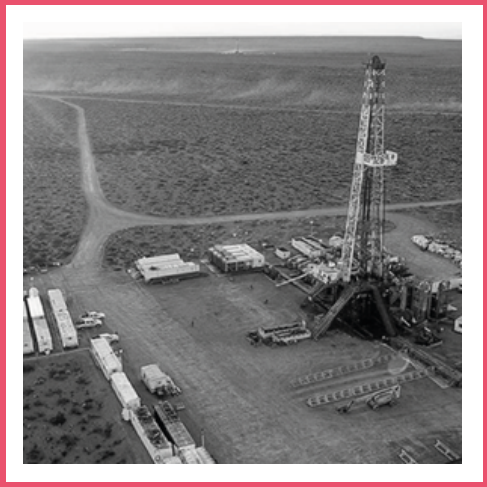
INFRAESTRUCTURA PARA LA PRODUCCIÓN
ENERGÍA

ESCANEÁ Y DESCARGÁ
EL ESTUDIO COMPLETO

LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA COMO VÍA EXPORTADORA



Lic. Luciano Codeseira

AREA DE PENSAMIENTO ESTRATEGICO

CAMARCO
Cámara Argentina de la Construcción

CAMARCO
Cámara Argentina de la Construcción

Contenido

Resumen Ejecutivo 3
Introducción 8
1 Análisis del Mercado Global y Regional del Gas Natural 11
1.1 Contexto Global 11
1.2 Contexto regional 16
1.2.1 Brasil 17
1.2.2 Chile 18
1.2.3 Bolivia 19
1.2.4 Perú 21
1.2.5 Resto de Latinoamérica y Caribe 22
1.2.6 Conclusiones sobre el Contexto regional 22
2 La Transición Energética y la Orientación Exportadora 25
2.1 Escenario de precios 25
3 Orientación Exportadora Hidrocarburifera Argentina 27
3.1 Oportunidades en la Exportación de Gas Natural 27
3.1.1 Infraestructura requerida para el desarrollo exportador de gas natural 27
3.1.2 Obras de infraestructura de licuefacción 33
3.2 Oportunidades en la exportación de GLP 34
3.3 Oportunidades en la exportación de Petróleo 34
3.3.1 Infraestructura requerida para el desarrollo exportador de petróleo 35
3.4 Desarrollo de Vaca Muerta 35
3.4.1 Escenario de producción de Petróleo y Gas Natural 37
3.4.2 Escenario de Exportaciones 39
3.5 Escenario de Inversiones requeridas 40
3.6 Desarrollo del OffShore en el Mar Argentino 41
4 Orientación exportadora de minerales 42
4.1 Aspectos relevantes de la actividad minera 42
4.1.1 Fortalezas 42
4.1.2 Oportunidades 44
4.1.3 Debilidades 45
4.1.4 Amenazas 45

4.2 Proyectos de Litio 46
4.3 Proyectos de Cobre 49
5 Desarrollo Exportador del Hidrogeno 52
5.1 Proyecto de Ley de Hidrogeno 54
5.2 Proyectos 54
6 Exportaciones e inversiones totales - Conclusiones 56
7 Referencias 58

CAMARCO
Cámara Argentina de la Construcción

Resumen Ejecutivo

La transición energética en 2022 tuvo que revestir un nuevo marco conceptual. El Trilema Energético[1] en 2022 dejó una enseñanza sobre las dificultades que presentan las políticas energéticas y las recomendaciones para alcanzar objetivos definidos: parece difícil, sino imposible asegurar la Equidad Energética o la Sustentabilidad Ambiental sin sentar primeros las bases que brinden Seguridad Energética. [2]

En un marco en donde, al igual que el 2022 la Seguridad Energética se eleva como principal atributo en la Transición Energética, por encima de la sustentabilidad medioambiental y la equidad energética, los próximos años estarán caracterizados por una alta volatilidad en los precios de la energía como resultado de escasas señales de acuerdo globales, tensionando los equilibrios que se vayan alcanzando.

Ante esta necesidad material de aportar con un suministro seguro y confiable de energía, los países importadores deberán evaluar en forma recurrente entre opciones que van desde el desarrollo de nuevas alternativas de suministro energético (GNL en el corto plazo e hidrogeno en el mediano y largo plazo) a el retorno a fuentes energéticas más económicas y sucias (en 2022 el consumo global de carbón retornó a los niveles del 2013).
Este nuevo contexto, por un lado, potencia y extiende la ventana de los recursos fósiles, y por otro acelera la adopción de tecnológica del uso del hidrogeno. Es decir, la inestabilidad en los equilibrios que se alcancen proporcionará nuevos impulsos en el desarrollo de hidrogeno, tal como sucedió con las fuentes renovables en la década pasada.

En este caso la diferencia está en el rol que juega la gestión del riesgo, donde tanto los conflictos y acuerdos geopolíticos, atentan o contribuyen a la seguridad energética: Rusia y la Unión Europea, en el primer caso, y Chipre, Israel y el Líbano resolviendo diferendos diplomáticos sobre la explotación offshore para abastecer con gas a la Europa, en el segundo.

De modo tal que estos escenarios se ligan más a un entorno vinculado con la "administración del riesgo" que a una "transformación tecnológica ordenada" vinculada al desarrollo de hidrogeno y los minerales como piezas centrales de la transición energética, de manera que la transición al hidrogeno y la electrificación podrán ser mucho más rápida que lo esperado ya que no son solo los costos serán los determinantes, sino la posible falta de suministro. La contractualización a largo plazo puede no ser suficiente.

---

[1] El Trilema Energético se refiere a los complicados objetivos que afrontan los gobiernos de asegurar el suministro energético competitivo, proporcionando a su vez el acceso universal a la energía y promoviendo la protección ambiental. Trata así de tres aspectos fundamentales de la energía: la seguridad de suministro, la equidad social y la mitigación del impacto ambiental.

[2] Los objetivos definidos como Trilema Energético se vaciaron con la guerra entra Rusia y Ucrania. La escalada bélica entre Rusia y Ucrania llevó a una crisis de suministro de gas ruso por parte de Europa occidental que no solo dejó una matriz energética incierta, sino que también más sucia y costosa. Se reabrieron centrales a carbón, un consumo de carbón mayor al del año 2013, retrocediendo 8 años de avances en políticas de descarbonización. Además, se alcanzaron tuvieron precios récord en la energía, afectando la equidad energética.

En este contexto, Argentina tiene oportunidad para reconstituir una matriz productiva apuntalando su capacidad exportadora con base en sus recursos energéticos y minerales requeridos para la transición energética. Esta oportunidad reviste mayor relevancia si se entiende que la falta de dinamismo exportador es quizás el mayor obstáculo para un proceso de desarrollo sostenido que ha mostrado el país en los últimos 50 años.

Recordemos que desde 1974, Argentina fue el país del mundo que más años pasó en recesión y, por ello, fue uno de los de menor crecimiento del PIB per cápita (0,5% anual). Ese bajo crecimiento fue acompañado de un proceso de transformación productiva que implicó el retroceso de capacidades productivas en buena parte de la industria, volviéndose más heterogénea con un salto en la informalidad y, como resultado de todo ello, la tasa de pobreza por ingresos se multiplicó. De alguna manera esto se observa en que las importaciones crecen en una magnitud que duplican las exportaciones, de modo tal que los déficits comerciales prolongados en el tiempo han derivado en crisis de balanza de pagos que, si bien terminan por corregir dicho desequilibrio externo, lo hecho a costa de una recesión. De allí una explicación a los ciclos económicos.

Por otra parte, el sector energético y minero representa parte del aparato productivo más moderno de la Argentina, de alta productividad y tecnología con capacidad de exportar e internacionalizarse, que pagan elevados salarios y que generan un efecto multiplicador en el empleo local (por cada empleo en actividades extractivas se generan 3 empleos en forma indirecta o inducida). No obstante, la mayor cantidad de empresas en argentina son de productividad intermedia o baja, muy sensibles a los ciclos económicos (de modo que muestran dinamismo y creciente formalidad cuando la economía crece y viceversa) y conviven con grandes dificultades para pagar buenos salarios, desempeñarse en el segmento formal y acceder al crédito.

Por lo tanto, existen condiciones locales e internacionales para conformar una estrategia de desarrollo de un fuerte dinamismo exportador con miras en el mediano y largo plazo.
En el presente estudio se analiza la capacidad exportadora de 4 nuevos complejos exportadores:

1) Hidrocarburos a partir del desarrollo de Vaca Muerta
2) Hidrocarburos a partir del desarrollo del Off Shore en el Mar Argentino
3) Minería del Litio y Cobre
4) Hidrogeno

Estos cuatro pooles de orientación exportadora administrados de manera inteligente podrán ser el principal catalizador hacia un desarrollo sostenido en el tiempo para el país. A continuación, presento un breve dimensionamiento de cada uno y la conclusión de su posible impacto en las exportaciones.

En primero lugar se analiza Vaca Muerta, ya que resulta clave para la generación rápida de divisas. No obstante, para logar un proceso exitoso durante los primeros años se deberán asociar inteligentemente el ingreso de divisas vinculadas a las exportaciones con la salida de divisas para asegurar la importación de equipos e insumos requeridos para mantener la producción en forma creciente. Al respecto, vale destacar que en los primeros 10 años de

desarrollo (del 2012 al 2022) se invirtieron 30.000 millones de dólares, y entre 2023 y 2035 se proyecta inversiones tanto en producción como infraestructura de transporte, tratamiento y licuefacción por 175.000 millones de dólares.
La extracción de petróleo crudo de Vaca Muerta y el desarrollo de la infraestructura de transporte de crudo conforman más de la mitad del total de exportaciones hidrocarburíferas al 2034, y al desarrollarse en forma temprana (constituye el 70% de las exportaciones de Vaca Muerta en el año 2025) resulta una pieza estratégica de la orientación exportadora.

En gas natural, el giro exportador de Vaca Muerta será un proceso con dos tiempos diferentes. Por un lado, se pondrán en valor la infraestructura existente destinada a la exportación lo cual permite avanzar en un plazo relativamente rápido en la medida que se desarrolle tanto la oferta como la demanda de los países limítrofes, luego de neutralizar la balanza comercial de gas sustituyendo importaciones. Por otra parte, el tamaño del potencial energético argentino ha generado espacio para que se desarrollen proyectos de gran escala con destino al mercado global, obviamente este proceso requiere inversiones significativas que demandan una serie de certezas para su puesta en marcha.

Respecto al off shore en aguas ultra profundas, dado el potencial que presenta el mar argentino, el gobierno nacional llamó a licitación de un conjunto de áreas y las principales empresas del sector a nivel mundial mostraron interés y participaron en la ronda licitatoria del 2019 comprometiendo 724 millones de dólares sobre una superficie cercana a los 95.000 km2. Cabe destacar que el 30% de los hidrocarburos del mundo provienen de la producción costa afuera. De todas las áreas, el Proyecto Argerich, ubicado en la Cuenca Argentina Norte, constituye el primer avance exploratorio costa fuera en aguas ultra profundas en Argentina, que tiene por objetivo la exploración de 15.000 km2 a más de 300 km de la costa de Buenos Aires y se encamina a perforar el primer pozo exploratorio, en caso de ser exitoso se espera dar con el desarrollo de un potencial equivalente a otro Vaca Muerta.

Dado el riego geológico, para mantenernos en un escenario lo más confiable posible, solo se tuvo en cuenta las inversiones requeridas y no las exportaciones derivadas de un hallazgo, aunque como se mencionó, según las operadoras se trata de un recurso sustantivo.

Por su parte, los dos minerales relacionados con la transición energética estudiados: Litio y cobre, estos presentan una clara oportunidad para la Argentina, ya que contamos con ingentes reservas por desarrollar.

Además, la demanda de litio y cobre, para tecnologías de energía limpia, son la de mayor crecimiento en comparación con el resto de los minerales a nivel global. En el caso del litio, según al AIE (Agencia Internacional de Energía), éste tendrá una tasa de demanda que crecerá más de 40 veces. En tanto el cobre será, junto con el gratito y níquel, uno de los minerales dominantes de la transición energética y de las electrificaciones de las económicas globales, según el mismo organismo.

La zona de los Andes Centrales de Chile, Perú y Argentina es considerada como una región de alto potencial productivo, con un volumen aproximado de reservas de cobre por 1.033 millones de toneladas métricas, sus reservas representan el 40% de las reservas mundiales de cobre. En tanto, en lo referido al litio, Argentina junto con Bolivia y Chile conforma el "Triángulo del Litio", concentrando el 56% de los recursos mundiales de litio.
Argentina cuenta con 36 proyectos cuyo mineral principal es el litio y 20 proyectos cuyo mineral principal es el cobre, en ambos casos los proyectos se encuentran diferentes estados de avance.

Respecto al Hidrogeno, la Argentina, junto a Canadá, Australia, Chile y la Península Arábiga, constituye uno de los principales posibles exportadores de hidrogeno verde gracias a las ventajas naturales. En relación con los recursos renovables, el país cuenta con condiciones muy favorables para la producción de energía solar, eólica, hidráulica, y cuenta con una enorme disponibilidad de recursos biomásicos.

Para esta evaluación se consideraron los dos proyectos presentados a la fecha: (i) el proyecto Pampas, cerca de Sierra Grande, en la provincia de Río Negro, la empresa australiana Fortescue Future Industries, que se encuentra desarrollando estudios de prefactibilidad, y (ii) el proyecto de las empresas norteamericanas MMEX y Siemens en Tierra del Fuego. Se espera que recién entren en operación en 2030.

Año	PETROLEO	GLP	GAS NATURAL	GNL	LITIO	COBRE	HIDROGENO	TOTAL
2023	3.443	522	922	-	1.338	-	-	6.225
2024	4.719	630	1.059	-	2.676	-	-	9.084
2025	7.656	819	1.797	-	4.480	1.155	-	15.907
2026	10.767	944	2.348	-	6.284	1.155	-	21.498
2027	12.569	1.285	3.345	782	8.384	4.506	-	30.872
2028	14.068	1.636	3.857	1.612	10.485	4.506	-	36.164
2029	15.900	1.903	4.550	2.092	11.210	4.947	-	40.602
2030	17.723	2.078	4.537	2.541	11.934	4.947	4.000	47.760
2031	18.792	2.426	4.611	2.721	13.931	6.067	5.000	53.548
2032	20.168	2.813	4.826	3.610	15.928	6.067	7.000	60.412
2033	20.221	3.272	4.952	4.638	17.925	6.067	10.000	67.075

Exportaciones 2023-2034 por tipo (MMu$s)

Por lo tanto, reviste vital importancia el rol que pueden ejercer los hidrocarburos , el litio, el cobre y el hidrógeno para la generación de divisas, permitiendo avanzar de 6.225 millones de dólares en 2023 a 67.075 millones de dólares en 2033.

En forma adicional, estas industrias en su evolución propiciaran un modelo de desarrollo sustentable por los propios requerimientos internos en términos de infraestructura, servicios e insumos, y el aporte con impuestos, altos salarios y formalidad para economía argentina.

Cabe destacar que, las proyecciones de exportación implican un requerimiento de inversión vinculante tanto con una correcta gestión disposición de dólares para la importación, un nuevo plexo normativo e infraestructura indirecta asociada para desplazar insumos y productos derivados. A continuación, se presentan las inversiones directas requeridas en cada uno de los subsectores analizados.

Año	VACA MUERTA	TRANSPORTE (GN)	PLANTAS DE TRATAMIENTO (GLP)	PLANTAS DE LICUEFACCION (GN)	TRANSPORTE DE PETROLEO	HIDROGENO	LITIO	COBRE	OFF SHORE	TOTAL
2024	7.159	2.625	250	600	600	250	2.383	2.204	370	**16.441**
2025	7.640			800	600	1.975	967	2.767	400	**15.149**
2026	8.177	1.500		2.500		1.975	1.342	3.214		**18.708**
2027	8.612	1.000	250	2.500		1.725	808	2.199		**17.094**
2028	9.418		250	2.500		1.975	375	3.032		**17.550**
2029	9.998				1.000	250	2.400	1.843		**15.491**
2030	11.832				1.000	250	2.025	1.843		**16.950**
2031	12.092		250			250	2.025	1.843		**16.460**
2032	12.460	2.000	250	10.000		-	2.025	1.843		**28.578**
2033	12.839	2.000		10.000		-	2.025	1.280		**28.144**
										190.567

Inversiones 2023-2033 por tipo (MMu$s)

En conclusión, la Argentina cuenta con una oportunidad única para desarrollar inteligentemente sus recursos naturales, propiciando un desarrollo endógeno tanto en los requerimientos de servicios complejos, impulsando una integración vertical de una cadena de valor que será central en la transición energética del país y del mundo, y generando las divisas necesarias para dar sostenibilidad quizás al proceso más virtuoso de la historia argentina.

Nota : El estudio sobre exportaciones e inversiones presentado en este trabajo presentará actualizaciones con lo que respecta a la publicación previa realizada en el libro "Construir 2034" , debido a que se realizaron modificaciones a los escenarios de precios internacionales reestructurando la orientación exportadora de corto plazo acelerando las exportaciones de líquidos (petróleo) y ralentizando los proyectos de exportación en gas natural, y sus respectivos ingresos medidos en unidad monetaria. En el caso de los minerales estudiados se mejora la perspectiva del cobre en las exportaciones.

Introducción

Desde el 2008 el Consejo Mundial de Energía (WEC, por sus siglas en inglés) ha venido compilando y promoviendo su análisis mediante publicaciones anuales que se configuran como documentos esenciales de apoyo a los decisores políticos y a la industria energética en relación con los sistemas energéticos sostenibles.

Si bien tiene objetivos de abordar las bases del diálogo político de la energía, el informe suele presentarse no como un mero instrumento retórico sino como una herramienta de utilidad para afrontar los retos vinculados a la transición energética combinando objetivos concretos y realismo.

En este sentido, el trilema se refiere a los complicados objetivos que afrontan los gobiernos de asegurar el suministro energético competitivo, proporcionando a su vez el acceso universal a la energía y promoviendo la protección ambiental. Trata así de tres aspectos fundamentales de la energía: la seguridad de suministro, la equidad social y la mitigación del impacto ambiental (ver imagen 1)

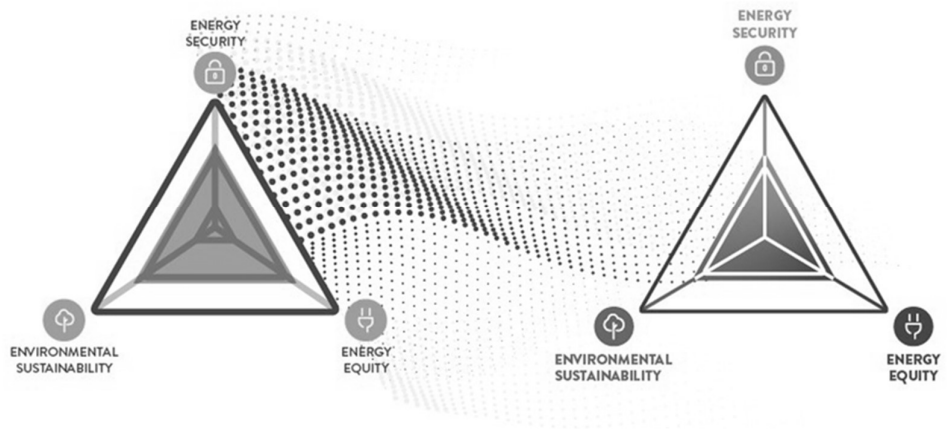


imagen 1 – El Trilema Energético

La Seguridad energética es entendida como la gestión eficaz del suministro de energía a partir de fuentes nacionales y externas, fiabilidad de las infraestructuras energéticas y capacidad de las empresas de energía para satisfacer la demanda actual y futura (los países que son exportadores netos de energía tienen la capacidad de generar ingresos relevantes tanto para la transición energética como para atender otros objetivos nacionales). La Equidad Energética que se refiere a la accesibilidad y asequibilidad del suministro de energía para toda la población. Por último, la Sustentabilidad Ambiental plantea la sostenibilidad de la matriz energética, el impacto ambiental, la eficiencia y ahorro energético, promoviendo la energía renovable y de otras fuentes bajas en carbono.

Este equilibrio de objetivos múltiples se vio como nunca afectado por la irrupción bélica de Rusia en Ucrania dejando de manifiesto la prevalencia de la Seguridad Energética por encima de los otros dos objetivos. Es decir, el corte de suministro de gas desde Rusia a

Europa Occidental precipitó un desequilibrio que afecto no solo la seguridad de suministro, sino que también derivó en una matriz más sucia (retorno a generación a carbón en la mayoría de los países) y menos equitativa (un aumento de precios globales de la energía).

De modo tal que el 2022 ha dejado una enseñanza sobre las dificultades que presentan las políticas energéticas y las recomendaciones para alcanzar objetivos definidos. No se puede asegurar la Equidad Energética, ni la Sustentabilidad Ambiental sin sentar primeros las bases que brinden Seguridad Energética. Esto no es un mero planteo conceptual, sino que pone en manifiesto el rol del gas natural en las diferentes transiciones energéticas que cada país encare.

