



Hidrocarburos en Tierra del Fuego

Los antecedentes del *offshore* en Argentina

María Marta Di Paola

Consultora independiente en tema de transiciones energéticas y políticas ambientales.

Vicepresidenta de Sociedad y Naturaleza. Realizó diferentes tareas vinculadas a la investigación en la Fundación Ambiente y Recursos Naturales (FARN) por 12 años. También es profesora regular adjunta en la Facultad de Agronomía de la Universidad de Buenos Aires (FAUBA).



DOCUMENTO FARN
SEPTIEMBRE 2023

ÍNDICE

¿Por qué este reporte?	03
Principales hallazgos	04
Introducción	06
El caso de Tierra del Fuego	09
Infraestructura asociada	12
La historia del <i>offshore</i> en Argentina	14
Los impactos de la actividad	18
El impacto en la economía provincial	19
Recaudación por regalías	21
Inversión	24
El impacto en el ambiente	26
El impacto social	27
A modo de cierre	29
Bibliografía	30

Las opiniones expresadas en este informe son de exclusiva responsabilidad de quienes escriben y no necesariamente coinciden con la de FARN.

FARN adopta la perspectiva de género en todos los aspectos de su trabajo. En ese sentido, en todas sus publicaciones se respetan la utilización del lenguaje inclusivo y las diversas formas de expresión que cada persona ha elegido para su colaboración.

Publicado en septiembre de 2023, Fundación Ambiente y Recursos Naturales (FARN).

Para citar este trabajo: Di Paola, María Marta. (2023). Hidrocarburos en Tierra del Fuego. Los antecedentes del *offshore* en Argentina. FARN.

¿Por qué este reporte?

El avance de la frontera hidrocarburífera trae la siguiente pregunta: ¿Qué acontece en la cuenca donde se extrae casi el 20% del gas de Argentina? Esta cuenca, que lleva más de 34 años de extracción, tiene un historial que puede derivar en algunas lecciones aprendidas sobre el *offshore* en nuestro país.

Los yacimientos de la provincia de Tierra del Fuego¹ pertenecen a la Cuenca Austral que, a nivel nacional, es la segunda en importancia en cuanto a sus recursos gasíferos. La explotación se lleva a cabo en el norte de la provincia tanto en la porción continental –en las proximidades de la localidad de San Sebastián– como en el mar (áreas *offshore*). Los yacimientos *offshore* de dominio provincial son aquellos ubicados en el mar adyacente a la costa (hasta las 12 millas marinas). Aquellos que superan ese límite pertenecen al Estado nacional. Actualmente, el 78% de las reservas comprobadas de gas actuales recaen en jurisdicción nacional y el restante 22% en la provincia.

Vale mencionar que la experiencia de la Cuenca Austral (realizada a una profundidad inferior a los cien metros) no se puede comparar con la proyectada en la Cuenca Argentina Norte, donde la exploración autorizada es en aguas de más de 1.500 metros de profundidad.

1. A lo largo del trabajo aludimos a la Provincia de Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur como "Tierra del Fuego".

Principales hallazgos

- Los grandes **desafíos técnicos, el acceso al financiamiento y la especial infraestructura** que requiere la actividad *offshore* hacen que disminuyan las oportunidades de lograr desarrollos económicos exitosos para las empresas.

→ Los costos involucrados en esta actividad son muy elevados y con un alto componente en dólares (90% de los gastos de capital y 60% de los gastos operativos, en promedio):

- Un equipo de perforación tradicional para el mar austral cuesta aproximadamente USD 250.000 por día contra USD 25.000 de un equipo onshore.
 - El costo de movilización y desmovilización es del orden de USD 13 millones.
- En 2021, de la Cuenca Austral se extrajo el 6% del gas y el 1% del petróleo del país, ambos de origen convencional.

→ El 71% de la extracción de gas de la provincia en 2021 provino de pozos costa afuera, al igual que el 44% de la extracción de petróleo.

→ En cuanto a la extracción offshore en jurisdicción nacional, se extrajo el 11% del total de gas del país realizándose su tratamiento en la isla.

→ La tendencia para ambos hidrocarburos es decreciente.

→ El 100% de la energía eléctrica de red en la provincia proviene del gas.

→ Las exportaciones de hidrocarburos representaron en 2021 el 43% del total exportado por la provincia, con un monto de USD 93 millones FOB². El principal producto es el gas licuado de petróleo (GLP) a Chile.

- **REGALÍAS:**

→ Durante 2022, las regalías *offshore* totalizaron USD 151 millones, de las cuales un 74,43% correspondió al gas natural, un 12,98% a petróleo, un 10,07% a gasolina/condensado y un 2,52% a GLP.

→ Un porcentaje del 59% sobre el total de lo recaudado ha ingresado a las arcas del Estado nacional, el resto se lo reparten principalmente Tierra del Fuego y una mínima porción Chubut.

→ **Las regalías y los derechos hidrocarburíferos representaron un 26% de lo recaudado durante el 2021 en la provincia de Tierra del Fuego. Este monto de recaudación permitiría cubrir el 9% de los gastos presupuestados por la provincia a 2021. El porcentaje promedio para el año 2022 se redujo a un 20%.**

2. FOB (por sus siglas en inglés Free On Board, Libre a bordo) hace referencia a un término del comercio internacional.

- **INVERSIÓN:**

- Entre los problemas al desarrollo más ponderados por las empresas se destacan particularmente las dificultades en la obtención de financiamiento así como los **elevados costos financieros. Estos se asocian a la falta de estabilidad de contratos junto a las presiones sobre la rentabilidad.**
- La escasa incidencia del gobierno provincial y municipal en la toma de decisiones en relación al desarrollo hidrocarburífero local es percibida como una amenaza en el aprovisionamiento de servicios petroleros.
- La inversión en la extracción de hidrocarburos *offshore* se dió principalmente en las áreas del Estado nacional para la exploración, mientras que la inversión en el territorio de Tierra del Fuego se asoció a la áreas ya en explotación.

- **EMPLEO:**

- **La cadena da cuenta del 2,1% del empleo registrado privado en la provincia. El empleo registrado ascendió a 708 puestos en 2021**, mostrando un retroceso interanual de 6%, siendo la remuneración promedio de \$316 mil, 130% por encima que la remuneración promedio de la economía provincial.
 - Durante el 2021, la tasa de desempleo en la provincia alcanzó un 5,4% de la población activa, siendo el valor medio de este indicador para la región Patagónica del 7%.
- En cuanto al impacto ambiental, es difícil acceder a información sobre registros de accidentes. Un impacto irreversible que la provincia de Tierra del Fuego ya sufrió en 2019 -que afectó una longitud de 50 metros en la bahía de San Sebastián- fue el derrame de 200 litros de crudo por la rotura de una válvula en un área de YPF.

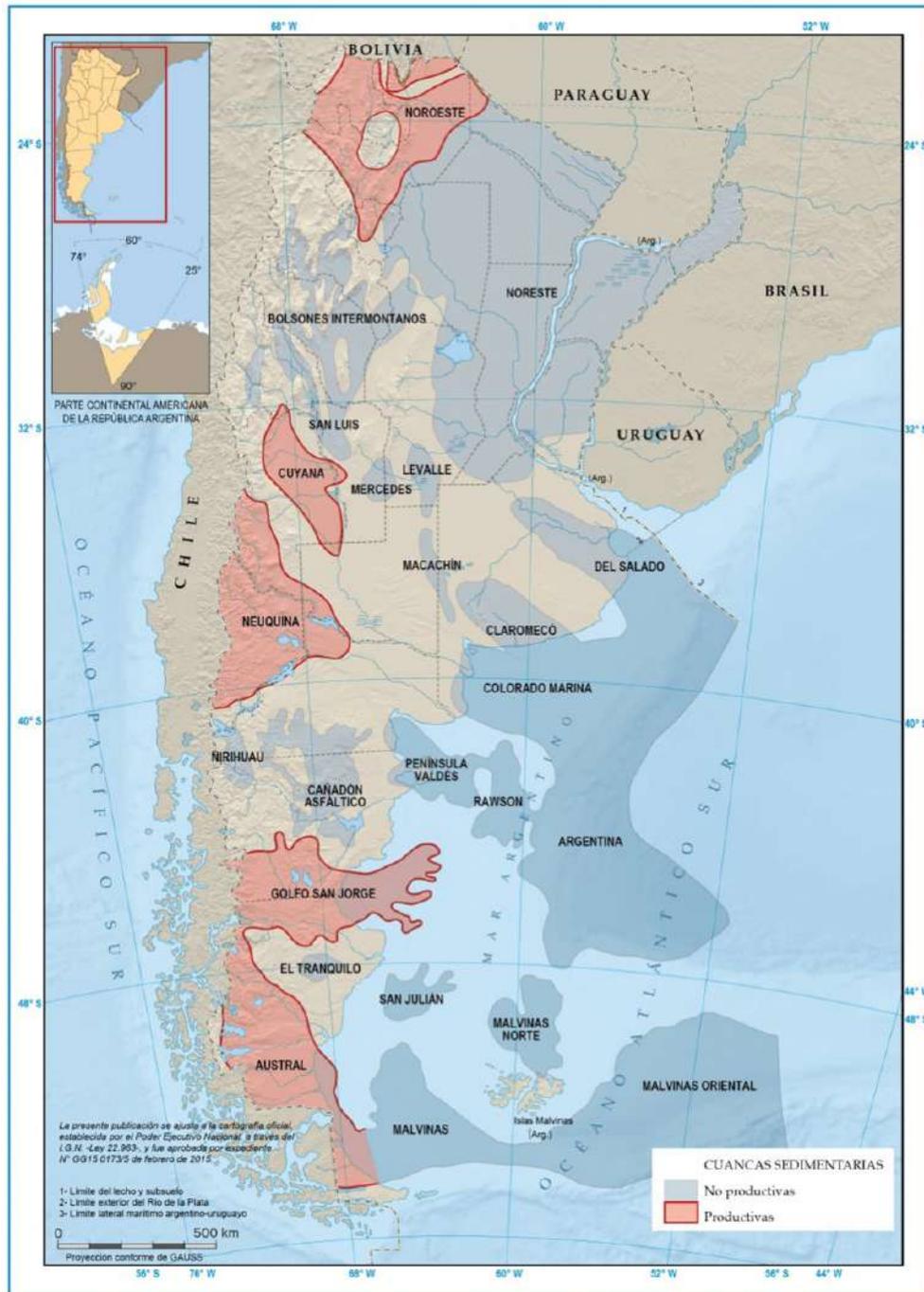
Introducción

El área *offshore* de nuestro país alberga algunas cuencas costa afuera con un bajo nivel de madurez exploratoria (Spinelli *et al*, 2018):

- Se han explorado cuencas como la de Rawson y la de San Julián, o sectores de plataforma interna de Salado y Colorado. Las áreas de plataforma externa de las cuencas de Salado y Colorado, en especial esta última, junto con la Cuenca Argentina, necesitan exploración adicional.
- **El potencial de la Cuenca del Golfo está claramente relacionado con el precio del petróleo.** Por el momento, allí existen solamente recursos³.
- La Cuenca Austral es la más madura desde el punto de vista exploratorio y quizás pueda agregar reservas adicionales a las ya existentes, pero en volúmenes limitados.
- La región de la Cuenca de Malvinas bajo jurisdicción argentina parece restringir sus posibilidades hidrocarburíferas hacia su extremo sur. Respecto del potencial petrolero de las cuencas en las adyacencias de las Islas Malvinas, aún sigue sin definirse. **Malvinas Oriental es una frontera costosa y de altísimo riesgo. Sin dudas, el acceso de nuestro país a posibles reservas en estas zonas implica aspectos políticos más que técnicos.**

3. Se considera recurso a cualquier concentración de hidrocarburo que tiene el potencial de ser extraído (incierto), mientras que una reserva es un recurso factible económica y técnicamente de ser extraído (probado).

