 2018, 7,00 US\$/MBtu para el año 2019, 6,50 US\$/MBtu para el año 2020 y 6,00 US\$/MBtu para el año 2021. Las compensaciones derivadas del Programa se abonarán, para cada concesión incluida en el Programa, en un 88% a las empresas y el 12% a la Provincia correspondiente a cada concesión incluida en el Programa.

Con fecha 2 de noviembre de 2017, se publicó la Resolución MINEM N° 419-E/2017, cuyo Anexo reemplaza el similar Anexo de la Resolución N° 46-E/2017. La nueva Resolución modifica a la anterior en los siguientes aspectos:

Define que la Producción Inicial que se computará será la “producción de gas no convencional media mensual calculada para el período entre el mes de julio de 2016 y el mes de junio de 2017”, y que la Producción Incluida, a los efectos de las compensaciones, será: i) para las concesiones con Producción Inicial menor 500.000 m³/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 las concesiones con Producción Inicial mayor a 500.000 m³/día, la totalidad de la producción mensual de gas no convencional proveniente de dicha concesión incluida, a la que tenga derecho la empresa solicitante, descontando la Producción Inicial.

Modifica la definición de Precio Efectivo, antes definido como “el precio promedio ponderado por volumen del total de ventas de gas natural de cada empresa al mercado interno”, y ahora como “el precio promedio ponderado por volumen del total de ventas de gas natural en la República Argentina que será publicado por la SRH”, reglamentando los lineamientos que deberán seguirse para realizar este cálculo.

Se introduce como requisito para calificar al Programa, que el plan de inversión que se presente para cada concesión alcance una producción media anual, en cualquier período consecutivo de 12 meses antes del 31 de diciembre de 2019, igual o superior a 500.000 m³/día, y la obligación de reintegrar los montos de las compensaciones recibidas (actualizadas con interés) correspondientes a las concesiones que no alcanzaren el nivel de producción mencionado, la posibilidad que la SRH exija la presentación de una póliza de caución para garantizar el eventual reintegro de las compensaciones percibidas por las empresas participantes y la facultad de suspender los pagos si no se presenta la póliza requerida.

D.4.3 RESOLUCIÓN n° 447/2017

Considerando que mediante la Resolución N° 46 de fecha 26 de marzo de 2017 del Ministerio de Energía y Minería se creó el “Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales” (el “Programa”), destinado a incentivar las inversiones para la producción de gas natural proveniente de reservorios no convencionales en la Cuenca Neuquina y que si bien el Programa tuvo principalmente en miras incentivar el pasaje de la etapa piloto a la etapa de desarrollo de las concesiones de explotación correspondientes, con posterioridad, se efectuaron modificaciones al Programa a los efectos de hacer aplicables los incentivos allí previstos a la producción incremental de las concesiones de explotación de hidrocarburos que ya se encuentren en etapa de desarrollo en la Cuenca Neuquina; así como determinar los lineamientos a utilizar para identificar aquellas concesiones que

permanecen en etapa piloto, y que por lo tanto no serán consideradas a los efectos de la adhesión al Programa, entre otras cuestiones.

A partir del diálogo impulsado por el Gobierno Nacional entre los Sindicatos de la Industria, las Empresas del Sector y los respectivos Gobiernos Provinciales para acelerar el desarrollo y la producción del gas natural proveniente de reservorios no convencionales en la Cuenca Austral, se acordaron las correspondientes adendas a los convenios colectivos de trabajo del sector con el fin de atender las particulares características de la explotación de gas natural proveniente de dichos reservorios.

En virtud de ello, con fecha 17 de noviembre de 2017, se publicó la Resolución MINEM N° 447-E/2017 que extiende la aplicación del “Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales” creado por la Resolución N° 46 de fecha 2 de marzo de 2017, a la producción de gas natural proveniente de reservorios no convencionales ubicados en la Cuenca Austral, con el objetivo de incentivar la producción de gas proveniente de reservorios no convencionales existentes en dicha Cuenca, y a su vez, acelerar el pasaje de la etapa piloto a la etapa de desarrollo en las concesiones existentes.

En mérito al conocimiento a esa fecha de las formaciones de hidrocarburos no convencionales en la Cuenca Austral y, consecuentemente, atento a las características particulares y posibles heterogeneidades geológicas de cada proyecto, esta Resolución establece los lineamientos que clarifican la definición de Gas No Convencional para determinar los proyectos que podrán ser incluidos en el Programa.

Dispone que, para el caso de las concesiones ubicadas en la Cuenca Austral, la definición de Gas No Convencional será la siguiente: “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/o 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”).”

Asimismo, establece que la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos determinará, sobre la base del análisis de la etapa piloto de cada proyecto, las condiciones técnicas particulares que deberá cumplir la producción de gas natural de cada pozo para ser considerado Gas No Convencional, tales como caudal inicial de cada pozo, su acumulada en el primer semestre y cualquier otro parámetro considerado relevante por dicha Secretaría a fin de considerar la producción como proveniente de formaciones de baja permeabilidad y/o porosidad.

D.4.4 DECRETO DNU 566/2019

En virtud de que en el artículo 42 de la Constitución Nacional se establece que los consumidores y usuarios de bienes y servicios tienen derecho, en la relación de consumo, a la protección de su salud, seguridad e intereses económicos, a una información adecuada y veraz, a la libertad de elección y a condiciones de trato equitativo y digno y que la Constitución Nacional ordena a las autoridades proveer a la protección de tales derechos, en ese marco, en el inciso g del artículo 3° de la Ley N° 26.741 se establece, como un principio de la política hidrocarburífera de la República Argentina, la protección de los intereses de los consumidores relacionados con el precio, calidad y disponibilidad de los derivados de hidrocarburos.

Desde principios de 2019 el Poder Ejecutivo Nacional morigeró, a través de los Decretos Nros. 167 del 1º de marzo de 2019, 381 del 28 de mayo de 2019, 441 del 28 de junio de 2019 y 531 del 31 de julio de 2019, el impacto de la actualización del impuesto sobre los combustibles líquidos y pospuso una parte sustancial del incremento del impuesto.

Ante la magnitud de los acontecimientos económico financieros desencadenados en ese entonces, fue obligación del Poder Ejecutivo Nacional utilizar los instrumentos a su alcance y adoptar las medidas específicas necesarias para proteger a los consumidores.

La situación económica vigente en ese entonces permitió avizorar aumentos sustanciales en el precio del petróleo crudo y de los combustibles líquidos en el mercado local, causando efectos perjudiciales para los diferentes sectores de la economía.

Que, asimismo, con el fin de preservar el abastecimiento de combustibles líquidos, -ya que con ellos se satisfacen necesidades básicas de la población - como así también a fin de tener asegurados precios razonables de los hidrocarburos y sus derivados en todo el territorio nacional, y así evitar el quiebre de la proporcionalidad con la realidad económica. Bajo ese escenario y dada la abrupta variación del tipo de cambio y el contexto económico y social, se aseguró a través de esta resolución el abastecimiento de combustibles en el mercado interno a un precio estable por un período de noventa 90 días.

En ese sentido se estableció que:

Hasta el 13 de noviembre de 2019 las entregas de petróleo crudo efectuadas en el mercado local deberán ser facturadas y pagadas al precio convenido entre las empresas productoras y refinadoras al día 9 de agosto de 2019, aplicando un tipo de cambio de referencia de cuarenta y seis pesos con sesenta y nueve centavos por dólar estadounidense (\$ 46,69/USD) y un precio de referencia BRENT de cincuenta y nueve dólares por barril (USD 59/bbl).

Hasta el 13 de noviembre de 2019 el precio tope de naftas y gasoil en todas sus calidades, comercializados por las empresas refinadoras y/o los expendedores mayoristas y/o minoristas, que tengan como destino final el abastecimiento de combustibles por pico de surtidor en bocas de expendio (estaciones de servicio) no podrá ser superior al precio vigente al día 9 de agosto de 2019.

Durante el período alcanzado por esta medida, las empresas refinadoras y/o los expendedores mayoristas y/o minoristas deberán cubrir, a los precios establecidos en este decreto, el total de la demanda nacional de combustibles líquidos, de conformidad con los volúmenes que les sean requeridos a partir de las prácticas usuales de mercado, proveyendo de manera habitual y continua a todas y cada una de las zonas que integran el territorio de la República Argentina.

Las empresas productoras de hidrocarburos deberán cubrir el total de la demanda de petróleo crudo que les sea requerido por las empresas refinadoras locales, proveyendo de manera habitual y continua a todas las refinerías ubicadas en el territorio de la República Argentina para la adecuada satisfacción de las necesidades internas.

La comercialización de los combustibles deberá realizarse en un todo de acuerdo con las calidades, tipos y demás requisitos establecidos por la normativa vigente a esa fecha.

D.4.5 DECRETO DNU 601/2019

Mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia No. 601/2019, publicado el 2 de septiembre de 2019 en el Boletín Oficial, se realizaron modificaciones al Decreto de Necesidad y Urgencia N° 566/2019 del 16 de agosto de 2019.

De acuerdo con las modificaciones, el esquema de congelamiento transitorio de precios de las naftas y gasoil estará vigente hasta el 13 de noviembre de 2019. Asimismo, el Decreto:

Mantiene el precio de las entregas de petróleo crudo en aquel pactado entre las empresas refinadoras y productoras al día 9 de agosto de 2019;

Fija el tipo de cambio de referencia en AR\$ 49,30/USD; lo que implica un aumento respecto del tipo de cambio de referencia anterior; mantiene el precio de referencia Brent de USD 59/BBL;

Limita la aplicación del precio tope de naftas y gasoil al día 9 de agosto de 2019 únicamente a las transacciones que tengan como destino final el abastecimiento de combustibles por pico de surtidor en bocas de expendio (estaciones de servicio);

Establece la obligación de las empresas productoras, refinadoras y expendedoras de garantizar el abastecimiento interno.

Por art. 1° de la Resolución N° 557/2019 de la Secretaría de Gobierno de Energía B.O. 19/9/2019 se establece que durante la vigencia del decreto 601 del 30 de agosto de 2019 los precios de naftas y gasoil en todas sus calidades, comercializados por las empresas refinadoras y/o los expendedores mayoristas y/o minoristas, que tengan como destino final el abastecimiento de combustibles por pico de surtidor en bocas de expendio (estaciones de servicio) podrán incrementarse en hasta cuatro por ciento (4%) respecto de los precios vigentes al 9 de agosto de 2019.

Por artículo 2° de la misma norma se establece que durante la vigencia del mencionado decreto las entregas de petróleo crudo efectuadas en el mercado local deberán ser facturadas y pagadas al precio convenido entre las empresas productoras y refinadoras al día 9 de agosto de 2019, aplicando un tipo de cambio de referencia de cuarenta y nueve pesos con treinta centavos por dólar estadounidense (\$ 49,30/USD), equivalente a un cinco coma cincuenta y ocho por ciento (5,58%) de incremento sobre el valor de referencia vigente, y un precio de referencia BRENT de cincuenta y nueve dólares por barril (USD 59/bbl). Vigencia: a partir del día de su publicación en el Boletín Oficial y se aplicará a las transacciones que se realicen a partir de esa fecha)

D.4.6 decreto 488/2020 BARRIL CRIOLLO (PANDEMIA)

Mediante Decreto N°488/2020 publicado en el Boletín Oficial el 19 de mayo de 2020, el PEN ha fijado en forma transitoria el precio de comercialización en el mercado local del barril de petróleo crudo, a fin de que las empresas productoras puedan cubrir los costos operativos y sostener los niveles de actividad y/o de producción imperantes al momento previo al inicio de la crisis sanitaria, tomando en consideración la situación actual de contracción de la demanda producto de la pandemia COVID-19, dentro de los parámetros de explotación adecuada y económica previstos en la Ley Federal de Hidrocarburos.

En este sentido se trata de una medida transitoria, coyuntural y paliativa, razonablemente tuitiva en un momento muy difícil para la industria y para la economía en general, donde está en riesgo el desarrollo de un sector clave para el país, y se vislumbra una mayor dependencia de las importaciones para cubrir la demanda interna, con el consiguiente incremento del déficit en la balanza comercial.