Es decir, se transita un nuevo contexto en donde la Seguridad Energética se eleva como principal atributo en la transición Energética, y ante esta necesidad material de aportar con un suministro seguro y confiable de energía, los países importadores deberán evaluar en forma recurrente entre opciones que van desde el desarrollo de nuevas alternativas de suministro energético (GNL en el corto plazo e hidrogeno en el mediano y largo plazo) a el retorno a fuentes energéticas más económicas y sucias (en 2022 el consumo global de carbón retornó a los niveles del 2013).

Este nuevo contexto, por un lado, potencia y extiende la ventana de los recursos fósiles, y por otro acelera la adopción de tecnológica del uso del hidrogeno. Es decir, la inestabilidad en los equilibrios que se alcancen proporcionará nuevos impulsos en el desarrollo de hidrogeno, tal como sucedió con las fuentes renovables en la década pasada.

En este caso la diferencia está en el rol que juega la gestión del riesgo, donde tanto los conflictos y acuerdos geopolíticos, atentan o contribuyen a la seguridad energética: Rusia y la Unión Europea, en el primer caso, y Chipre, Israel y el Líbano resolviendo diferendos diplomáticos sobre la explotación offshore para abastecer con gas a la Europa, en el segundo.

Dicho de otra manera, estos escenarios contribuyen más a un entorno vinculado con la “administración del riesgo” que a una “transformación tecnológica ordenada” vinculada al desarrollo de hidrogeno y los minerales como piezas centrales de la transición energética, de manera que la transición al hidrogeno y la electrificación podrán ser mucho más rápida que lo esperado: no son solo los costos los determinantes, sino la posible falta de suministro.

En consecuencia, los próximos años estarán caracterizados por una alta volatilidad en los precios de la energía como resultado de escasas señales de acuerdo globales y tensiones recurrentes en cada uno de los equilibrios que se vayan alcanzando.

Este entorno complejo resulta clave para comprender el desafío que deberá emprender la Argentina para desbloquear la histórica deficiencia en su falta de dinamismo exportador, y en cómo deberá balizar su hoja de ruta exportadora evitando que el factor interno y externo jueguen en contra de quizás la última oportunidad hacia el desarrollo económica ordenado.

Esto es, Argentina tiene oportunidad para reconstituir una matriz productiva apuntalando su capacidad exportadora con base en sus recursos energéticos y minerales requeridos para la transición energética. Esta oportunidad reviste mayor relevancia si se entiende que la falta de dinamismo exportador es quizás el mayor obstáculo para un proceso de desarrollo sostenido que ha mostrado el país en los últimos 50 años.

Recordemos que desde 1974, Argentina fue el país del mundo que más años pasó en recesión y, por ello, fue uno de los de menor crecimiento del PIB per cápita (0,5% anual). Ese bajo crecimiento fue acompañado de un proceso de transformación productiva que implicó el retroceso de capacidades productivas en buena parte de la industria, volviéndose más heterogénea con un salto en la informalidad y, como resultado de todo ello, la tasa de pobreza por ingresos se multiplicó. De alguna manera esto se observa en que las importaciones crecen en una magnitud que duplican las exportaciones, de modo tal que los déficits comerciales prolongados en el tiempo han derivado en crisis de balanza de pagos que, si bien terminan por corregir dicho desequilibrio externo, lo hecho a costa de una recesión. De allí una explicación a los ciclos económicos.

Por otra parte, el sector energético y minero representa parte del aparato productivo más moderno de la Argentina, de alta productividad y tecnología con capacidad de exportar e internacionalizarse, que pagan elevados salarios y que generan un efecto multiplicador en el empleo local (por cada empleo en actividades extractivas se generan 3 empleos en forma indirecta o inducida).

No obstante, la mayor cantidad de empresas en argentina son de productividad intermedia o baja, muy sensibles a los ciclos económicos (de modo que muestran dinamismo y creciente formalidad cuando la economía crece y viceversa) y conviven con grandes dificultades para pagar buenos salarios, desempeñarse en el segmento formal y acceder al crédito.

Por lo tanto, existen condiciones locales e internacionales para conformar una estrategia de desarrollo de un fuerte dinamismo exportador con miras en el mediano y largo plazo.

En el presente estudio se analiza la capacidad exportadora de 4 nuevos complejos exportadores:

I. Hidrocarburos a partir del desarrollo de Vaca Muerta
II. Hidrocarburos a partir del desarrollo del Off Shore en el Mar Argentino
III. Minería del Litio y Cobre
IV. Hidrogeno

Estos cuatro pooles de orientación exportadora administrados de manera inteligente podrán ser el principal catalizador hacia un desarrollo sostenido en el tiempo para el país.

El presente documento se extiende en cuatro capítulos: (i) un análisis de marco global y regional de gas natural y sus sustitutos, (ii) Estrategias de orientación exportadora de hidrocarburos en Argentina, (iii) Definición de oportunidades del desarrollo de la minería vinculada a la transición energética, y, por último, (iv) Una mirada hacia el desarrollo del hidrogeno destinado a la exportación.

1 Análisis del Mercado Global y Regional del Gas Natural

1.1 Contexto Global

El GNL desempeñó un papel fundamental en la mitigación del impacto de los profundos recortes de Rusia en el suministro de gas canalizado a la Unión Europea y fue fundamental para evitar la escasez de suministro de gas en 2022. En este sentido, el aumento de la incertidumbre geopolítica y el estreches de la oferta elevaron los precios del petróleo y el gas natural, a su nivel más alto desde 2013 en el caso del primero, y a niveles récord, en el caso del segundo.

De persistir la situación actual en los próximos años Europa tendrá que reemplazar más de 140 bcm de origen ruso. Para poner en contexto, los 140 bcm representan el 27 por ciento del mercado de GNL. Este reemplazo es parte de una serie de objetivos propuestos por la Unión Europea, que no será sencillo y tendrá que competir con Asia que retomará su sendero de crecimiento en las compras de GNL

El aumento de la demanda global de GNL se explica únicamente por el incremento sin precedentes en la demanda de GNL en Europa que tuvo que reemplazar parte del suministro ruso (en 2021 casi la mitad del gas provino desde Rusia). En rigor, el 2022 dejó una baja de 82 bcm desde Rusia que fue compensado en parte con el incremento de los envíos desde Noruega (4 bcm) y principalmente por el suministro de GNL (67 bcm), implicando una baja en de 11 bcm en el suministro total.

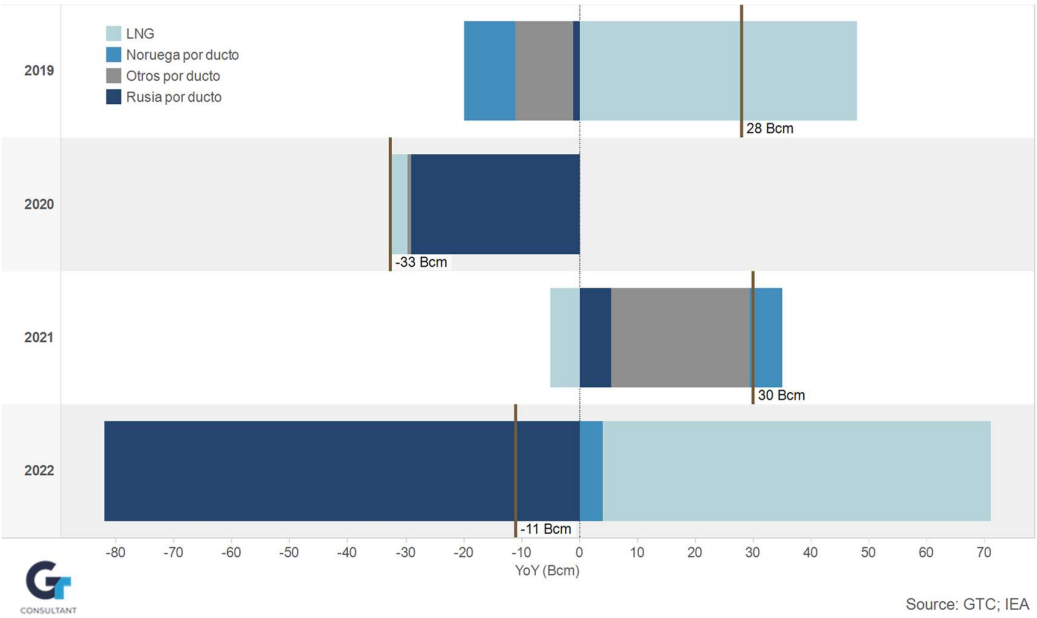


gráfico 1 – Variación interanual del consumo de gas de la UE

Este cambio representó un salto del 60% de las compras de GNL por parte de la Unión Europea. Afortunadamente, este aumento de 67 bcm se balanceó con una fuerte

disminución en el resto del mundo, particularmente en Asia y Sudamérica, para7 completar un modesto crecimiento en la demanda global de 5,5%.

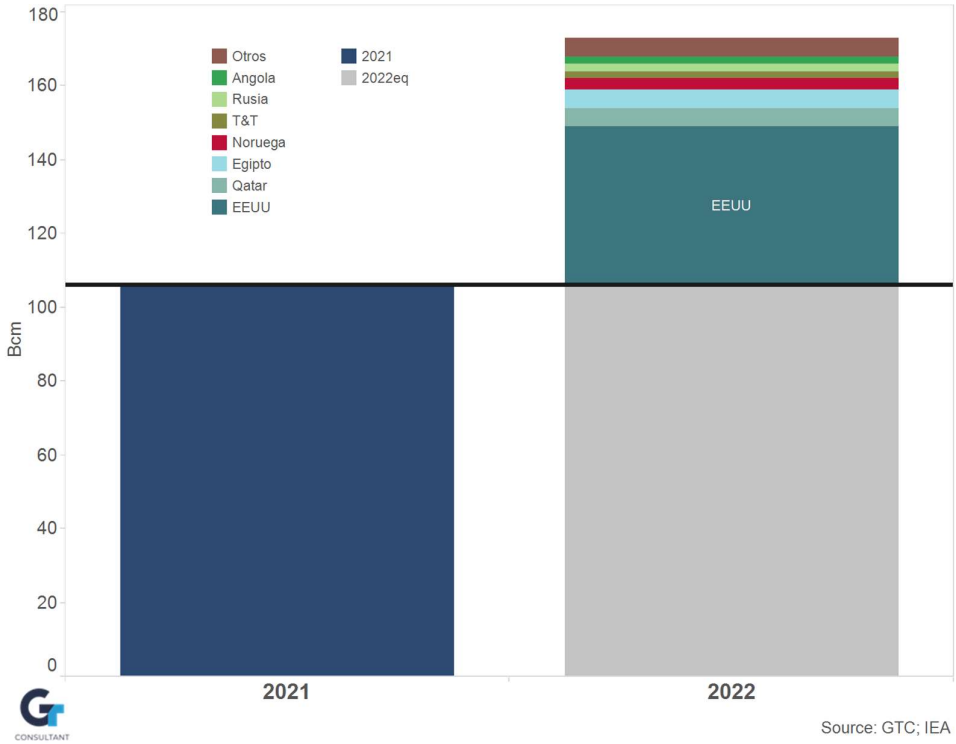


Gráfico 2 – Incremento de las compras de GNL de la UE en 2022

Estados Unidos cubrió aproximadamente dos tercios (43 bcm) de las nuevas solicitudes de Europa en un año en el que se combinó la entrada en operación de una nueva planta de licuefacción (Calcasieu Pass LNG) con el incendio y puesta en reparación de otra (Freeport LNG) a lo largo del segundo semestre del año.

Los otros "proveedores oscilantes" pudieron redirigir volúmenes flexibles significativos al mercado europeo generando las tensiones en precios. Entre ellos se destacan Qatar (5 bcm), Egipto (5 bcm), Noruega (3 bcm), Angola (2 bcm), Rusia (2 bcm) y Trinidad y Tobago (2 bcm) proporcionando la mayor parte del tercio restante.

Al respecto, la puja por los buques flexibles de GNL proporcionó una fuerte presión al alza sobre los precios spot de los diferentes hubs europeos y asiáticos durante todo el año. En Europa, los precios mensuales del TTF promediaron más de 40 usd/MMBtu en 2022 (con picos que superaron los 140 usd/MMbtu), casi ocho veces su promedio de cinco años entre 2016 y 2020. Mientras que, en Asia, los precios spot de GNL alcanzaron un promedio de 34 usd/ MMBtu durante el año, más de cinco veces su promedio de cinco años entre 2016 y 2020. [3]

[3] En tanto el valor del GNL comercializado bajo contratos de GNL indexados al petróleo a largo plazo, aproximadamente el 60% del comercio mundial de GNL tuvo un crecimiento mucho menor (+90%).

Si bien Europa logró cubrir parte de la dependencia de gas ruso con los 67bcm de GNL, el remanente para sustituir los 140 mencionados requiere nueva infraestructura de regasificación y transporte de gas natural, es por eso que la Comisión Europea ha decidido llevar adelante proyectos que ascienden u$s 14 bn (19 FSRU, 7 Plantas de Regas e infraestructura de transporte) entendiendo que el gas natural será el principal catalizador de la seguridad energética como sostén de otras objetivos en términos de sustentabilidad.

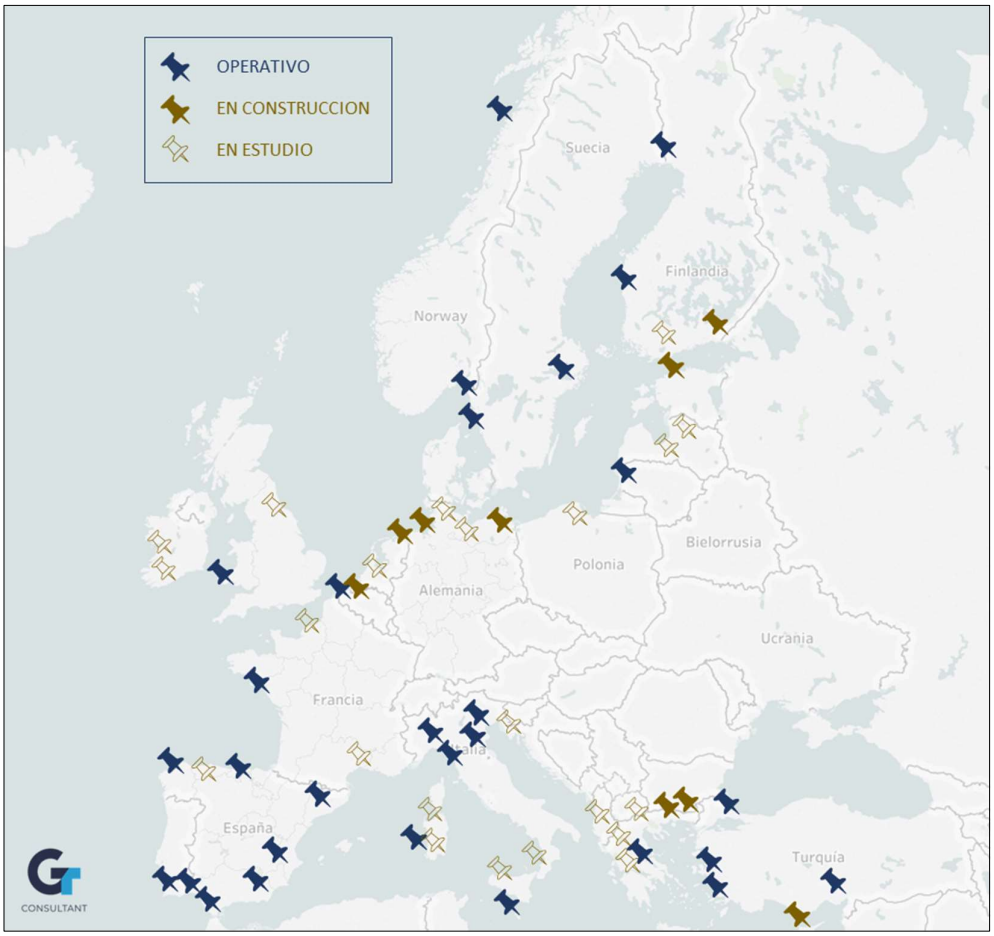


Imagen 2 – Plantas de Regasificación y FSRU en Europa 2022

Esto explica el boom de inversión en nueva capacidad de regasificación en Europa, concentrando la atención del mercado global. Se trata de planes para un estimado de 130 bcm de nueva capacidad de importación de GNL De ellos, alrededor de 20 bcm de nueva capacidad de regasificación ya se completaron en 2022 y otros 50 bcm estaban en desarrollo a principios de 2023, con Alemania (23 bcm), Italia (10 bcm) y Bélgica (8 bcm) representando la mayor parte de la capacidad en construcción.

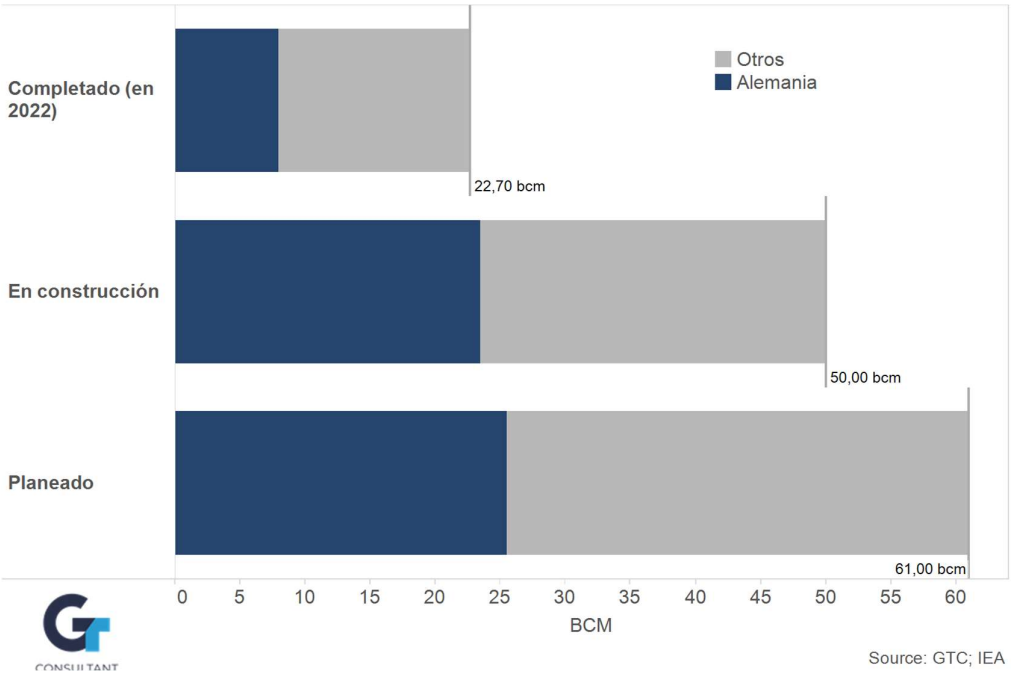


Gráfico 3 – Capacidad de Importación de GNL y Proyectos

Para poder amortiguar la crisis generada por la falta de suministro, el mercado de gas natural ocupó la centralidad de las nuevas de reformas de mercado durante el 2022, poniéndolo en el centro de las intervenciones políticas. [4] Esto incluyó,

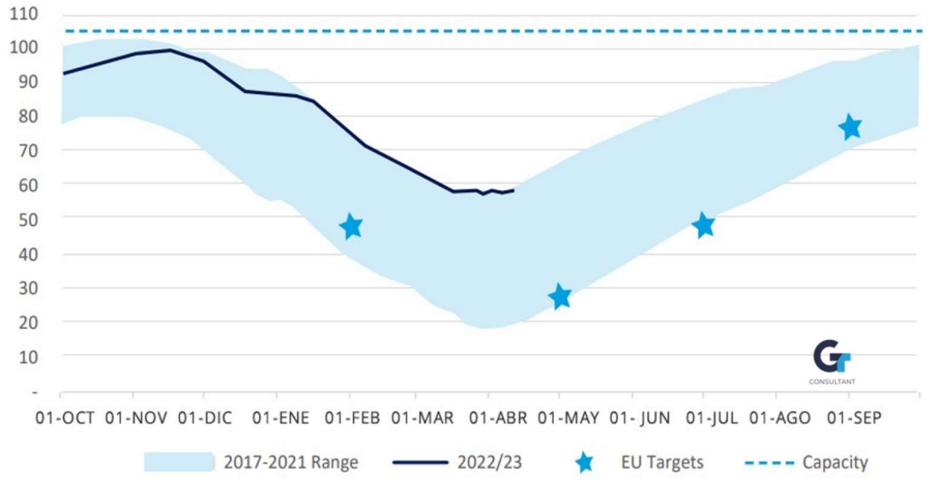
1. Introducción de regulaciones de almacenamiento más estrictas,
2. Mecanismos de control en el consumo de energía para recortar la demanda de gas para generación,
3. Esquemas agregados de adquisición de GNL basados en una mayor coordinación,
4. Intervenciones en el mercado mayorista con el objetivo de reducir la volatilidad de los precios del gas natural.