Figura 1. Cuencas hidrocarburíferas argentinas



Fuente: FARN, 2021

Un aspecto importante a tener en cuenta es que, dado el nivel de inversiones necesarias y el nivel de riesgo geológico, **el avance de la exploración en costa afuera parece requerir de la participación de compañías con suficientes respaldos financieros para emprender esta actividad. Además, de existir reservas importantes, estas no estarían disponibles en volúmenes importantes hasta dentro de una década** (Spinelli *et al*, 2018).

Las últimas licitaciones abiertas en 2019 han avanzado en procesos para explorar las cuencas sedimentarias continentales en el Mar Argentino, buscando llegar al talud continental⁴. Esto es posible porque (Instituto Argentino del Petróleo y el Gas -IAPG-, sf/a):

- En 2017, las Naciones Unidas reconocieron la propiedad de la Argentina de los recursos del subsuelo marino, hasta las 350 millas de la costa (unos 580 kilómetros).
- Hay tecnología de última generación para explorar en aguas profundas y ultraprofundas.
- Existe la posibilidad, según los geólogos, de encontrar importantes recursos.

El *offshore* argentino es el único espacio que resta para explorar el potencial hidrocarburífero del país. **Los costos involucrados en esta actividad son muy elevados: un equipo de perforación tradicional para el mar austral cuesta aproximadamente USD 250.000 por día** contra USD 25.000 de un equipo *onshore*. Por su parte, los equipos para el *offshore* deben ser traídos desde el Mar del Norte o desde el Golfo de México, **con un costo de movilización y desmovilización del orden de USD 13 millones**. Además, **los costos de la actividad *offshore* tienen un alto componente en dólares (90% de los gastos de capital y 60% de los gastos operativos, en promedio)**. De la misma forma, **los grandes desafíos técnicos y la especial infraestructura que requiere la actividad *offshore* hacen que disminuyan las oportunidades de poder lograr desarrollos económicos exitosos para las empresas** (Rielo, 2002).

La gran demanda de capital requerido para estos proyectos y los resultados logrados por algunas compañías que han intentado este desafío han sido poco alentadores. Frente a la competencia de otros lugares con una esperanza de yacimientos más grandes y prolíficos o de menor costo de inversión de riesgo, es difícil fijar incentivos. En el caso argentino se adicionan las complicaciones producidas por los cambios económicos, impositivos y legales introducidos (Bergmann, 2002).

Desde fines de los años 60 al 2021, se han realizado registros sísmicos y más de 180 pozos, de los cuales 36 están ubicados en la Cuenca Austral (IAPG, sf/a). La actividad representó el 18% de la extracción de gas del país. La principal concesión *offshore* es Cuenca Marina Austral 1-CMA1 y representa el 88% de la extracción costa afuera (Diario Petrolero, 2020).

Hay que destacar que los yacimientos *offshore* del país se encuentran ubicados en la Cuenca Austral, que abarca parte de Santa Cruz, la provincia chilena de Magallanes, la zona oriental del estrecho de Magallanes, Tierra del Fuego y una porción de la plataforma continental argentina. En cuanto a la cuenca Austral *offshore* en territorio de Argentina, corresponde un 60% al Estado nacional, el 30% a Tierra del Fuego (30% del *offshore*) y el restante 10% a Santa Cruz (Diario Petrolero, 2020).

En la Cuenca Austral se encuentran tanto pozos petrolíferos como gasíferos: alberga más del 30% de las reservas de gas del país (De Bueno, 2022). El 85% de la extracción *offshore* en Argentina corresponde a gas natural, del cual alrededor del 60% proviene del yacimiento Carina que opera el Consorcio CMA-1 (Pan American Sur S.A. 25%, Total Austral S.A. 37,5% y Wintershall Energía S.A. 37,5%) (Iniciativa de Transparencia en la Industria Extractiva -EITI, por sus siglas en inglés, 2021).

4. El talud es el lugar donde el lecho marino desciende abruptamente desde 300 o 400 metros hasta las profundidades oceánicas, que alcanzan los 4000 o 5000 metros.

El caso de Tierra del Fuego

En las aguas del mar de Tierra del Fuego se ubica la mayor explotación de gas *offshore* del país, de donde se obtuvieron, en el año 2021, cerca de 5.000 millones de m³ de gas natural [Subsecretaría de Planificación Federal y Proyectos Prioritarios (SSPFyPP), 2022].

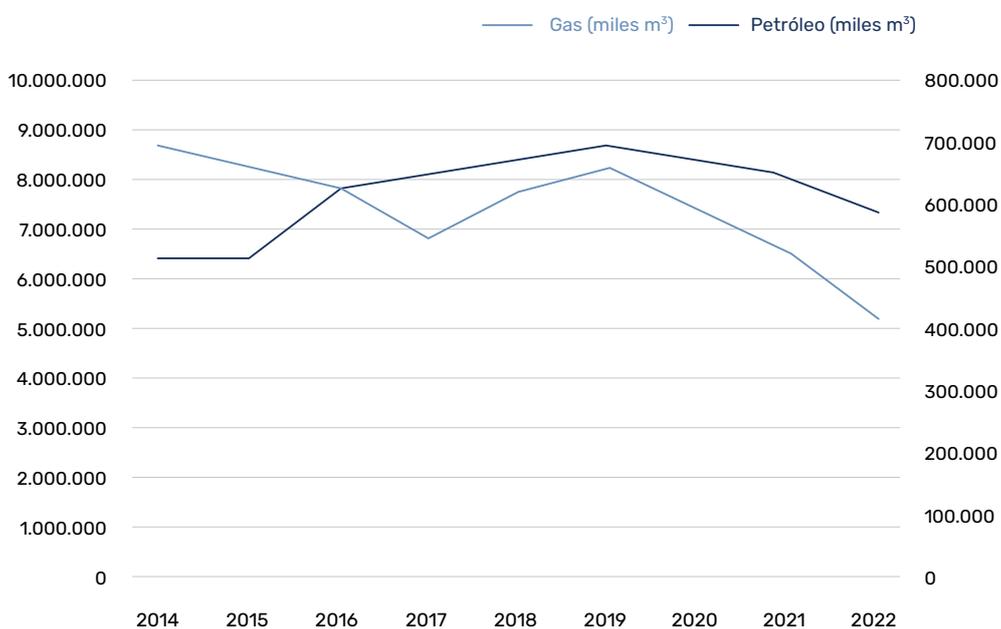
Los yacimientos de la provincia de Tierra del Fuego pertenecen a la Cuenca Austral que, a nivel nacional, es la segunda en importancia en cuanto a sus recursos gasíferos. La explotación se lleva a cabo en el Norte de la provincia tanto en la porción continental –en las proximidades de la localidad de San Sebastián– como en el mar (áreas *offshore*). Los yacimientos *offshore* de dominio provincial son aquellos ubicados en el mar adyacente a la costa (hasta las 12 millas marinas⁵). Aquellos que superan ese límite pertenecen al Estado nacional (Bevilacqua *et al*, 2017), hasta las 200 millas marinas.

Las reservas comprobadas de gas originales de la concesión CMA1 correspondían en un 49% a la provincia y en un 51% al Estado nacional, producto que, hasta el año 2005, solo eran explotados los yacimientos provinciales. Sin embargo, actualmente, el 78% de las reservas comprobadas de gas actuales recaen en jurisdicción nacional y el restante 22% en la provincia. Esto podría considerarse como un indicador que el desarrollo de los yacimientos *offshore* del Estado nacional se ha dado a partir de la explotación y consumo de reservas de la jurisdicción provincial (Diario Petrolero, 2020).

En particular, Tierra del Fuego cuenta con 35 de los 187 pozos perforados que producen y se encuentran ubicados en la Cuenca Austral. **Es la segunda provincia productora de gas del país, detrás de Neuquén, con más de 12.000.000 m³/d**, posicionándose como la principal zona de explotación *offshore* de Argentina (De Bueno, 2022).

5. Equivalentes a 22,2 kilómetros contados desde la línea de base de la costa de un Estado. Esto se encuentra establecido en el artículo 1 de la **Ley de Hidrocarburos 17.319**, donde se menciona que pertenecen al Estado nacional los yacimientos de hidrocarburos que se hallaren a partir de las 12 millas marinas medidas desde las líneas de base establecidas por la Ley N° 23.968, hasta el límite exterior de la plataforma continental. Por su parte, pertenecen a los Estados provinciales los yacimientos de hidrocarburos que se encuentren en sus territorios, incluyendo los situados en el mar adyacente a sus costas hasta una distancia de DOCE (12) millas marinas medidas desde las líneas de base establecidas por la Ley N° 23.968.

Gráfico 1: Extracción de hidrocarburos en la provincia de Tierra del Fuego (2014-2022)



Fuente: Elaboración propia en base a Secretaría de Energía, 2023b

La francesa Total Austral (ahora Total Energies) es la principal empresa que extrae gas y opera el principal yacimiento de la provincia, Vega Pleyade, de donde se obtiene el 45% de la extracción de Tierra del Fuego. También controla los yacimientos de Cañadón de la Alfa-Ara, Antares y Argo (28%). Por su parte, Enap Sipetrol explota el yacimiento Magallanes (10%), YPF el de San Sebastián y Lago Fuego (9% y 2%, respectivamente) y Roch extrae en Los Flamencos (3%). El 95% de la extracción originada en el *offshore* (Estado nacional) es de Total Austral, proveniente de los yacimientos Carina Fenix, Orión y Aries (SSPFyPP, 2022).

En petróleo, el yacimiento San Martín aporta el 27% del total producido y es operado por Roch. En tanto, Total Austral opera el yacimiento Cañadón Alfa-Ara Antares y Argo (17%) e Hidra (11%) (SSPFyP, 2022).