Sin embargo, su impacto no será inmediato porque hay mucho stock de petróleo crudo almacenado y muy baja demanda por la paralización de la actividad. Se espera que esta situación se revierta en los próximos meses.

Vale pues como una señal en la dirección correcta que sienta las bases para cuando haya un incremento en la demanda, pero para tener éxito deberá ir acompañada por otras medidas de más largo plazo, dirigidas a la cadena de valor en su conjunto, asegurando condiciones para una inversión genuina basada en precios de equilibrio y rentabilidades razonables en cada segmento y evitando que se produzcan distorsiones por variaciones en el tipo de cambio que acentúen las tensiones propias de un sistema donde los precios en boca de pozo necesariamente deben estar dolarizados y los precios en el surtidor necesariamente deben ser en pesos.

La atención de las aspiraciones y la armonización de los intereses –a veces contrapuestos– del conjunto de la cadena de valor requerirá consensos de largo plazo entre los sectores de la producción, la refinación y comercialización, los sindicatos petroleros y las Provincias productoras de petróleo que reflejen una distribución equitativa de los costos y beneficios a lo largo de la cadena de producción, refinación y comercialización de combustibles líquidos derivados del petróleo crudo.

Para las empresas es un aliciente para volver a producir y un elemento de previsibilidad que les permite volver a pensar en invertir, producir y exportar. Pero el Decreto también impone exigencias en cuanto a mantener niveles de actividad y producción, así como la planta de trabajadores que tenían al 31 de diciembre de 2019 y prohíbe el acceso al mercado de cambios para la formación de activos externos y la práctica conocida como “contado con liquidación”. Esto último va en detrimento del espíritu de fomento a la inversión.

Para las provincias productoras es un alivio por el lado de las regalías (se estima un flujo de USD 16000 millones hasta fin de año) y de la mayor actividad esperable y un refuerzo a sus facultades como autoridad de aplicación de vigilar el mantenimiento de niveles razonables de actividad y producción. Ojalá estas facultades sean ejercidas tomando en cuenta todas las circunstancias del caso. Más aún, sería conveniente que teniendo en cuenta la situación de emergencia, las Provincias productoras prorroguen de manera automática por el plazo mínimo de 12 meses los plazos de cumplimiento de los compromisos asumidos por las empresas en términos de actividad, inversión, gastos operativos y cualquier otra obligación vigente vinculada a las concesiones en sus jurisdicciones (por ejemplo, compromisos por extensión de concesiones, adjudicación de concesiones de explotación no convencional, entre otras).

Más allá del análisis caso por caso, es claro que la pandemia y las medidas impuestas por el Gobierno Federal y por los gobiernos provinciales, unidas a una caída brusca y pronunciada de la demanda y del precio del petróleo, han tornado imposible el cumplimiento normal de los compromisos asumidos.

El Decreto rige desde el día de su publicación (19/5/2020) hasta el 31 de diciembre de 2020. Debe tenerse en cuenta que el precio de referencia fijado por el Decreto dejará de regir automáticamente en caso de que, durante la vigencia del Decreto, la cotización del “ICE BRENT PRIMERA LÍNEA” supere los U\$S 45 por barril (USD 45/bbl) durante diez días consecutivos,

considerando el promedio de las últimas cinco cotizaciones publicadas por Platts bajo el encabezado "Futures".

El Decreto 488/2020 modifica la alícuota de los derechos de exportación de los hidrocarburos indicados en su Anexo I, adecuándolos al límite previsto en el art. 52 de la ley 27.541.

En ese sentido, el artículo 7º del decreto en cuestión establece derechos de exportación móviles, que se calcularán en base a la fórmula allí indicada, calculados sobre el Valor Base, el Valor de Referencia, y el Precio Internacional. De conformidad a ello, la alícuota de derechos de exportación oscilará entre el 0% -mientras el precio internacional del barril "ICE Brent primera línea" se mantenga igual o por debajo del Valor Base, fijado en USD 45 por barril-, hasta el 8%, cuando dicho precio sea igual o superior al Valor de Referencia, fijado en USD 60 por barril.

Asimismo, el último párrafo del artículo 3º impide a las empresas integradas, refinadoras y sujetos comercializadores la realización de operaciones de importación de productos que se encuentren disponibles para su venta en el mercado interno, y/o respecto de los cuales exista capacidad efectiva de procesamiento local.

D.4.7 DECRETO 892/2020 PLAN GAS.AR

Con fecha 16 de noviembre de 2020 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto 892/2020, mediante el cual el Poder Ejecutivo de la República Argentina (i) declaro de interés público y como objetivo prioritario la promoción de la producción del gas natural, y (ii) aprobó, e instruyo a la Secretaría de Energía instrumentar, el "Plan de Promoción de la Producción de Gas Natural Argentino-Eschema de Oferta y Demanda" (el "Plan Gas 2020-2024"). Los aspectos más relevantes del nuevo Plan Gas 2020-2024 se detallan a continuación.

El Plan Gas 2020-2024 se implementará mediante la firma de contratos directos entre productores de gas, por un lado, y distribuidores de gas y/o subdistribuidores (para la satisfacción de la demanda prioritaria) y CAMMESA (para la satisfacción de la demanda de usinas térmicas), por el otro. Dichos contratos serán adjudicados y negociados, y el precio del gas en el PIST surgirá, mediante un mecanismo de subasta, licitación y/o procedimiento similar, a ser diseñado por la Secretaría de Energía.

Tendrá una duración inicial de 4 años, que podrá ser ampliada por periodos adicionales de 1 año por la Secretaría de Energía en función de su análisis del mercado de gas, los volúmenes de demanda y las posibilidades de inversión en infraestructura. Para los proyectos off-shore podrá contemplarse un plazo mayor de hasta 8 años.

Será por un volumen base total de 70.000.000 m³ por día para los 365 días de cada año de duración del esquema (distribuido de la siguiente forma (i) Cuenca Austral 20MMm³/d, (ii) Cuenca Neuquina 47,2MMm³/d, y (iii) Cuenca Noroeste 2.8MMm³/d), y ciertos volúmenes adicionales para el periodo estacional de invierno de cada uno de los 4 años.

Los productores deberán presentar un plan de inversiones para alcanzar los volúmenes de inyección comprometidos y obligarse a lograr una curva de producción por cuenca que garantice el sostenimiento y/o aumento de los niveles actuales-

Podrá ofrecerse a las empresas productoras participantes condiciones preferenciales de exportación en condición firme por hasta un volumen total de 11.000.000 m³ por día, a ser

comprometidos exclusivamente durante el período no invernal. Los beneficios a las exportaciones aplicaran tanto a la exportación de gas natural por ductos como para su licuefacción en el país y posterior exportación como GNL.

Se establece que el Estado Nacional podrá tomar a su cargo el pago mensual de una porción del precio del gas natural en el PIST, a efectos de administrar el impacto del costo del gas natural a ser trasladado a los usuarios.

El Banco Central de La República Argentina deberá establecer mecanismos idóneos para garantizar la repatriación de las inversiones directas y sus rentas y/o la atención de servicios de renta o principal de endeudamientos financieros del exterior, cuando dichos fondos hayan sido ingresados por el Mercado Libre de Cambios a partir de la entrada en vigencia del presente decreto y sean destinados a la financiación de proyectos enmarcados en el Plan Gas 2020-2024.

Se derogan las Resoluciones N° 80 de fecha 4 de abril de 2017 del entonces Ministerio de Energía y Minería y 175 de fecha 4 de abril de 2019 de la entonces Secretaría de Gobierno de Energía, dependiente del ex-Ministerio de Hacienda. La Secretaría de Energía deberá complementar el presente Plan Gas 2020-2024 con los programas de estímulo dispuestos en las mencionadas normas.

En la Provincia, para el 2021, Pan American Energy ofertó suministrar 8,4 millones m³ a valores de entre USD 3,39 y USD 3,59 por millón de BTU. Estos serán inyectados al sistema a través de sus operaciones en Cerro Dragón en la Cuenca del Golfo San Jorge (Chubut y Santa Cruz), como desde los yacimientos que posee en Tierra del Fuego.

Desde la Cuenca Austral, lo propio hizo CGC. Su oferta fue de 2,4 millones de m³/d, con variación de volumen, dependiendo la época del año, a USD 3,46 el millón de BTU. Esto es producción neta de Santa Cruz.

D.5 fondos petroleros

D.5.1 conceptos y experiencias internacionales

En algunos países dependientes de la exportación de petróleo y de otros recursos no renovables, los gobiernos establecen (o están estableciendo) Fondos de Recursos No-Renovables (Nonrenewable Resource Funds - NRF) o Fondos Petroleros (en el caso de que el recurso en cuestión sea el Petróleo y/o Gas Natural), para auxiliar en la implementación de las políticas fiscales y en la gestión de los ingresos (DAVIS et al., 2003). Las fluctuaciones en el precio del petróleo resaltaron la importancia de estas discusiones en diversos países productores de hidrocarburos.

La justificación para la implementación de estos fondos estaba en resguardar los ingresos del gobierno en la exploración de un recurso no renovable, debía ser reservada para que, en el momento de una pérdida en los ingresos, derivado de una caída en el precio del recurso o del agotamiento del mismo (o de ambos), el gobierno tenga instrumentos suficientes para promover la adecuación de la economía a la situación de restricción financiera.

Un fondo podría ser capaz de proporcionar estabilidad a los ingresos presupuestarios, acumulando renta cuando el precio del recurso mineral se encuentra elevado, para compensar de esta manera los periodos de caída en el valor. En segundo lugar, un fondo puede ser visto como

una manera de garantizarles a las generaciones futuras, una participación de la renta originaria de la exploración de un recurso no renovable en el presente (DAVIS et al., 2003).

Cuando un país recibe una gran cantidad de fondos del extranjero, como por ejemplo, vende grandes cantidades de recursos en el mercado internacional a un precio elevado, una de las posibles consecuencias económicas es el fenómeno de la Enfermedad Holandesa³ (Dutch Disease). De esta manera, el establecimiento de los fondos petroleros constituye también una estructura capaz de contribuir a evitar problemas causados por este tipo de fenómeno (HAUSMANN RIGOBON, 2003).

Pueden existir, tres modalidades de fondos estructurados a partir del ingreso de recursos no renovables, como por ejemplo el petróleo y el gas natural: los Fondos de Estabilización (Stabilization Funds), los Fondos de Ahorro (Saving Funds) y los Fondos de Financiamiento (Financing Funds) (DAVIS et al., 2003).

Un **fondo de estabilización** es un mecanismo designado para reducir al mínimo las fluctuaciones en los ingresos corrientes, reduciendo o eliminando, la incertidumbre y la volatilidad relacionadas al porcentaje de las rentas petroleras que compone el presupuesto. Además, tienen por objetivo proporcionar una disciplina fiscal y mayor transparencia en los gastos de los ingresos. Estos fondos acumulan recursos cuando el precio del mismo es “elevado”, compensando cuando el precio de los recursos fuera “bajo” (DAVIS et al., 2003).

Además de equilibrar el presupuesto del gobierno, un fondo de estabilización exitoso puede, también, proteger a la economía contra la Enfermedad Holandesa, al evitar la valorización de la moneda. Esto se consigue al invertir los ahorros del fondo en monedas extranjeras (títulos negociables, o securities) con objetivo de restringir la presión para el aumento del valor de la moneda en el país (DODD, 2005).

Los fondos de ahorro tienen por objetivo asegurar que un porcentaje de la renta, oriunda de las actividades presentes de exploración de petróleo y gas natural sea resguardada para las futuras generaciones, garantizando la extensión del beneficio de ingresos obtenidos a partir del agotamiento de un recurso no renovable. El monto exacto de la participación de los recursos petroleros que deben ser resguardados en el fondo, para generaciones futuras, y cuanto debe ser destinada al consumo presente, es una decisión compleja y debe considerar diversos factores, tales como el tamaño y la tasa de crecimiento de la población y cambios de tecnologías, además de factores que se alteran frecuentemente (y substancialmente) con el paso del tiempo, por ejemplo, el precio del petróleo, el volumen extraído y el costo de extracción (TERSMAN, 1991; ENGEL y VALDÉS, 2000).