La implementación de estas medidas, y gracias a la especial contribución de un invierno templado la demanda de gas en Europa fue un 21% inferior al consumo de 2022, y un 26,5% inferior al nivel de 2021.[5]

[4] También Asia introdujo varias regulaciones para generar mayores certezas para el suministro y menor volatilidad. En Japón, se planteó introducir un "Buffer Estratégico de GNL" (SBL, por las siglas en inglés) en base a poder definir la adquisición forzada de gas a empresas privadas para adaptarse a posibles situaciones de escasez de GNL. En Singapur, donde el gas importado se utiliza para generar alrededor del 95% de la electricidad, se introdujo una instalación de GNL de reserva pudiendo las autoridades ordenar a las empresas que compren suficiente GNL para generar electricidad y evitar utilizar sus propias reservas de gas. En China, el 14º Plan Quinquenal para un Sistema Energético Moderno (marzo de 2022), establece el objetivo de duplicar la capacidad de almacenamiento de gas y GNL del país para alcanzar los 55-60 bcm en 2025 para mitigar el riesgo por exposición a la volatilidad de los precios, especialmente durante los meses pico de invierno. Esto equivale a aproximadamente el 13% del consumo total de gas según lo proyectado por la Comisión Nacional de Desarrollo y Reforma (NDRC).

[5] Conforme la metodología de agregación demanda de gas Local, Importada y variación de Storage elaborada por la OIES.

En este nuevo marco, se precipitó una nueva realidad en las antípodas de lo esperado meses atrás: ll nivel de almacenamiento de gas de Europa alcanzó un récord. Los objetivos de almacenamiento definidos por la Comisión Europea han sido superados con creces. (Ver gráfico 4) Según AIE los esfuerzos de Europa para reducir la demanda de gas deberían ser suficientes para cubrir un corte total del gas ruso el próximo invierno.



pSource: GEI

gráfico 4– Evolución del Almacenamiento Subterráneo de gas Natural en Europa

Este éxito resultó en que los precios del gas cayeran a niveles previos a la invasión Rusia en Ucrania. El gráfico 5 presenta la sostenida caída de precios desde diciembre 2022, hasta llega a cotizaciones de un dígito a fines de abril, luego de haber alcanzado los 3 dígitos en agosto del 2022.

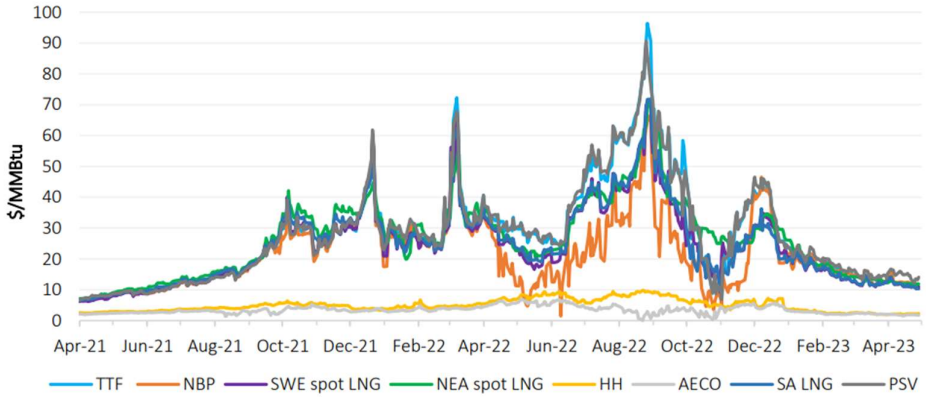


gráfico 5 – Evolución de los precios Spot en diferentes mercados 2021-2023

En un apartado siguiente se presenta la proyección de precios de GNL referenciales para los proyectos de exportación de GNL y gas natural por ducto a los países limítrofes. A teles efectos se ha tenido en cuenta el actual proceso de rebalanceo hacia contratos a largo plazo, donde los factores de riesgo centralizar los roles de la seguridad energética y la

volatilidad de los precios En 2023 el 38% de los compradores de GNL se estarían firmando contratos de LP en los próximos 3 años.[6]

Al respecto, según Poten & Partners (2022) los precios promedio de 2022 se ubicaron en una pendiente (slope crude oil) de 12,7%, esto es el precio de contrato del gas fue 0,127*brent. En 2023 la pendiente (slope) con el Brent asciende a alrededor de 13,5%. De modo que existe mayor interés en contratos vinculados el Brent, dado que diversos compradores manifiestan preocupación por la exposición al precio Henry Hub (trazador del valor del gas en EEUU). [7]

1.2 Contexto regional

En términos de producción, la región se destacó con un ascenso en la producción de gas natural durante gran parte de la década pasada, hasta alcanzar un pico de 180,9 bcm en 2017 y luego experimentar un marcado descenso en los siguientes 4 años, hasta los 153 bcm. El 2022 fue un año de recuperación en la producción de gas natural motorizado por las mejoras en Argentina, Trinidad y Tobago y Brasil.

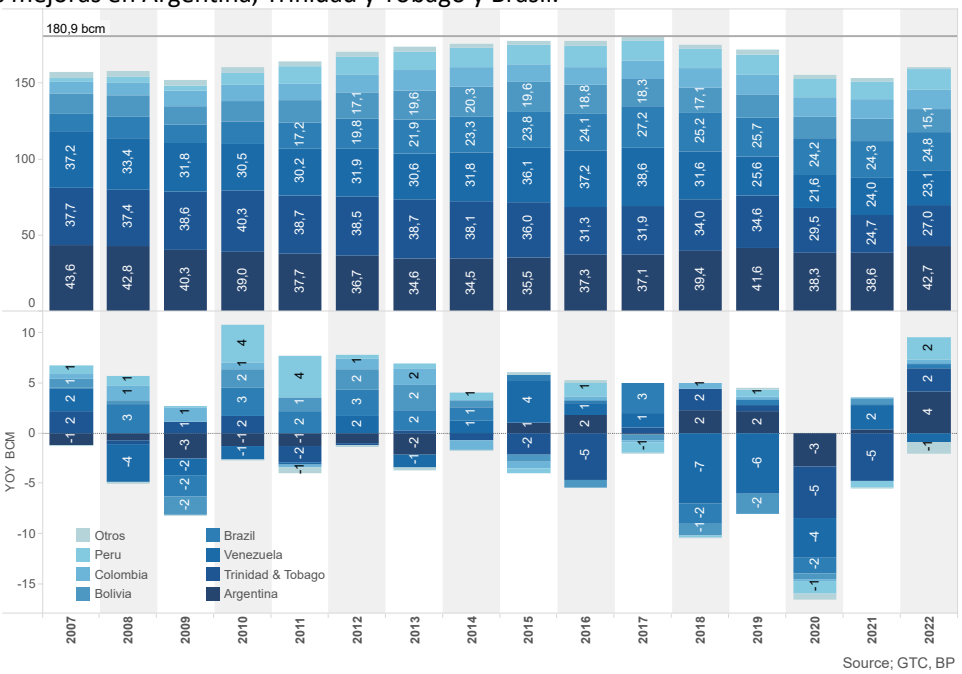


Gráfico 6–Evolución de la producción de gas natural Sudamérica y Centro América

En gran medida este comportamiento de la oferta en la región alteró el balance comercial con el resto del mundo. La región (incluyendo Centro América) mantuvo un superávit holgado hasta el salto en las importaciones de GNL del 2021, fundado principalmente por la demanda de gas de Brasil y Argentina en el marco de un año de muy escasas lluvias.

[6] Encuesta realizada por McKinsey & Co 2022 (LNG Buyer Survey)

[7] De hecho, compradores Chinos comienzan a repensar su exposición al HH. Qatar, principal vendedor con indexación Brent, ha sido guía para que nuevos actores sigan sus pasos. Poten & Partners (LNG CIS)

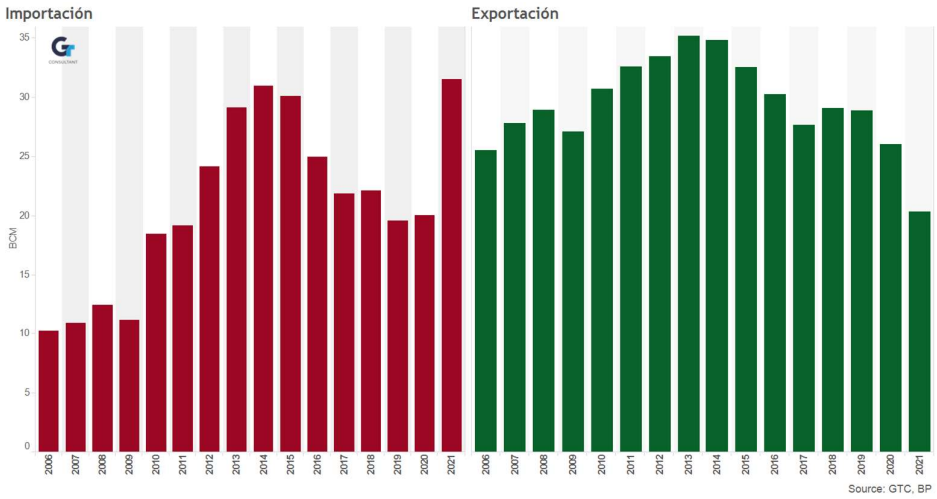


Gráfico 7 – Balance Externo del Gas Natural Sudamérica y Centroamérica

En cambio, en el 2022 el consumo de gas en la región descendió sobre la base una fuerte caída en Brasil en una combinación de una mayor disponibilidad hidroeléctrica para la generación de energía en comparación con 2021 y cierto impacto de los altos precios para los mercados importadores de GNL. A continuación, se presentan los hitos más relevantes que explican los cambios en las condiciones de equilibrio en la región.

1.2.1 Brasil

Con un contexto de producción de gas creciente año tras año, pero con un destino dirigido a la reinyección para mantener condiciones operativas en yacimientos petroleros offshore que restringe la oferta la oferta local, la demanda adicional debe ser importada. En los últimos 10 años la demanda de gas natural en Brasil registró una sensible dependencia a las condiciones hídricas para la generación eléctrica. En 2021 la demanda de gas importada se alzó a 46 bcm, con una variación interanual de casi 20bcm. Por el contrario, en 2022, la caída fue de 21,4 bcm de acuerdo a un mayor caudal hídrico en los embalses.

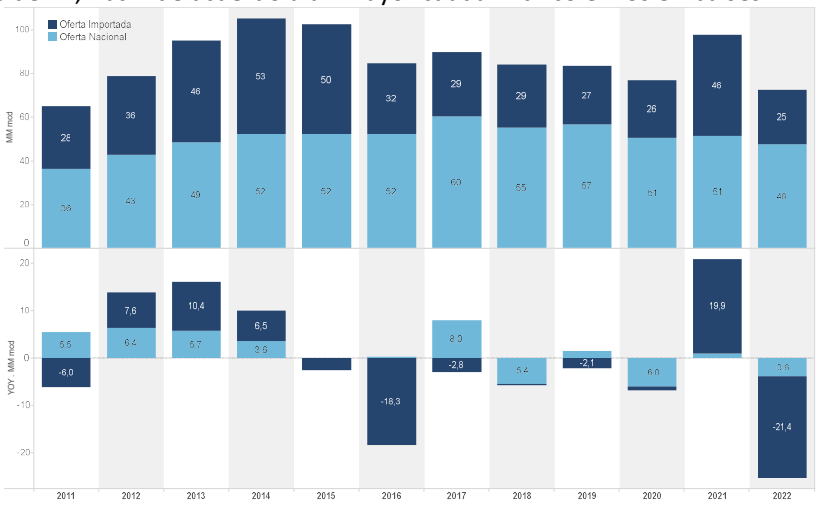


Gráfico 8 – Importación de gas natural en Brasil (2011-2022)

Esta caída abrupta en el consumo de gas natural, del orden del 21%, se explican con los registros operativos de la ONS (Operador Nacional do Sistema Eléctrico); la generación total de electricidad aumentó en 10 TWh interanuales (un 2%), mientras que la generación hidroeléctrica aumentó en cerca de 64 TWh (hasta un 18%). Como resultado, la generación térmica se redujo en 64 TWh (un 53% menos), y dentro de la generación térmica, la generación a gas se llevó el mayor impacto con una disminución de 45 TWh (un 65% menos).

Como la importación de gas natural por ducto proviene principalmente de los contratos con YPFB (Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos), la volatilidad se traslada a las compras de GNL. En 2022, las compras de GNL cayeron un 68%, retrocediendo de los 10bcm a los 3,2 bcm.

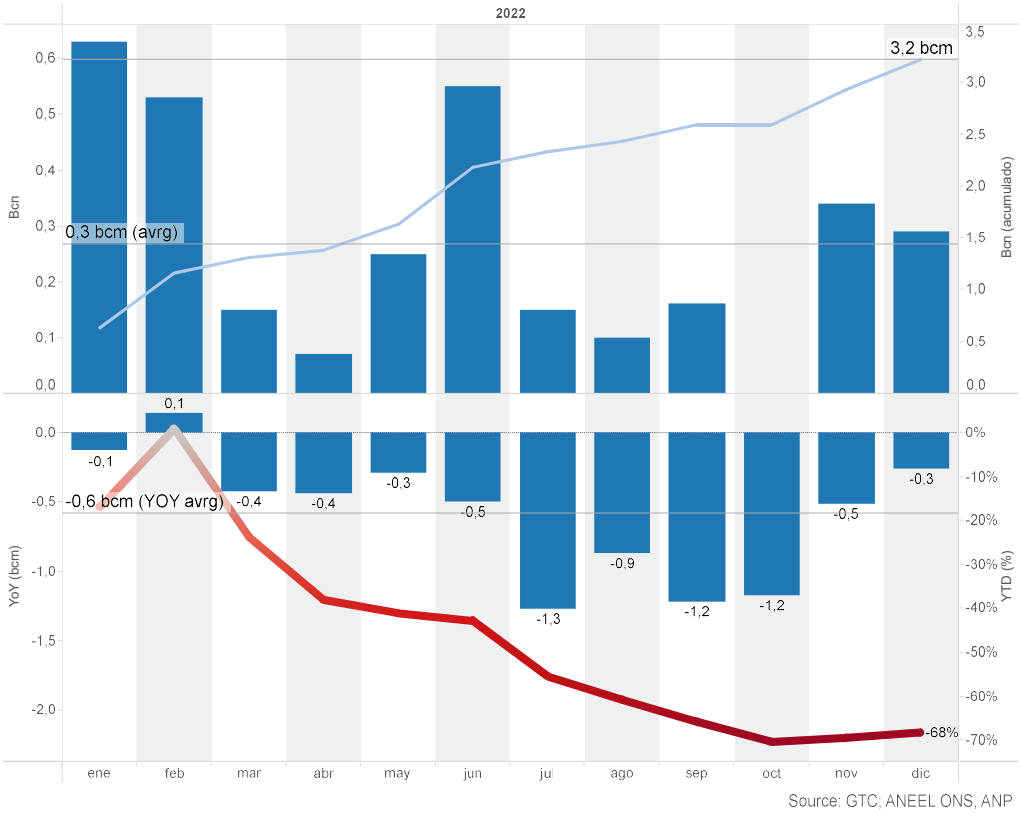


Gráfico 9 – Importación de GNL en Brasil en 2022

1.2.2 Chile

En Chile, el consumo de gas aumentó un 10% en 2022. Esto fue impulsado por el sector de generación de energía (con un aumento del 3% en la generación), que impulsó el consumo de gas en un fuerte 30% interanual. Esto de debió una caída del 22% en la generación a carbón y a mayores volúmenes de gas argentino a precios convenientes, sensiblemente menores a la paridad importación GNL.

El grafico 10 refleja el cambio del origen del gas natural importado por Chile, luego de los cortes en los envíos por parte de Argentina a partir del 2004, las importaciones se lograron recuperar por la vía del desarrollo del negocio de GNL, alcanzando niveles de importación de 3 bcm con sus dos nodos de regas de Quinteros (para atender la demanda de la región metropolitana) y Mejillones (fundamentalmente para la generación y sector minero del norte).

Con el retorno de las exportaciones argentinas en 2018, las importaciones totales ascendieron a más de 4 bcm.

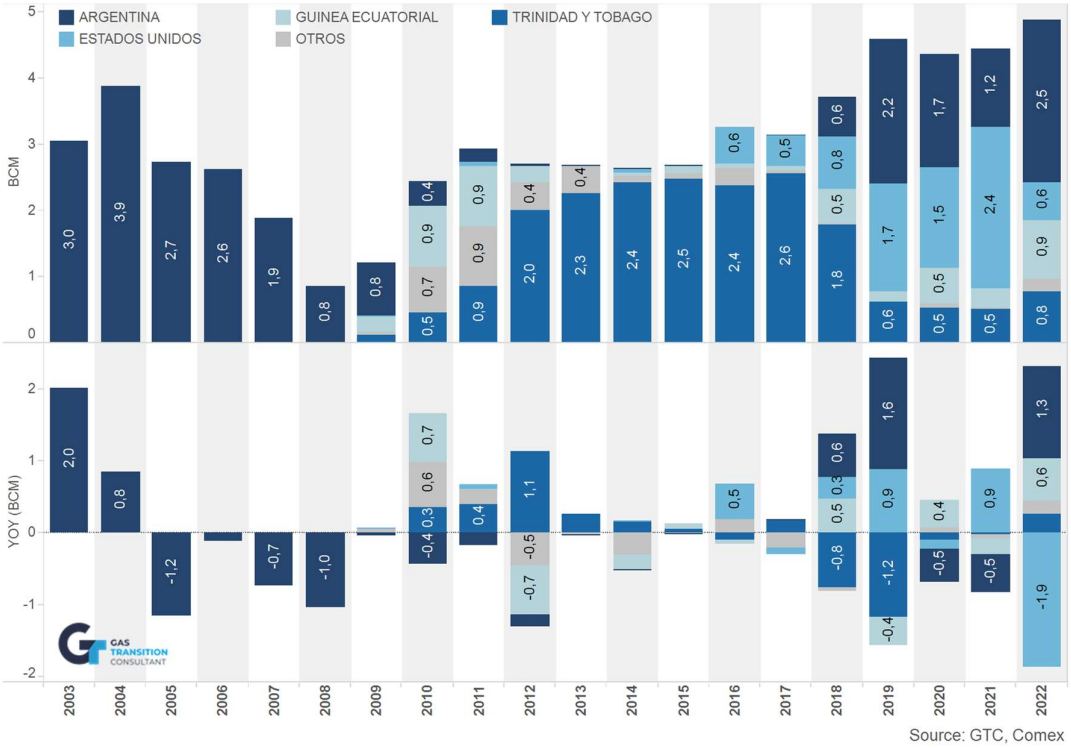


Gráfico 10 – Importación de Gas Natural en Chile (2003-2022)

Particularmente en 2022 el gas natural argentino (fundamentalmente por el gasoducto Gasandes) sustituyó GNL en las importaciones, permitiendo a algunos actores contra actualizados en el mercado chileno relocalizar buques aprovechando los mejores precios del gas argentino. Los envíos desde EEUU retrocedieron en un 74% bajando de 2,3 bcm a 0,6 bcm (considerando los primeros 11 meses de cada año).

1.2.3 Bolivia

Por la política de masificación de gas natural llevó a acelerar el consumo mediante el subsidio, hasta alcanzar el pico de los 4,5 bcm (12,3 MMm3d) en 2018. Se observa un crecimiento significativo del consumo de gas natural, en sectores como el residencial, vehicular e industrial en 60%, 40% y 20% respectivamente en la figura 13.

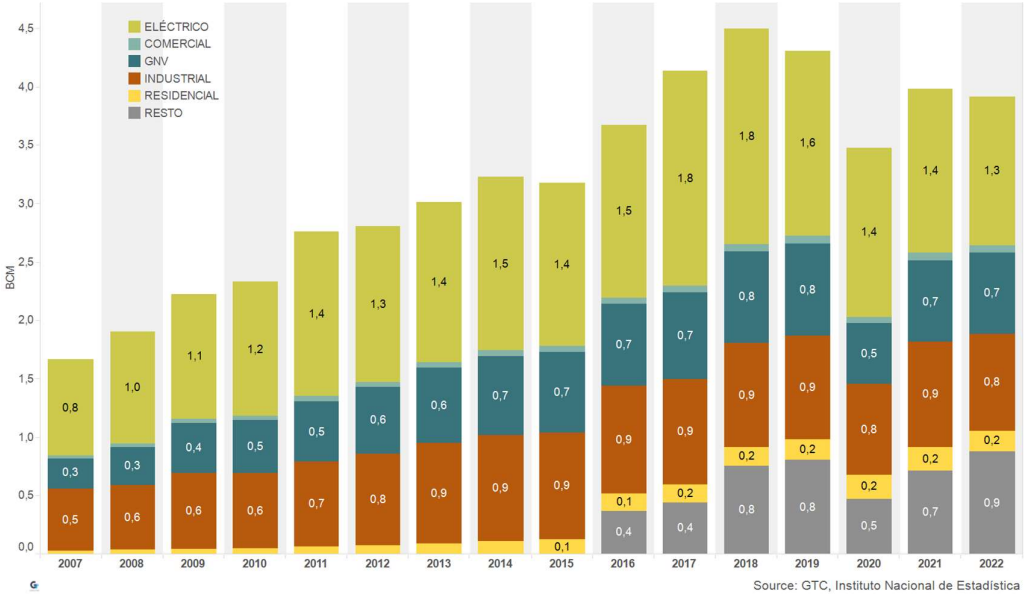


Gráfico 11 – Demanda de Gas Natural en Bolivia (2007-2022)

Definidas como resto, el mayor crecimiento de los últimos años se dio por el salto en el consumo de gas natural de las Plantas Separadoras de Líquidos de Rio Grande y Carlos Villegas y la Planta de Industrialización de Amoniaco y Urea. [8]

Con la caída en la producción local en los últimos 8 años del orden del 30%, pasando de los 22,4 bcm (61,4 MMm3/d) a los 15,6 bcm (42,6 MMm3/d), implicó un ajuste en las exportaciones de gas natural a Brasil y Argentina. En aquel entonces las exportaciones a Brasil y Argentina registraron picos de 31 MMm3/d y 17,7 MMm3/d respectivamente, representando la exportación un 77% de la oferta de gas natural, en 2022 se redujeron al 67%.