Figura 2. Áreas de explotación *offshore* en Tierra del Fuego



Fuente: EITI, 2021

Tabla 1: Concesiones de Explotación offshore

Área	Lote / Yacimiento	Empresas titulares de la concesión (%)		Concesión	
				Inicio	Fin
Cuenca Marina Austral (CMA I)	Antares, Argo, Cañadón Alfa, Hidra, Kaus, Vega Pléyade, Aries, Carina, Fénix, Orión, Orión Norte, Orión Oeste	Wintershall Energía S.A.	37,5%	10/2/1994 Decreto. N° 214/94	2031 (Hidra, Cañadón Alfa, Antares, Kaus), 2035 (Argo) 2031 (Vega Pleyade, Aries, Orion, Carina)
		Total Austral S.A.	37,5%		
		Pan American Sur S.A.	25,0%		
Tauro Sirius		Wintershall Energía S.A.	35,0%	24/10/2013 Decisión Ad. 883/13	22/10/2038
		Total Austral S.A.	35,0%		
		ENI Argentina Exploración y Explotación	30,0%		
Octans Pegaso		ENAP Sipetrol Argentina S.A.	100%	20/9/2001 Decisión Ad. N° 157/2001	20/9/2031
Carina Norte y Carina Sudeste		Wintershall Energía S.A.	37,5%	24/10/2013 Decisión Ad. N°881/13	22/10/2038
		Total Austral S.A.	37,5%		
		Pan American Sur S.A.	25,0%		
Leo		Wintershall Energía S.A.	37,5%	24/10/2013 Decisión Ad. N°882/13	22/10/2038
		Total Austral S.A.	37,5%		
		Pan American Sur S.A.	25,0%		
Magallanes		ENAP Sipetrol Argentina S.A.	50,0%	24/9/1992 Ley No. 24.145	1/12/2027 Decisión Admin. 1/2016
		YPF S.A.	50,0%		

Fuente: EITI, 2021

Según datos del Consejo Federal de Inversiones (CFI) del 2015, la actividad petrolera *offshore* en la provincia de Tierra de Fuego presenta una operatoria logística basada en el apoyo y la asistencia de embarcaciones afectadas a las tareas de exploración, perforación, construcción y explotación. **Por ello, los costos de explotación *offshore*, comparado con los costos de explotación terrestre, son mayores, derivado de la logística necesaria para obtener los hidrocarburos del lecho marino y luego transportarlos a las terminales petroleras.** Por ejemplo, aunque en esencia los métodos sean los mismos, las operaciones marinas de exploración geológica y geofísica difieren de las realizadas en tierra firme (diferentes estudios como la batimetría, las lecturas de temperaturas a diferentes profundidades, las muestras del lecho marino, la gravimetría, la magnetometría y la sismografía). Asimismo, para los estudios ambientales se encuentran involucradas embarcaciones específicas en todas las etapas del trabajo que asisten a las operativas para la obtención de los datos necesarios.

Infraestructura asociada

Existen varias plantas de tratamiento de gas y petróleo en la provincia operadas por (AREF, sf/a):

- **Total Austral:** usa las plantas de Cañadón Alfa para gases, y Río Cullen para líquidos.

→ Planta de tratamiento Río Cullen: recibe la extracción de las plataformas costa afuera, separa los líquidos y envía el gas producto resultante a la planta de Cañadón Alfa (Total Energies, 2022).

→ Planta de tratamiento de gas Cañadón Alfa: trata el gas y extrae propano y butano. El gas es inyectado al Gasoducto San Martín, en dirección al continente, mientras que el propano y el butano son exportados a Chile. A esta planta se encuentran conectados también pozos de petróleo y gas de los yacimientos adyacentes Cañadón Alfa-Ara, Antares y Argo (Total Energies, 2022).

- **Roch:** utiliza la planta Planta Río Chico para tratamiento de gases y líquidos y San Luis para gas.

→ El yacimiento San Martín, el último descubierto por la empresa Roch en el año 2017 en la provincia, tiene una extracción petrolera con un volumen de 10.000 m³ mensuales (De Bueno, 2022).

- **YPF:** Planta San Sebastián para gases y líquidos.

→ En este caso el petróleo se transborda por vía marítima a las destilerías del tramo continental argentino. Además, existe un canal que surge en San Sebastián y traspasa el estrecho de Magallanes conectándose con las redes nacionales de comercialización (Ministerio del Interior, sf). La extracción se envía a tierra mediante un gasoducto de 10" y 22 km de extensión y un oleoducto de 8" y 21 km de extensión (Bergmann, 2002).

También hay una batería de recepción en Tierra del Fuego que inicialmente era operada por TGS y luego por Enap Sipetrol Argentina, pero actualmente está en desuso.

El gas es transportado a través de líneas de conducción y 2 grandes gasoductos (AREF, sf/a) que nacen en San Sebastián:

- **General San Martín.** Encargado de llevar gas al territorio nacional continental hasta Buenos Aires. Su operador es TGS, con una extensión de 4.679 km y un uso de 26.523 Mm³/d. Atraviesa el estrecho de Magallanes y se conecta con las redes nacionales de distribución.

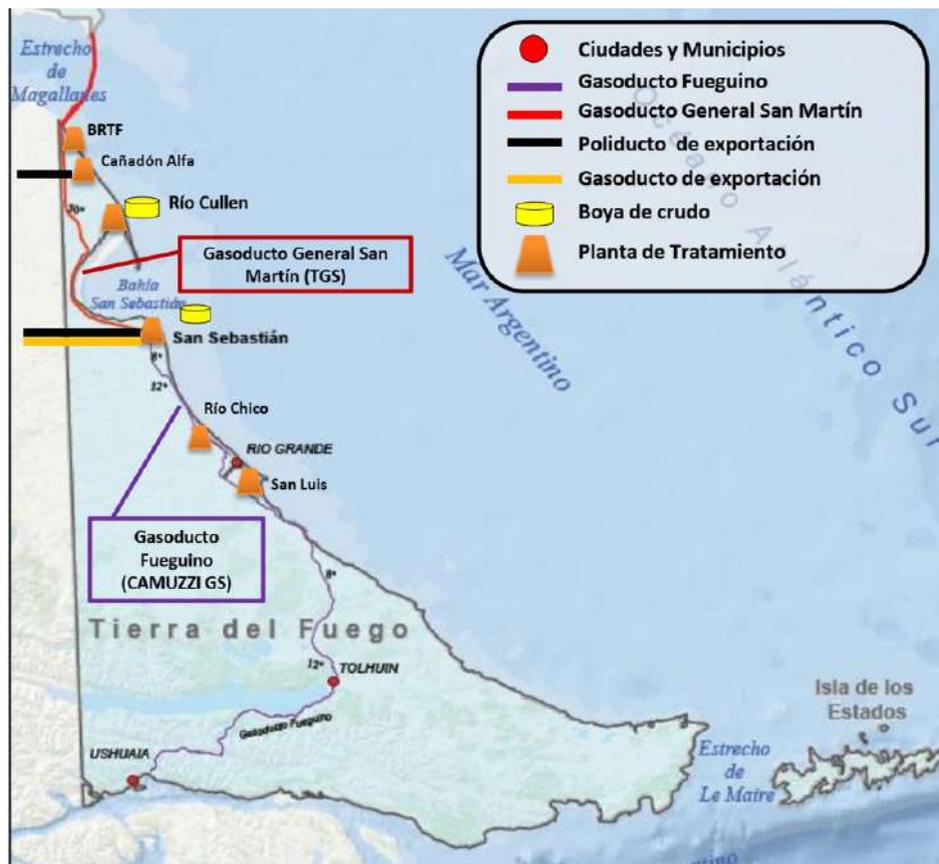
- **Fueguino.** Encargado de abastecer las ciudades y poblados de la Provincia. Capacidad de transporte de 3.062.000 m³/d. Su operador es Camuzzi y tiene una extensión de 420 km.

Los líquidos son transportados por oleoductos internos y camiones hasta las monoboyas de despacho de los buques en las plantas de Río Cullen y San Sebastián (AREF, sf/a). Finalmente, el crudo extraído se transporta a las destilerías de la región Centro por vía marítima (Bevilacqua *et al*, 2017).

En cuanto a las conexiones de exportación con Chile, hay dos puntos desde (AREF, sf/a):

- Planta Cruz del Sur: existe un poliducto y un gasoducto que lleva el producto a las plantas de tratamiento en Chile y a la productora de metanol.
- Planta Río Cullen: existe un poliducto que lleva el producto a las plantas de tratamiento en Chile y a la productora de metanol.

Figura 3: Sistema de transporte y distribución de gas de la provincia de Tierra del Fuego



Fuente: AREF, sf/a

La historia del *offshore* en Argentina

En 1969, Sun Oil realizó el primer pozo en el Mar Argentino, en la llamada Cuenca del Colorado, a unos 110 kilómetros al este de Villa Gesell (provincia de Buenos Aires), aunque sin suerte en cuanto a los resultados (IAPG, sf/b).

Un año más tarde, en 1970, a 80 km al este de Comodoro Rivadavia, la petrolera Agip realizó el primer descubrimiento, pero no resultó de interés comercial. **Las décadas siguientes se realizaron cientos de miles de registros sísmicos y se perforaron más de 180 pozos, la mayoría de ellos con magros resultados.** Incluso, en la década de 1970, el país adquirió dos plataformas para explorar el mar en forma más intensiva. Una de ellas se hundió en las costas de Brasil, mientras era remolcada rumbo a nuestro país, quedando operativa únicamente la plataforma General Mosconi (IAPG, sf/b).

Hacia 1975 se declaró de interés nacional estudiar las plataformas submarinas en las zonas de las Islas Malvinas, Antártida e Islas del Atlántico Sur mediante la [Ley 21.024](#), una tarea a cargo de YPF, aunque fue completada por la compañía ESSO. En 1978, se inauguró el primer gasoducto submarino argentino a través del estrecho de Magallanes, como parte del gasoducto San Martín construido por la compañía Techint para Gas del Estado (De Bueno, 2022). La inauguración del gasoducto coincidió con los orígenes de la actividad *offshore* de Total Austral en la Argentina, cuando obtuvo el permiso de exploración de la Cuenca Austral CMA-1, en Tierra del Fuego (Rielo, 2002).

Entre 1981 y 1987 se perforaron 46 pozos *offshore* de exploración con un porcentaje de éxito superior al 80% (Rielo, 2002). Por su parte, en 1985 existió el Plan Houston que consistió en entregar 165 áreas para la exploración y explotación en 77 bloques *onshore* y *offshore* (De Bueno, 2022). **Los yacimientos de hidrocarburos descubiertos fueron: Ara, Antares, Argo, Aries, Hidra, Kaus, Vega-Pleyade, Carina, Spica y Lobo.**

En 1982 se dio el primer descubrimiento “auspicioso” por el consorcio liderado por Total: el yacimiento de gas bautizado **Hidra**, frente a las costas fueguinas en el extremo sur. Recién en 1989 el campo entró en extracción (IAPG, sf/b). Por tanto, **se demoraron 7 años entre el descubrimiento y la puesta en extracción del pozo.** En 1983, Total Austral y sus asociados descubrieron el **yacimiento Gran Carina**, en la cuenca Austral Marina, donde quedó concentrada la actividad *offshore*; hasta 2001, se perforaron 29 pozos y se realizaron extracciones de petróleo y gas (De Bueno, 2022).

El **yacimiento Hidra** está ubicado a 13 km de la costa de Tierra del Fuego y tiene una profundidad de agua de 30 metros. Este yacimiento se convirtió en el primer desarrollo *offshore* de la Argentina, **el cual además cuenta con el récord de ser el más austral del mundo** (Rielo, 2002).

En la década de los 90, se desarrolló el **yacimiento Argo**, el cual se ubica a 20 km de la costa de Tierra del Fuego y bajo 80 metros de agua. El **yacimiento Ara**, que se extiende desde la costa hacia el mar, fue desarrollado en dos etapas con metodologías distintas: la primera con pozos dirigidos desde la plataforma de Hidra Norte (en 1996) y la segunda con pozos de largo alcance desde la costa (entre 1998 y 1999). Finalmente, el desarrollo del **yacimiento Kaus**, que se ubica a 8 km de la costa de Tierra del Fuego, fue realizado a través de dos pozos dirigidos de largo alcance desde la costa, en 1998 (Rielo, 2002).

