



asociación iberoamericana de entidades
reguladoras de la energía
associação iberoamericana de entidades
reguladoras da energia

INFORME DE BENCHMARK SOBRE EL MERCADO DE GAS EN PAÍSES DE ARIAE

Febrero de 2024

ÍNDICE

1	INTRODUCCIÓN	1
2	CARACTERIZACIÓN DEL MERCADO DE GAS	4
3	CADENA DE VALOR DEL GAS.....	23
3.1	Exploración y Extracción de gas.....	25
3.2	Terminales de GNL	30
3.3	Transporte de gas natural	41
3.4	Almacenamiento de Gas natural	56
3.5	Distribución de gas natural.....	62
4	CONCLUSIONES.....	76

1 INTRODUCCIÓN

ARIAE tiene como objetivo promover el avance y el intercambio de experiencias regulatorias en los sectores energéticos, compartiendo el conocimiento regulatorio en estos sectores, así como fomentar la comunicación entre expertos y profesionales de las organizaciones miembro que conforman la asociación.

Para ello, se creó el Grupo de Trabajo (GT) de Gas con el siguiente plan de actividades a desarrollar en el bienio 2023-2024:

- a) Celebración de un webinar con casos prácticos sobre la situación de los gases renovables en los países miembros de ARIAE (celebrado en septiembre de 2023);
- b) Benchmarking regulatorio y funcionamiento de los mercados de gas (en desarrollo);
- c) Organización de un webinar para presentar los resultados del benchmarking regulatorio y el funcionamiento de los mercados de gas;
- d) Informe sobre la situación actual y el papel futuro de los gases renovables en los países miembros de ARIAE.

A continuación, se enumeran los organismos reguladores y sus respectivos países que componen la ARIAE:

1. Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS), Argentina;
2. Agencia Nacional de Hidrocarburos, (ANH), Bolivia;
3. Agencia Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), Brasil;
4. Comisión Nacional de Energía (CNE), Chile;
5. Comisión de Regulación de Energía y Gas, Colombia;
6. Autoridad Reguladora de Servicios Públicos (ARESEP), Costa Rica;
7. Oficina Nacional para el control del uso racional de la Energía (ONURE), Cuba;
8. Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARC), Ecuador;
9. Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET), El Salvador,
10. Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), España;
11. Comisión Nacional de Energía Eléctrica, Guatemala;

12. Comisión Reguladora de Energía Eléctrica, Honduras;
13. Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), México;
14. Instituto Nicaragüense de Energía (INE), Nicaragua;
15. Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), Panamá;
16. Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), Portugal;
17. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), Perú;
18. Negociado de Energía de Puerto Rico (NEPR), Puerto Rico;
19. Superintendencia de Electricidad (SIE), para electricidad, e Ministerio de Energía y Minas (gas), República Dominicana;
20. Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA), Uruguay.

La siguiente figura muestra los países miembros de GT Gas: Brasil, Chile, Colombia, El Salvador, Guatemala, Mexico, Panamá, Péru, Portugal, República Dominicana y Uruguay.

Figura 1-1 – Países miembros de GT GAS



En 18 de mayo de 2023 se elaboró un cuestionario para recoger información sobre el mercado del gas en los países que integran ARIAE - Asociación Iberoamericana de Entidades Reguladoras de la Energía.

Doze países respondieron al cuestionario: Argentina, Brasil, Chile, Costa Rica, El Salvador, España, México, Panamá, Peru, Portugal, República Dominicana y Uruguay¹. Este documento presenta la información recolectada, dando una visión general de la cadena de valor del gas, la organización y los principales desarrollos en el mercado del gas.