Al respecto, particularmente el 2022, a partir de un acuerdo tripartito con las mejores condiciones hídricas brasileras se redirigieron los envíos comprometidos con Brasil a la Argentina considerando precios que resultaron convenientes para todas las partes.

[8] Desde su inicio de operación tienen una demanda entre 1,5 – 1,7 MMm3/d; pero que podrían llegar a consumir a su capacidad de diseño a unos 2,5 MMm3/d.

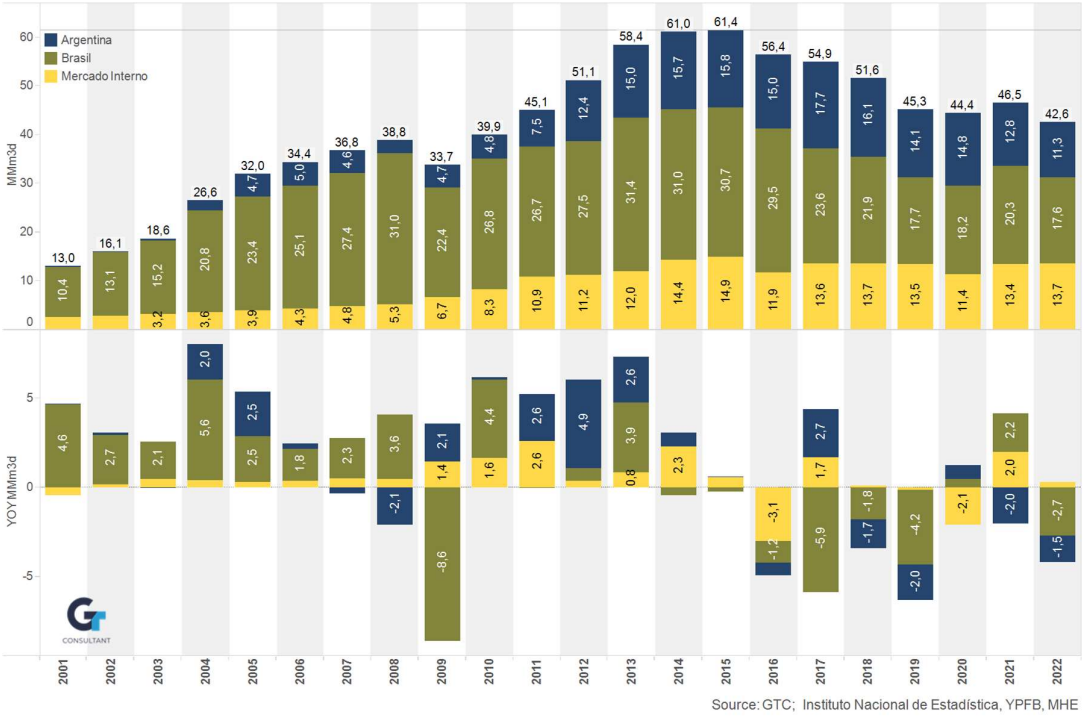


Gráfico 12 – Destino del Gas Natural de Bolivia (2007-2022)

1.2.4 Perú

En Perú el consumo de gas aumentó un 23% interanual en 2022. Se destaca un repunte en la demanda para generación eléctrica y la licuefacción, el país aumentó sus exportaciones de GNL desde Pampa Melchorita en cerca del 40% en comparación con 2021.

Por otra parte, luego de un largo letargo de más de 8 años del denominado Gasoducto Sur Peruano (GSP), ahora retomado bajo la denominación SITGAS (Sistema Integrado de Transporte del Gas - Zona Sur del Perú), con una obra que requiere una inversión estimada en u$s 4,3 bn, y se espera iniciar en el segundo semestre de 2023, con puestas en operación del sistema por hitos en los años 2024 (Cusco), 2025 (Apurímac, Puno) y 2026 (Arequipa, Moquegua, Tacna).

Lo cierto es que a tiempo perdido y con una coyuntura global que interpela las inacciones, hoy más que nunca se requiere priorizar la transición energética en base a gas natural reemplazando los combustibles como el diésel que hoy el 68% es importado, la pregunta termina siendo qué grado de consenso político y social hay para consolidar el proyecto y cuánto margen de tiempo de operación con gas de Camisea tendrá el proyecto en convivencia con el modelo exportador de GNL de Pampa Merchorita.

Imagen 3 – Mapa trazado Proyecto SITGAS

1.2.5 Resto de Latinoamérica y Caribe

En Colombia el consumo de gas natural creció aproximadamente un 5% en 2022. Cabe destacar que todos los sectores consumidores mostraron una tendencia positiva, excepto las ventas de gas vehicular (-1% interanual).

El crecimiento fue impulsado principalmente por el sector industrial (7%, con un aumento del 13% en el sector petroquímico) y el uso propio del sector energético (hasta un 7%, impulsado por un mayor consumo para refinación).

En el caso de Trinidad y Tobago fue el tercer país consumidor de gas más grande de la región en 2022 con aproximadamente 18 bcm. La producción local de gas, que había estado en una tendencia a la baja desde 2019, registró un aumento interanual del 7% en los primeros once meses de 2022, lo que permitió un repunte en las exportaciones de GNL de Trinidad y Tobago.

1.2.6 Conclusiones sobre el Contexto regional

Los eventos observados a nivel global imponen restricciones a las políticas energéticas en la región a medida que los precios de referencia y las certezas de suministro se alteran como sucedió en 2022. A su vez estos desequilibrios exponen las fallas en las políticas energéticas de los países en la región dejando en evidencia el hecho de que existe un estrecho sendero para las transiciones energéticas y en el mismo el gas natural debería tener un lugar central.

A su vez, se reconoce el rol del gas como catalizador de la transición energética en la medida que se aceptan los siguientes argumentos:

- El gas natural tiene la capacidad de ser una fuente de energía fiable y asequible fundamental para el desarrollo de muchas industrias y como respaldo para la energía renovables, como la solar y eólica.
- El gas natural puede ser un puente en la transición en el reemplazo del carbón, y contribuye a reducir las emisiones de GEI.
- El gas natural es una herramienta clave en la lucha contra la pobreza energética y el reemplazo de los combustibles tradicionales para la cocción, como la leña, carbón vegetal o estiércol. Contribuyendo a mejoras la salubridad de las cocinas tradicionales. Y en dicha sustitución contribuye a reducir la deforestación que el uso de la leña conlleva.
- El gas natural es un insumo clave para el proceso de producción de alimentos (fertilizantes y transporte).

De manera tal que la región se encuentra habitando un proceso de transformación en un contexto lo suficientemente inestable, lo cual implica ordenar una serie de ideas que funciones como base para las futuras estrategias:

- Brasil apuesta al desarrollo del Mercado do Gas como eje central para mitigar su dependencia a las condiciones de hidraulicidad, pero no ha logrado dar con avances sustantivos en la oferta local manteniendo una dependencia en la importación de gas natural al punto que cuenta con más de 10 proyectos de regasificación.
- Brasil apunta a desarrollar la producción de gas natural offshore conectando esos campos con la red y atendiendo al tratamiento requerido conforme el contenido de CO2 del mismo. A su vez, como la producción objetivo de esos campos es petróleo y gas asociado, el gas termina siendo reinyectado para mantener las condiciones operativas y seguir desarrollando la extracción petrolera. Estas condiciones demoran el desarrollo de la oferta local de gas.
- Además de la necesidad de expandir la generación térmica a gas natural, Brasil cuenta con complejos industriales con gran capacidad de expansión si hubiese seguridad de suministro de gas natural.
- Bolivia no ha logrado revertir la caída en la producción de gas natural restringiendo las exportaciones y revirtiendo la balanza comercial.
- En Bolivia la declinación de la producción de gas impacta de forma directa en la producción de gasolina y diésel, mercado en el que se importa el 70% de lo que se consume, representando un gasto por importación de combustibles de u$s 4,1bn en 2022. En el corto plazo Bolivia será importador neto de combustible.
- En los últimos 20 años se han desarrollado proyectos y extensas vías de evacuación para campos de gas natural que vieron agotar sus reservas. Esto afecta a los esquemas establecidos por todos los actores involucrados, imponiendo riesgos y dilemas nuevos.

- Chile, luego de los cortes de suministro argentino, ha desarrollado un modelo de importación de GNL para atender sus requerimientos de gas natural.
- El modelo de descarbonización de Chile descansa en la provisión de gas natural. En un contexto político y social como el actual, resulta muy complejo el mantenimiento de esas políticas solo con GNL a los precios actuales.
- Chile necesita desplazar la leña en su matriz de consumo residencial, para ello es necesario desarrollar el mercado de gas natural y/o GLP en esas localidades. El 70% del GLP y gas natural provino de Texas (EEUU) imponiendo un costo que resulta difícil generar las condiciones para dicha sustitución
- Perú revive la esperanza de atender las necesidades de gas en el sur con gas del norte.

Como corolario de lo anterior, la región presenta cuadro de situación que demanda una provisión segura, confiable y asequible de gas natural. Esto resulta una oportunidad única para el desarrollo de Vaca Muerta, que como sabemos tiene un potencial enorme y capacidades probadas para un desarrollo temprano y de gran escala.

Adicionalmente, en la mayoría de los casos la orientación del desarrollo del potencial hacia la región se puede realizar con infraestructura existente y ociosa. Esto permite un acceso rápido y segura a mercados cercanos permitiendo el flujo inmediato o secuencial, algo que resulta ajeno a un modelo greenfield.

Por otra parte, estos planteos resultan absolutamente complementarios al desarrollo global de Vaca Muerta. Es decir, los proyectos de desarrollo de LNG resultan más fiables en convivencia con el desarrollo de exportación regional en etapas cubriendo la demanda local para evitar que las obligaciones de atender al mercado interno atente al modelo exportador.

2 La Transición Energética y la Orientación Exportadora

En el marco de la transición energética hacia fuentes más sostenibles y renovables, resulta fundamental que Argentina se enfoque en el desarrollo de obras de infraestructura estratégicas.

Estas obras no solo contribuirán a diversificar la matriz energética del país, reduciendo su dependencia de los combustibles fósiles, sino que también impulsarán el crecimiento económico, fomentarán la generación de empleo y mejorarán la calidad de vida de los ciudadanos.

En este sentido, Argentina debe encarar la transición energética según sus capacidades y restricciones teniendo en cuenta toda la cadena de valor, asegurando puestos de trabajo, la generación de tecnología e investigación científica.

Existe un enorme potencial para cumplir un rol destacado dentro de la región en términos de los objetivos asociados a las transiciones energéticas; el país tiene todas las condiciones para convertirse en un jugador mundial. Para realizar este potencial se requiere la aprobación e implementación de políticas debidas y determinar la hoja de ruta, la estrategia y un plan de infraestructura.

A su vez, el país cuenta con enormes recursos y capacidades para ubicarse en la frontera tecnológica asociada a la transición energética. Los recursos eólicos, solares, hídricos y minerales ubican al país en una posición destacada para dar con soluciones locales, regionales y globales derivadas de la electrificación y la producción de hidrógeno verde. De manera tal que, la transición energética es una oportunidad de desarrollo productivo federal con potencial exportador.

Nuestro país históricamente ha contribuido marginalmente a las emisiones globales, con una matriz que cuenta con una mínima participación del carbón en la matriz local, por lo tanto, debe tener una estrategia propia. No obstante, todavía queda pendiente implementar un marco legal para los proyectos de captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS), de modo que se logre establecer un mecanismo que apunte a delinear cómo debe desarrollarse, ya sea a nivel nacional o por entidades internacionales en su totalidad

2.1 Escenario de precios

En los últimos meses las cotizaciones de los hidrocarburos, del cloruro de litio y del cobre han experimentado saltos recurrentes. Resulta poco probable que dichos comportamientos se repitan en el futuro, solo eventos del tipo cisnes negros pueden dar lugar a hitos similares a los vistos en el pasado reciente.

Resulta conveniente mantener un escenario de contractualización a precios que no se ubiquen por encima de la media esperada para los próximos 10 años. A continuación, se presente el escenario de precios estimado y sus hipótesis

Año	PETROLEO BRENT	PETROLEO EXPORT PARITY	GAS NATURAL	LNG	GLP EXPORT PARITY	COBRE	LITIO	H2
	USD/BBL (1)	USD/BBL (2)	Por Gto.	Long Term	USD/TN	USD/T	USD/TLCE	USD/KG
			USD/MMBTU (3)	USD/MMBTU	-5	-6	-7	-8
				-4				
2024	74,46	64,82	7,13	9,07	324,11	8.800	30.000	2,9
2025	73,57	64	7,04	8,96	320,02	8.800	30.000	2,9
2026	72,69	63,2	6,95	8,85	315,98	8.800	30.000	2,9
2027	71,82	62,4	6,86	8,74	311,99	8.800	30.000	2,9
2028	70,97	61,61	6,78	8,63	308,05	8.800	30.000	2,9
2029	70,12	60,83	6,69	8,52	304,15	8.800	30.000	2,9
2030	69,28	60,06	6,61	8,41	300,3	8.800	30.000	2,9
2031	68,46	59,3	6,52	8,3	296,5	8.800	30.000	2,9
2032	67,64	58,55	6,44	8,2	292,74	8.800	30.000	2,9
2033	66,83	57,81	6,36	8,09	289,03	8.800	30.000	2,9

Tabla 1 – Escenario de Precios 2023-2033

Nota: (1) Se espera que el precio del crudo brent se ubique en un sendero a la baja dado por una tasa de -1,2% taa (2) La paridad exportación se asume en brent – 4usd – R (retenciones) (3) El precio de gas de exportación por gasoducto se estimó en brent*0,11 (4) El precio del GNL de exportación se estimó en brent*,14 (5) El precio de exportación del GLP se estimó en Mont Belvieu (6) Precio de cobre fijo a niveles proyectados por IEA (6) Precios del Litio en 30.000 usd/tn, muy por debajo de los precios de 2022 pero por encima de los precios del 2020; y (8) El precio del hidrogeno fue estimado en la media entre USD 1.3-4.5/kg H2 (equivalente a USD 39-135/MWh) (Global Hydrogen Review 2022/ IEA, 2023).

3 Orientación Exportadora Hidrocarburifera Argentina

Existe un consenso de que Argentina va camino a revertir el déficit energético que caracterizó al sector y, que a la postre, condujo al país a un notable déficit comercial y en la balanza de pagos comprometiendo a la economía en su conjunto.

Vaca Muerta resulta clave para la generación rápida de divisas. No obstante, para logar un proceso exitoso durante los primeros años se deberán asociar inteligentemente el ingreso de divisas vinculadas a las exportaciones con la salida de divisas para asegurar la importación de equipos e insumos requeridos para mantener la producción en forma creciente.[9]

La extracción de petróleo crudo de Vaca Muerta y el desarrollo de la infraestructura de transporte de crudo conforman más de la mitad del total de exportaciones hidrocarburíferas al 2034, y al desarrollarse en forma temprana (constituye el 70% de las exportaciones de Vaca Muerta en el año 2025) resulta una pieza estratégica de la orientación exportadora.
En gas natural, el giro exportador de Vaca Muerta será un proceso con dos tiempos diferentes. Por un lado, se pondrán en valor la infraestructura existente destinada a la exportación lo cual permite avanzar en un plazo relativamente rápido en la medida que se desarrolle tanto la oferta como la demanda de los países limítrofes, luego de neutralizar la balanza comercial de gas sustituyendo importaciones. Por otra parte, el tamaño del potencial energético argentino ha generado espacio para que se desarrollen proyectos de gran escala con destino al mercado global, obviamente este proceso requiere inversiones significativas que demandan una serie de certezas para su puesta en marcha.

Respecto al off shore en aguas ultra profundas, dado el potencial que presenta el mar argentino, el gobierno nacional llamó a licitación de un conjunto de áreas y las principales empresas del sector a nivel mundial mostraron interés y participaron en la ronda licitatoria del 2019 comprometiendo 724 millones de dólares sobre una superficie cercana a los 95.000 km2. Cabe destacar que el 30% de los hidrocarburos del mundo provienen de la producción costa afuera. De todas las áreas, el Proyecto Argerich, ubicado en la Cuenca Argentina Norte, constituye el primer avance exploratorio costa fuera en aguas ultra profundas en Argentina, que tiene por objetivo la exploración de 15.000 km2 a más de 300 km de la costa de Buenos Aires y se encamina a perforar el primer pozo exploratorio, en caso de ser exitoso se espera dar con el desarrollo de un potencial equivalente a otro Vaca Muerta.

3.1 Oportunidades en la Exportación de Gas Natural

3.1.1 Infraestructura requerida para el desarrollo exportador de gas natural

[9] Al respecto, vale destacar que en los primeros 10 años de desarrollo (del 2012 al 2022) se invirtieron 30.000 millones de dólares, y entre 2023 y 2035 estimo inversiones tanto en producción como infraestructura de transporte, tratamiento y licuefacción por 175.000 millones de dólares.

Con obra del Gasoducto presidente Néstor Kirchner concluida, y con algunas obras de adaptación para optimizar la infraestructura actual, seguramente en los próximos cinco años podamos ver un aumento importante de las exportaciones a países limítrofes por la vía de generación de confianza y contratos.

Esto no implica que no se avance en la infraestructura a gran escala, o incluso infraestructura a escala menor para un desarrollo modular o secuencial, aunque seguramente el desarrollo de la nueva gran infraestructura de exportación se hará en el marco de un modelo exportador ya iniciado, con las garantías que eso conlleva.

3.1.1.1 Gasoducto Presidente Néstor Kirchner

El Gasoducto presidente Néstor Kirchner (GPNK) constituye un aporte sustantivo en el sistema gasífero argentino, la principal obra, en términos de optimización de la red, desde la época de Gas del Estado. Permitirá incrementar la capacidad de transporte de gas desde Vaca Muerta hasta los centros de consumo y poder avanzar hacia un balance comercial externo positivo en gas natural y líquidos.

Parte central del Programa Transport.Ar, el nuevo gasoducto se construirá en dos etapas: la primera, cuya finalización se estima para el invierno de 2023, conectará el parque industrial Tratayen, emplazado en el corazón de Vaca Muerta, con la ciudad bonaerense de Salliqueló, cubriendo una distancia de 558 kilómetros y expandiendo el suministro de gas en 21 MMm3/d a usuarios y usinas de AMBA, además de reemplazar importaciones de combustibles. Para fines de junio de 2023, antes de la ejecución de las obras de compresión previstas para este segmento, el gasoducto ya aportará 11 MMm3/d de nueva capacidad, que con las plantas compresoras de Tratayén y Saliqueló se agregarán otros 10 MMm3/d antes de fin de 2023 (aportando 5MMm3/d cada planta compresora).

La segunda etapa, con una extensión de 467 kilómetros, permitirá llegar con gas natural a San Jerónimo (sur de la provincia de Santa Fe), sumando otros 17 MMm3/d y abriendo la posibilidad de abastecer a grandes ejes urbanos e industrias del centro y norte del país, como así también la oportunidad de exportar los excedentes a Brasil y Chile

3.1.1.2 Otras obras de infraestructura de transporte de gas natural

3.1.1.2.1 Reversión del Gasoducto Norte

Desde hace años la cuenca de Noroeste mantiene una baja interanual de -0,5MMm3d cada año. Para el próximo invierno la producción será de 3,3MMm3d, cuando en 2003 ascendía a 23 MM3/d, para atender a una demanda que podrá ubicarse en 15MMm3d en la región del Noroeste, los requerimientos de gas desde Bolivia ascenderán a entre 11,5 y 13,5 MMm3d.

No obstante, a caballo del declino en la producción de gas de Bolivia, la séptima adenda al contrato de YPFB-ENARSA marca una baja de 14 MMm3d a 8MMm3d. A partir de este déficit de suministro (del orden del 3,5 y 7,5MMm3d) el gobierno dio luz verde para que

TGN avance con dos obras estratégicas en el sistema norte. La idea de máxima es intentar abastecer a parte del norte del país con producción de Vaca Muerta durante el próximo invierno: (i) la Reversión del Gasoducto Norte, y (ii) la construcción del gasoducto La Carlota-Tío Pujio. A través de la Resolución 17/2023 se dio lugar a la solicitud de Transportadora Gas del Norte (TGN) para que construya, instale y ejecute las obras.