Los **yacimientos Carina y Aries**, están distantes a 80 y 40 km de la costa de Tierra del Fuego, respectivamente, asociados al desarrollo de yacimientos mediante pozos dirigidos, horizontales y de largo alcance (8.000 metros aproximadamente). Incluso la zona contó con **el pozo más largo** del mundo en el

año 1999 (pozo CN-1 perforado desde la costa de Tierra del Fuego hasta el yacimiento Ara con una longitud de 11.184 metros) (Rielo, 2002).

Hacia la primera década de los 2000 las reservas de hidrocarburos comenzaron a disminuir, por lo que en 2002 se decretó la emergencia de abastecimiento. En 2004, se creó la empresa Energía Argentina S. A. (ENARSA), que quedó a cargo de los derechos de la explotación *offshore* y del fomento sectorial (De Bueno, 2022).

En 2016 comenzó a producir el yacimiento *offshore* Vega Pléyade. Actualmente, el más importante para la provincia en términos de extracción gasífera. Está ubicado a 20 kilómetros de la costa de Tierra del Fuego, al sur de la Bahía de San Sebastián (Bevilacqua *et al*, 2017).

A nivel nacional, durante 2018 y 2019, el Estado adjudicó a través de proceso de licitación permisos de exploración sísmica en la Plataforma Continental Argentina de 23 bloques por 135.000 km². Estos se encuentran frente a las provincias de Buenos Aires, Río Negro, Tierra del Fuego y la cuenca oeste de las Islas Malvinas. Los permisos fueron adjudicados a 12 empresas extranjeras principalmente: Equinor, Exxon Mobil, Qatar Petroleum, Pluspetrol, Shell, Tullow, Total Austral, entre otras. También YPF resultó beneficiaria. Los procedimientos de evaluación de impacto ambiental fueron aprobados mediante la [Resolución Conjunta 3/0219](#) de la (entonces) Secretaría de Gobierno de Ambiente y Desarrollo Sustentable y de la Secretaría de Gobierno de Energía.

Durante mayo de 2019, la jueza federal de Río Grande dio lugar a un amparo presentado por el intendente de esa ciudad fueguina paralizando temporalmente la adjudicación de permisos de exploración en las aguas de la Cuenca Malvinas Oeste. La demanda comprende cinco bloques, de los cuales tres fueron adjudicados a la petrolera británica Tullow y los otros dos a la noruega Equinor (bloques MLO 114, MLO 119 y MLO 122). Sin embargo, al mes, la magistrada rechazó la acción judicial (Quilaqueo, 2021). Este amparo indicaba que a través de la licitación el Estado nacional "entrega unilateral, gratuita e indiscriminadamente información geológica de la plataforma continental argentina", y habilita a presentarse a "cualquier empresa extranjera (inclusive de nacionalidad británica y que operaron en Malvinas bajo el régimen kelper)" lo que representa "una gravísima afrenta a la soberanía nacional" (El Extremo Sur, 2019). Sin embargo, en agosto de ese mismo año, la Cámara Federal de Comodoro Rivadavia (Chubut), con jurisdicción en Tierra del Fuego, confirmó por mayoría el rechazo de este recurso de amparo colectivo.

En 2020, el consorcio formado por Total Austral, PAE y Wintershall Dea le propuso al gobierno incluir el proyecto Fénix de desarrollo de gas en un campo *offshore*, en el nuevo plan de contractualización del mercado gasífero. El proyecto implicaba la inversión de entre USD 800 y 1000 millones para la explotación de la cuenca Austral Marina (De Bueno, 2022). Durante 2022, se comenzó un proceso de consulta pública del proyecto, a la espera de un proceso de audiencia pública.

El 1 de julio de 2021 tuvo inicio la audiencia pública 1/2021 en el marco de la cual se presentó el estudio y la evaluación de impacto ambiental de la campaña de adquisición sísmica *offshore* cuenca Argentina Norte (áreas CAN 108, CAN 100 y CAN 114). Estas áreas suman una superficie de 24.974 km². La audiencia pública virtual se prolongó durante 3 jornadas, en las cuales sólo 12 participantes (3%) se expresaron a favor de la campaña sísmica, mientras que 345 lo hicieron en contra (97%) (FARN, 2023).

El 22 de octubre de 2021 se prorrogó en la provincia de Tierra del Fuego la ley de subrégimen de promoción industrial conocida como [Ley 19.640](#) (De Bueno, 2022), que contiene el régimen especial fiscal y aduanero (sancionado en 1972).

En junio de 2022, la provincia de Tierra del Fuego creó por ley una empresa de hidrocarburos con el formato de una sociedad anónima con participación estatal mayoritaria: "Terra Ignis Petróleo y Gas". Esta busca asociarse con capitales privados para la exploración y explotación conjunta de yacimientos *onshore* y *offshore*. La compañía también podrá prestar servicios públicos de distribución de gas natural e incursionar en la generación de energía eléctrica renovable. Además, tendrá la posibilidad de participar en la comercialización e industrialización de los recursos naturales. Esta experiencia busca replicar lo ya acontecido en Neuquén y Chubut (Ámbito, 2022). Vale mencionar que hubo otro intento de empresa estatal, que fue liquidada y disuelta en el año 2000, denominada Empresa Hidrocarburos Fueguinos Sociedad Anónima (Klipphan, 2022).

En agosto 2022, a través de la [Resolución 625/2022](#) de la Secretaría de Energía, se comenzó a señalar qué proyectos serán considerados como "nuevos emprendimientos hidrocarburíferos" y que, por lo tanto, pasarán a gozar de los beneficios que establece la [Ley 19.640](#) de régimen especial fiscal y aduanero en Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur. Entre los beneficios se encuentra la **eximición del pago de todos los impuestos nacionales** a las actividades que se desarrollen en el territorio, tanto para las personas físicas como jurídicas.

Se espera que esta resolución revitalice la extracción de la cuenca Austral. En septiembre de 2022, a través de la [Resolución 630/2022](#), la Secretaría de Energía categorizó al proyecto Fénix (impulsado por las empresas Total Energies, Wintershall Dea y Pan American Sur S.A.) como un "nuevo emprendimiento hidrocarburífero". Se estima que este proyecto sumará una extracción máxima de unos 10 mm³ de gas al día y requerirá inversiones por alrededor de USD 700 millones (Deza, 2022). Para recibir los beneficios del régimen se deberá cumplir con uno o más de los siguientes requisitos:

- Comprometer una inversión mínima de USD 250 millones en proyectos costa afuera, en áreas hidrocarburíferas de jurisdicción de la provincia y en las áreas adyacentes del Mar Territorial Argentino y el subsuelo de la plataforma continental de jurisdicción nacional, en un plazo máximo de 4 años.
- Comprometer una inversión mínima de USD 10 millones en áreas hidrocarburíferas situadas costa adentro, en un plazo máximo de 4 años.
- Contemplar la incorporación y el desarrollo de reservas con la construcción de nueva infraestructura productiva, la ampliación de la capacidad de extracción, compresión y tratamiento de plantas existentes o instalación de nuevas para el acondicionamiento necesario para el transporte y comercialización de la extracción de petróleo y gas.
- Involucrar el desarrollo de infraestructura de transporte de hidrocarburos, líquidos y/o gaseosos, para que se involucren en proyectos de industrialización y/o la licuefacción o regasificación de estos últimos.

En diciembre de 2022 inició de manera virtual la Audiencia Pública 2/2022 convocada a través de la [Resolución 18/2022](#) del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible de la Nación. Su objeto fue poner a consideración la documentación de la Evaluación de Impacto Ambiental de la exploración sísmica del bloque CAN_102. Este bloque es el más cercano a Uruguay. Sin embargo, el país vecino no ha contado con información integral sobre los impactos ambientales ni ha tenido chances de participación genuina en la decisión de la Secretaría de Cambio Climático para aprobar el proyecto (FARN, 2023).

El 26 de abril de 2023 tuvo lugar la audiencia pública 1/2023 con el fin de poner en consideración de la ciudadanía la documentación relativa a la Evaluación de Impacto Ambiental del "Proyecto Fénix en la Cuenca Marina Austral (CMA-1)". Durante el desarrollo de esta audiencia, se dio un proceso similar al evidenciado en la audiencia del bloque CAN_102, donde numerosos representantes de empresas petroleras se expresaron a favor del proyecto omitiendo cualquier referencia técnica concreta al análisis del Estudio de Impacto Ambiental (FARN, 2023).

Ese mismo día, se publicó la [Resolución 10/2023](#) de la Secretaría de Cambio Climático que aprobó el Proyecto "Registro Sísmico *Offshore* 3D Área CAN_102, Argentina", presentado por la empresa YPF SA (FARN, 2023).

El 7 de junio de 2023 se publicó la [Resolución 16/2023](#) de la Secretaría de Cambio Climático donde se aprobó la realización del proyecto Fénix en la CMA-1. Tan sólo un mes después, el 4 de julio, a través de la [Resolución 17/2023](#) se autorizó la realización del primer pozo exploratorio en la Cuenca Argentina Norte, el pozo Argerich en el área CAN_100, entre el 15 de diciembre de 2023 y el 15 de junio de 2024.

En el año 2022, y hasta agosto de 2023, se han prorrogado por 2 años los permisos de exploración costa afuera de las áreas [MLO_119](#), [MLO_114](#), [CAN_107](#), [CAN_108](#), [MLO_123](#), [CAN_111](#), [CAN_113](#), [MLO_122](#), [MLO_121](#), [AUS_106](#), [AUS_105](#), [CAN_114](#), [MLO_124](#) y por 1 año las áreas [MLO_113](#), [MLO_117](#), [MLO_118](#) y [CAN_102](#). Respecto de la mayoría de estas áreas, hasta la publicación de este documento no se han presentado estudios de impacto ambiental que ponderen los riesgos ecosistémicos de la exploración sísmica costa afuera.

Los impactos de la actividad

En 2022, la provincia extrajo el 6% del gas y el 1% del petróleo del país, ambos de origen convencional. El 71% de la extracción de gas de la provincia en 2021 provino de pozos costa afuera, al igual que el 45% de la extracción de petróleo (Secretaría de Energía, 2023b).

En cuanto a la extracción *offshore* en jurisdicción nacional (yacimientos a más de 22,2 km frente a las costas de la provincia), se extrajo el 10% del total de gas del país, realizándose su tratamiento en la isla (Secretaría de Energía, 2023b). La tendencia para ambos hidrocarburos es decreciente (SSPFyPP, 2022), por ejemplo:

- en el caso del petróleo, en 2021 la extracción estuvo un 45,9% por debajo de la extracción del período 2010;
- por su parte, el gas estuvo un 25,7% por debajo del máximo registrado en el 2017, año desde el cual la tendencia es decreciente.

Tabla 2: Operadoras en Tierra del Fuego y jurisdicción nacional como % de la extracción total por jurisdicción

Operadora	Año 2021				Año 2022			
	Tierra del Fuego		Estado Nacional		Tierra del Fuego		Estado Nacional	
	Petróleo	Gas	Petróleo	Gas	Petróleo	Gas	Petróleo	Gas
Total Austral	41%	73%	76%	95%	74%	86%	82%	94%
YPF	19%	12%						
Roch	29%	5%						
Enap Sipetrol	11%	10%	24%	5%	26%	14%	18%	6%

Fuente: elaboración propia en base a SSPFyPP, 2022 (para el año 2021) y Secretaría de Energía, 2023b (para el año 2022)

Por otra parte, el 100% de la energía eléctrica de red en la provincia proviene del gas a través de dos plantas termogeneradoras, una en Río Grande y otra en Ushuaia (Total Energies, 2022).