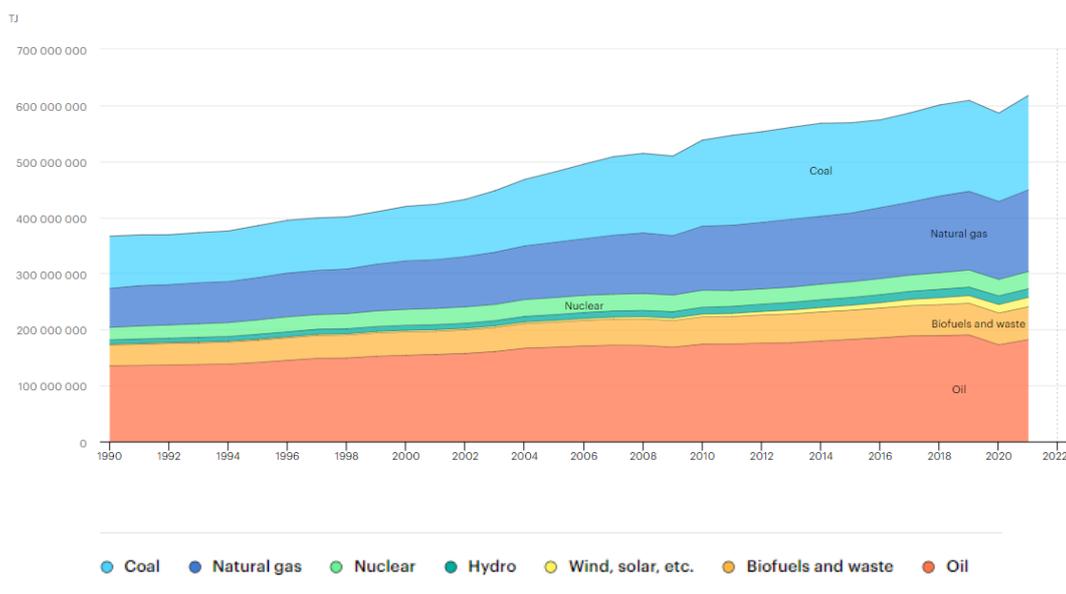
Cabe señalar que España y Costa Rica, países que no pertenecen al GT Gas, también participaron en el estudio y respondieron al cuestionario.

¹ España y Costa Rica não pertenecen al GT GAS.

2 CARACTERIZACIÓN DEL MERCADO DE GAS

A nivel global, la matriz energética se compone principalmente de fuentes no renovables, como puede verse en la Figura 2-1.

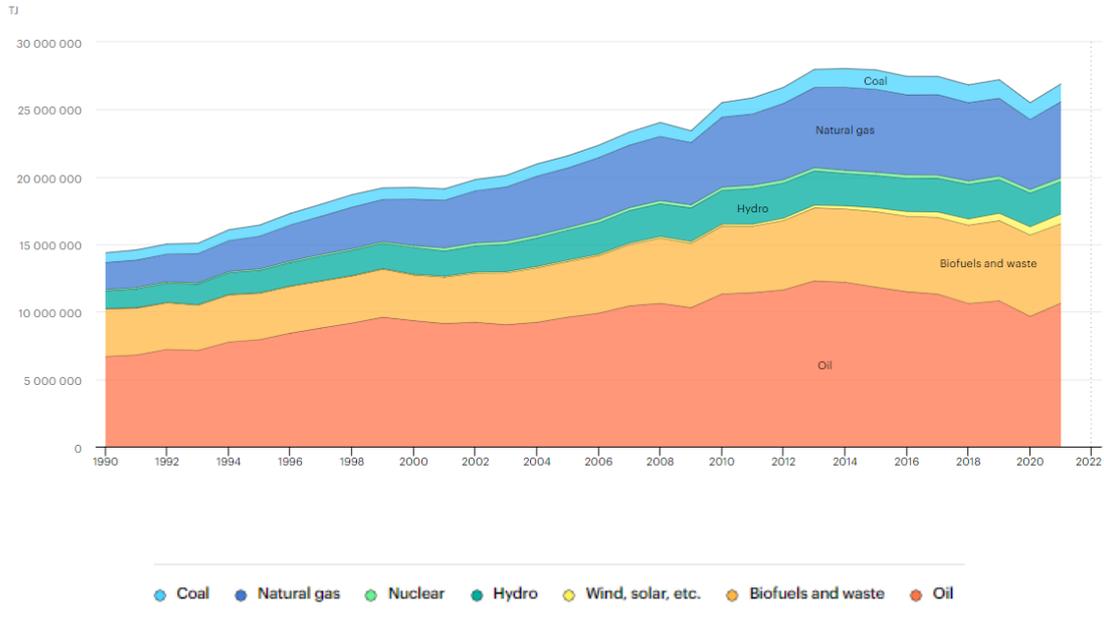
Figura 2-1 – Fuentes energéticas, mundial