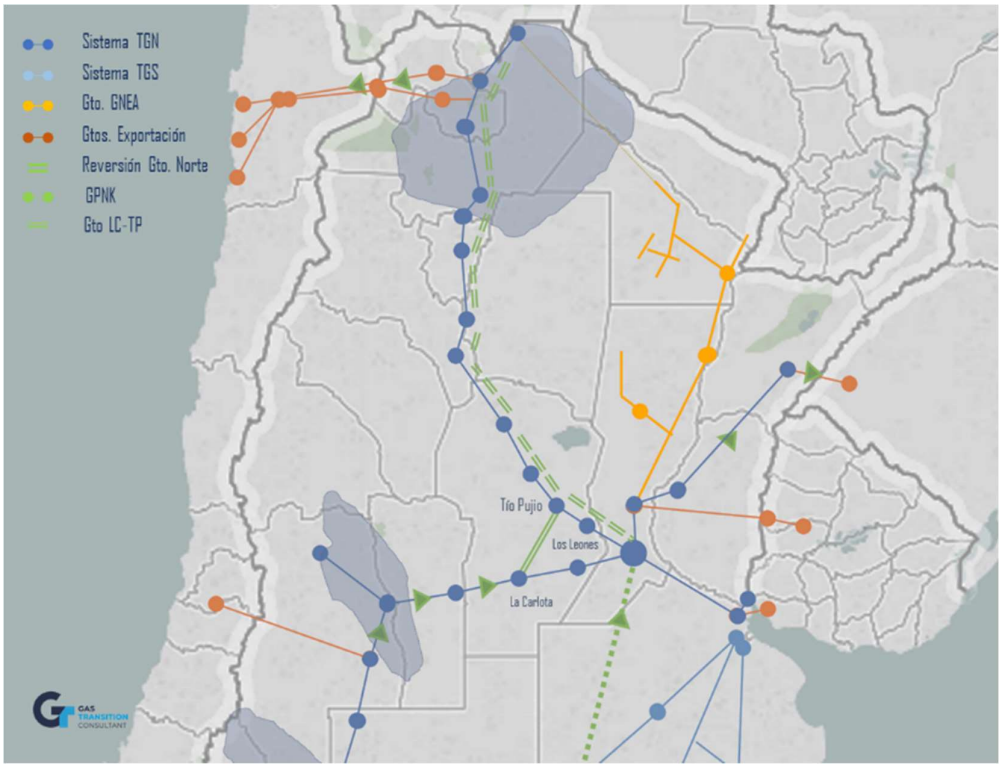


Imagen 4 – Mapa Reversión de Gasoducto Norte

NOTA El proyecto de reversión del gasoducto Norte contempla en su primera etapa la adecuación en las Plantas Compresoras Tío Pujio y Leones, nuevas líneas de 24" y 30", con sus respectivas válvulas de succión y descarga y sistemas de presurización, más todas las pruebas hidráulicas requeridas y el Incremento de la presión operativa en Tramos 10 y 11. En tanto, la reversión podría realizarse en modo pleno (28 MMm3/d) cuando el Gasoducto presidente Néstor Kirchner se encuentre completo

Adicionalmente, con estas obras se zanja un camino complejo para asegurar el suministro en el invierno 2023 y un suelo fértil para el desarrollo exportador de gas natural para los próximos años, pero que tendrá un objetivo de sustitución de importaciones en su primera fase para atender a la demanda de las provincias del noroeste (15MMm3/d aprox) y demanda adicional (en particular para la actividad minera, proyecto gasoducto Vicuñas).

También da espacio para avanzar en exportación al norte de Chile (por Atacama y Norandino para atender a la descarbonización en la generación chilena) y utilizar la infraestructura boliviana para llevar gas desde Vaca Muerta a Sao Pablo atravesando Bolivia.

3.1.1.2.2 Exportación a Brasil a través de Bolivia

La opción de alcanzar el mercado brasilero mediante el uso de la infraestructura de transporte existente en Bolivia representa una posibilidad concreta de colocar el gas argentino en Sao Pablo a costo hundido y amortizado en el pasado.

La promoción de esta iniciativa ya fue presentada al Área de Pensamiento Estratégico hace dos años, constituye una vía escalable de dar valor a las exportaciones, desplazando la importación de gas desde Bolivia en una primera instancia, poder exportar gas al norte de chile, en una segunda instancia, y finalmente, hacer uso de la infraestructura boliviana., permitiendo generar desplazamientos de contratos y swaps para contractualizarse con el sector industrial brasilero. [10]

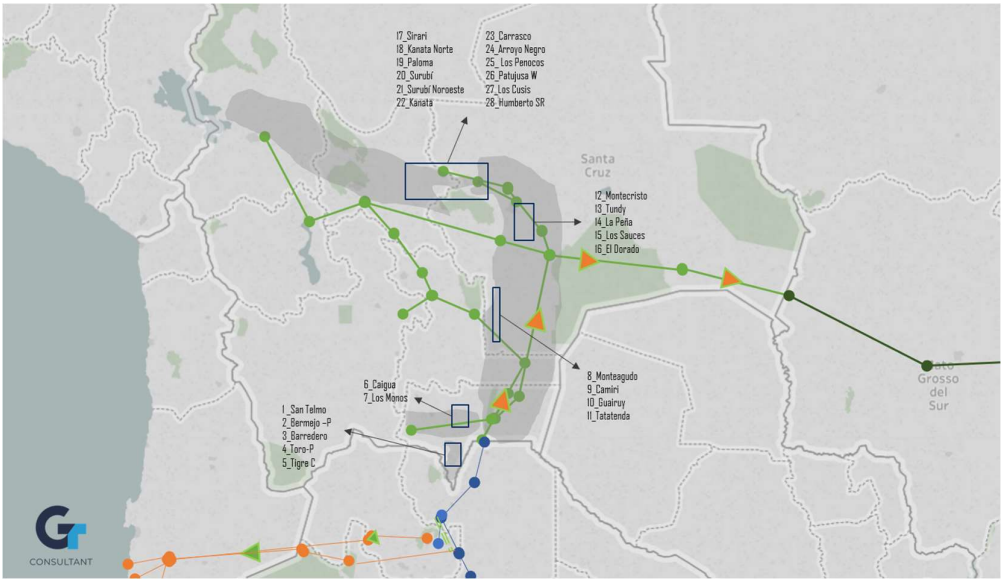


Imagen 5 – Mapa Sistema Boliviano de Transporte de Gas

3.1.1.2.3 Exportación a Brasil por Uruguayana

El potencial exportador hacia el mercado industrial brasilero también puede concretarse por medio de una obra de instalación de un nuevo gasoducto de 600 km que permitiría transportar más de 15 MMm3d desde Uruguayana hasta Puerto Alegre y su conexión con el gasoducto Gasbol con destino a Sao Pablo.

[10] Luciano Codeseira 2021: Una salida a la paradoja del gas
https://www.camarco.org.ar/2021/04/19/una-salida-a-la-paradoja-del-gas/

Esto implicaría una inversión estimada de usd1,2 bn. Cabe recordar que la Argentina se encuentra conectada a Brasil a través del gasoducto Aldea Brasilera-Uruguayana que permite enviar unos 2,5 MMm3d hacia la central homónima en la frontera con Brasil.

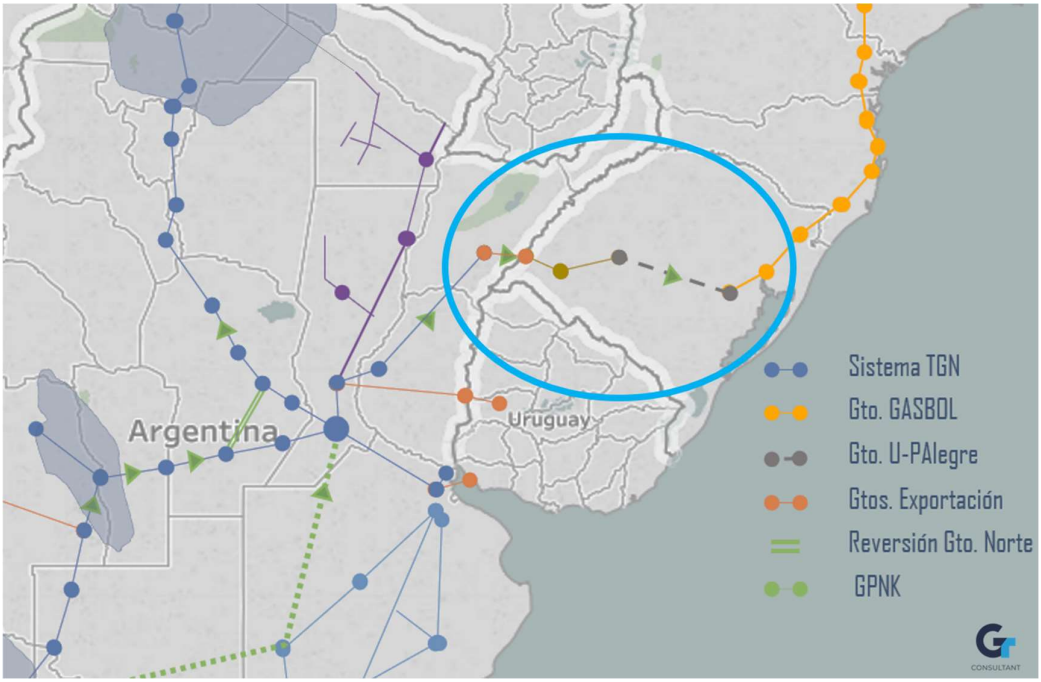


Imagen 6 – Mapa Gasoducto Uruguayana – Puerto Alegre

Se trata de un proyecto de integración energética muy relevante, pero, además de requerir una inversión importante, su recorrido costero lo convierte en infraestructura expuesta a la competencia del GNL. Es por ello que el tenor geopolítico y los aspectos financieros, por medio del BNDES, constituirán un eje central en la viabilidad del proyecto.

3.1.1.2.4 Exportación a Brasil por Cruz del Sur

Otro proyecto de interconexión gasífera entre Argentina y Brasil es el proyecto de gasoductos que va desde la cabecera del gasoducto Cruz del Sur hasta Puerto Alegre. Este proyecto compite con el proyecto Uruguayana-Puerto Alegre, con la ventaja de evitar entrar al hub de San Jerónimo (Santa Fe) pudiendo escalar las exportaciones desde la provincia de Buenos Aires ampliando la capacidad de transporte del Gasoducto Cruz del Sur.

La principal desventaja del proyecto es el hecho de que la infraestructura a construir es el doble al de Uruguayana-Puerto Alegre y que al igual que el paso por Bolivia, constituye un acuerdo entre tres partes complejizando la obra y su funcionamiento.

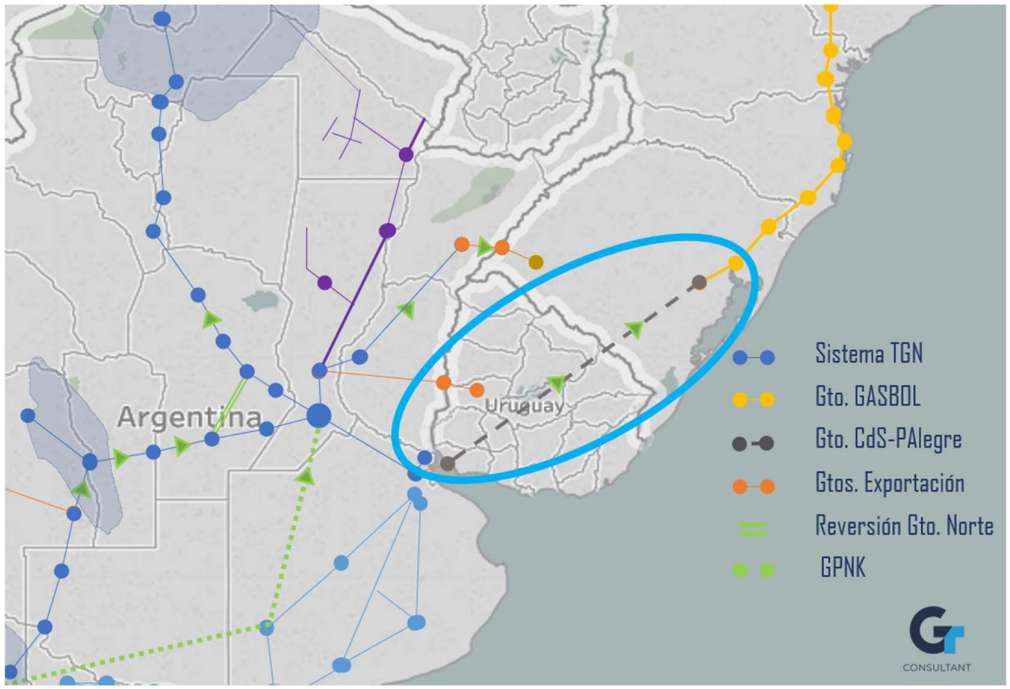


Imagen 7 – Mapa Gasoducto Cruz del Sur – Puerto Alegre

3.1.1.3 Exportación con infraestructura existente cercana a Vaca Muerta

En el corto plazo el incremento de las exportaciones se dará por un uso apropiado de la infraestructura existente. Con el mercado chileno nos conectar 7 gasoductos, y el 95% del gas circula a través del Gasoducto Gas Andes y Gas Pacifico.

Así los gasoductos Gas Andes y Gas Pacifico, los dos gasoductos de exportación más cercanos a Vaca Muerta representan el grueso de las exportaciones a Chile, en particular Gas Andes (casi el 90% del total de las exportaciones).

Hasta el 2004 y los posteriores cortes de suministro al mercado chileno, fuimos proveedores exclusivos, pero desde la entrada en operación de las dos terminales de regasificación (GNL Quintero y GNL Mejillones), la manera de recuperar aquel mercado es mediante el aporte de confianza y competitividad. En 2022 se logró recuperar hasta la mitad de las importaciones de Chile, los 2,5 bcm faltantes muy difíciles de sustituir por cuestiones de localización y contractualización (con volúmenes mínimos comprometidos y vencimientos en la próxima década).

Durante 2022 un tema central en las exportaciones a la región metropolitana de Chile fue la competitividad del gas argentino (10 usd/MMbtu) versus el costo de importación en Quinteros de GNL (18usd/MMbtu), no obstante, en el 2023 esa competitividad no se sostuvo por la baja en los precios del GNL.

De todas maneras, todavía queda un margen relevante para aumentar en las exportaciones al mercado chileno, el proceso de descarbonización y la mayor contractualización con

empresas argentinas permite aumentar en confianza y envíos. Al respecto el gasoducto Gas Pacifico tiene un potencial para aprovechar en una interconexión directa desde yacimientos ubicados en la sección norte de Vaca Muerta hacia la región de Bio Bio, donde hay centrales térmicas que se abastecen de combustibles líquidos.

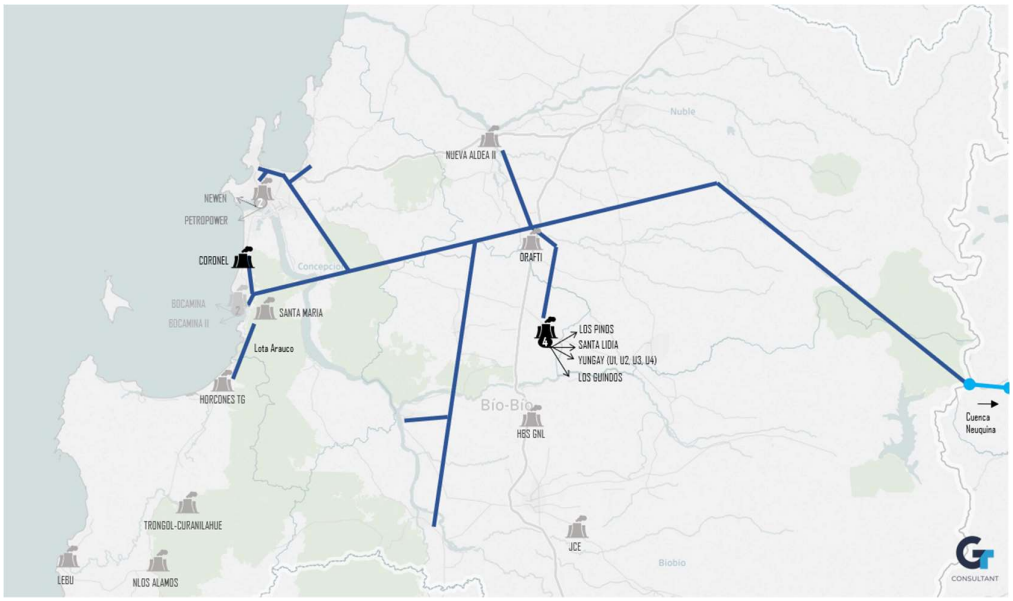


Imagen 8 – Mapa Gasoducto Gas Pacífico

3.1.1.4 Exportación con infraestructura existente en el extremo sur

En el extremo sur argentino, a partir de acuerdos entre diferentes empresas argentinas y Methanex en la década del 90 se construyeron una serie de ductos para transportar gas natural. La empresa canadiense, principal productor de metanol del planeta, es un histórico importador de gas natural argentino para su planta en Punta Arenas, al sur de Chile.

Luego de años de cortes en los envíos, estos se retomaron hace 7 años, y en este momento, la compañía canadiense, que opera en la actualidad con dos trenes de producción de metanol, anunció una inversión de usd 80 MM ya que podrá contar con una mayor oferta de gas proveniente desde la Argentina. Esto es así dado que a fines de abril expira el permiso de exportación en firme de gas de verano para pasar a un acuerdo de abastecimiento que permita procesar entre 3 y 4 MMm3/d de gas argentino a partir de septiembre de este año. La intención es recuperar las exportaciones en firme durante todo el año en vistas de que la exportación no pondría en riesgo el abastecimiento interno argentino.

3.1.2 Obras de infraestructura de licuefacción

En los próximos años Europa tendrá que reemplazar más de 140 bcm de origen ruso, es decir: el 14 por ciento de lo que se comercializa a nivel mundial y el 27 por ciento del mercado de GNL, todo esto en un contexto en donde Asia retomará su sendero de crecimiento en las compras de GNL.

Por estas razones la construcción de una planta de licuefacción para exportar GNL vuelve o acelera a la agenda inversión de varias operadoras en el país. A continuación, se presentan los proyectos en estudio.

- YPF – PETRONAS (Bahía Blanca) Inversión Inicial: u$s 10 bn para construcción de planta e incremento de la producción de gas en vaca muerta. Gasoducto de 600 km dedicado y facilidades portuarias. Producción inicial 5 MTPA (19 MMm3/d). La inversión podría extenderse a u$s 40 bn en 10 años con 25 MTPA (95 MMm3/d), con capacidad para exportar más de 460 barcos anuales, que podrían significar más de u$s 20.000 millones anuales.
- TGS – EXCELERATE (Bahía Blanca) De crecimiento modular y estacional con uso de la capacidad de transporte del GPNK. Inversión inicial de alrededor de u$s 800 MM, Planta en tierra firme y almacenamiento Flotante. Capacidad: módulos de 1 a 2 MTPA (3,8 a 7,6 MMm3d). Se espera que se tome una FID a mediados del 2023.
- TECPETROL (Rio Negro). En estudio preliminar y a la espera de normativa para la exportación de GNL. Requiere previamente un gasoducto que salga de Neuquén (Fortín de Piedra) y atraviese la provincia hacia el océano atlántico (Costa Rionegrina - Golfo San Matías).
- PAN AMERICAN ENERGY (Rio Negro/Bahía Blanca). En estudio preliminar y a la espera de normativa para la exportación de GNL. Posiblemente mediante la conformación de un consorcio de empresas productoras.

3.2 Oportunidades en la exportación de GLP

Otro tema relevante para los próximos años es el posible aumento en los volúmenes de NGLs, fundamentalmente GLP con destino a la exportación. Estos nuevos volúmenes retenidos alcanzarían los 1,89 MMtn/a en 2028 (61% de la producción actual).

Un destino para fortalecer es Chile, donde el volumen de GLP importado desde Estados Unidos representa entre el 71% y 75% (un total de más de 1 MMtn/a). A diferencia de las dificultades futuras de colocar GLP adicional en Brasil en los próximos años, Chile se distingue como una oportunidad clara.

Es decir, más del 70% de las importaciones chilenas recorren casi 7800km, cuando Vaca Muerta está a unos 700km, parece una contradicción de los sentidos. Hace falta construir certezas para construir infraestructura.

Para concretar un salto exportador de GLP al mercado chileno deberán concretarse obras de infraestructura para evitar que dicho movimiento se desarrolle en camiones. La necesidad de un GLP-ducto resulta evidente, aunque también puede ponerse en valor un proyecto ferroviario desde Añelo hacia Concepción, retomando la extensión del proyecto ferroviario Trasandino Sur.

3.3 Oportunidades en la exportación de Petróleo

Existen muy buenas expectativas conforme los niveles de eficiencia y productividad que se están observando. Por el momento Vaca Muerta cuenta con niveles de producción cercano a los 330 mil barriles de petróleo. Y se están llevando adelante obras de infraestructura en

materia de evacuación de Vaca Muerta que va a permitir llevar ese nivel al millón de barriles día antes el 2030.

3.3.1 Infraestructura requerida para el desarrollo exportador de petróleo

Para dar escala al desarrollo de Vaca Muerta necesitamos incrementar la infraestructura de transporte de crudo desde los actuales 360.000 barriles desde la cuenca neuquina a principios del 2023 hasta alcanzar el millón de barriles en menos de 10 años.