Los fondos de financiación operan de manera a proporcionar el equilibrio presupuestario. De acuerdo con las reglas establecidas en cada país, del presupuesto general serían transferidas al fondo los ingresos petroleros líquidos, a través de una transferencia de recursos (DAVIS et al., 2003). Básicamente, si el presupuesto está operando, en general con ganancia, este es transferido al fondo, promoviendo una conexión explícita y transparente entre la política fiscal y la acumulación

³Básicamente, el fenómeno de la enfermedad holandesa se produce de la siguiente manera: fondos extranjeros provenientes de la venta de los recursos naturales son convertidos en moneda local, haciendo con que la moneda local se valore en relación con las monedas extranjeras. Esto, a su vez, provoca un aumento en el precio de los productos nacionales en relación con los productos extranjeros, generando que las exportaciones del país sean menos competitivas en el mercado externo. Productos agrícolas locales, productos industriales y otros artículos sufren una caída en la producción, provocando una pérdida de empleos e ingresos para la población, y aumentando la dependencia del petróleo, gas y la minería para generar los ingresos públicos (DEMEL, 2012).

de activos. El Fondo Petrolero Estatal de Noruega (Norwegian State Petroleum Fund) opera con este mecanismo (SKANCKLE, 2003).

D.5.1.1 FONDO PETROLERO ESTATAL DE NORUEGA (Norwegian State Petroleum Fund - NSPF)

El gobierno noruego estableció formalmente el NSPF el 22 de junio de 1990, cuando el parlamento aprobó el Act on the Government Petroleum Fund (SKANCKE, 2003). El fondo solo se tornó operacional en 1995 y, en 1996 recibió sus primeras transferencias. Las dos principales finalidades del fondo son la constitución de un fondo de ahorro (realizada a partir de los depósitos anuales, en coyuntura con el aumento en los precios del petróleo y del incremento de dividendos al fondo) y la contribución para la estabilidad macroeconómica (SKANCKE, 2003). Según el Ministerio de Finanzas de Noruega, el Fondo Petrolero fue designado como “a tool for coping with the financial challenges connected to an aging population and the eventual decline in oil revenues, by transferring wealth to future generations” (NORWEGIAN MINISTRY OF FINANCE, 2021).

Un factor primordial para la creación del NSPF era generar más transparente las decisiones políticas relacionadas al agotamiento de las reservas de petróleo y gas natural, además de la necesidad en garantizar el continuo aumento del gasto en pensiones. La función del ahorro es relevante para el país, sobre todo en las proyecciones del incremento de los gastos en jubilaciones (debido al envejecimiento de la población) en la misma época en que son proyectadas reducciones en los ingresos petroleros (maduración de los campos petroleros) (TSALIK, 2003; FASANO, 2000).

El fondo funciona de la siguiente manera: los beneficios, que eventualmente puedan venir del presupuesto nacional, originarios del aumento en los precios del petróleo (y con consecuente aumento de la renta petrolera), son transferidos para el fondo, en cuanto los recursos del NSPF financian, cuando es necesario, el déficit presupuestario del gobierno (relacionados a las rentas no petroleras) a través de una transferencia de valores (asumiendo que existían recursos suficientes en el fondo), evitando de esta forma un aumento del nivel de endeudamiento.

Los activos existentes en el NSPF están en la cartera del Ministerio de Finanzas, siendo estos gerenciados por el Banco Central Noruego (NORGES BANK), con un alto grado de transparencia y accountability. El volumen de los recursos acumulados muestra un rápido crecimiento, llegando a formar el 41% del PBI a final de 2001 (DAVIS et al., 2003). Este suceso se debe no solamente al elevado precio del petróleo durante los pocos años de existencia del fondo, también en la prudencia de los legisladores (TSALIK, 2003). Diferentemente de otros fondos petroleros (como el de Alaska o el de Canadá), no hay una especificación del porcentaje de las rentas petroleras que serán depositadas cada año⁴.

En las reglas de aplicaciones del capital del fondo, se destaca la prohibición de la utilización de los recursos del fondo como garantía de los prestamos públicos (o sea, una vez cubierto el déficit anual, el gobierno no puede disponer más del fondo como opción para tomar prestamos) (TSALIK, 2003). Hasta 1998, solamente era permitida la aplicación de las inversiones del fondo en títulos públicos, aunque, fueron autorizadas inversiones en acciones donde de esta manera se elevó

⁴La cantidad a ser depositada en el Fondo Petrolero Estatal de Noruega es definida anualmente, a partir de los ingresos líquidos del petróleo, después de que el déficit presupuestario sea cubierto, para que solamente el excedente será destinado al fondo de ahorro. En el caso de que el déficit público anual no este cubierto por las rentas petroleras anuales, recursos adicionales son retirados del fondo de ahorro para cubrir los débitos gubernamentales (TSALIK, 2003).

significativamente su nivel de rentabilidad (entre 1997 y 2001 la tasa líquida de retorno del NSPF fue, en promedio 3,6%, ya descontando la inflación y los costos administrativos). En octubre de 2021 el fondo alcanzó el valor de 1.200 millones de dólares

De acuerdo con Tsalik (2003), la experiencia de éxito del Fondo Petrolero Estatal de Noruega es un modelo a ser seguido por los demás países productores de petróleo. Aunque, según destaca el autor, además de los elevados precios de petróleo durante la existencia del fondo, Noruega ya poseía factores que irían a propiciar el éxito al fondo, como es la larga experiencia democrática del país, la existencia de una estructura productiva diversificada, y un elevado padrón de vida en el inicio de la producción petrolera (década de 1970).

D.5.1.2 FONDO PERMANENTE DE ALASKA (Alaska Permanent Fund)

Entre las experiencias de fondos petroleros, el Fondo Permanente de Alaska es una de los más antiguos y originales. Desde que la producción petrolera se inició en la región de North Slope en 1977, el Estado de Alaska transfirió para el fondo más de US\$ 10 mil millones, de los US\$ 70 mil millones recaudados con la exploración petrolera (TSALIK, 2003).

El debate sobre la mejor forma de utilización de los recursos petroleros en Alaska ganó importancia en la década de 1970, después de un pago de US\$ 900 millones originarios de una concesión en Prudhoe Bay en 1969, fue absorbido completamente por el gobierno estadual. A pesar de que un gran porcentaje de la cantidad haya estado destinada para obras de infraestructura, se especuló que podría haber una mala aplicación de los recursos, un hecho agravado por la acumulación de deudas contraídos en previsión de las rentas petroleras (TSALIK, 2003). De esta manera, el entonces gobernador Jay Hammond, promovió debates para que la población pudiese optar cual es la mejor manera para que sean utilizados esos recursos, en la creencia que al transferir para cada ciudadano un porcentaje de la renta originaria de la exploración de petróleo, reduciría las crecientes demandas de gastos del Estado (TSALIK, 2003)⁵.

Como la constitución de Alaska prohibía la creación de fondos específicos, sustentados por ingresos tributarios, el Fondo Permanente de Alaska fue aprobado en 1976 a través de una emenda constitucional, lo que le garantizó estabilidad institucional (TSALIK, 2003). En 1978 fue creado el Alaska Permanent Fund Corporation (APFC), con el objetivo de administrar el Fondo Permanente de Alaska. La corporación se estableció de forma independiente del Estado, puede tomar decisiones de inversión independientemente a los intereses del gobierno, además debido a la transparencia tienen que justificar sus acciones tanto en los organismos de control de Estado, como a los ciudadanos (TSALIK, 2003).

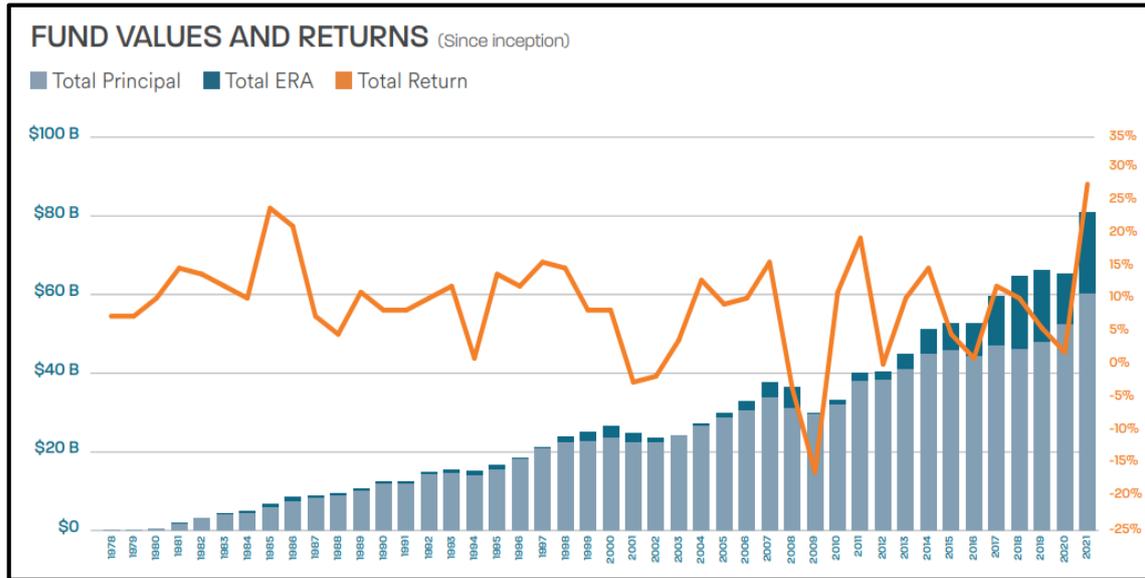
Los ingresos del fondo provienen de tres principales fuentes. La primera consiste en la transferencia al fondo de 25% de las regalías de los campos descubiertos antes de 1980 y 50% para los campos descubiertos después de 1980. La segunda fuente consiste en un porcentaje de los rendimientos de los fondos que retornan al capital inicial, con la finalidad de cubrir el efecto inflacionario. La tercera fuente de recursos consiste en transferencia (re-inversión) provenientes del Earning Reserve Account (ERA), desde que fue aprobado por la legislatura. El ERA corresponde a

⁵ La decisión victoriosa en los debates públicos, que antecedieron a la creación del Fondo Petrolero de Alaska, fue la distribución directa de sus rendimientos a los ciudadanos, como una repartición de dividendos (siempre y cuando el residente compruebe un tiempo de residencia igual o mayor a los 6 meses) (APFC, 2014; TSALIK, 2003).

la suma de los ingresos anuales residuales del fondo, después de que los dividendos fueran pagados y el fondo sea compensado debido a las pérdidas por origen inflacionario (TSALIK, 2003)⁶.

A través de la reintroducción de parte de las ganancias reales, el patrimonio del fondo paso de US\$ 1.000 millones en 1980, para US\$ 40 mil millones en 2007, para alcanzar los 81 mil millones de dólares en el año 2021 (APFC, 2021), constituyéndose en uno de los cien mayores fondos de inversiones del mundo.