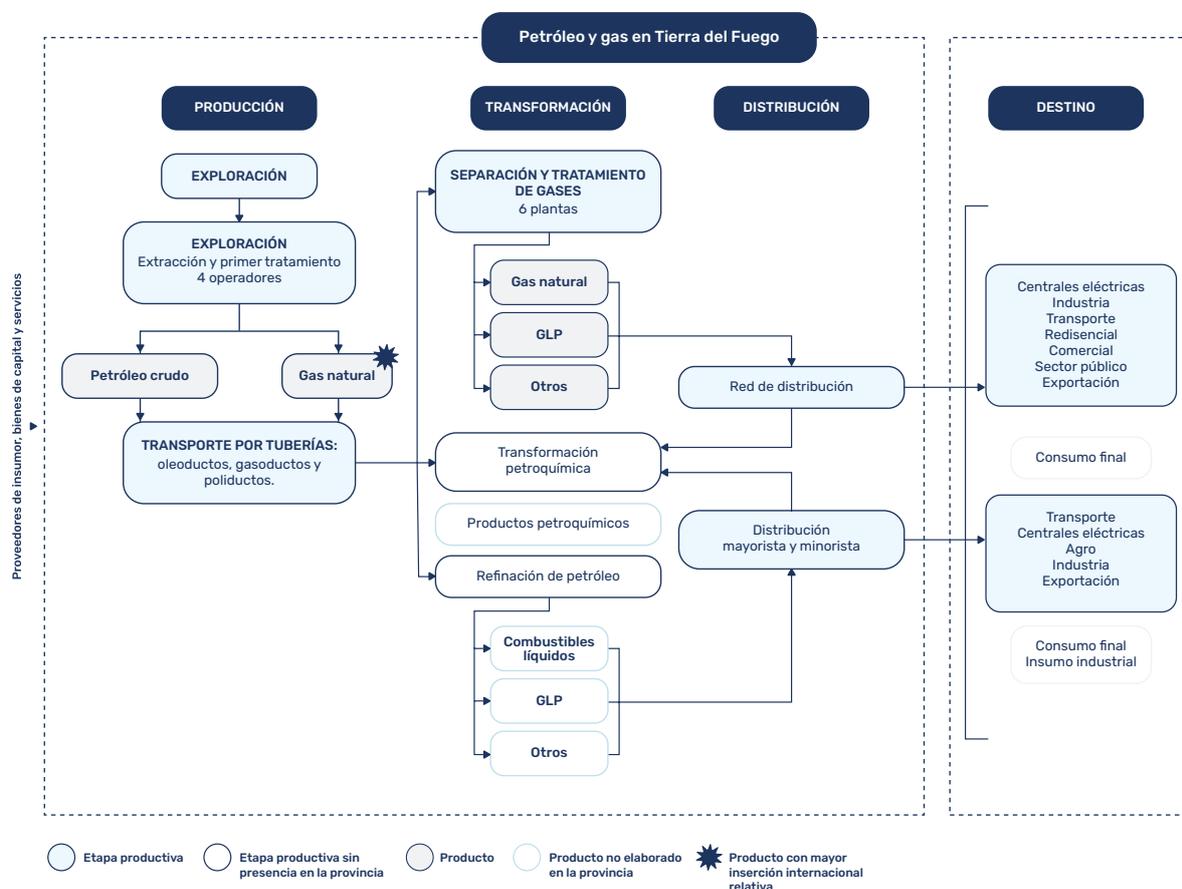
El impacto en la economía provincial

La provincia de Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur exportó por un valor total de USD 383 millones de dólares durante el año 2022. El rubro de mayor importancia fue el petróleo crudo, con el 37,4% del total provincial (USD 143 millones). Gas de petróleo y otros hidrocarburos gaseosos, con un incremento interanual de 31,3%, alcanzaron una participación de 27,5% (USD 105 millones). A estos sectores lo siguieron pescados y mariscos sin elaborar –principalmente los primeros–, que aportó el 20,0% en el total exportado por la provincia [Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC), 2023]. Por tanto, **el 65% de las exportaciones provinciales corresponden al sector de hidrocarburos.**

La actividad *offshore* en Tierra del Fuego es la más subsidiada por el Estado (De Bueno, 2022). Los incentivos directos a la extracción no convencional de gas a través de compensaciones son (Bevilacqua et al, 2017):

- Programa de Estímulo a los Nuevos Proyectos de Gas Natural ([Resolución 74/2016](#) Ministerio de Energía y Minería)
- Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales. A partir de la [Resolución 447/2017](#) del Ministerio de Energía y Minería, se extendió su aplicación a la extracción de gas natural proveniente de reservorios no convencionales ubicados en la Cuenca Austral.
- Eximición de pago de IVA sobre el consumo de Gas Natural y Gas Licuado, con fines residenciales, comerciales, industriales o por parte de entes oficiales en el ámbito provincial ([Decreto 520/2017](#)).
- Barril Criollo. Fija el precio base para la comercialización del barril de petróleo crudo en el mercado local e impone obligaciones y restricciones a las empresas productoras, refinadoras y comercializadoras ([Decreto 488/2020](#)).
- Plan de Promoción de Producción de Gas Argentino, que diseña condiciones particulares para los desarrollos Costa Afuera (Plan Gas.Ar. [Decreto 892/2020](#)).
- Acceso al mercado de divisas (producción incremental) ([Decreto 277/2022](#)).
- Condiciones fijadas para nuevos emprendimientos hidrocarburíferos ([Resolución 625/2022/ Decreto 1049/2018](#)), permitiendo el acceso a beneficios de la [Ley 19.640](#) (Régimen de promoción, especial fiscal y aduanero).
- Extensión concesiones *offshore* y plan de inversiones ([Decreto 195/2022](#))

Figura 4: Cadena de hidrocarburos en Tierra del Fuego



Fuente: SSPFyPP, 2022

De acuerdo al tamaño y origen del capital, existen tres tipos de empresas en la cadena de valor de extracción de hidrocarburos y servicios petroleros en la provincia de Tierra del Fuego (CFI, 2015):

- Grandes empresas de extracción hidrocarburífera de capital nacional y transnacional (operadoras): concesionarias de explotación de los yacimientos cuya principal actividad es la extracción de petróleo para ser transportado y procesado en las refinerías en el Territorio Nacional Continental así como en las plantas de tratamiento del gas en Río Cullen y Cañadón Alfa o hacia el exterior. Estas organizaciones poseen sus unidades operativas (yacimientos) en Tierra del Fuego y en otros puntos geográficos del país (Golfo San Jorge, Neuquén, Mendoza, entre otros). Se caracterizan por la demanda de servicios petroleros generales y especializados para la explotación terrestre así como de servicios especializados derivados del predominio de la explotación de petróleo y gas *offshore* en Tierra del Fuego. En función a esta demanda, contratan a las Pymes con capacidad de oferta en diferentes partes del país (ya sean de presencia continental o local) y a las grandes empresas internacionales de servicios especializados.
- Grandes empresas de servicios petroleros especializados de capital internacional (por ejemplo: DLS, HUINOIL, KESEN, SUPERIOR ENERGY SERVICES, WEATHEFORD, WINDLAND, BACSSA): en general, su sede central se encuentra en Buenos Aires y cuentan con mayor inmovilidad de activos (laboratorios, equipamiento y recursos humanos especializados) en otras cuencas petroleras del país o en el exterior.

Realizan las tareas de mayor complejidad tecnológica como la exploración, perforación y perfilaje de pozos. Sus clientes principales son las operadoras.

- PyMEs de servicios petroleros de capital nacional y origen local: realizan tareas de distinto grado de complejidad, tales como fabricación de piezas y componentes, reparación de equipos y herramientas, transporte de maquinarias y personal, telecomunicaciones, mediciones, mantenimiento de máquinas, asistencia técnica, entre otras. Sus clientes más importantes son las grandes empresas de explotación petrolera (operadoras) como de servicios especializados.

La dinámica empresarial de las PyMEs de servicios petroleros en Tierra del Fuego está condicionada por los lineamientos de las grandes operadoras. Estas demandan servicios a través de contratos de duración y modalidad variable con empresas locales, pero también lo hacen con empresas de servicios petroleros con capacidad de oferta en diferentes partes del país o de nivel internacional, dependiendo de la complejidad de las tareas a desarrollar o el tipo de servicios a proveer (CFI, 2015). **La gobernanza económica de la cadena de valor es de tipo cautiva**⁶. En este esquema se dan relaciones entre empresas jurídicamente independientes, donde un conjunto está subordinado a otro, y donde un líder en la cadena determina las reglas que el resto de los actores debe cumplir. Esta situación muestra el bajo poder de negociación de las PyMEs fueguinas de servicios petroleros frente a las exigencias contractuales de los operadores (CFI, 2015).

En lo que respecta al marco institucional, algunos de los principales actores son (Bevilacqua *et al*, 2017):

- Sector Público: Secretaría de Energía; Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS); Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos (OFEPHI); Secretaría de Energía e Hidrocarburos de Tierra del Fuego.
- Empresas operadoras, detalladas en la Tabla 2.
- Sector Privado: Cámara Argentina de Proveedores de la Industria Petro-Energética (CAPIPE); Confederación de Entidades del Comercio de Hidrocarburos (CECHA); Cámara de Exploración y Producción de Hidrocarburos (CEPH); Cámara de Empresas de Operaciones Petroleras Especiales (CEOPE); Asociación de Distribuidores de Gas (ADIGAS); Cámara de Empresas Argentinas de Gas Licuado (CEGLA).
- Organizaciones sindicales: Sindicato de Petroleros Privados de Tierra del Fuego.

Recaudación por regalías

La fijación de las regalías hidrocarburíferas constituye legislación de fondo dictada a partir de la cláusula del art. 75, inciso 12 de la Constitución de la Nación Argentina. Por ello, puede ser reglamentada por las jurisdicciones provinciales únicamente en cuestiones procesales, lo cual incluye aspectos vinculados a las modalidades de fiscalización y cobro (AREF, 2022c).