En mayo del 2023 se habilitó el oleoducto trasandino, un oleoducto que conecta el norte de Vaca Muerta con la refinería que tiene ENAP en Chile en años en donde YPF aportaba a principios del milenio con petróleo extraído al norte de la cuenca neuquina. Luego de un letargo de 17 años, se adecuó la infraestructura y retomó él envió que ya cuenta con capacidad de incrementar la evacuación de Vaca Muerta en 115 mil barriles diarios (es decir más del 40 % de la producción actual de la cuenca).

Por otro lado, el proyecto Duplicar de la firma Oldelval que lleva el sistema de transporte de crudo desde la cuenca neuquina hasta el puerto Rosales en Bahía Blanca está llevando adelante obras para permitirán más que duplicar las capacidades que actualmente tiene ese sistema. Incluso, cuenta con un segundo proyecto llamado Triplicar.

Además, YPF está avanzando en un proyecto que se llama Vaca Muerta Sur que incorporaría otros 160 mil barriles de capacidad en un oleoducto que se transportaría desde Vaca Muerta a un nuevo puerto a construir, en Punta Colorada en la provincia de Rio Negro.

Con estas tres infraestructuras se estaría en condiciones de producir y evacuar más de un millón de barriles desde Vaca Muerta, de los cuales más del 70% tendrían destino la exportación.

3.4 Desarrollo de Vaca Muerta

A continuación, se presentan los resultados de la simulación del desarrollo de Vaca Muerta. De acuerdo a lo comentado arriba, la capacidad de evacuación parece no ser el factor condicionante en el desarrollo de Vaca Muerta, sino el sorteo de las dificultades en la operación en los campos, en particular las limitaciones en contar con los requerimientos de equipos e insumos.

Se proyecta incrementar de las actuales concesiones de explotación no convencional en desarrollo continúo avanzando hacia el norte y oeste, cubriendo el equivalente al 25% de la superficie de Vaca Muerta.

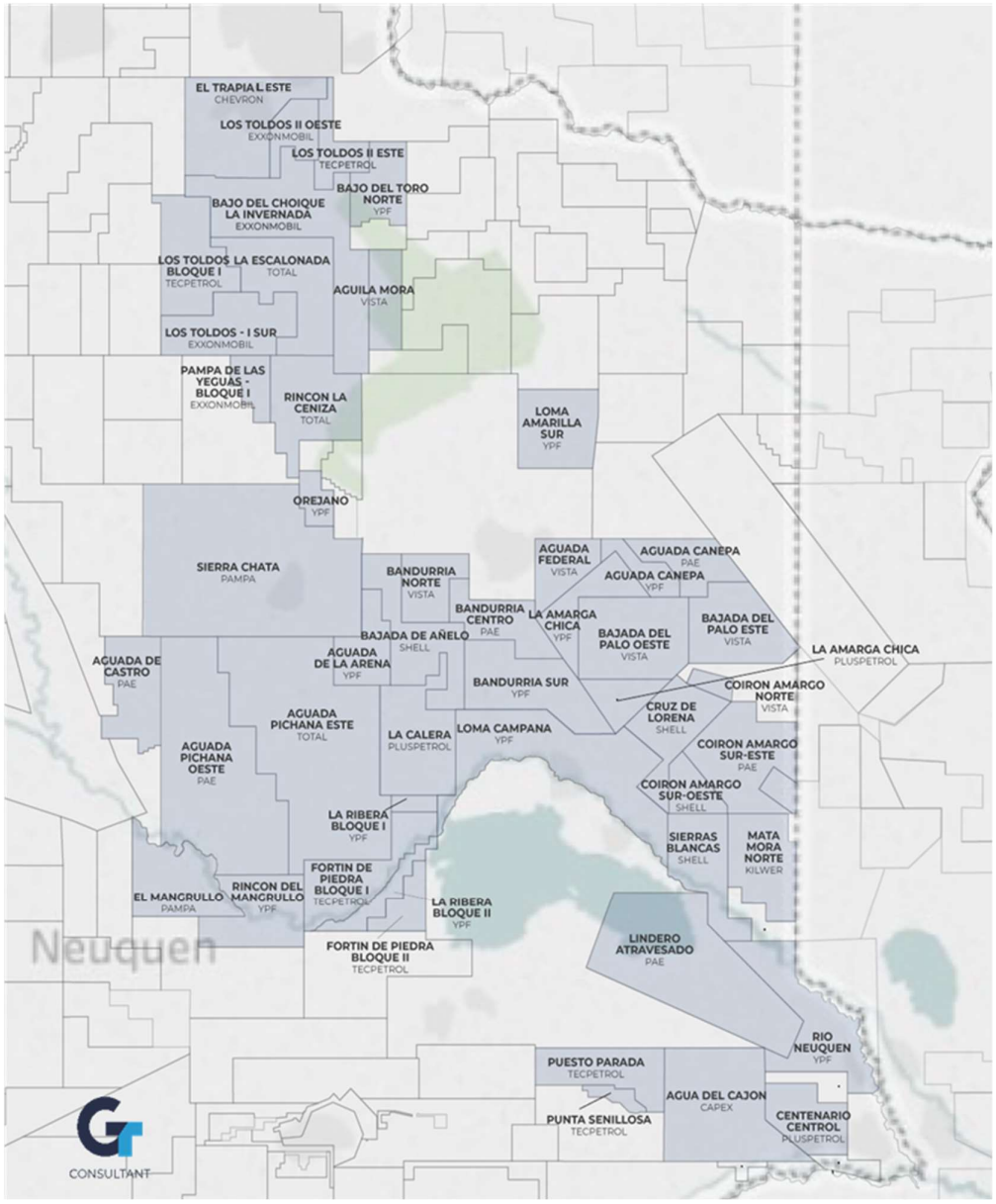


Imagen 9 – Mapa Concesiones no Convencionales en Vaca Muerta

El 2022 culminó con 7 operadoras trabajando en sus pozos, haciendo un uso intensivo de los 9 sets de fractura que hay disponibles en Vaca Muerta. En mi escenario más probable los sets de fractura se incrementarán hasta los 20 sets en 2034, mientras que la cantidad de fracturas por set pasa de 6 etapas diarias a 10 etapas de fractura diarias por set (un total mensual de 297 etapas).

De manera tal que la combinación de mas cantidad de sets de fractura y un mayor aprovechamiento de cada uno de los sets en uso, la cantidad de fracturas crece en el periodo en +237% pasando de un promedio estimado de 1412 en 2023 a 4754 en 2033.

En tanto se espera un crecimiento de la actividad perforadora hasta el 2030 para luego comenzar a retroceder. De los aproximadamente 300 pozos perforados en 2022 la cantidad de pozos casi se duplicaría en 2033 con 930 pozos. Esto implica una mayor estimulación por pozo, alcanzando las 64 etapas de fractura por pozo.

El siguiente gráfico presenta la evolución de la actividad en Vaca Muerta, impulsada en los próximos años por el desarrollo de la ventana petrolera, y luego la ventana de gas natural.

Gráfico 13 – Intensidad del Fracking años 2024, 2026, 2028 y 2030

Nota: La estimulación hidráulica crece aceleradamente en fracjobs dirigidos al desarrollo de la ventana petrolera en los primeros (69 etapas por set en 2026 vs 40 epatas en 2024) mientras que la actividad en gas se acelera hacia el fin de la década (una diferencia de 5 entre 2026 y 2024, versus una diferencia de 10 entre 2030 y 2028). En tanto la cantidad de fracturas totales mensuales por set pasa de 197 en 2024 a 293 en 2030.

3.4.1 Escenario de producción de Petróleo y Gas Natural

A partir del desarrollo masivo de Vaca Muerta, el crecimiento en la producción de petróleo se acelera en los próximos 5 años evidenciando un foco en la ventana black oil, que triplica la producción hacia el final de la década. La producción de gas natural acompañará al desarrollo de la infraestructura y del desarrollo de los mercados de exportación.

A continuación, se presenta la evolución anual en la producción de petróleo en la Argentina destacando el incremento en la extracción de Vaca Muerta, en donde se alcanza el millón de barriles diarios en enero de 2030.

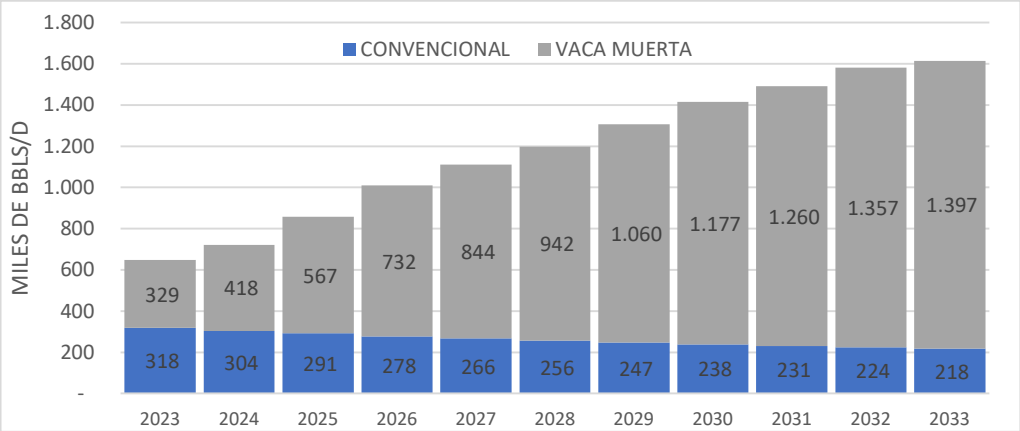


Gráfico 14 – Proyección de la Producción de petróleo 2023-2033

En tanto el gráfico 14 presenta la proyección anual en la producción de gas natural en la Argentina. Para lo cual como se mencionó anteriormente, para alcanzar estos niveles de producción se necesita desarrollar mercados de exportación.

En una primera instancia, con el gasoducto Presidente Néstor Kirchner se permitirá incrementar en hasta 11 MMm3/d, luego 22 MMm3/d con compresión hacia fines del 2023 y finalmente con la segunda etapa culminada se podrán mover más de 40 Mmm3/d. Esto en conjunto con otras obras complementarias como la reversión del gasoducto Norte, se podrá sustituir las importaciones desde Bolivia, enviar gas al norte de Chile y por último poder llevar gas desde Vaca Muerta hasta Sao Pablo utilizando la infraestructura existente en Bolivia.

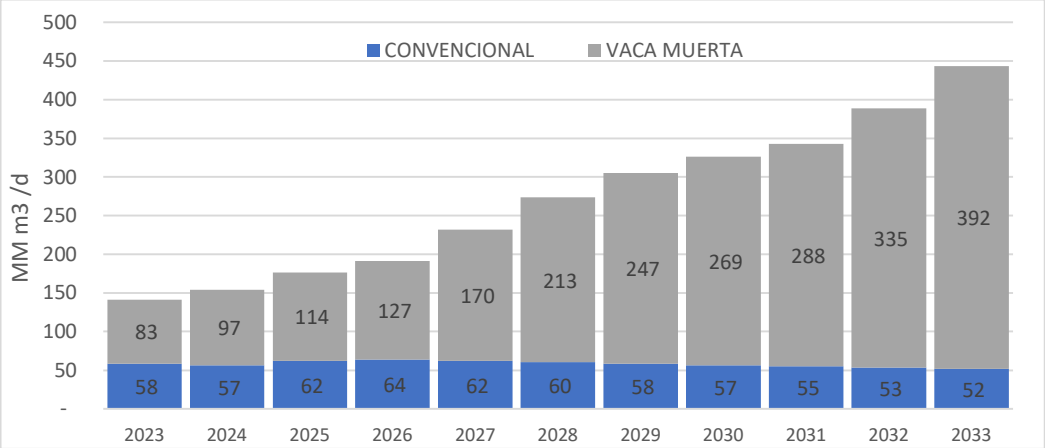


Gráfico 15 – Proyección de la Producción de Gas Natural 2023-2033

El mercado de GNL se estima suficientemente volátil en los próximos años, los proyectos de exportación de GNL desde Argentina deberán estar atados a contratos de largo plazo y no spot. La relevancia de brindar seguridad energética debería ser el fundamental elemento en la negociación con potenciales offtakers, para lo cual el marco regulatorio argentino deberá respaldar esa iniciativa aportando certezas, caso contrario difícilmente se concluyan las obras proyectadas.

3.4.2 Escenario de Exportaciones

Expandir las exportaciones de gas natural será el principal desafío de los distintos actores que apuestan al desarrollo de la ventana gaseosa de Vaca Muerta.

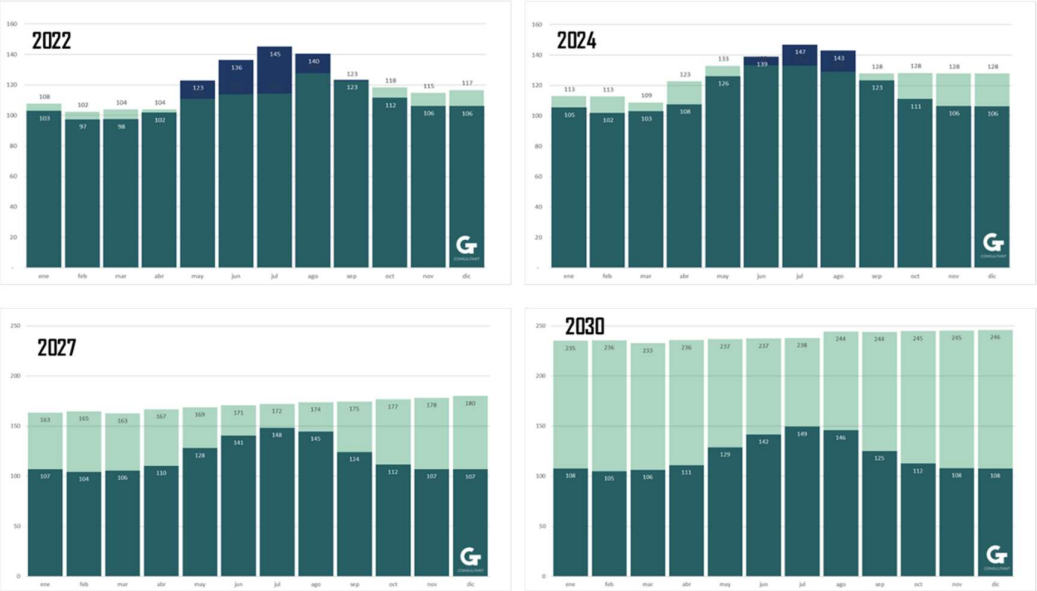


Gráfico 16 – Proyección Saldos Exportables de gas natural (2022,2024,2027,2030)

El grafico16 presenta la oferta y demanda local de gas natural en 2022,2024, 2027 y 2030 con el cambio evidente de un mercado que requiere necesariamente importar gas en periodos invernales hacia un mercado que puede evitar importarlo durante todo el año dado que cuenta con abundantes saldos exportables que superan la estacionalidad de la demanda.

Este cambio acelera el ritmo de las exportaciones, una vez que se asegura el abastecimiento interno y cada nueva molécula puede destinarse a la exportación o industrializarse (fertilizantes, polímeros, metanol, etc) sin atentar con el consumo final local, ese hito será central para dinamizar la producción.

Bajos las condiciones inestables a nivel global presentadas en los primeros apartados, exportaciones de GNL se harán presente en 2026 en un formato modular, pero rápidamente GNL que surgen del modelo desarrollado para los años 2030 y 2032.

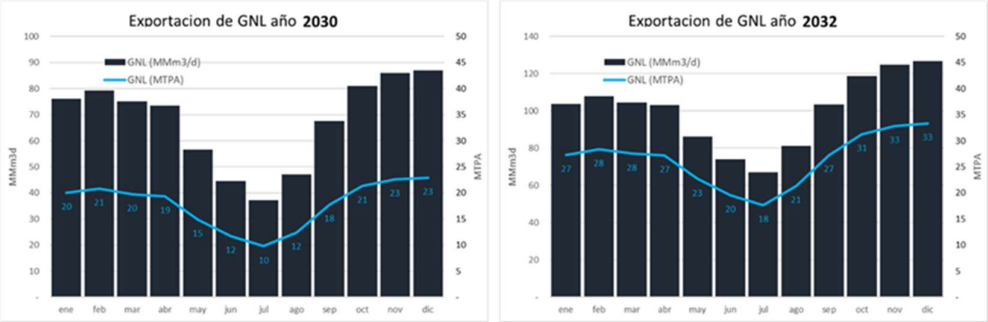


Gráfico 17– Proyección Exportación de GNL (2030 y 2032)

En suma, las exportaciones totales de hidrocarburos alojados en Vaca Muerta podrán generar en los próximos 10 años un total de 53.800 millones de dólares. Ver gráfico 18

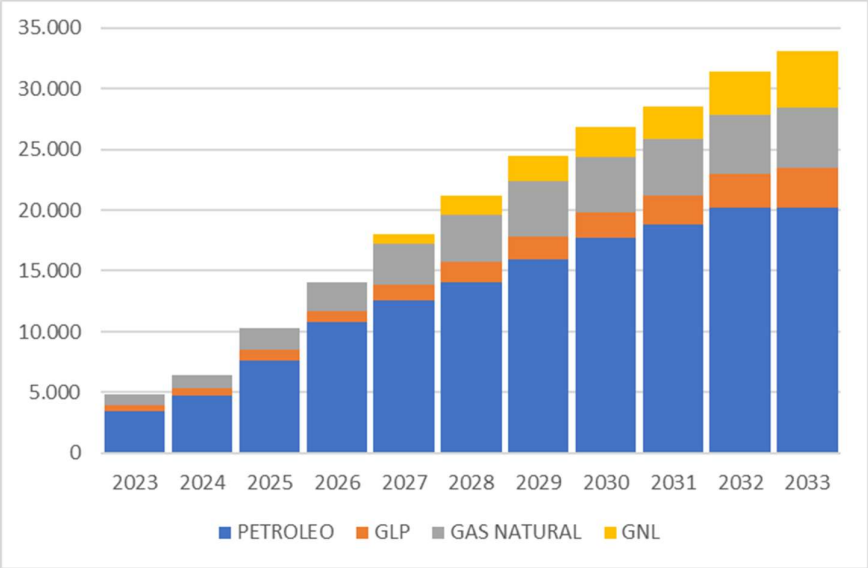


Gráfico 18 – Proyección Exportación de hidrocarburos de Vaca Muerta

3.5 Escenario de Inversiones requeridas

A continuación, se presentan las inversiones requeridas para el desarrollo del upstream de Vaca Muerta, como se puede observar en el grafico 19, en la década del ´30 las inversiones comienzan a superar los 10 mil millones de dólares.

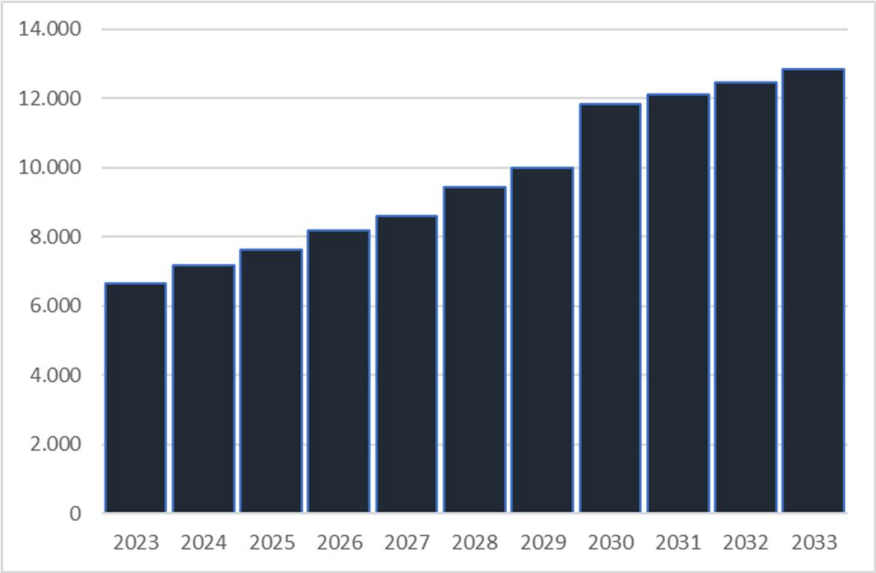


Gráfico 19 – Inversiones requeridas para el desarrollo de Vaca Muerta (Upstream)

3.6 Desarrollo del OffShore en el Mar Argentino

Dado el potencial que presenta el mar argentino, el gobierno nacional en 2019 llamó a licitación de un conjunto de áreas y las principales empresas del sector a nivel mundial mostraron interés y participaron en la ronda licitatoria, comprometiendo 724 millones de dólares sobre una superficie cercana a los 95.000 km2.

Cabe destacar que el 30% de los hidrocarburos del mundo provienen de la producción costa afuera. De todas las áreas, el Proyecto Argerich, ubicado en la Cuenca Argentina Norte, constituye el primer avance exploratorio costa fuera en aguas ultra profundas en Argentina, que tiene por objetivo la exploración de 15.000 km2 a más de 300 km de la costa de Buenos Aires y se encamina a perforar el primer pozo exploratorio, en caso de ser exitoso se espera dar con el desarrollo de un potencial equivalente a otro Vaca Muerta.