Gráfico 14: Ganancias del fondo permanente de Alaska

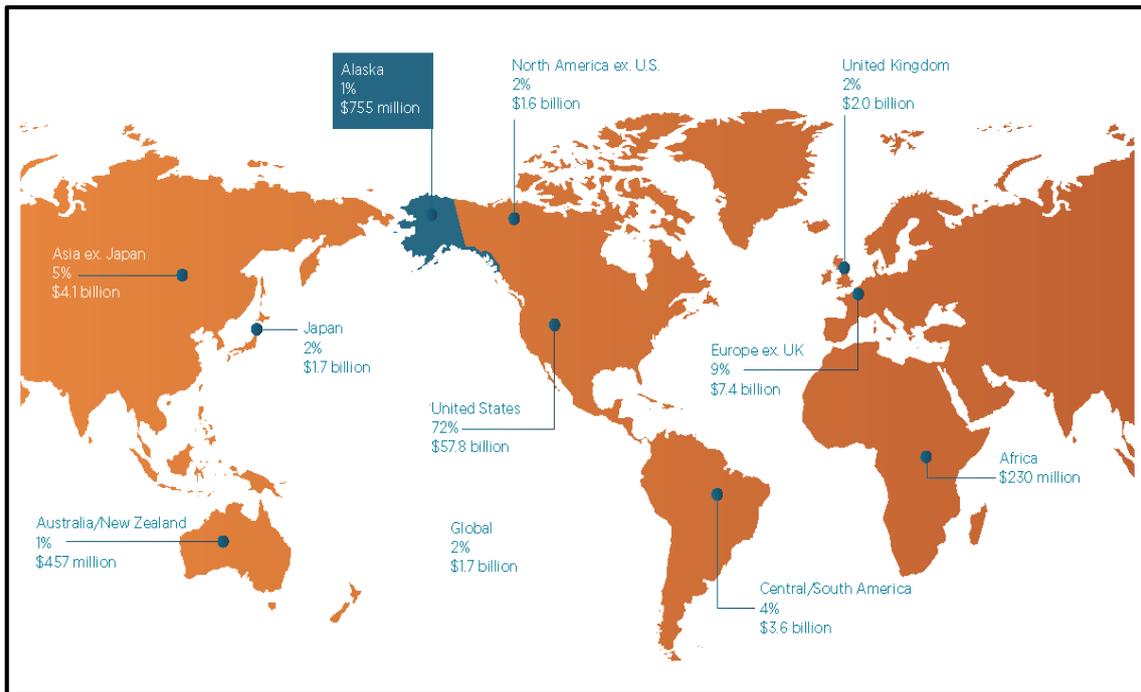


Fuente: APFC (2021)

La tasa de retorno en el año 2021 de las inversiones, llego a ser 29,73% lo que sería un récord histórico como la más alta. En el siguiente gráfico se puede observar la distribución global de la cartera de inversiones del fondo.

⁶ El Fondo Permanente de Alaska distribuye sus inversiones de la siguiente manera (para el año 2002): 37% de las inversiones fueron colocados en acciones del gobierno de Estados Unidos; 35% en Títulos Públicos; 17% en acciones extranjeras y 11% en diferentes formas de patrimonio real (TSALIK, 2003).

Gráfico 15: Distribución de las inversiones globales del fondo

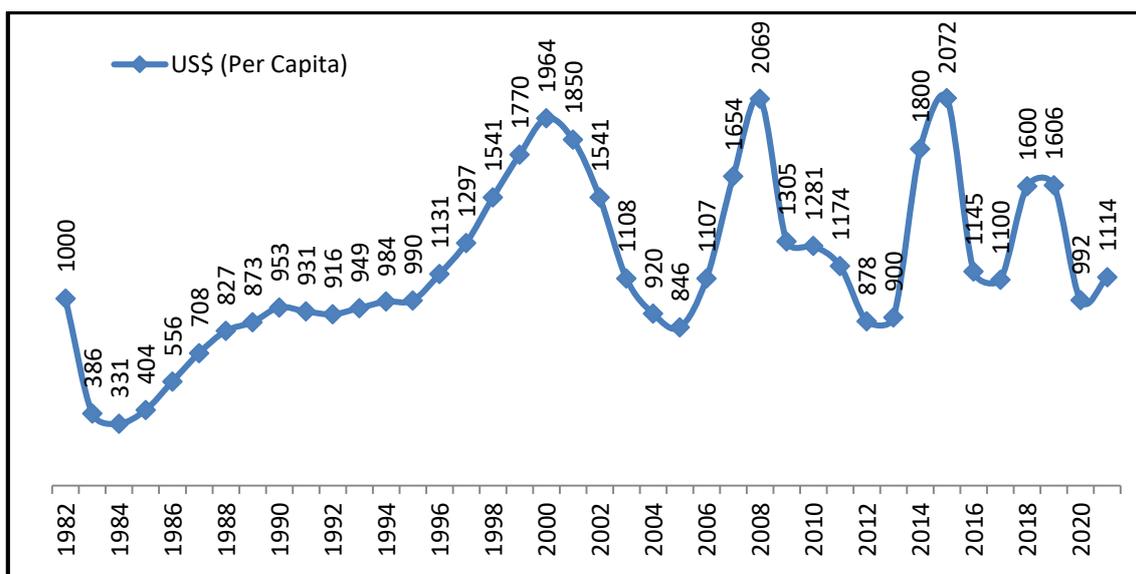


Fuente: APFC (2021)

Un equipo dedicado de profesionales especializados en finanzas gestiona los activos financieros, centrándose en lograr el mejor rendimiento general de su clase. El enfoque de inversión de la Corporación está diseñado para generar retornos que recompensen eficientemente los riesgos de inversión asumidos. La cuestión de distribuir directamente un porcentaje de los rendimientos de los recursos a cada ciudadano genera innumerables cuestionamientos acerca de la viabilidad de los proyectos y de los beneficios generados efectivamente. La distribución per cápita de los dividendos del fondo, sin distinción entre ricos y pobres, genera un alboroto de críticas de aquellos que creen que el Estado debería tener un mayor poder de diferenciación sobre la participación de estos dividendos. Al incorporar criterios de diferenciación, basados en los niveles de renta de los ciudadanos, el Estado sería capaz de promover una política distributiva más exhaustiva (SERRA, 2005).

La consecuencia inmediata en distribuir ingresos petroleros directamente en las manos de la población consistiría en el hecho de que los recursos se utilizan de acuerdo con las preferencias individuales, en lugar de ser empleado en una acción coordinada por el gobierno, para promover la acción de diversificación de la base económica local. Además, la distribución directa presenta desperdicios importantes porque implica en gastos significativos para organizar el sistema de pagos y distribución de los recursos, sobre todo en localidades con infraestructura menos desarrolladas (SANDBU, 2004). Otros obstáculos para la implantación de un sistema de distribución per cápita de la renta petrolera incluyen la necesidad de mayor fiscalización para evitar fraude en los pagos.

Gráfico 16: Distribución de los dividendos entre la población (USD en valores corrientes)



Fuente: Elaboración Propia en base a los datos de APFC (2021)

Sin embargo, más allá de la discusión sobre cómo se deben gastar los recursos, el Fondo Permanente de Alaska se enfrenta a un desafío más inmediato, dando lugar a varias preguntas sobre el sistema de funcionamiento del fondo. La región de Prudhoe Bay (donde se localiza uno de los principales yacimientos petroleros de Alaska) alcanzó su pico de producción en 1988. A partir de este año, las rentas petroleras vienen presentando una caída gradual, mientras que los ingresos de los fondos crecieron, superando, en 1988 los ingresos estatales oriundos del petróleo. El tema en cuestión se deriva del hecho de que el presupuesto de Alaska, que depende en 80% de los ingresos de petróleo, vienen registrando falta de fondos y un déficit de US\$ 1000 millones; Aunque por Ley, los recursos del fondo no pueden ser utilizados para abastecer al Tesoro Estadual (TSALIK, 2003)⁷.

D.5.1.3 FONDO PETROLERO DE ALBERTA (CANADA)

El fondo de Petróleo de Alberta, en Canadá (Alberta Heritage Savings Fund - AHSF), creado en 1976 (con regalías como principal fuente de recursos), tenía por objetivo reducir el nivel de endeudamiento de la provincia de Alberta, mejorar la calidad de vida de sus ciudadanos y promover la diversificación productiva. Tras la creación del fondo, la prioridad era la diversificación de la economía, pero a medida que los resultados de esta política no eran claros y como el déficit fiscal de la provincia creció, se utilizaron los recursos del fondo para el financiamiento del gasto público, y para reducir el déficit fiscal (TSALIK, 2003).

En principio, debido a la multiplicidad de objetivos, el fondo contaba con cinco divisiones. Solamente, la División de Inversiones Comerciales (que detenía menos del 5% del capital del fondo) invertía en títulos exclusivamente canadienses, con el propósito restricto de generar rentabilidad. La mayor parte de los ingresos fue utilizada por la División de Inversiones de Alberta para proporcionar préstamos a las corporaciones públicas, con la intención de promover la diversificación económica, pero sin el requisito de obtener beneficios comerciales. Otra parte importante del fondo fue utilizado por la División de Inversiones en Capital (Capital Projects Division) para la construcción de

⁷ En un plebiscito realizado en 1999, 83% de los ciudadanos votantes optaron por la no autorización de parte de los recursos del fondo para cubrir el déficit público (TSALIK, 2003)

hospitales y parques, o para financiar otros gastos de capital público, sin la necesidad de rentabilidad económica (TSALIK, 2003)⁸.

Cambios en el objetivo del fondo fueron posibles debido a que la norma de funcionamiento del AHSF fue aprobada por Ley Ordinaria (requiere de una mayoría para su alteración), permitiendo constantes alteraciones en las reglas de funcionamiento del fondo a lo largo del tiempo⁹. Los criterios de recaudación fueron modificados de acuerdo con el surgimiento de las nuevas necesidades y demandas políticas. Inicialmente eran destinados al fondo 30% de los ingresos provenientes del petróleo y gas natural. Entre 1984 y 1987, en una coyuntura recesiva, el gobierno redujo el porcentaje al 15%, reteniendo el saldo restante en el Tesoro de la provincia de Alberta. En 1987, frente a la baja en el precio del petróleo, el gobierno paso a desviar inclusive las ganancias del fondo para su caja central, perjudicando la operatividad del fondo¹⁰ (TSALIK, 2003).

Cuando las reservas del fondo comenzaron a escasear, el gobierno, motivado por un proceso de consulta popular, restructuró el AHSF en 1997, atribuyendo mayor énfasis en la generación de un fondo de ahorro. Desde entonces, ya no se les permite usar los recursos del fondo para la inversión directa en proyectos de desarrollo económico y la inversión social. Alternativamente, se estructuró un plan para aplicaciones en inversiones de largo plazo para la generación de ingresos (TSALIK, 2003).

Entre los problemas presentes en el funcionamiento de AHSF, existen los constantes cambios en las reglas de inversión. Por otra parte, los ciudadanos, al contrario de lo que ocurre en Alaska, no reciben dividendos, no participan (en una forma más activa) de la operación y la supervisión de las operaciones del fondo. Otro dato a señalar son los aumentos en el gasto público y la generación de déficits cubiertos por los ingresos del petróleo. Sin embargo, esta flexibilidad en el uso de recursos de los fondos para el pago del déficit en tiempos de necesidad, se puede ver, de alguna manera, como una cierta ventaja funcional.

D.5.1.4 EXPERIENCIAS FONDO PETROLERO EN MEDIO ORIENTE

El Fondo de Reserva General de Omán (Oman's State General Reserve Fund - SGRF) fue creado en 1980 con el objetivo de ahorrar los ingresos del petróleo para las futuras generaciones. Además, un fondo de contingencia se creó en 1990 para amortiguar las fluctuaciones derivadas de los flujos en los ingresos del petróleo en el presupuesto del país. Sin embargo, este fondo de contingencia fue sustituido por el Fondo del Petróleo (Oil Fund), que recibe el 15% de la renta petrolera, y se destina a financiar las inversiones en el sector petrolero (DAVIS et al., 2003).

A medida que los recursos asignados en SGRF pueden ser utilizados sin restricción por parte del gobierno, el saldo de los fondos se ha determinado, en parte, por las necesidades de gasto

⁸Entre los beneficios de los recursos del AHSF incluían a *Alberta Heritage Foundation for Medical Research*, *Alberta Heritage Scholarship Fund* y el *Reforestation Nursery Enhancement Program* (TSALIK, 2003). El repaso de estos ingresos a estos beneficiarios llevó a creer que el fondo posee una política de inversiones de largo plazo, conforme con el principio de programación de la justicia intergeneracional.

⁹El Fondo *Alberta Heritage Saving Fund* es gestionado por el Tesoro de la provincia de Alberta, y no por una empresa pública independiente, como ocurre con el Fondo Permanente de Alaska. El fondo canadiense está bajo control del gobernador, que puede administrar e invertir el 80% de los activos del fondo, sin la necesidad de autorización legislativa (TSALIK, 2003).

¹⁰ Desde 1982, el fondo transfirió para el presupuesto de Alberta, más de US\$ 16.000 millones, sin embargo, en 1995 el déficit acumulado era de US\$ 14.000 millones. De cualquier manera, el gobierno continuó utilizando los recursos del fondo para auxiliar el pago de la deuda (TSALIK, 2003).

del gobierno (FASANO, 2000). Así, debido a las constantes extracciones de recursos del fondo para subsidiar el presupuesto, el SGRF no parece ser capaz de lograr el objetivo de acumular recursos suficientes para garantizar la inversión en la industria cuando las reservas de hidrocarburos se agoten (DAVIS et al, 2003; TSALIK, 2003).