Las normativas asociadas a regalías son:

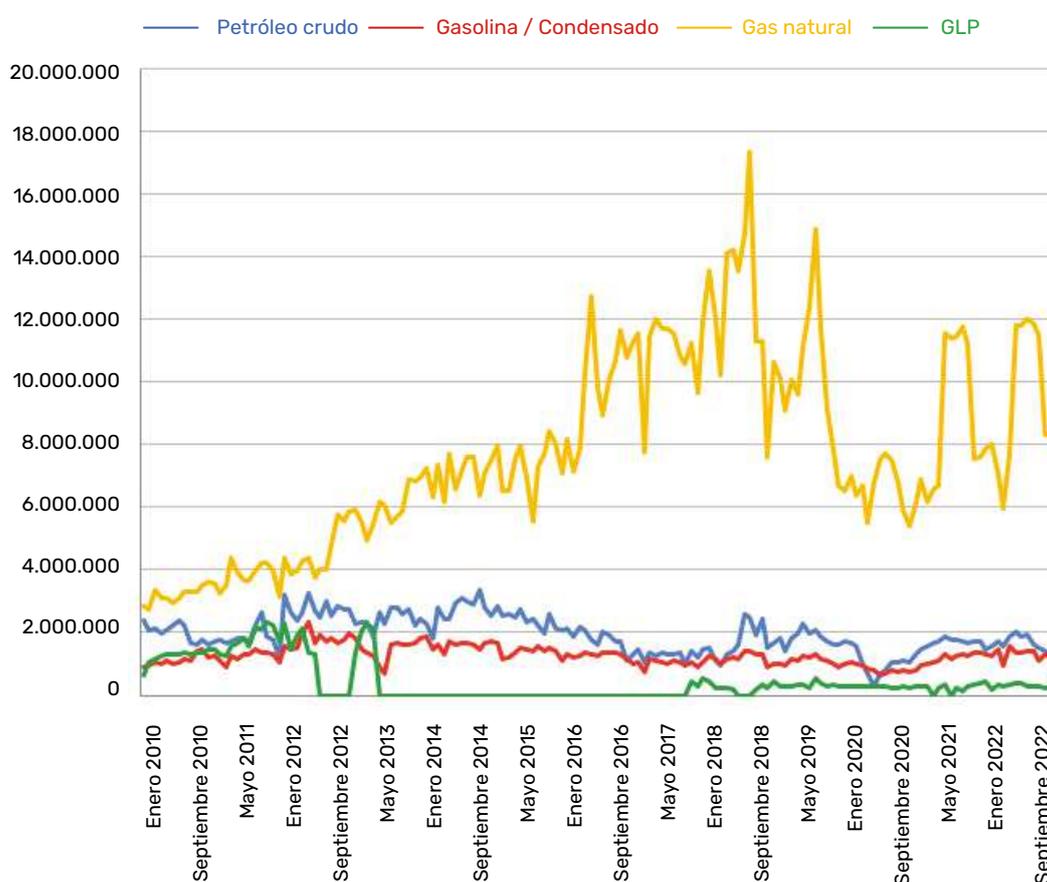
- A nivel nacional: Decreto 1671/1969, Resoluciones SE 155/1992, 188/1993, 73/1994 y 435/2004, entre otras.

6. La gobernanza cautiva se da cuando un proveedor pequeño tiene como cliente una empresa grande que lo está monitoreando y controlando de manera continua, por lo que se infiere que la empresa grande tiene mayor poder con respecto al proveedor pequeño (Vázquez Zacarías *et al*, 2015).

- A nivel provincial: [Ley provincial 1075](#) (Código Fiscal) y [Decreto Provincial 1292/2017](#). La [Agencia de Recaudación Fuegoña \(AREF\)](#) es el órgano competente en materia de fiscalización y recaudación de regalías, canon y demás derechos hidrocarburíferos.

Por su parte, las regalías que percibe el Estado nacional corresponden a las explotaciones *offshore* que se desarrollan a partir de las 12 millas de las costas territoriales, y **el 59% sobre el total de lo recaudado por regalías (nacionales y provinciales) ha ingresado a las arcas del Estado nacional (EITI, 2021)**. Estas surgen hoy de un entramado de plataformas bajo control de las firmas Total Austral, Wintershall DEA, Pan American Energy, YPF y ENAP.

Gráfico 2: Recaudación total por regalías por la Cuenca Austral offshore (enero 2010- enero 2022)



Fuente: Elaboración propia en base a Secretaría de Energía, 2023

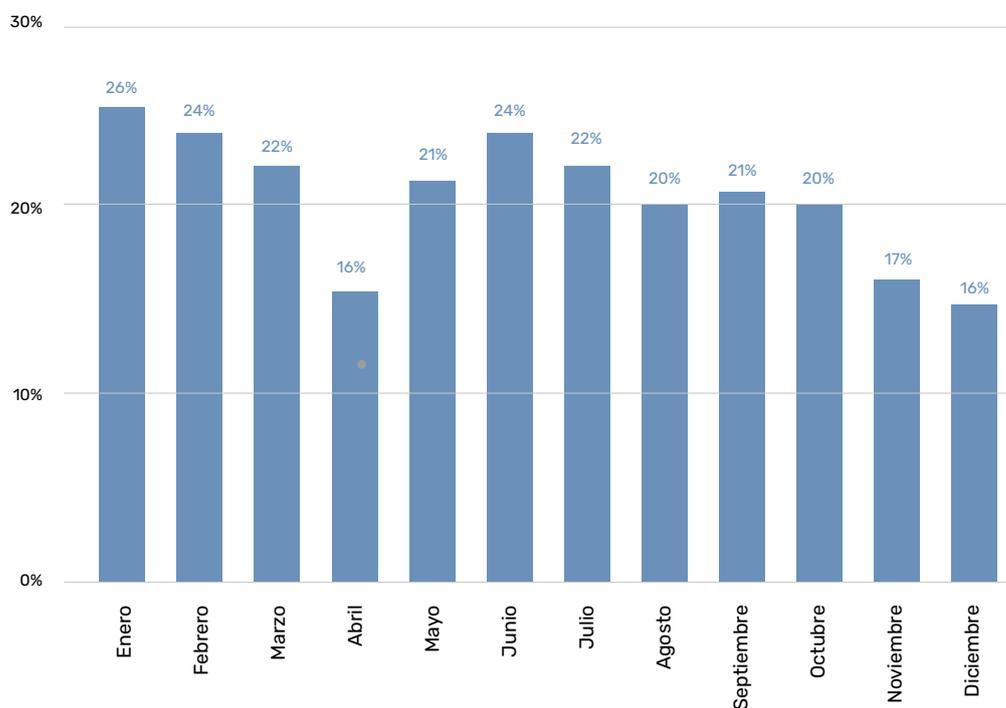
Según los datos publicados por la Secretaría de Energía (2023), durante 2022 las regalías *offshore* totalizaron USD 151 millones, de las cuales un 74,43% se correspondió al gas natural, un 12,98% a petróleo, un 10,07% a gasolina/condensado y un 2,52% a GLP.

Las regalías recaudadas por las provincias y el Estado nacional durante 2022 de la Cuenca Austral *offshore* como porcentaje sobre el total son:

- Crudo: el 1% del total
- Gas natural: el 16% sobre el total de este producto siendo la segunda cuenca recaudadora (detrás de la Neuquina)
- GLP: 63% del total siendo el monto más elevado
- Gasolina y condensado: 22% del total detrás de la cuenca Neuquina.

Las regalías y los derechos hidrocarburíferos representaron un 26% de todo lo recaudado durante el 2021 en la provincia de Tierra del Fuego (AREF, 2021). Este monto de recaudación permitiría cubrir el 9% de los gastos presupuestados por la provincia a 2021. El porcentaje promedio para el año 2022 se redujo a un 20% (AREF, 2022b).

Gráfico 3: Ingresos por regalías y derechos hidrocarburíferos como porcentaje total de los ingresos fiscales en Tierra del Fuego (año 2022)



Fuente: Elaboración propia en base a AREF, 2022a

Si se analiza el acumulado de enero - diciembre para el año 2022, la recaudación acumula un crecimiento del 78,9% en la provincia. Los ingresos tributarios junto a los fondos apuntalaron este crecimiento, mientras que los ingresos por tasas y regalías crecieron, pero a menor ritmo. Por el contrario, los Derechos Hidrocarburíferos se redujeron un 27,0%, moderando el crecimiento total (AREF, 2022d).

Inversión

La explotación *offshore* en la provincia ha llevado a la demanda de bienes y servicios muy especializados, provenientes en su mayoría de otras regiones del país e incluso del exterior. Esto se observa especialmente en las marcadas dificultades que han enfrentado en el pasado las empresas de servicios petroleros locales a la hora de trabajar en el *offshore* (CFI, 2015).

Entre los problemas al desarrollo más ponderados por las empresas se destacan particularmente **las dificultades en la obtención de financiamiento, así como los elevados costos financieros** asociados a la falta de estabilidad de contratos y a las presiones sobre la rentabilidad. Esto deriva en decisiones de inversión que muchas veces se concentran en la reposición de equipos. Por tanto, prácticamente la totalidad de los recursos para la inversión de las empresas de servicios petroleros de Tierra del Fuego ha provenido, entre principios del 2010 al 2015, de la reinversión de utilidades y los aportes de socios o empresas del grupo (CFI, 2015).

Durante 2014, otro de los motivos de no inversión por parte de las empresas de servicios petroleros estuvo dado por la incertidumbre respecto a la evolución de la situación económica nacional (CFI, 2015).

Además, **la escasa incidencia del gobierno provincial y municipal en la toma de decisiones en relación al desarrollo hidrocarburífero local es percibida como una amenaza en el aprovisionamiento de servicios petroleros** (CFI, 2015).

Los datos presentados en la tabla a continuación muestran que la inversión durante 2021 y 2022 se ha dado principalmente en la exploración en las cuencas Malvinas Oeste y la Argentina Norte, las áreas licitadas en el año 2019, todas bajo jurisdicción del Estado nacional. En particular, Tierra del Fuego ha recibido inversiones para las áreas que ya se encontraban en explotación.

Tabla 4: Inversiones por jurisdicción, por empresa y por área (año 2021)

USD millones	Exploración	Explotación
Estado Nacional	35,06	26,42
TOTAL AUSTRAL S.A.	6,92	26,42
TAURO-SIRIUS	1,34	0
VEGA PLEYADE	0	1,14
CARINA-FENIX-ORION-ORION NORTE-ORION OESTE	0	22,34
ARIES-ARIES NORTE	0	2,94
CAN_111	1,63	0
CAN_113	1,76	0
MLO_123	2,19	0
TULLOW ARGENTINA LIMITED SUCURSAL ARGENTINA	13,5	0
MLO_114	1,4	0
MLO_119	12,1	0
SHELL ARGENTINA S.A.	0,18	0
CAN_109	0,18	0
ENI ARGENTINA EXPLORACION Y EXPLOTACION S.A.	1,27	0
MLO_124	1,27	0
EXXONMOBIL EXPLORATION AND PRODUCTION OFFSHORE ARGENTINA S.R.L.	3,65	0
MLO_113	1,07	0

USD millones	Exploración	Explotación
Estado Nacional	35,06	26,42
TOTAL AUSTRAL S.A.	6,92	26,42
MLO_117	1,55	0
MLO_118	1,03	0
EQUINOR ARGENTINA AS SUCURSAL ARGENTINA	9,54	0
AUS_105	0,57	0
AUS_106	0,57	0
CAN_100	5,86	0
CAN_108	0,9	0
CAN_114	1,06	0
MLO_121	0,58	0
Santa Cruz	0	15,05
ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A.	0	15,05
MAGALLANES	0	14,83
OCTANS-PEGASO	0	0,22
Tierra del Fuego	0	7,59
TOTAL AUSTRAL S.A.	0	7,59
VEGA PLEYADE	0	4,57
HIDRA-HIDRA SUR	0	2,89
KAUS	0	0,13
Total general	35,06	49,06

Fuente: Secretaría de Energía, 2022

Tabla 5: Inversiones previstas por jurisdicción, por empresa y por área (año 2022)

USD millones	Exploración	Explotación
Estado Nacional	139,18	98,79
ENI ARGENTINA EXPLORACION Y EXPLOTACION S.A.	3,26	0
MLO_124	3,26	0
EQUINOR ARGENTINA AS SUCURSAL ARGENTINA	104,4	0
AUS_105	0,96	0
AUS_106	1,03	0
CAN_100	43,64	0
CAN_114	42,9	0
CAN_108	14,81	0
MLO_121	1,06	0
EXXONMOBIL EXPLORATION AND PRODUCTION OFFSHORE ARGENTINA S.R.L.	0,6	0
MLO_117	0,22	0
MLO_118	0,17	0
MLO_113	0,21	0
SHELL ARGENTINA S.A.	24,6	0
CAN_107	2,5	0
CAN_109	22,1	0
TOTAL AUSTRAL S.A.	1,45	98,79

USD millones	Exploración	Explotación
Estado Nacional	139,18	98,79
ENI ARGENTINA EXPLORACION Y EXPLOTACION S.A.	3,26	0
CARINA-FENIX-ORION-ORION NORTE-ORION OESTE	0	78,34
VEGA PLEYADE	0	2,3
ARIES	0	4,87
TAURO-SIRIUS	1,44	0
MLO_123	0,01	0
CARINA NORTE	0	8,23
CARINA SUDESTE	0	3,89
ARIES NORTE	0	1,16
TULLOW ARGENTINA LIMITED SUCURSAL ARGENTINA	0,81	0
MLO_122	0,25	0
MLO_114	0,56	0
YPF S.A.	5,5	0
CAN_102	5,5	0
Santa Cruz	0	9,02
ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A.	0	9,02
MAGALLANES	0	8,86
OCTANS-PEGASO	0	0,16
Tierra del Fuego	0	11,41
TOTAL AUSTRAL S.A.	0	11,41
VEGA PLEYADE	0	9,19
HIDRA-HIDRA SUR	0	1,92
KAUS	0	0,29
Total general	139,18	119,21

Fuente: Secretaría de Energía, 2022.