Fuente: [IEA](#)

La situación cambia si se compara con la matriz energética de los países que componen América Central y del Sur. Como puede verse en la Figura 2-2, el papel del carbón disminuye y crece la importancia de la energía hidroeléctrica y los biocombustibles.

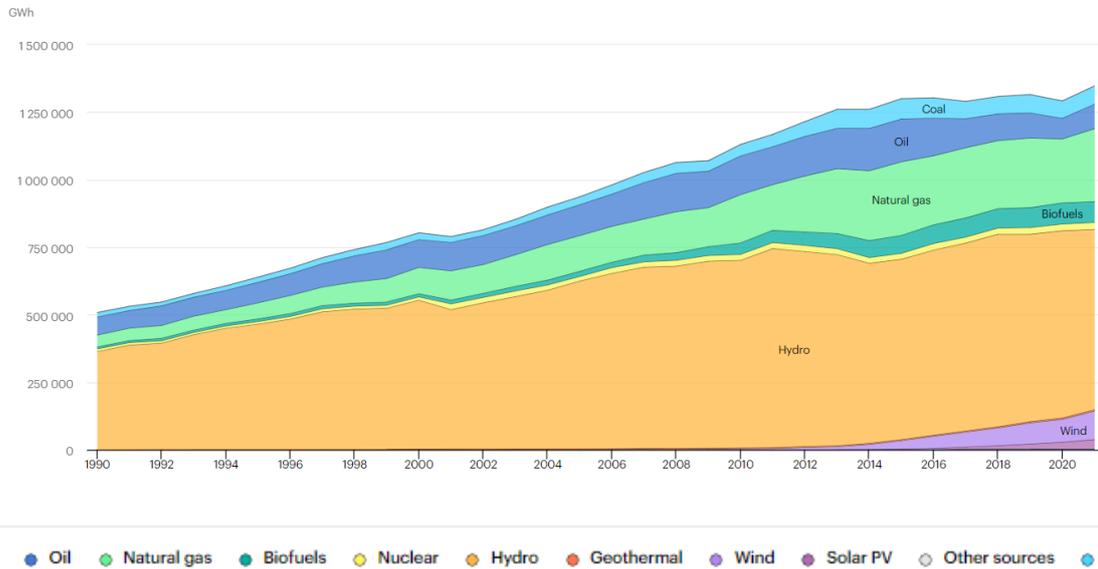
Figura 2-2 - Fuentes energéticas, América Central y América del Sur



Fuente: [IEA](#)

El predominio de las fuentes energéticas renovables es aún más relevante si consideramos la combinación energética para la producción de electricidad. Como puede verse, la energía hidroeléctrica se utiliza predominantemente en la producción de electricidad, el carbón sólo desempeña un papel marginal con un 5% de la cuota de mercado, y el gas natural tiene muchas funciones según el país considerado (carga de base, reducción de picos, flexibilidad, etc.).

Figura 2-3 – Producción de electricidad, por fuente, América Central e América del Sur



Fuente: [IEA](#)

La importancia del gas natural varía de un país a otro. En Brasil, el gas natural es crucial para aportar flexibilidad al sector energético. Esto quedó patente durante la última sequía masiva de 2021, cuando los embalses alcanzaron mínimos históricos y las importaciones de GNL alcanzaron máximos históricos. En otros, el gas natural es la fuente de energía dominante para la producción de electricidad, como en México, Portugal y España, en 2022.

Hay margen para que el gas natural sustituya al carbón en la producción de electricidad en la región, especialmente en Chile, donde representa alrededor de un tercio de la cuota, pero también en América Central y el Caribe, donde el fuelóleo/combustóleo, el gasóleo o el carbón, caros, importados y muy contaminantes, desempeñan un papel central².