El Fondo de Reserva para las generaciones futuras de Kuwait (Kuwait's Reserve Fund for Future Generations - KRFFG), creado en 1976, tiene como objetivo generar ahorros que puedan garantizar un flujo de ingresos para las generaciones futuras. Para ello, el gobierno deposita en el fondo el 10% de sus ingresos totales, sin importar si provienen de la actividad petrolera, que serán invertidos principalmente en activos extranjeros (DAVIS et al, 2003; FASANO, 2000). El uso de los recursos del fondo al final de la Guerra del Golfo, ayudó en la reconstrucción del país (TSALIK, 2003).

D.5.1.5 EXPERIENCIAS FONDO PETROLERO EN AZERBAIYAN Y KAZAJSTAN

Ubicada en el Mar Caspio, la República de Kazajstán es rica en recursos minerales y viene presentado en los últimos años un gran crecimiento económico. Sin embargo, los beneficios de esta riqueza y el crecimiento no se distribuyen uniformemente entre la población, con altas tasas de desempleo, especialmente en las zonas rurales, sobre todo en los jóvenes y mujeres (PPRC, 2014).

El crecimiento económico de Azerbaiyán era a una tasa media anual de 10%, muy elevado para cualquier país, especialmente un país en desarrollo del antiguo bloque soviético. Pero, a pesar de todo el vigor económico, Azerbaiyán y Kazajstán, todavía se enfrentan a graves problemas del subdesarrollo de su sistema político y la sostenibilidad económica. Además de los grandes problemas de pobreza (49% de la población vive en la pobreza absoluta), el conflicto territorial de Nagorno-Karabakh dejó al país cerca de 800 mil personas sin hogar (SHULTZ, 2005). El gobierno sigue dependiendo en gran medida del sector petrolero para sus ingresos, una disminución de precios de los hidrocarburos puede afectar significativamente el proceso de desarrollo socioeconómico. A pesar de que el sector de petróleo constituyó en 2005 el 27% del PBI, los impuestos que fueron pagados por el sector representaron aproximadamente el 40% del total de ingresos del presupuesto público (PFMC, 2014).

En Kazajstán, el gobierno nacional creó en el año 2000, un fondo nacional (National Fund for the Republic of Kazakhstan- NRFK) que recibe una parte designada de la renta petrolera nacional. El fondo fue diseñado con dos objetivos principales: utilizar los ingresos petroleros para garantizar un desarrollo social y económico estable mediante la reducción de la vulnerabilidad de la economía a las fluctuaciones del precio del petróleo, y acumular fondos para las generaciones futuras. Uno de los enfoques de la labor de las organizaciones de la sociedad civil sobre las industrias extractivas en Kazajstán es supervisar de manera efectiva las operaciones del Fondo Nacional.

El gobierno de Azerbaiyán también ha instituido en el año 2000 un fondo nacional de petróleo, el Fondo Estatal de Petróleo de Azerbaiyán (State Oil Fund of the Azerbaijan Republic - SOFAZ), que a pesar de tener los mismos objetivos del Fondo Nacional Kazajstán busca financiar inversiones estratégicas en lugar de los gastos corrientes. En sus primeros años de funcionamiento, los gastos del SOFAZ incluyeron la financiación de un oleoducto para la exportación y el reasentamiento de los refugiados (WEAKEMAN - LINN et al., 2003). Sin embargo, en 2003, en un contexto de las directrices, el entonces presidente firmó un decreto que permitía el uso de los dineros del fondo para cubrir el déficit del presupuesto nacional, y el uso de cerca de US\$ 100 millones del

fondo petrolero para pagar las pensiones y aumentar los salarios, en un año de elecciones presidenciales (SHULTZ, 2005), dificultando, de esta forma, el monitoreo del uso de estos fondos y amenazando el principio de la utilización de estos para futuras inversiones.

Tratando de eludir esos problemas, organizaciones de sociedades civiles establecieron como prioridad la tarea de supervisar el flujo de ingresos generados por la industria petrolera y ejercer presión para que el gobierno destine una parte significativa de estos fondos para proyectos que ayuden a reducir la pobreza y generar desarrollo económico. Estas iniciativas, liderado por el Monitor Fiscal de Kazajstán (Kazakhstan Revenue Watch - KRW), se centran en dos objetivos: para persuadir al gobierno para promover la transparencia en relación con el flujo de estos ingresos y la autonomía de las organizaciones de la sociedad civil para comprender los problemas en cuestión y asumir la función de monitorear e influenciar en las políticas públicas¹¹(KRW 2014).

D.5.2 FONDO ANTICICLICO DE ESTABILIZACION Y DESARROLLO DE NEUQUEN

El fondo de estabilización y desarrollo de la Provincia de Neuquén fue creado el 19 de noviembre de 2020 con la aprobación por el poder legislativo provincial la Ley N° 3269, constituyendo el Fondo Anticíclico de Estabilización y Desarrollo de Neuquén. El Fondo está constituido por el Subfondo Anticíclico y el Subfondo de Desarrollo.

Se creó como una herramienta de política fiscal y promoción del desarrollo sustentable de la provincia. El mismo se constituye bajo la forma jurídica de un fideicomiso y se rige bajo los principios de transparencia, publicidad, segregación patrimonial, inembargabilidad, inalienabilidad y control parlamentario permanente.

El fondo se financiará con recursos provenientes de:

a) El 50 % de las regalías correspondientes a la producción exportada de petróleo en el mes de referencia.

El volumen a considerar para el cálculo de la producción exportada de petróleo, medido en barriles diarios destinados al mercado externo, no podrá ser superior a la diferencia entre la producción total promedio diaria del mes de referencia y la producción base de petróleo, entendiéndose por la misma a un promedio diario en el mes de 160 000 barriles.

b) El 50 % de las regalías correspondientes a la producción exportada de gas natural en el mes de referencia.

El volumen a considerar para el cálculo de la producción exportada de gas, medido en millones de metros cúbicos diarios con destino el mercado externo, no podrá ser superior a la diferencia entre la producción total promedio diaria del mes de referencia y la producción base de gas, entendiéndose por la misma a un promedio diario en el mes de 65 millones de metros cúbicos.

¹¹ Para desarrollar la capacidad necesaria de la sociedad civil para la tarea de fiscalización, el KRW ofrece cursos regulares sobre monitoreo de los ingresos petroleros y de cuestiones presupuestarias, de esta forma, hace donaciones a organizaciones locales para apoyar las iniciativas de fiscalización. El grupo también busca desarrollar una mayor interacción con los medios de comunicación, al invitar a periodistas para hacer parte de la mesa redonda, seminarios y oficinas de trabajo, a través de cobertura de tales eventos en revistas y noticieros de televisión (KRW, 2014)

c) El 20 % del excedente que surja entre las regalías mensuales de petróleo y gas — considerados conjuntamente— por abastecer al mercado interno y su promedio de los últimos 36 meses ajustados por el Índice de Precios al Consumidor de bienes y servicios para la ciudad de Neuquén, nivel general, elaborado por la Dirección Provincial de Estadística y Censos de la provincia del Neuquén, en adelante IPC-Nqn. Esta condición no operará los meses en los cuales el Fondo reciba recursos de acuerdo con las previsiones de los incisos a) y b).

d) El producto de la rentabilidad que genere la inversión de los recursos del propio Fondo, descontados los costos de dicha gestión.

e) Los recursos adicionales que defina el Poder Ejecutivo.

f) Cualquier otro recurso adicional que se asigne por ley.

Se creó el Subfondo Anticíclico con el objeto de amortiguar caídas en los ingresos corrientes de la Administración pública provincial y asistirle en situaciones de desastres y emergencias sanitarias (endemias o pandemias) previamente declaradas como tales por la Honorable Legislatura del Neuquén.

El Subfondo Anticíclico se integra con los recursos que ingresen al Fondo de Estabilización y Desarrollo del Neuquén hasta alcanzar un monto máximo equivalente al 20 % de los recursos corrientes de la Administración pública provincial, evidenciados en la cuenta general de inversión.

Se creó el Subfondo de Desarrollo con el objeto de fomentar la diversificación de la matriz productiva y el desarrollo sostenible de la provincia. El Subfondo de Desarrollo se integra con los recursos que ingresen al Fondo de Estabilización y Desarrollo del Neuquén una vez satisfecho el límite de integración del Subfondo Anticíclico, definido en el párrafo anterior. No existirá monto máximo de integración para el Subfondo de Desarrollo.

Los recursos del fondo tendrán por destino único inversiones de capital estratégicas vinculadas al desarrollo logístico, la conectividad, la ciencia, tecnología, la innovación, la economía creativa y del conocimiento, el sector turístico, las energías limpias, la producción primaria y su cadena de valor. Se prohíbe el uso del fondo para promover actividades vinculadas con el sector hidrocarburífero o su cadena de valor, como también el financiamiento de gastos operativos y el otorgamiento de subsidios.

D.6 CREACION DE UN FONDO PROVINCIAL PETROLERO ANTICICLICO

D.6.1 FONDO PETROLERO SANTACRUCEÑO PARA LA ESTABILIZACIÓN FISCAL Y EL DESARROLLO PRODUCTIVO (FPSEFDP).

La importancia que han tenido los fondos petroleros para el desarrollo económico y productivo en los países analizados sirven como ejemplo a seguir por las provincias argentinas dependiente de los ingresos petroleros, y que pretenden ser económica y fiscalmente responsables para sortear posibles variaciones bruscas en el precio del petróleo que puedan llevar a déficit y posibles endeudamientos, favoreciendo el desarrollo de nuevas actividades económicas para las futuras generaciones.

Un fondo podría ser capaz de proporcionar estabilidad a los ingresos presupuestarios, acumulando renta cuando el precio del recurso mineral se encuentra elevado, para compensar de esta manera los periodos de caída en el valor.

La introducción de una dimensión intertemporal en el análisis es necesaria, ya que la reproducción física de los recursos no renovables no está asegurada, y estos se agotarán para las generaciones futuras al ser extraídas en el presente. De esta manera, el concepto de desarrollo sustentable, entre otros aspectos, refleja la relación de causalidad entre el presente y el futuro.

El petróleo y gas natural, son recursos naturales no renovables, tal peculiaridad hace con que la extracción presente de estos recursos implique en la imposibilidad de una extracción futura, en periodos posteriores, generando así un costo de oportunidad que debe ser contabilizado. Este costo corresponde al valor que podría ser obtenido en alguna época futura por la explotación de tal recurso, por ese motivo es importante la existencia de un fondo petrolero con inversiones en desarrollo económico y productivo, generando nuevas actividades económicas e infraestructura, para que la renta generada sea utilizada para promover una diversificación de la base económica productiva, a fin de proporcionar a las generaciones futuras, una fuente de renta alternativa, cuando ocurra el agotamiento del recurso.

También no hay que dejar de lado que en la actualidad se debe considerar además de lo mencionado, las restricciones de su uso por el impacto ambiental y el encarecimiento por la implementación de capturas de carbono. La transición energética impondrá restricción en la demanda por los diversos compromisos ambientales.

En el ANEXO I, se propone un Proyecto de Ley, para la creación del Fondo Petrolero Santacruceño para la estabilización fiscal y el desarrollo productivo.

D.6.2 ESTIMACIÓN ECONÓMICA DEL FONDO PETROLERO SANTACRUCERO PARA LA ESTABILIZACIÓN FISCAL Y EL DESARROLLO PRODUCTIVO.

La ley provincial 1494/82 establece que el 7% del total recaudado por regalías petroleras se debe coparticipar entre las diferentes comunas, el restante 93% se centraliza en el gobierno provincial.