Las áreas en itálica pertenecen a Cuenca Marina Austral 1

El impacto en el ambiente

Sin embargo, **la experiencia de Tierra del Fuego no permite comparar la explotación existente –realizada a una profundidad inferior a los cien metros– con la proyectada en la Cuenca Argentina Norte, donde la exploración autorizada es en aguas de más de 1.500 metros de profundidad** (Centenera, 2022).

Los problemas ambientales son percibidos como una amenaza debido al carácter contaminante de la actividad, que puede afectar el desarrollo de determinados proyectos (por ejemplo, limitación a exploraciones de tipo prospección sísmica 3D en el *offshore* como en el caso del Golfo San Jorge) (CFI, 2015).

En 2018, una planta chilena de petróleo operada por YPF (planta Cullén) en la zona trasandina de la isla de Tierra del Fuego derramó 720 mil litros de petróleo crudo que afectaron 6000 metros cuadrados de superficie en una zona donde existe un río próximo al límite con Argentina. Luego del incidente, YPF emitió un comunicado oficial en el que indicó que la situación "ya fue contenida" y que el río Cullen "no se vio afectado", aunque el producto vertido sí alcanzó al afluente Chorrillo Paraguaya (Depetróleo, 2018).

Un impacto irreversible que la provincia de Tierra del Fuego sufrió en 2019 fue el derrame de 200 litros de crudo en la terminal de YPF de Cruz del Sur, emplazada en la Bahía de San Sebastián. Este incidente

afectó una longitud de 50 metros en la bahía ubicada al norte de la isla (De Bueno, 2022). El derrame se produjo por la rotura de una válvula, lo cual desencadenó en que una considerable cantidad de petróleo se volcase en este sector ubicado en la zona norte de Tierra del Fuego (Runrun energético, 2019). En su momento, se indicó que “el derrame de petróleo afectaría sensiblemente a todo el delicado ecosistema presente en la zona, perjudicando gravemente a la fauna y pesca ya que los efectos del derrame podrían tener consecuencias a lo largo de mucho tiempo”.

La actividad petrolera existente en la cuenca Austral (sector marino), junto con los bloques ofrecidos y los adjudicados allí y en la cuenca Malvinas Oeste, comprenden un espacio muy cercano a tres áreas marinas protegidas (Namuncurá-Banco Burdwood I, Namuncurá-Banco Burdwood II y Yaganes) y tres reservas provinciales (Área Natural Protegida Reserva Costa Atlántica-Tierra del Fuego, Reserva Provincial Isla de los Estados, Isla de Año Nuevo e Islotes Adyacente-Tierra del Fuego, y Reserva Provincial Cabo Vírgenes-Santa Cruz). En estas aguas es muy frecuente observar la presencia del delfín austral (*Lagenorhynchus australis*), una especie endémica binacional (Argentina-Chile) que se distribuye exclusivamente en el sur de Sudamérica y que cumple el rol de depredador tope (FARN, 2023).

Por ejemplo, el proyecto Fénix, en particular, se ubica cercano a la Bahía San Sebastián, declarada sitio RAMSAR (humedal designado como de importancia internacional bajo el Convenio de Ramsar), y también a un sitio candidato a ser considerado un Área Importantes para la Conservación de las Aves (AICA) marina, formando parte de una de las áreas marinas costeras relevantes, definidas como sitios candidatos a transformarse en áreas protegidas (Greenpeace, 2023).

El impacto social

La cadena da cuenta del 2,1% del empleo registrado privado en la provincia. El empleo registrado ascendió a 708 puestos en 2021, mostrando un retroceso interanual de 6%, siendo la remuneración promedio de \$316 mil, 130 % por encima que la remuneración promedio de la economía provincial (SSPFyPP, 2022). Junto a las PyMEs del sector de equipos eléctricos y electrónicos, el sector de servicios petroleros de Tierra del Fuego registra los niveles de remuneración bruta promedio a sus trabajadores más elevados de la isla, siendo los que más se han incrementado entre 2012 y 2013 (32% interanual) en comparación con el promedio de las microempresas y PyMEs de la isla (25%).

La provincia cuenta con gran número de empresas que prestan servicios auxiliares a la industria petrolera y con una mano de obra calificada que ha sido desarrollada durante más de 50 años de exploración y explotación en Tierra del Fuego. La provincia tiene universidades y centros de educación terciaria donde se dictan especialidades de la industria (AREF, sf/a). Durante el 2021, la tasa de desempleo en la provincia alcanzó un 5,4% de la población activa, siendo el valor medio de este indicador para la región patagónica del 7%.

Según el Consejo Federal de Inversiones (CFI, 2015), una de las asignaturas pendientes de la provincia está relacionada con el mejor aprovechamiento de la potencialidad derivada de las actividades de su entramado empresarial en materia de generación de capacidades locales de investigación y desarrollo (I+D), de innovación tecnológica y productiva, el reforzamiento de su capacidad de interacción con el resto del tejido económico y social y con las instituciones del sistema local de innovación, la capacidad para favorecer el fortalecimiento de sus polos productivos locales, la generación de empleo de calidad (calificado, con capacidad de agregación de valor y bien remunerado), la explotación de recursos naturales inexplorados y la profundización de cadenas de valor, entre otros.

En línea, el riesgo implícito de no avanzar en este sentido está dado por la profundización de un esquema de contratación de servicios petroleros provenientes de otras cuencas como la Neuquina o la del Golfo San Jorge (o incluso desde el exterior), que cuenta con un entramado empresarial más desarrollado. El propósito de avanzar hacia un esquema de competitividad a partir de las condiciones locales es clave para la agregación de valor y el fortalecimiento de la estructura productiva del sector a nivel provincial (CFI, 2015).

Es importante también destacar el rol del trabajo mediante contratos, lo cual dificulta el seguimiento de indicadores laborales respecto al nivel de incidentes. Por ejemplo, durante agosto de 2022 se produjo un accidente donde perdió la vida un operario de Petrovial, contratista de Total Energies. Según circularon desde la empresa, el accidente se debió a “un desmoronamiento en la cantera CA-8 del yacimiento Cañadón Alfa, Tierra del Fuego, durante la realización de tareas civiles con una retroexcavadora” (Radio Fueguina, 2022).

A modo de cierre

Existen varios riesgos mencionados a lo largo del trabajo vinculados al desarrollo hidrocarburífero en Tierra del Fuego que han sido ponderados por las empresas, como las dificultades en la obtención de financiamiento y los **elevados costos financieros asociados a la falta de estabilidad de contratos y a las presiones sobre la rentabilidad**. Otro cuello de botella es la escasa incidencia del gobierno provincial y municipal en la toma de decisiones en relación al desarrollo hidrocarburífero en la zona (CFI, 2015).

A ello, hay que añadir los grandes **desafíos técnicos y la especial infraestructura** que requiere la actividad *offshore*. Estos hacen que disminuyan las oportunidades de lograr desarrollos económicos exitosos para las empresas.

Además, vale preguntarse cuán rentable resulta invertir los USD 700 millones anunciados de inversión por parte de la empresa Total Energies en el Proyecto Fénix. Este monto permitiría cubrir la mayor parte de la inversión en energía solar fotovoltaica establecida en los Lineamientos para un Plan de Transición Energética al 2030 ([Resolución 1036/2021](#)), establecidos por este gobierno, incorporando 950 MW de energía solar con un 100% de probabilidad de éxito.

A pesar de ello, el objetivo es profundizar la extracción *offshore* buscando combustibles fósiles en lugar de pensar en invertir en un marco de seguridad y soberanía energética, en un contexto que ha hecho que la nueva capacidad eólica y solar sea más barata en países entre los que se encuentra Argentina (BloombergNEF, 2022). Por ejemplo, en 2022, la energía eólica en Argentina permitió abastecer a 2,7 millones de hogares, lo que implica un ahorro de USD 3.250 millones a través de la sustitución de importaciones (Selén, 2022).

Pero para no pensar sólo en un contexto de seguridad energética, también es importante destacar el concepto de soberanía. Por ejemplo, en el caso de Guyana, por cada dólar que recibe el Estado por la explotación *offshore*, las empresas han obtenido USD 6 (Sanzillo, 2022).

Por tanto, pensar un proyecto que permita el acceso a la energía a la ciudadanía, en un contexto de toma de decisiones soberanas, está muy alejado de profundizar un modelo de extracción de hidrocarburos que perpetúa inequidades con una problemática ambiental y climática de la que hay que tomar responsabilidades que, si bien son diferenciadas, también son comunes.

Bibliografía

Ámbito. 2022. Tierra del Fuego creó Terra Ignis Petróleo y Gas, una empresa provincial de hidrocarburos. Disponible en: <https://www.ambito.com/energia/tierra-del-fuego/creo-terra-ignis-petroleo-y-gas-una-empresa-provincial-hidrocarburos-n5465655>

AREF. sf/a. Infraestructura – Agencia de Recaudación Fuegoína. Disponible en: <https://www.aref.gob.ar/infraestructura/>

AREF. sf/b. Concesiones de Explotación – Agencia de Recaudación Fuegoína. Disponible en: <https://www.aref.gob.ar/concesiones-de-explotacion/>

AREF. 2021. Recaudación Ejercicio Fiscal 2021. Agencia de Recaudación Fuegoína. Disponible en: <https://www.aref.gob.ar/wp-content/uploads/2022/03/Salida-web-2021-Dic.pdf>

AREF. 2022a. Recaudación serie anual: año 2022. Disponible en: <https://www.aref.gob.ar/wp-content/uploads/2023/01/Salida-web-mensual-Dic-22.pdf>

AREF. 2022b. Recaudación Ejercicio Fiscal 2022. Agencia de Recaudación Fuegoína. Disponible en: <https://www.aref.gob.ar/wp-content/uploads/2022/07/Salida-web-mensual-Jun-22.pdf>

AREF. 2022c. Licitaciones Hidrocarburíferas CA12 BLOQUE I y CA12 BLOQUE. Disponible en: <https://www.aref.gob.ar/wp-content/uploads/2018/04/AREF-Presentaci%C3%B3n-de-Licitaciones-Hidrocarburo%C3%ADferas-CA12-11.pdf>

AREF. 2022d. Recaudación Mensual de Recaudación. Diciembre 2022. Agencia de Recaudación Fuegoína. Disponible en: <https://www.aref.gob.ar/wp-content/uploads/2023/01/Plantilla-Dic-2022.pdf>

Bergmann, B. 2002. Las empresas y el *offshore* en la Argentina. Revista Petrotecnia. Junio 2002. Disponible en: <http://biblioteca.iapg.org.ar/ArchivosAdjuntos/Petrotecnia/2002-3/Empresasyeloff.pdf>

Bevilacqua, M.; Canitrot, L.; Cardín, R.; Costa Vila, H.; Gorzycki, R.; Méndez, Y. y Paniagua, C. 2017. Informes productivos provinciales: **TIERRA DEL FUEGO**. Secretaría de Política Económica. Subsecretaría de Programación Microeconómica (SSPMicro). Ministerio de Hacienda de la Nación. ISSN 2525-023X. Año 2 - N°17. Diciembre 2017.