A continuación, se presenta una caracterización de cada uno de los países incluidos en este informe, en términos de regulación y mix energético. Como puede observarse en la siguiente figura, a excepción de la República Dominicana, en todos los demás países encuestados la regulación del sector del gas corre a cargo de un organismo regulador con competencias específicas, así como del Estado a través del ministerio de

² De acuerdo con "Libro Blanco del Gas, El gas natural en la transición hacia economías bajas en carbono. El caso de América Latina y el Caribe", pag. 12

energía correspondiente. El grado de independencia de los organismos reguladores se detalla en la descripción de cada país.

Figura 2-4 – Entidad responsable por la regulación de las actividades del sector de gas

País	Entidad Reguladora	Ministerios
 Argentina	X	
 Brasil	X	
 Chile	X	
 Costa Rica	X	X
 El Salvador	X	
 España	X	X
 Mexico	X	X
 Panamá	X	X
 Peru	X	
 Portugal	X	
 Rep. Dominicana		X
 Uruguay	X	X

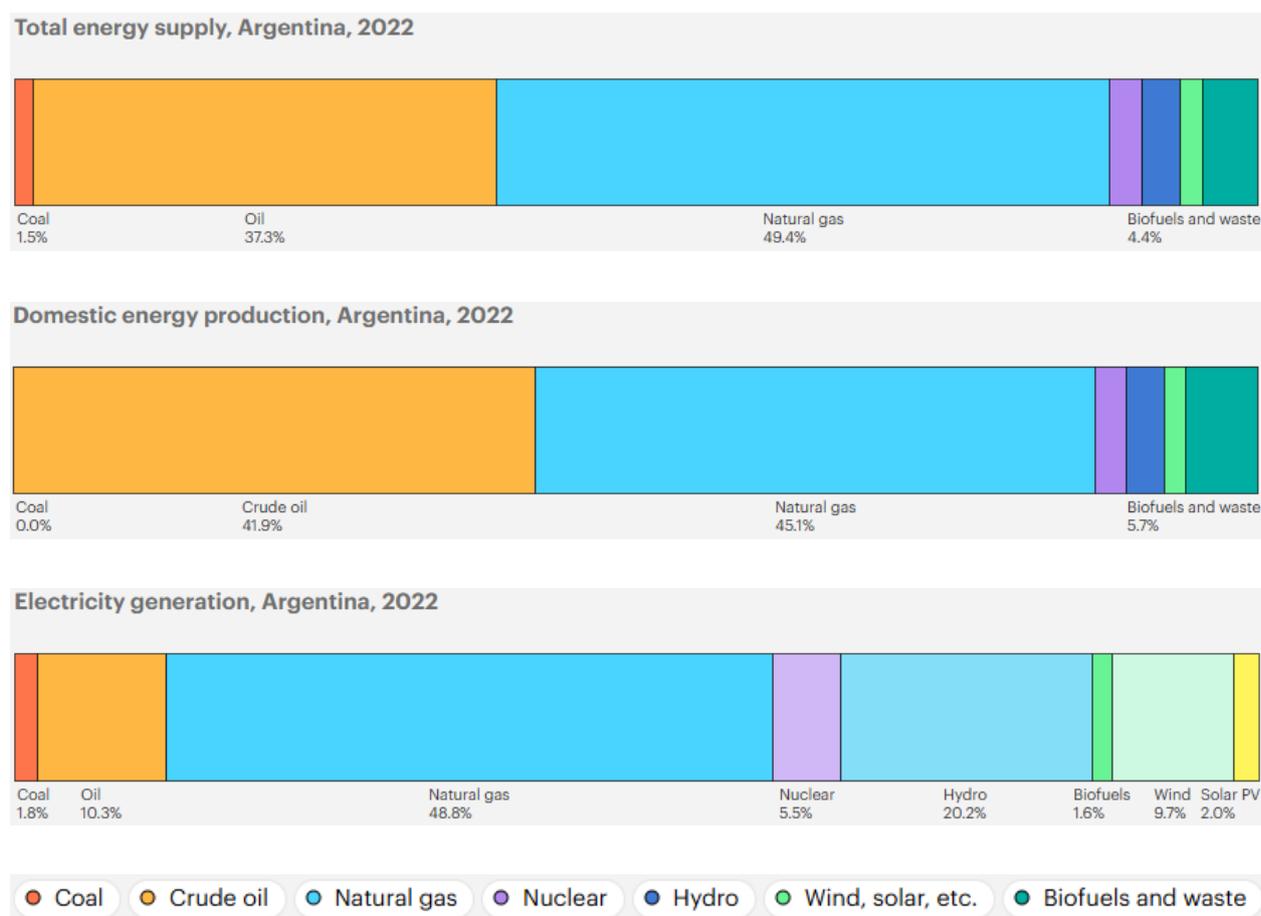
Fuente: Cuestionario ARIAE

En cuanto a **Argentina**, las respuestas fueron proporcionadas por el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS), el regulador argentino de los mercados de gas. ENARGAS fue creado en 1992 por la Ley 24.076, que establece las bases regulatorias de la industria del gas, y tiene a su