Estimaremos el FPSEFDP a partir de varios supuestos:

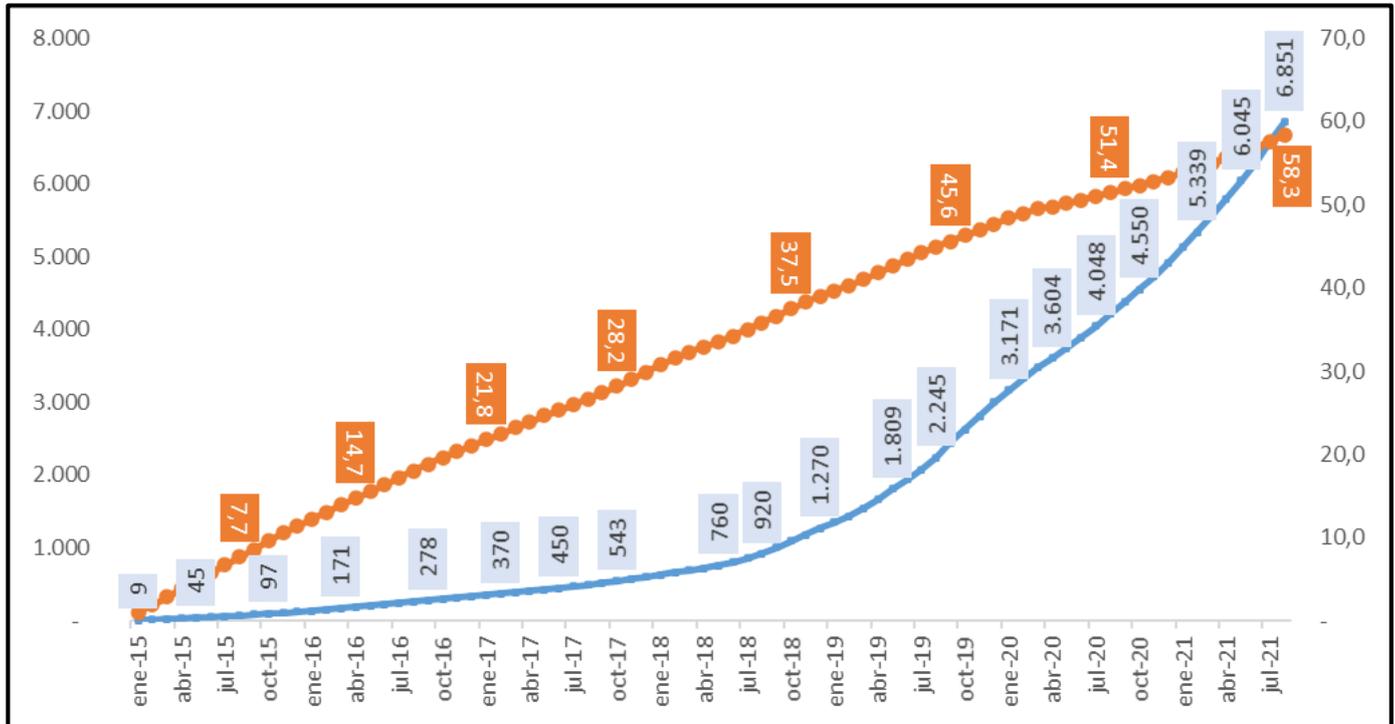
- Del 93% de la recaudación de regalías que centraliza la provincia se destinará el 3% para el FPSEFDP que será administrado por el Ministerio de Economía, Finanzas e Infraestructura;
- La fecha de proyección será con datos históricos entre enero de 2015 y agosto de 2021;
- No hay déficit fiscal durante el periodo proyectado, ni tampoco inversiones en desarrollo productivo, por lo tanto, el fondo no será utilizado y se reinvertirán las utilidades.

En la elaboración del proyecto, como en el modelo expuesto en los anexos del presente trabajo, se toman los datos y estimaciones en pesos argentinos, ya que a la provincia las regalías le ingresan en esta moneda, y al ser fondos públicos las inversiones que se realicen en el FPSEDP deben ser de bajo o moderado riesgo. Podrían realizarse inversiones en moneda extranjera (dólar

estadounidense por ejemplo) de igual manera, pero para simplificar el ejercicio se utilizó la moneda nacional.

Los recursos destinados al fondo se aplicaron en instrumentos financieros del BCRA¹²

Gráfico 17: Proyección del flujo de fondos del FPSEFDP (millones de pesos y dólares)



Fuente: Elaboración propia con datos de la Secretaria de Energía y del BCRA (2021)

En el gráfico se puede observar el crecimiento económico de los flujos del FPSEFDP, en el Anexo II se encuentra detallado los cálculos mensuales desde el inicio hasta alcanzar los 6.851 millones de pesos. La estimación en dólares se hizo sin aplicación en instrumentos financieros, con la compra directa de dólares mensualmente después de calcular el 3% de las regalías cobradas en pesos.

Es importante destacar que el saldo acumulado del fondo es mayor que el superávit primario en el primer semestre del año 2021, tal como pudimos observar en el gráfico 9. Por lo tanto, en caso de que el precio del crudo internacional vuelva a caer a valores de la pandemia y no exista un precio de barril criollo estable, el fondo podría temporariamente cubrir ese déficit originados por las variaciones del precio internacional que genera vaivenes en las cuentas públicas de las provincias dependientes de las regalías petroleras.

¹² Tasa de interés de Política Monetaria: Hasta el 31 de diciembre de 2016 corresponde a la tasa de interés de la LEBAC a 35 días de plazo. A partir del 2 de enero de 2017 y hasta el 2 de mayo de 2018 corresponde al centro del corredor de tasas de interés de los países a 7 días de plazo. A partir del 8 de agosto de 2018, la tasa de referencia de la política monetaria es la de Letras de Liquidez (LELIQ). A partir del 1° de octubre de 2018, la tasa de política monetaria pasa a ser definida como la tasa promedio resultante de las operaciones diarias de Letras de Liquidez (LELIQ) con las entidades financieras.

Por otra parte, similar a otros fondos, un porcentaje del mismo, podría ser utilizado para actividades de desarrollo económico de la provincia, como por ejemplo la diversificación energética mediante nuevas fuentes de energía renovables que generen empleo, valor agregado y exportaciones, tales como la producción de hidrogeno, y otras actividades relacionadas a la industria. Pero también para el desarrollo de infraestructura para incentivar el turismo provincial que cuenta con un enorme potencial a desarrollar y la conectividad entre las localidades.

E. conclusiones y resultados

La mayor parte del reconocimiento internacional en este sector no se debe únicamente al rápido y eficiente desarrollo de su industria, sino a su capacidad de distribuir los beneficios económicos y comerciales de esta actividad a la sociedad. El Modelo Petrolero Noruego es un ejemplo interesante de como un pequeño país logró organizar todas sus habilidades, para aprovechar la oportunidad única de usar los recursos petroleros y dar el salto hacia nuevas actividades industriales e incursionar en los mercados globales.

La principal característica de un fondo petrolero eficiente, es que debe operar de manera integrada con el resto del presupuesto público (en el contexto de una política fiscal eficiente), la gestión eficaz de los activos y la existencia de mecanismos para garantizar la plena transparencia de cuentas del proceso (por ejemplo, presentación de informes públicos y puntos de vista de las auditorías independientes disponibles para la población general) tal como lo hace el fondo de Alaska.

Independientemente de las políticas y estructuras formales establecidas por los gobiernos en la elaboración de los fondos, es esencial capacitar a las organizaciones de la sociedad civil a participar activamente en la fiscalización de los ingresos petroleros generados por las industrias extractivas. El Open Society Institute (OSI, 2014) comenzó las iniciativas claves en Kazajstán, por ejemplo, el Monitor Fiscal de Kazajstán (Kazakhstan Revenue Watch - KRW), ofrece cursos regulares de capacitación para organizaciones de la sociedad civil interesadas en las iniciativas de monitoreo y, a través de la Fundación Soros – Kazajstán¹³, planea hacer donaciones a las organizaciones que se ocupan de la supervisión de los ingresos a nivel local. Esta formación ofrece amplios beneficios en una región donde la democracia es todavía reciente¹⁴.

El Fondo de Estabilización para la Provincia de Neuquén (FODEN), aprobado por la legislatura provincial, entrará en vigencia el 1° de enero de 2022. Estará compuesto por dinero que llegue de las regalías del petróleo y gas exportado de Vaca Muerta.

Este proyecto tuvo un largo debate en el ámbito legislativo, con la presentación de diferentes expertos en una ronda de debates abiertos, para que sea un “fondo anticíclico”.

Con las nuevas oportunidades para exportar que tiene el shale oil neuquino gracias a los mejores precios internacionales del Brent, el crudo del Mar del Norte que es referencia para el mercado argentino, el FODEN o “Fondo Vaca Muerta” tiene un camino fructífero por delante.

Es importante notar que la existencia de renta económica en la actividad petrolera se debe, antes de todo, a la peculiaridad de los recursos minerales (petróleo, gas natural y minerales) no serán renovables en la naturaleza. Esto implica que la extracción de estos recursos en determinado periodo hace que no estén disponibles en periodos posteriores. Pero precisamente, a extracción de un recurso no renovable en el presente conlleva un costo de oportunidad en extraerlo en el futuro. Este costo por el uso, conocido como Renta de Hotelling, debería representar la diferencia entre el

¹³Soros Foundation – Kazakhstan. Disponible en: <<http://www.soros.kz>>

¹⁴En algunos países, las organizaciones que monitorean los ingresos generados por la industria extractiva aún enfrentan resistencias y restricciones a la difusión de datos e informes. En Kazajstán, las organizaciones de la sociedad civil necesitan una autorización por escrito por parte del gobierno para publicar su informe, incluyendo cualquier documento publicado en inglés, e incluso boletines periódicos publicados en la lengua nacional (SHULTZ, 2005).

precio de los recursos y su costo marginal de producción, constituyendo parte de la renta mineral. Se trata de una compensación al propietario del yacimiento por su agotamiento, debido a las extracciones de los recursos.

De esta forma, es pertinente dejar en claro que el royalty es la renta de escasez. Es la compensación al propietario de su recurso (o de su orden) por su uso hoy, en vez de en un futuro. Así, el mecanismo de pagos de los royalties debe ser considerado como un instrumento de políticas públicas capaz de promover la equidad intergeneracional (concepto intrínsecamente conectado al de justicia social: posibilitar a las futuras generaciones a las mismas condiciones de sustentabilidad que fueran dadas a las actuales). Existe, por lo tanto, un evidente principio para que los recursos oriundos de las Participaciones Gubernamentales, en especial, las regalías de petróleo y gas natural, sean aplicados en la diversificación de la economía local, como forma de permitir a la sociedad otras fuentes de renta cuando se agote el petróleo y gas natural.

La utilización de los recursos de las regalías, oriundos de la exploración de recursos naturales no renovables (petróleo y gas natural), en la promoción de un desarrollo sustentable depende principalmente de instituciones eficientes, inversiones en capital humano, conocimiento técnico e infraestructura. Experiencias internacionales demostraron que el suceso de políticas de desarrollo basado en recursos naturales se fundamentaba sobre las necesidades de generar un alto nivel de capitalismo humano y desarrollar una capacidad de aprendizaje de innovaciones nacional (FERRANTI et al., 2002).

La creación del fondo petrolero santacruceño para la estabilización fiscal y el desarrollo productivo puede ser una de las herramientas que le de mas previsibilidad en el futuro al manejo de los recursos y gastos del estado provincial, y que sirva de solución a la problemática comentada y analizada a lo largo del trabajo.

Pero sin quedarse en que sea solo un fondo anticíclico o anticrisis, también que tenga la posibilidad de que sus recursos tengan en el sub fondo de desarrollo como destino único inversiones de capital estratégicas vinculadas al desarrollo logístico, la conectividad, la ciencia, tecnología, la innovación, la economía creativa y del conocimiento, el sector turístico, las energías limpias, la producción primaria y su cadena de valor.

Es importante que el porcentaje de las regalías destinadas al FPSEFDP sirva como base de un desarrollo económico sustentable y sostenido en el tiempo para mejorar el bienestar de la población local.

F. Bibliografía

Bibliografía

APFC (2021). "Annual Reports" disponibles en: <https://annualreport.apfc.org/>

BCRA (2021). Tipo de cambio disponible en: <https://www.bcra.gob.ar/estadisticas>

DAVIS, J., OSSOWSKI, R., DANIEL, J., BARNETT, S., (2003). "Stabilization and Saving Funds for Nonrenewable Resources: Experience and Fiscal Policy Implications". In: Davis, J., Ossowski, R., Fedelino, A. (editors), Fiscal policy formulation and implementation in oil-producing countries, Washington, D.C.: International Monetary Fund, pp.273-315.