BloombergNEF. 2022. Energy Transition Factbook. Prepared for the 13th Clean Energy Ministerial. Disponible en: <https://assets.bbhub.io/professional/sites/24/BloombergNEF-CEM-2022-Factbook.pdf>

Centenera, M. 2022. La explotación de petróleo en el mar argentino choca contra los ambientalistas | Economía | EL PAÍS. Disponible en: <https://elpais.com/economia/2022-02-19/la-explotacion-de-petroleo-en-el-mar-argentino-choca-contra-los-ambientalistas.html>

CFI 2015. Cuantificación y caracterización del entramado económico productivo MIPyME de la Provincia de Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur. Relevamiento 2014. Consejo Federal de Inversiones. Ministerio de Industria e Innovación Productiva de la Provincia de Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur, Secretaría de Desarrollo Local y PyME. Junio de 2015. Disponible en: <https://prodyambiente.tdf.gob.ar/wp-content/uploads/2015/07/Relevamiento-PyME.pdf>

COFECyT. sf. Miden potencial eólico de Tierra del Fuego | Argentina.gob.ar. Consejo Federal de Ciencia y Tecnología. Disponible en: <https://www.argentina.gob.ar/ciencia/cofecyt/proyectos-cofecyt/potencial-eolico-tierradelfuego>

De Bueno, V. 2022. No al extractivismo. Tierra del Fuego, la provincia del *offshore*. La Izquierda Diario. Disponible en: <https://www.laizquierdadiario.com/Tierra-del-Fuego-la-provincia-del-offshore>

Demel, A. 2022. Hidrocarburos CAP4. Disponible en: <https://public.tableau.com/app/profile/alejandro.demel/viz/HidrocarburosCAP4/Historia1>

Depetroleo. 2018. Importante Derrame De Petróleo En Tierra Del Fuego. Disponible en: <https://depetroleo.com/importante-derrame-de-petroleo-en-tierra-del-fuego/>

Deza, N. 2022. El gobierno publicó la resolución que habilita una inversión de US\$ 700 millones en el *offshore* de Tierra del Fuego. EconoJournal. Disponible en: <https://econojournal.com.ar/2022/08/el-gobierno-publico-la-resolucion-que-habilita-una-inversion-de-us-700-millones-en-el-offshore-de-tierra-del-fuego/>

Diario Petrolero. 2020. En Tierra del Fuego estiman que el Plan Gas traerá inversiones en los yacimientos *offshore*. Disponible en: <https://diariopetrolero.com.ar/9577-en-tierra-del-fuego-estiman-que-el-plan-gas-traera-inversiones-en-los-yacimientos-offshore.html>

EITI. 2021. Reporte Argentina. Segundo Ciclo. Año 2019. Iniciativa para la Transparencia en las Industrias Extractivas. Diciembre 2021. Disponible en: https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/segundo_informe_eiti_argentina_ano_fiscal_2019_1.pdf

El Extremo Sur. 2019. Un amparo judicial frena adjudicaciones petroleras en la cuenca Malvinas. Disponible en: <https://www.elextremosur.com/nota/20374-un-amparo-judicial-frena-adjudicaciones-petroleras-en-la-cuenca-malvinas/>

Felder, B. 1987. Evaluación de Formaciones en la Argentina. Mayo 1987. Secretaría de Energía. Disponible en: https://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/contenidos_didacticos/publicaciones/formaciones_geologicas.pdf

IAPG, sf/a. ¿Qué son los "Recursos *Offshore*"? Disponible en: <https://www.iapg.org.ar/Offshore/recursos-offshore>

IAPG, sf/b. ¿Es posible hablar de una historia de la exploración de los recursos *offshore* en nuestro país? Sí... es posible. Disponible en: <https://www.iapg.org.ar/Offshore/historia.html>

INDEC. 2023. Origen provincial de las exportaciones. Año 2022. Comercio exterior. Vol. 7, n° 5. Informes técnicos. Vol. 7, n° 43. Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC). 09/03/2023. Disponible en: https://www.indec.gob.ar/uploads/informesdeprensa/opex_03_23E165E1E942.pdf

FARN. 2023. "FUNDACIÓN AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES C/ EN-M AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE DE LA NACIÓN-RESOL 3/19 Y OTROS S/MEDIDA CAUTELAR (AUTÓNOMA) EXP. 30593/2023"

Greenpeace. 2023. Defendé el Mar Argentino del avance de la industria de los fósiles. Decile NO al proyecto Fénix en la próxima Audiencia Pública. Disponible en: <https://www.greenpeace.org/argentina/blog/problemas/climayenergia/defende-el-mar-argentino-del-avance-de-la-industria-de-los-fosiles-decile-no-al-proyecto-fenix-en-la-proxima-audiencia-publica/>

Gobierno de Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur. sf. PRESUPUESTO – Gestión Transparente. Disponible en: <https://gestiontransparente.tierradelfuego.gob.ar/presupuesto/>

Gobierno de Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur. 2022. GASTOS ¿PARA QUÉ SE GASTA? – Gestión Transparente. Presupuesto Ciudadano. Disponible en: <https://gestiontransparente.tierradelfuego.gob.ar/gastos-para-que-se-gasta/>

Klipphan, A. 2022. El plan de China para construir una base naval en Tierra del Fuego con una obsesión oculta: la Antártida. Infobae. Disponible en: <https://www.infobae.com/politica/2022/09/25/el-plan-de-china-para-construir-una-base-naval-en-tierra-del-fuego-con-una-obsesion-oculta-la-antartida/>

Ministerio del Interior. sf. REGIÓN DE LA PATAGONIA. Disponible en: https://www.mininterior.gov.ar/municipios/gestion/regiones_archivos/Patagonia.pdf

Quilaqueo, V. 2021. Frontera sumergida: cuando las petroleras miran el mar. En Extractivismo Costa Afuera. Ampliación de fronteras. Observatorio Petrolero Sur. Oilwatch. Diciembre 2021. Disponible en: https://opsur.org.ar/wp-content/uploads/2022/02/CUADERNILLO_A_final_WEB.pdf

Radio Fueguina. 2022. Dolor en la familia petrolera y entre los católicos por la muerte del obrero de Petrovial. 10 de agosto de 2022. Disponible en: <https://www.radiofueguina.com/2022/08/10/el-comunicado-de-total-tras-el-accidente-fatal-en-canadon-alfa/>

Revista Petroquímica. 2019. Tierra del Fuego: Importante derrame de petróleo en la bahía de San Sebastián. 30 de septiembre de 2019. Disponible en: <https://www.revistapetroquimica.com/tierra-del-fuego-importante-derrame-de-petroleo-en-la-bahia-de-san-sebastian/>

Rielo, J. 2002. Las empresas y el *offshore* en la Argentina. Revista Petrotecnia • junio, 2002. Disponible en: <http://biblioteca.iapg.org.ar/ArchivosAdjuntos/Petrotecnia/2002-3/Empresasyeloff.pdf>

Runrun energético. 2019. Se derramaron 200 litros de petróleo en San Sebastián. 1 de octubre. Disponible en: <https://www.runrunenergetico.com/se-derramaron-200-litros-de-petroleo-en-san-sebastian/>

Sanzillo, T. 2022. IEEFA report findings: 2016 petroleum agreement between Guyana, ExxonMobil, *et al.* 23 de mayo de 2022. Institute for Energy Economics and Financial Analysis (IEEFA). Disponible en: <https://ieefa.org/resources/ieefa-report-findings-2016-petroleum-agreement-between-guyana-exxonmobil-et-al>

Secretaría de Energía. 2022. Inversiones en mercado de hidrocarburos upstream. Año 2022. Subsecretaría de Planeamiento Energético. Dirección Nacional de Escenarios y Evaluación de Proyectos. Dirección de Información Energética. Tecnología de la Información. Disponible en: <https://www.datos.gob.ar/dataset/energia-inversiones-mercado-hidrocarburos-upstream>

Secretaría de Energía. 2023a. Regalías de Petróleo Crudo, Gas Natural, GLP, Gasolina y de Condensado. Subsecretaría de Planeamiento Energético. Dirección Nacional de Información Energética. Última visita: 02/02/2023. Disponible en: <http://datos.energia.gob.ar/dataset/regalias-de-petroleo-crudo-gas-natural-glp-gasolina-y-condensado>

Secretaría de Energía. 2023b. Producción de Petróleo y Gas - desde 2009 (Sesco Web). Última visita: 07/08/2023. Disponible en: https://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/informacion_del_mercado/mercado_hidrocarburos/tablas_dinamicas/upstream/sescoweb_produccion.zip

Selén, L. 2022. La energía eólica abastece a 2,7 millones de hogares y ahorrará US\$ 3.250 millones en divisas en 2022. 19 de junio de 2022. El Economista. Disponible en: <https://eleconomista.com.ar/energia/la-energia-eolica-abastece-27-millones-hogares-ahorrara-us-3250-millones-divisas-2022-n54094>

Spinelli, M.; Tomasini, V. y Dentice, E. 2018. La economía del mar. Los recursos marinos de la plataforma continental ampliada | Spinelli. Revista de la Facultad de Ciencias Económicas - UNNE, Argentina. Volumen 21 Núm. 2, julio-diciembre 2018. ISSN 1668 - 6365. Disponible en: <http://dx.doi.org/10.30972/rfce.0213732>

Subsecretaría de Planificación Federal y Proyectos Prioritarios (SSPFyPP). 2022. Tierra del Fuego. Informe Productivo Provincial. Secretaría de Planificación del Desarrollo y la Competitividad Federal. Ministerio de Economía de la Nación. AÑO 7 - N° 42 - ISSN 2525-023X C. Noviembre 2022. Disponible en: https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/informe_productivo_tierra_del_fuego_web_2022.11.pdf

Total Energies. 2022. Estudio de impacto ambiental. Proyecto Fénix Cuenca Austral. Documento de divulgación. Disponible en: https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/documento_de_divulgacion.pdf

Vázquez Zacarías, M.; Blanco Jiménez, M y Álvarez, J. 2015. El estilo de gobernanza en la cadena de valor de la industria del acero en México. Memoria del IX. Congreso Red Internacional de Investigadores en Competitividad. ISBN 978-607-96203-0-4. Disponible en: <https://riico.net/index.php/riico/article/download/37/259/2379#:~:text=Gobernanza%20Cautiva%3A%20Se%20da%20cuando,con%20respecto%20al%20proveedor%20peque%C3%B1o>