cargo la regulación técnica, económica y de competencia de las redes de transporte y distribución y de los mercados mayoristas y minoristas de gas natural, incluyendo el uso de gas natural para transporte vehicular. En este sentido, ENARGAS es responsable de fijar las tarifas por el uso de las infraestructuras de transporte y distribución de gas natural, autorizar las inversiones en estas redes, aprobar las regulaciones sobre seguridad y normas

técnicas para la operación de los sistemas de redes de gas natural, atender las consultas y reclamos de los consumidores de gas, prevenir conductas anticompetitivas o discriminatorias en relación con los mercados minoristas y mayoristas de gas y certificar y otorgar las licencias y concesiones que correspondan a los operadores de los sistemas incluidos en la red de gas, entre otras facultades. Este organismo es autónomo en términos administrativos, funcionales y financieros, pero está vinculado institucionalmente a la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía del Gobierno de Argentina.

En términos de mix energético, Argentina tiene un claro predominio del gas natural en el consumo total de energía, la producción nacional de energía y la generación de electricidad.

Figura 2-5 – Fuentes energéticas, Argentina



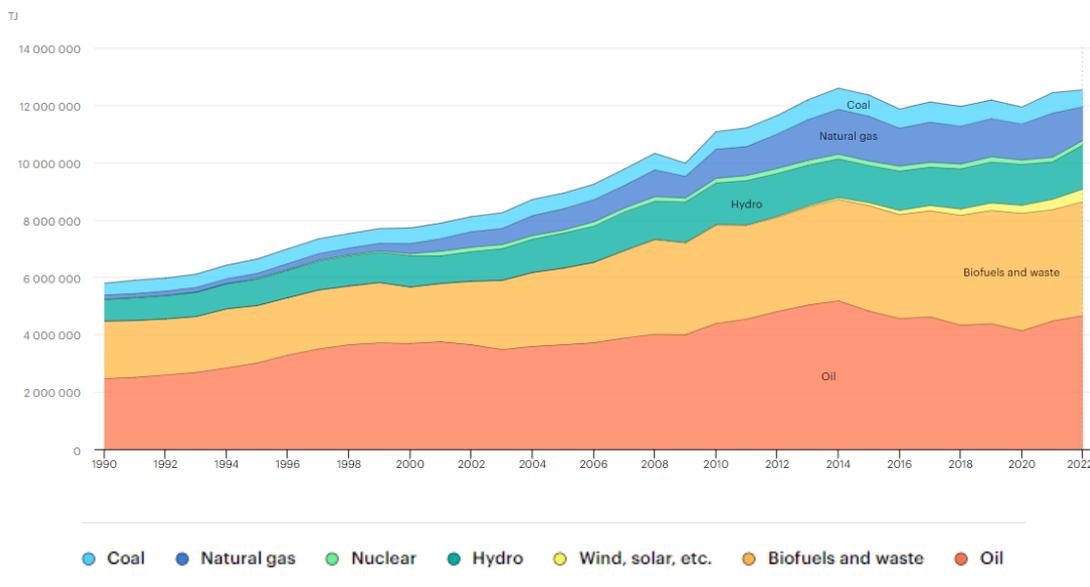
Fuente: [IEA](#)