Antes de ingresar a su fase de desarrollo y de producción debe cumplirse con la fase exploratoria del área CAN_100, que será la que determine su potencial. La fase exploratoria comenzó hace tiempo atrás con el relevamiento sísmico 2D y 3D.

Actualmente, se encuentra avanzando con la perforación de un pozo exploratorio con el propósito de encontrar petróleo o gas en un lugar considerado favorable para la existencia de hidrocarburos. Este primer pozo tiene carácter únicamente exploratorio: se perfora y se comprueba la existencia de hidrocarburos.

De hallarse hidrocarburos, se ingresaría en la siguiente etapa, que es la de establecer los límites del yacimiento con pozos diseñados para testear el fluido a producir. Es recién en una tercera etapa cuando se perforarían los pozos de producción.

Si bien las expectativas son alentadoras, dado el riego geológico, para mantenernos en un escenario lo más confiable posible, solo se tuvo en cuenta las inversiones requeridas y no las exportaciones derivadas de un hallazgo, aunque como se mencionó, según las operadoras se trata de un recurso sustantivo.

4 Orientación exportadora de minerales

La actividad minera es fundamental para potenciar el desarrollo económico de Argentina. Las oportunidades del sector por la creciente demanda de metales y minerales para la transición energética continúan aumentando y el país posee los recursos geológicos para la producción de los metales más demandados tales como litio y cobre.

En este sentido, el sector es una fuente de divisas fundamentada en las exportaciones y la inversión extranjera directa. Por su parte, en estos territorios, la minería también requiere la utilización adecuada de los recursos.

Pero también, la importancia de conocer las demandas energéticas para el desarrollo minero y las falencias de la infraestructura asociada a ésta. En esto, si bien la transición hacia energías limpias requiere de metales y minerales, también la minería es un sector que puede abastecerse a través de energías bajas en carbono.

Antes de analizar el impacto de las exportaciones, resulta conveniente evaluar las capacidades de la industria en generar condiciones endógenas para el desarrollo local en el marco de una evaluación de las Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas (FODA) de la actividad minera.

4.1 Aspectos relevantes de la actividad minera

Una mirada integral de las capacidades argentinas para avanzar en el desarrollo de las actividades mineras puede construirse a partir de una evaluación de las Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas (FODA).

El diagrama presenta una caracterización del desafío que representa la minería en Argentina. Lo cual resulta relevante observando que las exportaciones mineras argentinas representan solo el 5,6% y el 8% de las exportaciones de Chile y Perú respectivamente.

4.1.1 Fortalezas

En términos de fortalezas, el sector minero cuenta con características y atributos que sobresalen de la mayoría de las actividades industriales en Argentina. A continuación, se presentan algunos atributos que dan sustento a la actividad minera.

4.1.1.1 Aporte de divisas

La orientación exportadora de la actividad minera es propicia a la generación de divisas, con aportes significativos a la cuenta corriente y la cuenca financiera. Esto se puede observar en el hecho de que, a nivel agregado, la mayoría de los sectores productivos tienen saldos cambiarios negativos, demandando más divisas que las que ingresan a las reservas internacionales del Banco Central. En tanto, el sector minero financia egresos de otros sectores en el resultado financiero. (Cantamutto et al., 2020).

4.1.1.2 Cuenta con una elevada formalidad

De acuerdo con la Encuesta Permanente de Hogares (EPH) del INDEC, la minería metalífera tiene una tasa de formalidad del orden del 95%[11], en un contexto país donde la formalidad laboral es del 65% (CEPXXI, 2022)[12].

Al respecto, cabe resaltar que la falta de formalidad laboral represente un factor de creciente estrés para la economía argentina, donde las condiciones previsionales se presentan cada año más complejas.

4.1.1.3 Contribuye con salarios altos

Conforme la información recopilada por la Dirección de Transparencia e Información Minera, el sector minero cuenta con salarios que se ubican entre 2 y 3 veces por encima del resto de las actividades económicas (DTeIM, 2022).[13]

Por otra parte, en términos de materialidad, el empleo directo de la minería representa entre el 8% y 15% de la masa salarial en algunas provincias. [14]

4.1.1.4 Descentralización Urbana - Focalización regional

Las actividades mineras resultan un fuerte estimulo hacia la federalización productiva, alejada de las grandes ciudades, en un país como la Argentina donde el 92%[15] de la población vive en ciudades (Banco Mundial, 2021). Esto es, niveles similares a Japón en un país como la Argentina que cuenta con la extensión productiva de las más grandes del planeta.

Esta cualidad, que representa un estímulo para la generación de condiciones de desarrollo en sitios alejados de las concentraciones urbanas y con ello de la ventaja asociada al fomento local y la demanda de servicios complejos en esos lugares, a la vez no está exenta de los inconvenientes vinculados la infraestructura y las demandas políticas, tal como veremos más adelante.

---

[11] Y se aproximan al 100% cuando se trata de empresas mineras metalíferas medianas y grandes
[12] https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/preguntas_sobre_mineria_3_1.pdf
[13] Informe Salarios Minero por Provincia (2022), Dirección de Transparencia e Información Minera
[14] Por ejemplo, representa el 15% de la masa salarial en Santa Cruz, el 8% Catamarca y el 11% San Juan. OEDE
[15] https://data.worldbank.org/indicator/SP.URB.TOTL.IN.ZS?most_recent_value_desc=true

4.1.2 Oportunidades

4.1.2.1 Especificidad elevada

Es una actividad con una elevada productividad e intensiva en capital, que brinda oportunidades para la provisión de insumos y servicios complejos a nivel local. Las transformaciones de la actividad minera durante las últimas décadas indican una des verticalización del sector (Morris et al., 2011)
Las actividades mineras requieren del desarrollo de una amplia cadena de proveedores locales. En este sentido, las compras a proveedores nacionales equivalieron al 50,8% de las ventas de la minería en su conjunto. Otro hecho relevante es que las importaciones directas de la minería equivalieron solo al 7,9% de sus ventas, en el caso de las importaciones indirectas agregan solo un 4,4% adicional. (Schteingart D. et al, 2021).

4.1.2.2 Industria con Futuro

El sector cuenta con un potencial muy significativo tanto en Argentina como a nivel mundial, sobre todo debido a que la transición energética hacia las energías limpias y los vehículos eléctricos implicará una creciente demanda de minerales que nuestro país dispone en relativa abundancia, caso del litio y cobre.
Los metales y los minerales tendrán un rol clave en la Transición Energética. Según la Agencia Internacional de Energía (IEA, según sus siglas en inglés) para ambos escenarios al 2040 (STEPS y SDS) la demanda de cobre será de un adicional de 30 millones de toneladas, en tanto la demanda de litio entre 0,4 y 1,2 millones de toneladas, de acuerdo con cada escenario. (Dirección Nacional de Promoción y Economía Minera, 2022)[16]

La imagen que acompaña refleja la relevancia de los minerales en la Transición Energética

Fuente: Metales y Minerales Críticos para la Transición Energética" de la Dirección Nacional de Promoción y Economía Minera

Energía	Cobre	Cobalto	Níquel	Litio	Tierras Raras	Cromo	Zinc	Grupo Platino	Aluminio
Solar	Alto	Bajo	Bajo	Alto	Alto	Alto	Alto	Alto	Alto
Eólica	Alto	Bajo	Medio	Alto	Alto	Alto	Alto	Alto	Medio
Hidroeléctrica	Medio	Bajo	Bajo	Medio	Medio	Medio	Medio	Medio	Medio
Solar de concentración	Medio	Bajo	Medio	Medio	Medio	Medio	Medio	Medio	Alto
Bioenergía	Alto	Bajo	Bajo	Alto	Alto	Alto	Alto	Alto	Medio
Geotermal	Bajo	Bajo	Alto	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo
Nuclear	Medio	Bajo	Medio	Medio	Medio	Medio	Medio	Medio	Bajo
Redes eléctricas	Alto	Bajo	Bajo	Alto	Alto	Alto	Alto	Alto	Alto
Autos eléctricos y almacenamiento	Alto	Alto	Bajo	Alto	Alto	Alto	Alto	Alto	Alto
Hidrógeno	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Medio

Alto requerimiento — Medio requerimiento — Bajo requerimiento

Imagen 10 – Metales y Minerales para la Transición Energética

[16] El documento "Metales y Minerales Críticos para la Transición Energética" de la Dirección Nacional de Promoción y Economía Minera cita cómo la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés) elaboró un informe especial en 2021 en donde realiza una proyección de los requerimientos minerales futuros consecuentes con la transición energética.

4.1.2.3 Diligente Financiamiento

Los canales de financiamiento público y privado de proyectos vinculados a minerales requeridos por la transición energética se encuentran entre los más dinámicos en la actualidad.

La inversión mundial en tecnologías energéticas con bajas emisiones de carbono (energía solar fotovoltaica, eólica, otras energías renovables y nuclear) finalizó el año 2021 en US$ 755 mil millones, un 27% más que el año previo. Por otra parte, las empresas de tecnología climática obtuvieron US$ 165 mil millones en financiamiento vía mercados públicos e inversores privados (Bloomberg, 2022)

4.1.3 Debilidades

4.1.3.1 Aspectos Ambientales

Los Aspectos Ambientales dan cuenta de una escasa licencia social a nivel nacional, con el posible impacto masivo ante potenciales propagación hacia toda la industria minera frente a un evento concreto de daño ambiental.

Por otra parte, la atención política refleja un tratamiento distante producto de una visión urbana que desacredita a la minería por aspectos ambientales, donde se observa que solo las provincias con actividad minera apoyan firmemente políticas dirigidas al desarrollo minero.

Por tanta extremar el cuidado del medioambiente en el proceso productivo es necesario para garantizar la sustentabilidad en la actividad minera y debe ser visto como una oportunidad para el desarrollo de tecnologías, capacidades y conocimientos que se adapten a las necesidades específicas de nuestro territorio.

4.1.3.2 Requerimiento de Infraestructura

Dada la lejanía de los proyectos minero y la alta demanda de Infraestructura para los insumos y sus productos, resulta necesario consensuar una salida federal para la construcción de gasoductos, redes eléctricas, ferrocarriles, rutas, etc.

Esto resulta determinante por el hecho de que las provincias, dado su derecho jurisdiccional, tienden a avanzar de manera desintegrada y en ausencia de un plan nacional de infraestructura para el desarrollo minero.

Esto puede conducir a dar prontamente con cuellos de botella en infraestructura que termine actuando como condición de borde a la actividad.

4.1.4 Amenazas

4.1.4.1 Inestabilidad política

La inestabilidad política, su pendularidad y un potencial tratamiento superficial influenciado por el oportunismo y por miradas confrontativas a las actividades mineras alejadas del propio electorado urbano, constituyen una amenaza para la sustentabilidad de la industria.

4.1.4.2 Crisis Económicas recurrentes

La elevada exposición a las crisis económicas y financieras, resultan un grave perjuicio para una industria capital intensiva que demanda estabilidad en las normas y en las condiciones de mercado.

4.2 Proyectos de Litio

El país es el segundo del mundo con mayores reservas y el cuarto productor mundial hoy. Se espera que durante este año la producción de litio se duplique. Serán los sectores relacionados con la electromovilidad y el cambio de paradigma energético quienes impulsan el crecimiento de esa demanda.

La Argentina tiene hoy tres proyectos de litio en producción. Los primeros dos: Fénix, iniciado en 1997 en Catamarca, y Olaroz en Jujuy, que realizó su primera exportación en 2015. Ambos yacimientos tienen en marcha planes de expansión.

El proyecto Olaroz-Cauchari de la empresa minera Exar comenzó a operar en Junio del 2023, tras la construcción con una inversión de US$ 976 millones de la planta de procesamiento en el salar ubicado en el departamento Susques, Jujuy.

En tanto el proyecto de litio Mariana, emplazado en la provincia de Salta y de la empresa china Ganfeng Lithium, planea entrar en producción en 2024. La construcción del proyecto Mariana se inició en junio de 2022 y tiene capacidad para producir 20.000 toneladas anuales de cloruro de litio.

La cartera o portfolio de proyectos está conformado por 36 proyectos con un potencial de producción de 291.000 tn/año de Carbonato de Litio Equivalente (LCE). Los mismos se encuentran ubicados principalmente en las provincias de Salta, Catamarca y Jujuy.

La suma de estos emprendimientos mineros representa una inversión estimada de u$s $7.607 millones. Asimismo, 6 de los 36 proyectos se encuentran en etapa de construcción; 3 en etapa de prefactibilidad; un grupo de 5 proyectos se encuentran tramitando su PEA (Evaluaciones Económica Preliminar); 2 en factibilidad; y los 20 restantes se encuentran en etapa de exploración avanzada. Los proyectos que se encuentran en etapa de construcción son: Centenario-Ratones, Mariana, Sal de Oro, Sal de Vida, y Tres Quebradas.

Los proyectos Centenario- Ratones, Sal de Vida, Tres Quebradas y Sal de Oro estiman iniciar entre 2024 y 2025.

A continuación, se presentas los proyectos exploratorios orientados a la extracción de litio, su ubicación, estado, Empresa Operadora o Controlante del consocio, Origen, Inversión y Producción.

CAMARCO
Cámara Argentina de la Construcción

#	PROVINCIA	PROYECTO	ESTADO	CONTROLANTE 1º	ORIGEN 1º	INVERSIÓN MMU$S	PRODUCCIÓN TNS.
1	Catamarca	Fénix	Producción	Livent Corporation	Estados Unidos	300	40.000 (*)
2	Jujuy	Salar de Olaroz	Producción	Allkem Ltd.	Australia	980	42.500 (*)
3	Jujuy	Cauchari - Olaroz	Construcción	Ganfeng Lithium Co. Ltd.	China	852	40.000
4	Salta	Centenario Ratones	Construcción	Eramet	Francia	595	24.000
5	Salta	Mariana	Construcción	Jiangxi Ganfeng Lithium Co., Ltd.	China	243	20.000
6	Catamarca – Salta	Sal de Oro	Construcción	POSCO	Corea del Sur	830	25.000
7	Catamarca	Sal de Vida	Construcción	Allkem Ltd.	Australia	795	45.000
8	Catamarca	Tres Quebradas	Construcción	Zijin Mining Group Ltd.	China	380	20.000
9	Catamarca	Candelas	Evaluación económica preliminar	Galan Lithium Limited	Australia	408	14.000
10	Salta	Hombre Muerto Norte	Evaluación económica preliminar	Lithium South	Canadá	93	5.000
11	Catamarca	Hombre Muerto Oeste	Evaluación económica preliminar	Galan Lithium Limited	Australia	439	20.000
12	Salta	Pozuelos (PPG)	Evaluación económica preliminar	Ganfeng Lithium	China	338	20.000
13	Salta	Rincón	Evaluación económica preliminar	Argosy Minerals	Australia	141	10.000
14	Jujuy	Cauchari	Prefactibilidad	Lake Resources NL	Australia	-	20.000
15	Catamarca	Kachi	Prefactibilidad	Lake Resources	Australia	544	50.000
16	Jujuy	Salar de Cauchari	Prefactibilidad	Allkem Ltd.	Australia	446	25.000
17	Salta	Pastos Grandes	Factibilidad	Lithium Americas	Canadá	448	24.000
18	Salta	Salar del Rincón	Factibilidad	Rio Tinto Group	Reino Unido	770	20.000
19	Catamarca	Ancasti	Exploración Avanzada	Latín Resources	Australia	-	-
20	Catamarca	Antofalla Norte	Exploración Avanzada	Argentina Lithium & Energy Corp.	Canadá	-	-
21	Salta	Arizaro	Exploración Avanzada	Argentina Lithium	Canadá	-	-
22	Salta	Gallego	Exploración Avanzada	Everlight Resources	Australia	-	-
23	Catamarca	Incahuasi	Exploración Avanzada	Argentina Lithium & Energy Corp.	Canadá	-	-
24	Catamarca	Karachi Salar Escondido	Exploración Avanzada	Lithium South	Canadá	-	-
25	Catamarca	Laguna Verde	Exploración Avanzada	Zangge Mining	China	-	-
26	San Juan	Los Sapitos	Exploración Avanzada	Origen Resources Inc.	Canadá	-	-
27	Salta	Mina Sísifo – Mina Patilla	Exploración Avanzada	Pluspetrol Resources	Paises Bajos	-	-

28	Salta	Pular (Salta Lithium)	Exploración Avanzada	Pepinnini Lithium Limited	Australia	-	-
29	Salta	Río Grande	Exploración Avanzada	Pluspetrol Resources	Países Bajos	-	-
30	Salta	Sal de la Puna	Exploración Avanzada	Arena Minerals Inc.	Canadá	-	-
31	Salta	Sal de los Ángeles	Exploración Avanzada	Revotech Asia Limited	China	-	-
32	Catamarca	Salar de Antofalla I al XIII y Bolland VI	Exploración Avanzada	Albemarle Argentina S.R.L.	No disponible	-	-
33	Salta	Salar de Arizaro (1)	Exploración Avanzada	Pluspetrol Resources	Países Bajos	-	-
34	Salta	Salar de Arizaro (2)	Exploración Avanzada	Lithium Chile Inc.	Canadá	-	-
35	Salta	Salar Tolillar	Exploración Avanzada	Alpha Lithium Corporation	Canadá	-	-
36	Jujuy	Salinas Grandes	Exploración Avanzada	Pluspetrol Resources	Países Bajos	-	-
37	Catamarca	Sincera	Exploración Avanzada	Antofalla Minerals S.A (Marcelo López Acuña)	No disponible	-	-
38	Catamarca	Vírgen del Valle Litio	Exploración Avanzada	Minera Santa Rita S.R.L.	No disponible	-	-

Tabla 2 – Proyectos en Litio

Nota: (*) figura capacidad prevista para la fase de desarrollo masivo. La capacidad actual es de 20.000 tn/a LCE y 17.500 tn/a LCE en Fenix y Salar de Olaroz, respectivamente.

A continuación, en el grafico 20, se presentan las exportaciones esperadas de LCE a partir del desarrollo de los proyectos existentes.

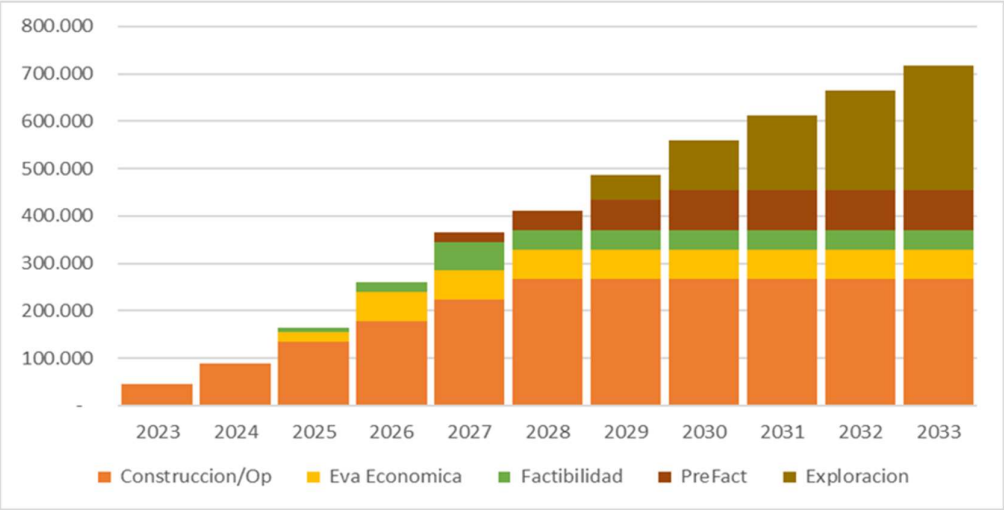


Gráfico 20 – Litio: Escenario de Exportaciones por tipo de proyecto

Existe un hito que puede afectar o estimular las exportaciones argentinas de litio. El año pasado, el presidente norteamericano, Joe Biden, aprobó la Ley de Reducción de la

Inflación. Allí se plantea que invertirán u$s400.000 millones en la transición energética, por lo que se espera que la demanda de litio se multiplique por cuatro.

En concreto, Estados Unidos aprobó la Ley de Reducción de la Inflación, más conocida como IRA, cuyas siglas hacen referencia a The Inflation Reduction Act. Uno de sus puntos prevé la mayor inversión de la historia para enfrentar la crisis climática. Entre las medidas concretas, se encuentra financiar tecnologías de bajas emisiones, con créditos para energía solar o compra de vehículos eléctricos. La proyección es que Estados Unidos podría tener para 2030 un mercado donde la mitad de los vehículos sean eléctricos.

Pese al potencial argentino y a la presencia de empresas norteamericanas invirtiendo en el desarrollo de dicho potencial, el país no cuenta con un requisito clave que pide la ley. Los créditos serán para fabricación con recursos provenientes de Estados Unidos, o países con los que EE.UU. tenga acuerdos de libre comercio.

No obstante, la reglamentación de la ley dispuso que se puede extender los créditos a los países con los cuales Estados Unidos firme acuerdos bilaterales. Durante el 2023 se están llevando a cabo negociaciones desde Argentina para que el país no quede fuera del esquema normativo.