DEMEL, A. (2012). "Reestruturação Petrolífera na Argentina: Estudo Comparativo com o Brasil". Rio de Janeiro. COPPE-UFRJ

FASANO, U., (2000). Review of the Experience with Oil Stabilization and Saving Funds in Selected Countries, Washington D.C.: International Monetary Fund, IMF Working Paper WP/00/12, June. Disponible en: <http://www.imf.org>

FERRANTI, D.; PERRY, G.; LEDERMAN, D.; MALONEY, W., (2002). From Natural Resources to the Knowledge Economy, World Bank Latin American and Caribbean Studies, Washington D.C.: The World Bank.

Gobierno de Santa Cruz (2021). Responsabilidad Fiscal. Disponible en: <https://www.santacruz.gob.ar/responsabilidad-fiscal>

HAUSMANN, R., RIGOBON, R., (2003). "Na Alternative Interpretation of the 'Resource Course': Theory and Policy Implications". In: Davis, J., Ossowski, R., Fedelino, A. (editors), Fiscal policy formulation and implementation in oil-producing countries, Washington, D.C.: International Monetary Fund, pp.13-44.

KRW.Kazakhstan Revenue Watch, (2014). Disponible en: <http://www.kazakhstanrevenuewatch.org>

Ministerio de Economía (2021). Informes provinciales, provincia de Santa Cruz. Disponible en: <https://www.argentina.gob.ar/economia/politicaeconomica/informes-provinciales>

MTEySS (2021). Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social – Observatorio de Empleo y Dinámica Empresarial (OEDE). Disponible en: <https://www.trabajo.gob.ar/estadisticas/oede/estadisticasregionales.asp>

NORWEGIAN MINISTRY OF FINANCE, (2021). "The Norwegian Government Petroleum Fund". Disponible en: <http://www.odin.dep.no/fin/engelsk/p10001617/>

OPC (2021). Oficina de Presupuesto del Congreso. Datos Fiscales Provinciales. Disponible en: <https://www.opc.gob.ar/monitores-fiscales/datos-fiscales-provinciales/>

PFMC.Public Finance Monitoring Center, (2014). Disponible en: <https://www.socialwatch.org/es/node/15850>

PPRC. Public Policy Research Center - Kazakhstan, (2006). Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/317133246_Elite_preferences_and_transparency_promotion_in_Kazakhstan

RODRIGUEZ GALLI, J.; ZOCCA, J. (2021) Disponible en: <https://www.abogados.com.ar>

SANDBU, M., (2004). "Taxable Resource Revenue Distributions: A Proposal for Alleviating the Natural Resource Curse", New York: The Earth Institute at Columbia Institute, CGSD Working Papers Series, n.º 21, aug. Disponible en: <http://www.earth.columbia.edu>

Secretaria de Energía (2021), Datos de producción y regalías disponibles en: <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia>

SERRA, R (2005). Contribuições para o Debate Acerca da Repartição dos Royalties Petrolíferos no Brasil. Tese de Doutorado, IE/UNICAMP, Campinas, SP, Brasil.

SKANCKE, M., (2003). "Fiscal Policy and Petroleum Fund Management in Norway". In: Davis, J., Ossowski, R., Fedelino, A. (editors), Fiscal policy formulation and implementation in oil-producing countries, Washington, D.C.: International Monetary Fund, pp. 316-338.

TSALIK, S., (2003). Caspian Oil Windfalls: Who Will Benefit?, Central Eurasia Project, Open Society Institute, Caspian Revenue Watch. Disponible en: <http://www.soros.org>

WAKEMAN-LINN, J., MATHIEU, P., VAN SELM, B., (2003). "Oil Funds in Transition: Azerbaijan and Kazakhstan". In: Davis, J., Ossowski, R., Fedelino, A. (editors), Fiscal policy formulation and implementation in oil-producing countries, Washington, D.C.: International Monetary Fund, pp.339-358.

G. Anexo I – Proyecto de Ley

Proyecto de Ley

FONDO PETROLERO SANTACRUCEÑO PARA LA ESTABILIZACIÓN FISCAL Y EL DESARROLLO PRODUCTIVO

CAPÍTULO I

CONFORMACIÓN DEL FONDO

Artículo 1.º Se crea el Fondo Petrolero Santacruceño de Estabilización Fiscal y Desarrollo Productivo como una herramienta de política fiscal y promoción del desarrollo sustentable de la provincia. El mismo se constituye bajo la forma jurídica de un fideicomiso y se rige bajo los principios de transparencia, publicidad, segregación patrimonial, inembargabilidad, inalienabilidad y control parlamentario permanente.

Artículo 2.º El Fondo Petrolero Santacruceño de Estabilización Fiscal y Desarrollo Productivo se constituye con recursos provenientes de:

a) El 3 % de las regalías, correspondientes a la producción de petróleo y gas en el mes de referencia. Los recursos provinciales se consideran netos de la distribución que corresponde y al Régimen para la Coparticipación de Recursos a Municipios y Comisiones de Fomento previsto en la Ley 1494/82 o la norma que la remplace.

b) El producto de la rentabilidad que genere la inversión de los recursos del propio Fondo, descontados los costos de dicha gestión.

c) Los recursos adicionales que defina el Poder Ejecutivo.

d) Cualquier otro recurso adicional que se asigne por ley.

En ninguna circunstancia las transferencias a los municipios y comisiones de fomento pueden verse afectadas por la implementación de la presente ley.

Artículo 3.º El Fondo Petrolero Santacruceño de Estabilización Fiscal y Desarrollo Productivo está constituido por el Subfondo Anticíclico y el Subfondo de Desarrollo.

CAPÍTULO II

SUBFONDO ANTICÍCLICO. OBJETIVOS, CONSTITUCIÓN Y UTILIZACIÓN

Artículo 4.º Se crea el Subfondo Anticíclico con el objeto de ser usado para amortiguar caídas en los ingresos corrientes de la Administración pública provincial y asistir a **en situaciones de desastres y emergencias sanitarias (endemias o pandemias)** previamente declaradas como tales por la Honorable Cámara de Diputados de la Provincia de Santa Cruz.

Artículo 5.º La aplicación a los destinos previstos en el artículo 4.º de la presente ley podrá realizarse siempre y cuando se garantice un monto mínimo de integración del Subfondo Anticíclico equivalente a los diez millones de dólares estadounidenses. Para la conversión se debe aplicar el tipo de cambio de referencia de la Comunicación A 3500 del Banco Central de la República Argentina o la que la remplace, correspondiente al día hábil inmediato anterior a la solicitud de autorización de uso del Subfondo Anticíclico.

Artículo 6.º El Poder Ejecutivo podrá acceder a los recursos disponibles en el Subfondo Anticíclico siempre que se verifique alguna de las siguientes condiciones y se cumplan los siguientes límites y obligaciones:

a) Si durante un mes, la suma de la recaudación de impuestos provinciales, las transferencias automáticas nacionales (del régimen previsto en la Ley nacional 23 548 y sus modificatorias) y las regalías hidrocarburíferas resulta inferior en, al menos, un 10 % al valor previsto en el presupuesto vigente.

En este caso, el monto máximo de recursos a utilizar del Subfondo Anticíclico no puede superar el defecto de recursos del mes.

Para acceder a los recursos, el Ministerio de Economía, Finanzas e Infraestructura o el organismo que lo remplace debe acreditar ante el Fiduciario la situación descrita en el párrafo anterior, según las previsiones del inciso e) del artículo 17 de la presente ley y su correspondiente reglamentación.

Si durante un año calendario hiciera falta recurrir más de dos veces a la aplicación de este mecanismo compensatorio mensual, se deberá requerir en forma previa al tercer desembolso la autorización legislativa.

b) Si al momento de elaborar el Presupuesto General de la Administración Provincial, se prevé una reducción interanual de los ingresos por regalías de petróleo y gas (consideradas en conjunto) en términos reales, de acuerdo con las pautas macrofiscales de inflación, el Poder Ejecutivo podrá incluir en el proyecto de ley de presupuesto la previsión de compensaciones, sobre una base trimestral, de los menores ingresos reales presupuestados de regalías de petróleo y gas.

A esos efectos, se deberá incluir un artículo que establezca la autorización correspondiente y que fije un monto máximo anual a utilizar del Subfondo Anticíclico.

Las compensaciones se deben efectuar sobre valores trimestrales efectivamente ejecutados contra las ejecuciones del mismo trimestre del año anterior, con el correspondiente ajuste por inflación que determine el Ministerio de Economía, Finanzas e Infraestructura.

La compensación trimestral no puede superar el defecto así calculado y se debe respetar el monto máximo anual autorizado a compensar en la ley de presupuesto.

La disposición de los fondos con los límites establecidos en esta ley y en la ley de Presupuesto General de la Administración Provincial debe operar con la única condición de la previa acreditación ante el fiduciario de la situación descrita en los párrafos anteriores, según las previsiones del inciso e) del artículo 17 de la presente ley y su correspondiente reglamentación.

c) Si la Honorable Cámara de Diputados de la Provincia de Santa Cruz declara una situación de desastre o emergencia sanitaria (endemia o pandemia), podrá autorizar al Poder Ejecutivo, con aprobación de la mayoría de los miembros, a acceder a recursos del Subfondo Anticíclico y

determinar el monto máximo a utilizar. Estos deben destinarse exclusivamente a atender las necesidades específicas derivadas de la situación declarada.

Artículo 7.º En caso de estar vigente una autorización legislativa para hacer uso del Subfondo Anticíclico según las previsiones del inciso b) del artículo 7.º de esta ley, la utilización de la posibilidad del inciso a) de dicho artículo se tomará como un anticipo de la anterior, a regularizar a fin del trimestre, según las previsiones del inciso b) y respetando el límite anual de acceso a los fondos establecido en dicho marco.

Artículo 8.º La aplicación del inciso a) del artículo 2.º, quedará sin efecto los meses en que se haga uso del inciso a) del artículo 7.º de la presente ley.

CAPÍTULO III

SUBFONDO DE DESARROLLO. OBJETIVOS, CONSTITUCIÓN Y UTILIZACIÓN

Artículo 9.º Se crea el Subfondo de Desarrollo con el objeto de fomentar la diversificación de la matriz productiva y el desarrollo sostenible de la provincia.

Artículo 10.º El Subfondo de Desarrollo se integra con los recursos que ingresen al Fondo Petrolero Santacruceño de Estabilización Fiscal y Desarrollo Productivo una vez satisfecho el límite de integración del Subfondo Anticíclico, definido en el artículo 5.º. No existirá monto máximo de integración para el Subfondo de Desarrollo.

Artículo 11.º Los recursos en poder del Subfondo de Desarrollo tendrán por destino único inversiones de capital estratégicas vinculadas al desarrollo logístico, la conectividad, la ciencia, tecnología, la innovación, la economía creativa y del conocimiento, el sector turístico, las energías limpias, la producción primaria y su cadena de valor.

Artículo 12.º El destino específico de los recursos del Subfondo de Desarrollo se debe incluir en el plan de inversiones de la ley de presupuesto que apruebe Honorable Cámara de Diputados de la Provincia de Santa Cruz.

CAPÍTULO IV

DE LA FORMA Y GOBIERNO DE LOS FONDOS, TRANSPARENCIA Y RENDICIÓN DE CUENTAS

Artículo 13.º El Fondo Petrolero Santacruceño de Estabilización Fiscal y Desarrollo Productivo asume la forma jurídica de fideicomiso, a fin de garantizar la independencia de sus recursos de los del patrimonio de la provincia.