En **Brasil**, las respuestas fueron dadas por la Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP), agencia reguladora de la Ley nº 13.848, de 25 de junio de 2019, caracterizada por la ausencia de

tutela o subordinación jerárquica en relación al Ministerio de Minas y Energía del Gobierno de Brasil, así como por la autonomía funcional, decisoria, administrativa y financiera. En el sistema político-constitucional federal brasileño, la ANP es el organismo responsable de la regulación de las actividades de exploración, producción, transporte y suministro de gas natural a nivel federal. La regulación de las actividades de distribución y venta al por menor es competencia de los distintos estados. La Nueva Ley del Gas (Ley nº 14.134 de 8 de abril de 2021) prevé un esfuerzo de liberalización del mercado del gas (al menos en sus componentes que competen a las instituciones federales), pero actualmente el mercado sigue marcado de forma significativa por el peso de la empresa estatal Petrobras.

Brasil tiene una combinación energética diversa, como se muestra en la siguiente figura. Cabe señalar que el principal consumidor de gas natural es la industria, seguida de la producción de energía eléctrica y del sector del transporte.

Figura 2-6 – Fuentes energéticas, Brasil



Fuente: [IEA](#)

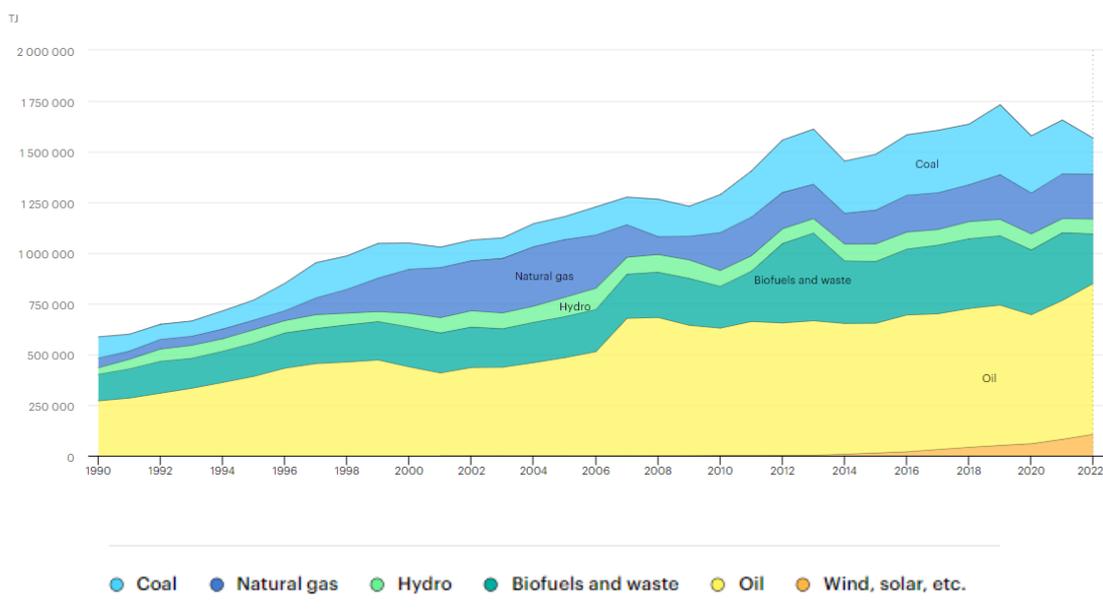
Por lo que respecta a **Chile**, las respuestas fueron proporcionadas por la Comisión Nacional de Energía (CNE). Según el Decreto Ley 2.224 de 1978 modificado por la Ley N° 20.402, la CNE forma parte del poder ejecutivo y se relaciona con el Presidente de la República a través del Ministerio de Energía, creado por el mismo documento legislativo. Aun así, la CNE es una persona jurídica de derecho público, funcionalmente descentralizada, con patrimonio propio y plena capacidad para adquirir y ejercer derechos y contraer