4.3 Proyectos de Cobre

Se espera que el cobre se convierta en un insumo fundamental y de gran relevancia durante la actual y próximas décadas, al ser un elemento clave para lograr los objetivos propuestos contra el cambio climático y el desarrollo sostenible a largo plazo.

Se trata de un insumo fundamental en el proceso de cambio hacia las nuevas tecnologías limpias, la electromovilidad y al cuidado del ambiente, que podría brindarle al país una clara posibilidad de generar las divisas.

En términos de reservas del cobre se presenta un claro liderazgo por parte de Chile, con un volumen de 987 millones de toneladas entre recursos y reservas disponibles, que representan el 32% del total global. Le siguen EE.UU. y Perú, con el 9% y 8% respectivamente. Argentina se encuentra en el puesto N° 13, con 66 millones de toneladas declaradas, un 2% de participación en el total.

Actualmente Argentina no produce cobre desde que Bajo de la Alumbrera cerró sus operaciones en diciembre del 2018. Mientras que Chile y Perú han consolidado su desarrollo económico aprovechando la explotación de este recurso y posicionándose como los principales productores de cobre del mundo.

De todas maneras, se cuenta con un enorme potencial geológico para posicionarse entre los primeros productores del metal, lo que tendría un fuerte impacto en las exportaciones totales del complejo minero.

En efecto, con la puesta en marcha de los 3 proyectos más avanzados, Argentina podría ubicarse entre los primeros 12 productores de cobre del mundo.

A continuación, se presentas los proyectos exploratorios orientados a la extracción de litio, su ubicación, estado, Empresa Operadora o Controlante del consocio, Origen, Inversión y Producción.

#	PROVINCIA	PROYECTO	ESTADO	CONTROLANTE 1º	ORIGEN 1º	INVERSIÓN MMU$S	PRODUCCIÓN TNS.
1	San Juan	Josemaría	Construcción	Lundin Mining Corporation	Canadá	4.061	131.000
2	San Juan	Los Azules	Evaluación económica preliminar	McEwen Mining	Canadá	2.363	153.000
3	Salta	Taca Taca	Evaluación económica preliminar	First Quantum Minerals Ltd.	Canadá	3.583	227.000
4	San Juan	Filo del Sol	Prefactibilidad	Filo Mining Corp.	Canadá	1.266	67.000
5	Catamarca	Proyecto MARA (Agua Rica – Bajo La Alumbrera)	Prefactibilidad	Yamana Gold	Canadá	3.019	-
6	Mendoza	San Jorge	Prefactibilidad	Solway Investment Ltd.	Suiza	184	40.000
7	San Juan	El Pachón	Factibilidad	Glencore Plc.	Suiza	4.500	-
8	San Juan	Altar	Exploración Avanzada	Aldebaran Resources Inc.	Canadá	-	-
9	San Juan	Coipita (La Coipita)	Exploración Avanzada	AbraSilver Corp.	Canadá	-	-
10	San Juan	Cordón de las Pichireguas	Exploración Avanzada	No disponible	No disponible	-	-
11	Catamarca	Interceptor	Exploración Avanzada	NGEx Minerals Ltd.	Canadá	-	-
12	San Juan	La Ortiga	Exploración Avanzada	Barrick Gold	Canadá	-	-
13	San Juan	Las Flechas	Exploración Avanzada	Yamana Gold	Canadá	-	-
14	San Juan	Prospecto Río Salinas	Exploración Avanzada	Fortescue	Australia	-	-
15	San Juan	Proyecto Piuquenes	Exploración Avanzada	Piuquenes S.A	Argentina	-	-
16	San Juan	Rincones de Araya	Exploración Avanzada	Fortescue Metal Group Ltd.	Australia	-	-
17	San Juan	Río Cenicero	Exploración Avanzada	No disponible	No disponible	-	-
18	Salta	Río Grande	Exploración Avanzada	Aldebaran Resources Inc.	Canadá	-	-
19	San Juan	San Francisco	Exploración Avanzada	Turmalina Metals	Canadá	-	-
20	San Juan	Valle de Chita	Exploración Avanzada	Minsud Resources Corp.	Canadá	-	-

Tabla 3 – Proyectos en Cobre

A continuación, en el grafico 21, se presentan las exportaciones esperadas de cobre a partir del desarrollo de los proyectos existentes.

Gráfico 21 – Cobre: Escenario de Exportaciones por estado actual del proyecto

5 Desarrollo Exportador del Hidrogeno

Argentina es un país con enormes recursos y capacidades para ubicarse en la frontera tecnológica asociada a la transición energética. Los recursos eólicos, solares, hídricos y minerales ubican al país en una posición destacada para dar con soluciones locales, regionales y globales derivadas de la electrificación y la producción de hidrogeno verde.

Junto a Canadá, Australia, Chile y la Península Arábiga, Argentina constituye uno de los principales posibles exportadores de hidrogeno verde gracias a las ventajas naturales. En relación con los recursos renovables, el país cuenta con condiciones muy favorables para la producción de energía solar, eólica, hidráulica, y cuenta con una enorme disponibilidad de recursos biomásicos.

No obstante, para desarrollar ese potencial se requiere la aprobación e implementación de políticas debidas y determinar la hoja de ruta, la estrategia y un plan de infraestructura.
Cabe destacar que tanto la legislación como el marco regulatorio específico de energías renovables han trascurrido y se han aggiornado por tres administraciones, lo que permitió al país pasar del 2% a casi un 15% de la capacidad instalada de la matriz energética total, un avance significativo hacia los objetivos de la Ley de Energías renovables.

A su vez, Argentina históricamente ha contribuido marginalmente a las emisiones globales, con una matriz que cuenta con una mínima participación del carbón en la matriz local, por lo tanto, debe tener una estrategia propia en la transición energética apoyando en la transición energética global por medio de su capacidad exportadora del hidrogeno verde. Las emisiones de CO2 en 2021 han sido de 189.002 megatoneladas, que ubica al país en el puesto 155 del ranking de países que más emisiones de CO2 generan (Global carbón Budget, 2022).

Al respecto un estudio basado en mediciones realizadas por la misión Orbiting carbón Observatory-2 (OCO-2) de la NASA, destaca que la Argentina es uno de los pocos países del mundo con balance positivo de carbono (Byrne et al., 2022). Esto es, las emisiones y absorciones netas medias de dióxido de carbono de 2015 a 2020 utilizando estimaciones basadas en las mediciones del satélite OCO-2 de la NASA, la Argentina está en un selecto listado de países con balance positivo de carbono.

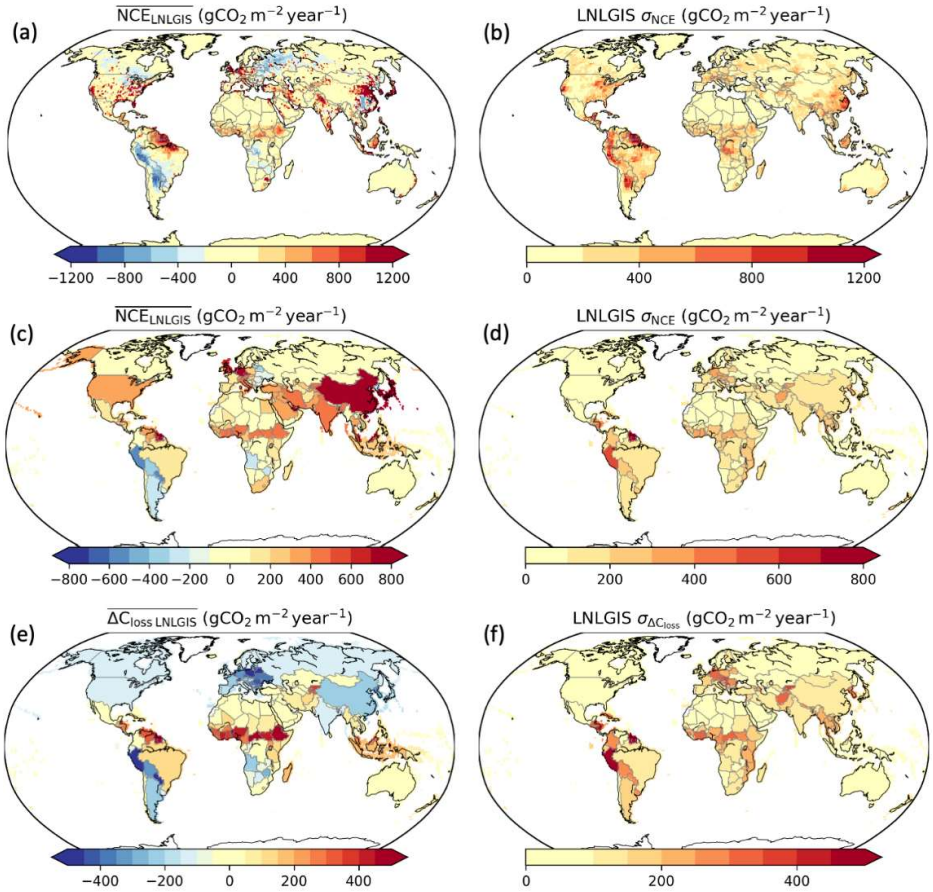


Imagen 11 – Mapa Mediciones del Orbiting carbón Observatory -2

Mediana y desviación estándar de NCE en (a-b) de 1x1 grados y (c-d) agregada a escala de país para el experimento v10 OCO-2 MIP LNLGIS durante 2015-2020. En (e-f) mediana y desviación estándar de la pérdida de ΔC a escala de país durante 2015-2020 derivada del experimento LNLGIS OCO-2 v10 MIP.

En la misma línea, Argentina tiene un enorme potencial para la captura, utilización y almacenamiento de carbono, de manera tal de poder aportar en la neutralidad de carbono a nivel global, para lo cual se deberá implementar un marco legal para los proyectos de captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS) y poder ayudar a delinear cómo debe desarrollarse, ya sea a nivel nacional o por actores internacionales.

En este sentido, cabe destacar que, a diferencia de las transiciones del pasado, que surgieron endógenamente como resultado de innovaciones tecnológicas y/o descubrimientos de recursos, la actual es una transición consciente para evolucionar del paradigma fósil, que fue tanto facilitador de la expansión de las economías centrales en los últimos dos siglos como causante del deterioro ambiental del planeta (SEN, 2019).

5.1 Proyecto de Ley de Hidrogeno

El proyecto de ley de hidrogeno se ordena sobre cuatro bases fundamentales:

1. CERTIFICACIÓN DE ORIGEN: Establece la creación de instituciones para la certificación de origen de la producción, las cuales certificarán las características del proceso de producción del hidrógeno incluyendo la fuente de energía y nivel de emisiones asociados, también deberán establecer estándares de seguridad para la producción. Las certificaciones locales estarán en línea con estándares reconocidos internacionalmente.

2. CADENA DE VALOR: Contempla exigencias orientadas al desarrollo de proveedores locales en la cadena de producción de hidrógeno y la consolidación de una matriz productiva nacional que contribuya a la generación de empleos vinculados al sector. Estas exigencias se van incrementando con los años, en función de la estimación de la curva de aprendizaje.

3. MONITOREO: El Monitoreo de los proyectos y/o estándares de emisiones por medio de mecanismos de certificación y auditoría que sancionan a aquel proyecto de producción de hidrógeno que, a lo largo de su duración, supere los niveles de emisión de gases de efecto invernadero declarados al momento de presentar la Declaración de Inclusión al régimen de promoción, o los máximos tolerables para su clasificación como hidrógeno azul. En este sentido, ningún potencial productor de hidrógeno gris podría ser beneficiado por la norma propiciada.

4. INVERSIONES EN I+D: Se exigirá la realización de actividades de investigación y desarrollo en el territorio nacional que se vinculen, únicamente, con la producción de hidrógeno de bajas emisiones y sus vectores, ya sea que las lleven a cabo internamente o en vinculación con proveedoras de servicios intensivos en conocimiento nacionales, o en actuación con organismos nacionales de ciencia y tecnología.

5.2 Proyectos

Para esta evaluación se consideraron los dos proyectos presentados a la fecha:

1. El proyecto Pampas, cerca de Sierra Grande, en la provincia de Río Negro, la empresa australiana Fortescue Future Industries, que se encuentra desarrollando estudios de prefactibilidad, y

2. El proyecto de las empresas norteamericanas MMEX y Siemens en Tierra del Fuego.

Se espera que recién entren en operación en 2030.

6 Exportaciones e inversiones totales - Conclusiones

A continuación, se presentan las exportaciones derivadas del desarrollo de los diferentes proyectos evaluados.

Año	PETROLEO	GLP	GAS NATURAL	GNL	LITIO	COBRE	HIDROGENO	TOTAL
2023	3.443	522	922	-	1.338	-	-	6.225
2024	4.719	630	1.059	-	2.676	-	-	9.084
2025	7.656	819	1.797	-	4.480	1.155	-	15.907
2026	10.767	944	2.348	-	6.284	1.155	-	21.498
2027	12.569	1.285	3.345	782	8.384	4.506	-	30.872
2028	14.068	1.636	3.857	1.612	10.485	4.506	-	36.164
2029	15.900	1.903	4.550	2.092	11.210	4.947	-	40.602
2030	17.723	2.078	4.537	2.541	11.934	4.947	4.000	47.760
2031	18.792	2.426	4.611	2.721	13.931	6.067	5.000	53.548
2032	20.168	2.813	4.826	3.610	15.928	6.067	7.000	60.412
2033	20.221	3.272	4.952	4.638	17.925	6.067	10.000	67.075

Tabla 4 – Exportaciones 2023-2033 por tipo (MMu$s)

Por lo tanto, reviste vital importancia el rol que pueden ejercer los hidrocarburos , el litio, el cobre y el hidrógeno para la generación de divisas, permitiendo avanzar de 6.225millones de dólares en 2023 a 67.075 millones de dólares en 2033.

En forma adicional, estas industrias en su evolución propiciaran un modelo de desarrollo sustentable por los propios requerimientos internos en términos de infraestructura, servicios e insumos, y el aporte con impuestos, altos salarios y formalidad para economía argentina.

Cabe destacar que, las proyecciones de exportación implican un requerimiento de inversión vinculante tanto con una correcta gestión disposición de dólares para la importación, un nuevo plexo normativo e infraestructura indirecta asociada para desplazar insumos y productos derivados. A continuación, se presentan las inversiones directas requeridas en cada uno de los subsectores analizados.

Año	VACA MUERTA	TRANSPORTE (GN)	PLANTAS DE TRATAMIENTO (GLP)	PLANTAS DE LICUEFACCION (GN)	TRANSPORTE DE PETROLEO	HIDROGENO	LITIO	COBRE	OFF SHORE	TOTAL
2024	7.159	2.625	250	400	600	250	2.383	2.204	370	**16.241**
2025	7.640			800	600	1.975	967	2.767	400	**15.149**
2026	8.177	1.500		2.000		1.975	1.342	3.214		**18.208**
2027	8.612	1.000	250	2.500		1.725	808	2.199		**17.094**
2028	9.418		250	2.500		1.975	375	3.032		**17.550**
2029	9.998				1.000	250	2.400	1.843		**15.491**
2030	11.832				1.000	250	2.025	1.843		**16.950**
2031	12.092		250			250	2.025	1.843		**16.460**
2032	12.460	2.000	250	10.000		-	2.025	1.843		**28.578**
2033	12.839	2.000		10.000		-	2.025	1.280		**28.144**
										189.867

Tabla5 – Inversiones 2023-2033 por tipo (MMu$s)

En conclusión, la Argentina cuenta con una oportunidad única para desarrollar sus recursos naturales, propiciando un desarrollo endógeno tanto en los requerimientos de servicios complejos, impulsando una integración vertical de una cadena de valor que será central en

la transición energética del país y del mundo, y generando las divisas necesarias para dar sostenibilidad quizás al proceso más virtuoso de la historia argentina.

Esto no implica una apuesta vacía de valor agregado, ya que estas industrias son demandantes de tecnología y servicios complejos que el país puede aportar. De modo que en la medida que el desarrollo alcance una escala productiva relevante enmarcado en un uso de tecnologías y manejos responsables con el ambiente, el desarrollo hacia abajo será el siguiente paso, aportando en el impulso industrial sobre la base de un crecimiento genuino y con escala regional.

De esta manera, se estaría logrando reconstituir y revertir el problema de falta de dinamismo exportador, el cual explica parte de las recurrentes crisis económicas de Argentina y la concentración en un solo modelo exportador. Con el agregado de que este tipo de empresas de alta productividad y tecnología con capacidad de competir en el mercado externo lo hacen contribuyendo elevados salarios y formalidad y con acceso a crédito externo.

CAMARCO
Cámara Argentina de la Construcción

7 Referencias

- APE (2021) Claves para el desarrollo de Vaca Muerta, Luciano Codeseira. Área de Pensamiento Estratégico, Cámara Argentina de la Construcción
- APE (2016) El Gas Natural en Argentina 2016-2025, Gil, Givogri, Codeseira Área de Pensamiento Estratégico, Cámara Argentina de la Construcción
- APE (2021) Futuro del Gas Natural en Argentina en el marco del nuevo paradigma energético nacional e internacional, Gil, Codeseira, Prieto Área de Pensamiento Estratégico, Cámara Argentina de la Construcción
- Codeseira (2014) Análisis Espacial del Desarrollo del Shale Gas de Vaca Muerta, UBA, CEARE
- National CO2 budgets (2015–2020) inferred from atmospheric CO2 observations in support of the global stocktake. NASA (2023) Byrne, B et al
- IEA (2023) World Energy Investment 2023, IEA, Paris
- IEA (2023) Gas Market Report, Q2-2023, IEA, Paris
- IEA (2023) Gas Market Report, Q1-2023, IEA, Paris
- IEA (2022), Hydrogen, IEA, Paris
- IEA (2022), The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions, IEA, Paris
- GIE Gas Infrastructure Europe (2023) Database
- GTC (2023) Spot Light Brasil Q1-2023 Gas Transition Consultant, Santiago, Chile
- GTC (2023) Spot Light Chile Q1-2023Gas Transition Consultant, Santiago, Chile
- GTC (2023) Spot Light Argentina Q1-2023 Gas Transition Consultant, Santiago, Chile
- GTC (2023) Panorama LNG Q1-2023 Gas Transition Consultant, Santiago, Chile
- GTC (2023) In Focus VACA MUERTA Q1-2023 Gas Transition Consultant, Santiago, Chile
- OIES (2023) Renewable Hydrogen Import Routes into the EU, Abdurahman Alsulaiman Oxford Institute for Energy Studies, UK
- OIES (2023) Financing a world scale hydrogen export project, Stephen Craen Oxford Institute for Energy Studies, UK
- OIES (2023) Is Australia quietly quitting the LNG business?, Graeme Bethune Oxford Institute for Energy Studies, UK
- OIES (2023) Quarterly Gas Review – Issue 21 Oxford Institute for Energy Studies, UK
- OIES (2023) Quarterly Gas Review – Issue 20 Oxford Institute for Energy Studies, UK
- DTIM (2022) Balance comercial de los principales proyectos mineros – (Sep22) Dirección de Transparencia e Información Minera, Subsecretaría de Desarrollo Minero
- DTIM (2022) Salarios mineros por provincia – (Sep22) Dirección de Transparencia e Información Minera, Subsecretaría de Desarrollo Minero
- DTIM (2022) Empleo por Provincia de la minería argentina – (Sep22) Dirección de Transparencia e Información Minera, Subsecretaría de Desarrollo Minero
- DTIM (2022) Empleo minero en Argentina – (Sep22) Dirección de Transparencia e Información Minera, Subsecretaría de Desarrollo Minero
- DTIM (2022) Exportaciones mineras de Argentina – (Sep22) Dirección de Transparencia e Información Minera, Subsecretaría de Desarrollo Minero
- DTIM (2022) Origen Provincial de las Exportaciones Mineras – (Sep22) Dirección de Transparencia e Información Minera, Subsecretaría de Desarrollo Minero

- DTIM (2022) Precios de los principales minerales – (Sep22) Dirección de Transparencia e Información Minera, Subsecretaría de Desarrollo Minero
- DTIM (2022) Índice de precios de las exportaciones argentinas de minerales – (Sep22) Dirección de Transparencia e Información Minera, Subsecretaría de Desarrollo Minero
- DTIM (2022) El Litio: Una oportunidad. Estado de situación, perspectivas y mercado - Julio 2018.
- DTIM (2022) Cobre - Competitividad de Argentina. Una nueva oportunidad
- CEP-XXI (2022) Informes especiales desarrollados por el Centro de Estudios para la Producción (CEP-XXI)
- CEP-XXI (2022) Del litio a la batería. Análisis del posicionamiento argentino (CEP-XXI)
- CEP-XXI (2022) Desafíos y oportunidades para la minería en Argentina (CEP-XXI)
- CEP-XXI (2022) El impacto de la minería argentina en los proveedores locales (CEP-XXI)
- CEP-XXI (2022) Radiografía del empleo en la industria minera (CEP-XXI)
- DTIM (2022) Metales y minerales críticos para la transición energética – ex-Secretaría de Minería 2022
- MDP (2021) Plan de Desarrollo Productivo Argentina 4.0 (Ministerio de Desarrollo Productivo, 2021)