Artículo 14.º Serán parte del fideicomiso los siguientes sujetos:

a) Fiduciante: la provincia, representada por el Ministerio de Economía, Finanzas e Infraestructura o el organismo que lo remplace, el cual, evidenciadas las condiciones establecidas de la presente ley, se obliga a transferir los fondos hacia el patrimonio de afectación.

b) Fiduciario: se designa como tal al BANCO DE SANTA CRUZ S.A.

c) Beneficiario: la provincia o quien esta designe.

d) Fideicomisario: se designa al fiduciante, a fin de disponer del remanente por cumplimiento del plazo del fideicomiso.

e) Agente financiero: se designa al BANCO DE SANTA CRUZ S.A.

f) Comité de Administración: debe estar integrado por el ministro jefe de Gabinete, ministro de Economía, Finanzas e Infraestructura, Ministro de Producción, Comercio e Industria o quienes los replacen, y un representante del Poder Ejecutivo con rango de ministro o secretario de Estado con injerencia directa en las áreas estratégicas definidas en el artículo 12 de la presente ley. Asimismo, el Comité debe contar con dos representantes designados por la Honorable Cámara de Diputados de la Provincia de Santa Cruz pertenecientes uno, al bloque del partido/alianza que gobierna; y uno, a los restantes bloques mayoritarios. Los representantes del Poder Legislativo deben ejercer sus mandatos durante cuatro años. La presidencia del Comité de Administración debe recaer en un representante del Poder Ejecutivo. Las decisiones deben tomarse por mayoría y, en caso de empate, con el doble voto de quien lo presida. Sus integrantes deben ejercer *ad honorem*.

Artículo 15.º Son deberes del fiduciario:

a) Peticionar su inscripción y autorización como Fondo Petrolero Santacruceño de Estabilización Fiscal y Desarrollo Productivo ante los organismos correspondientes, una vez que el fideicomiso se encuentre constituido y vigente.

Lo anterior se constituye como una obligación de medios para el fiduciario.

b) Exhibir trimestralmente, en cumplimiento de los principios de transparencia y publicidad, la información pertinente a la gestión de los fondos creados por la presente ley, mediante páginas web o medios alternativos que aseguren el acceso público, los cuales deben presentarse en español y en inglés.

c) Presentar anualmente a la Honorable Cámara de Diputados de la Provincia de Santa Cruz un informe detallado sobre el origen y aplicaciones del Fondo Petrolero Santacruceño de Estabilización Fiscal y Desarrollo Productivo, las inversiones realizadas, los rendimientos obtenidos y los gastos efectuados.

d) Someter su gestión a una auditoría externa permanente, la que debe intervenir antes de la elevación del informe anual a la Honorable Cámara de Diputados de la Provincia de Santa Cruz.

e) Constatar, previo a cualquier desembolso del Subfondo Anticíclico, que se verifiquen las condiciones establecidas en esta ley; para ello, se debe solicitar al Poder Ejecutivo la información necesaria que evidencie la pertinencia de la solicitud.

Elevar a la Honorable Cámara de Diputados de la Provincia de Santa Cruz, dentro de los quince días hábiles desde que se efectúe cualquiera de los desembolsos previstos en esta ley, la documentación respaldatoria.

Toda vez que sea necesario, podrá convocar como asesor prioritario a la Universidad Tecnológica Nacional, a la Universidad Nacional de la Patagonia Austral o cualquier otra universidad pública nacional que se desempeñe en el territorio de la provincia.

Artículo 16.º Los gastos de administración de cartera, contratos de auditoría externa y gastos de administración de riesgo del Fondo Petrolero Santacruceño de Estabilización Fiscal y Desarrollo Productivo pueden representar hasta un 5 % de la rentabilidad devengada por él.

Artículo 17.º Son funciones del Comité de Administración:

- a) Dictar su reglamento de funcionamiento.
- b) Diseñar cada año el plan de inversiones estratégicas del Subfondo de Desarrollo previsto en los artículos 12 y 13, con el fin de integrarlo al proyecto de presupuesto anual del Poder Ejecutivo.
- c) Proponer, en caso de considerarlo necesario, una revisión de los parámetros establecidos en los incisos a) y b) del artículo 2.º de la presente ley.
- d) Aprobar el plan de inversiones de los recursos de los subfondos, propuesto por el agente financiero.
- e) Llevar a cabo toda otra actividad que se requiera para el correcto gobierno del Fondo Petrolero Santacruceño de Estabilización Fiscal y Desarrollo Productivo.

Artículo 18.º Los recursos de los subfondos se deben administrar profesionalmente de manera segura y diversificada, y se deben invertir en instrumentos de bajo o moderado riesgo, en activos financieros locales e internacionales, en mercados locales y extranjeros, quedando invalidado de invertir en activos financieros emitidos por el sector público provincial o municipal, o por el agente financiero. Se podrá invertir en activos financieros emitidos por el sector público nacional por hasta un 30 % de la cartera del Fondo.

CAPÍTULO V

DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 19.º Los usos del Fondo Petrolero Santacruceño de Estabilización Fiscal y Desarrollo Productivo no constituyen deuda pública, sin perjuicio de los mecanismos de control previstos en la Ley 3755, de Administración Financiera y de los Sistemas de Control del Sector Público Provincial.

Artículo 20.º Los contratos y operaciones del Fondo Petrolero Santacruceño de Estabilización Fiscal y Desarrollo Productivo quedan exentos de todo gravamen provincial creado o a crearse.

Artículo 21.º Los recursos aplicados al Fondo Petrolero Santacruceño de Estabilización Fiscal y Desarrollo Productivo y los usos de sus recursos deben reflejarse en la cuenta de financiamiento correspondiente al estado de ahorro inversión financiamiento de la Administración pública provincial.

Artículo 22.º Se autoriza al Poder Ejecutivo a dictar las normas reglamentarias o complementarias necesarias para la aplicación de la presente ley.

Artículo 23.º La presente ley entrará en vigencia el 1 de enero de 2022.

Artículo 24.º Se invita a los municipios a crear fondos de similares características adaptados a sus respectivas jurisdicciones.

Artículo 25.º Comuníquese al Poder Ejecutivo dese al Boletín Oficial, y cumplido ARCHIVESE.

H. Anexo II - FSPEFDP

Periodo	Regalías (MM \$)	% fondo	Tasa de interés		Valor de fondo anticíclico (MM \$)	Valor de fondo anticíclico (MM u\$d)	Valor de fondo anticíclico acumulado (MM u\$d)
		3%	Anual	mensual			
ene-15	294	8,83	26,78	2,23%	9	1,0	1,0
feb-15	254	7,63	26,50	2,21%	17	0,9	1,9
mar-15	285	8,55	26,24	2,19%	26	1,0	2,9
abr-15	269	8,06	26,16	2,18%	35	0,9	3,8
may-15	288	8,64	25,96	2,16%	45	1,0	4,8
jun-15	289	8,66	25,97	2,16%	54	1,0	5,7
jul-15	296	8,88	25,98	2,17%	65	1,0	6,7
ago-15	298	8,95	25,93	2,16%	75	1,0	7,7
sep-15	291	8,73	25,95	2,16%	86	0,9	8,6
oct-15	313	9,39	26,71	2,23%	97	1,0	9,6
nov-15	311	9,32	29,04	2,42%	109	1,0	10,5
dic-15	312	9,37	32,31	2,69%	122	0,8	11,4
ene-16	401	12,03	31,19	2,60%	137	0,9	12,2
feb-16	400	12,01	30,96	2,58%	153	0,8	13,1
mar-16	437	13,11	37,77	3,15%	171	0,9	13,9
abr-16	365	10,96	38,00	3,17%	188	0,8	14,7
may-16	387	11,61	36,58	3,05%	206	0,8	15,5
jun-16	390	11,69	32,46	2,71%	223	0,8	16,3
jul-16	416	12,47	30,27	2,52%	242	0,8	17,2
ago-16	404	12,12	29,26	2,44%	260	0,8	18,0
sep-16	400	11,99	27,23	2,27%	278	0,8	18,8
oct-16	406	12,18	26,75	2,23%	297	0,8	19,6
nov-16	371	11,12	26,01	2,17%	315	0,7	20,3
dic-16	381	11,42	24,75	2,06%	333	0,7	21,0
ene-17	393	11,79	24,75	2,06%	352	0,7	21,8
feb-17	350	10,51	24,75	2,06%	370	0,7	22,4
mar-17	381	11,44	24,75	2,06%	389	0,7	23,2
abr-17	368	11,03	25,67	2,14%	409	0,7	23,9
may-17	383	11,50	26,25	2,19%	429	0,7	24,6
jun-17	360	10,80	26,25	2,19%	450	0,7	25,3
jul-17	391	11,74	26,25	2,19%	471	0,7	26,0
ago-17	416	12,49	26,25	2,19%	495	0,7	26,7
sep-17	415	12,46	26,25	2,19%	518	0,7	27,4
oct-17	455	13,66	26,25	2,19%	543	0,8	28,2
nov-17	464	13,92	28,50	2,38%	571	0,8	29,0
dic-17	497	14,91	28,75	2,40%	600	0,9	29,9
ene-18	599	17,98	28,00	2,33%	632	0,9	30,8
feb-18	533	15,99	27,25	2,27%	663	0,8	31,6
mar-18	499	14,97	27,25	2,27%	693	0,7	32,3

abr-18	413	12,39	27,41	2,28%	721	0,6	32,9
may-18	492	14,75	39,21	3,27%	760	0,6	33,5
jun-18	685	20,56	40,00	3,33%	807	0,7	34,2
jul-18	689	20,68	40,00	3,33%	855	0,8	35,0
ago-18	1.054	31,63	44,55	3,71%	920	0,9	35,8
sep-18	1.122	33,65	60,25	5,02%	1.001	0,8	36,6
oct-18	1.009	30,28	71,59	5,97%	1.093	0,8	37,5
nov-18	999	29,96	64,06	5,34%	1.183	0,8	38,3
dic-18	923	27,70	59,36	4,95%	1.270	0,7	39,0
ene-19	834	25,01	57,42	4,78%	1.357	0,7	39,7
feb-19	802	24,05	47,57	3,96%	1.436	0,6	40,3
mar-19	1.086	32,58	62,43	5,20%	1.545	0,8	41,0
abr-19	1.124	33,72	68,46	5,70%	1.669	0,8	41,8
may-19	1.258	37,74	71,79	5,98%	1.809	0,8	42,6
jun-19	1.059	31,76	66,78	5,57%	1.943	0,7	43,4
jul-19	1.220	36,60	59,62	4,97%	2.078	0,8	44,2
ago-19	1.381	41,42	71,26	5,94%	2.245	0,7	44,9
sep-19	1.301	39,04	83,51	6,96%	2.443	0,7	45,6
oct-19	1.355	40,65	70,14	5,84%	2.629	0,7	46,3
nov-19	1.295	38,86	63,54	5,29%	2.809	0,6	46,9
dic-19	1.413	42,40	61,37	5,11%	2.998	0,7	47,6
ene-20	1.414	42,41	51,82	4,32%	3.171	0,7	48,4
feb-20	1.307	39,22	45,44	3,79%	3.332	0,6	49,0
mar-20	1.191	35,72	38,63	3,22%	3.476	0,6	49,5
abr-20	563	16,88	38,00	3,17%	3.604	0,3	49,8
may-20	805	24,15	38,00	3,17%	3.743	0,4	50,1
jun-20	1.005	30,14	38,00	3,17%	3.892	0,4	50,6
jul-20	1.037	31,10	38,00	3,17%	4.048	0,4	51,0
ago-20	1.073	32,18	38,00	3,17%	4.209	0,4	51,4
sep-20	1.172	35,17	38,00	3,17%	4.379	0,5	51,9
oct-20	1.178	35,35	36,90	3,08%	4.550	0,5	52,3
nov-20	1.162	34,87	36,95	3,08%	4.726	0,4	52,8
dic-20	1.454	43,61	38,00	3,17%	4.920	0,5	53,3
ene-21	1.632	48,95	38,00	3,17%	5.127	0,6	53,9
feb-21	1.626	48,77	38,00	3,17%	5.339	0,5	54,4
mar-21	1.821	54,64	38,00	3,17%	5.565	0,6	55,0
abr-21	1.841	55,24	38,00	3,17%	5.798	0,6	55,6
may-21	2.052	61,56	38,00	3,17%	6.045	0,7	56,2
jun-21	2.068	62,05	38,00	3,17%	6.301	0,6	56,9
jul-21	2.243	67,29	38,00	3,17%	6.569	0,7	57,6
ago-21	2.361	70,82	38,00	3,17%	6.851	0,7	58,3