obligaciones. La CNE tiene atribuciones para regular precios y tarifas y desarrollarnormas técnicas y de calidad indispensables para el funcionamiento de las instalaciones energéticas, además de monitorear el funcionamiento del sector energético y asesorar al gobierno a través del Ministerio de Energía en materias relacionadas con el desarrollo del sector. En cuanto al mercado del gas, alrededor del 80 por ciento del gas natural consumido proviene de importaciones (por vía terrestre o terminales de GNL) y el resto proviene de la producción en la Cuenca de Magallanes, operada principalmente por ENAP, la empresa estatal en el ámbito petrolero, pero también operado por terceros a través de Contratos Especiales de Operación Petrolera (CEOP)³.

Como puede verse en la siguiente figura, las fuentes de energía no renovables predominan en la combinación energética de este país. El gas natural ha desempeñado un papel importante en la sustitución del carbón para la producción de electricidad, posicionándose como un energético relevante en la transición hacia la descarbonización de la matriz energética chilena, y también, se ha producido un aumento significativo de la producción de energía fotovoltaica y eólica.

³ Forma contemplada en la Constitución de la República de Chile, mediante el cual una o varias empresas, nacionales o internacionales, pueden explorar y explotar hidrocarburos en Chile. Las empresas de un CEOP pueden o no asociarse con ENAP y el contratista deberá acreditar capacidad técnica y financiera. [Link: [Contratos Especiales de Operación Petrolera \(CEOPs\) \(minenergia.cl\)](#)]

Figura 2-7 – Fuentes energéticas, Chile

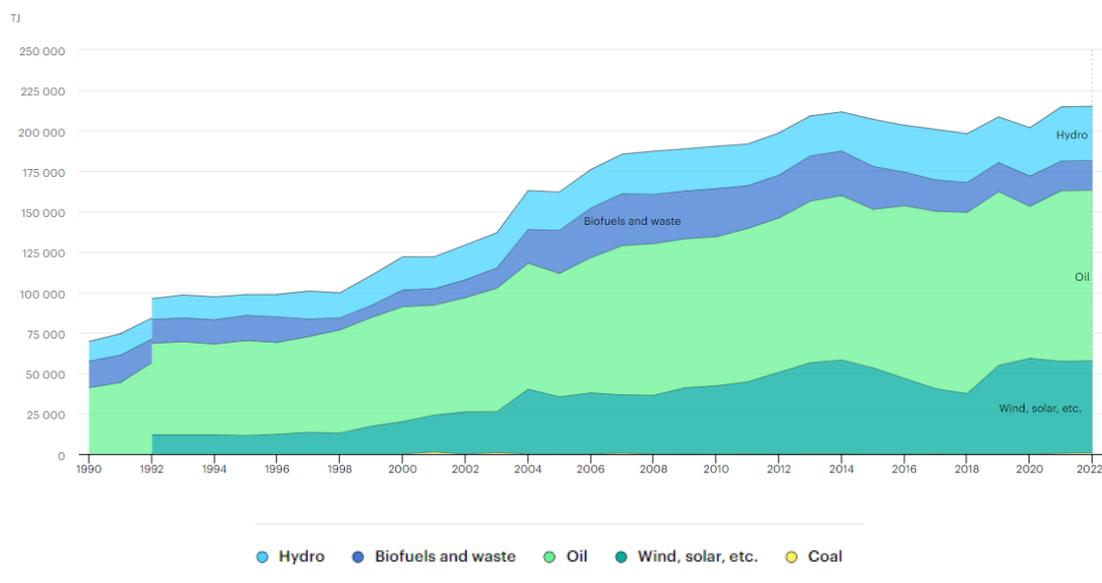


Fuente: [IEA](#)

En **Costa Rica**, las respuestas fueron dadas por la Autoridad Reguladora de Servicios Públicos (ARESEP), organismo regulador que, en 1996, en virtud de la Ley nº 7596 de 6 de octubre de 1996, sustituyó al Servicio Nacional de Electricidad de Costa Rica (SNE) en la función de regulación del sector energético. La ARESEP es una institución autónoma con personalidad jurídica propia, autonomía técnica y administrativa y patrimonio propio. Dado que toda la comercialización de energía proveniente de hidrocarburos es declarada servicio público, la ARESEP es responsable de regular las interacciones de todos los agentes que operan en el país, así como de velar por el cumplimiento de las normas de protección al consumidor. También interviene en el sector energético el Ministerio de Medio Ambiente y Energía, encargado de establecer las directrices generales de política energética, así como de definir las normas técnicas mínimas de explotación de las concesiones y de ejecución del servicio público vinculado al sector energético. Con respecto al mercado de gas natural, actualmente no existe en Costa Rica infraestructura que permita la exploración, producción, transporte, distribución, suministro o venta al por menor de gas natural o GNL. Sin embargo, en caso de que surja un mercado de gas natural en Costa Rica, existe regulación aplicable al mismo.

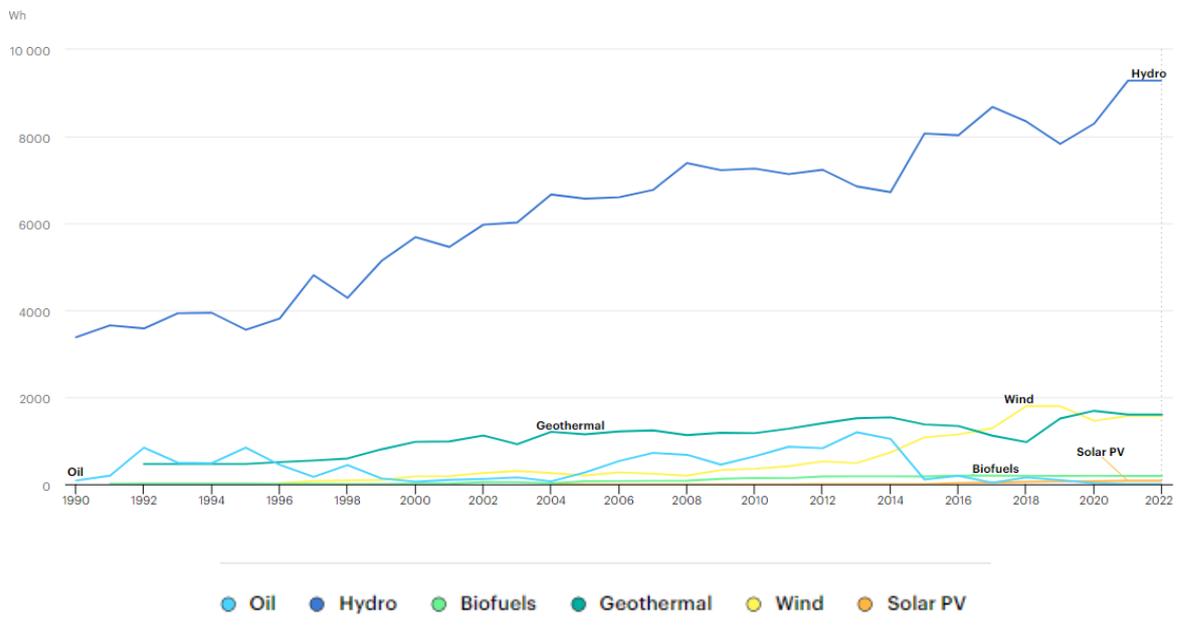
El mix energético de Costa Rica sigue estando dominada por el petróleo, a pesar de la importancia fundamental de otras fuentes de energía. Cabe señalar que, en cuanto a la producción de electricidad, este país casi ha alcanzado la descarbonización, al no depender de los combustibles fósiles para su producción.

Figura 2-8 – Fuentes energéticas, Costa Rica



Fuente: [IEA](#)

Figura 2-9 - Producción de electricidad, por fuentes, en Costa Rica

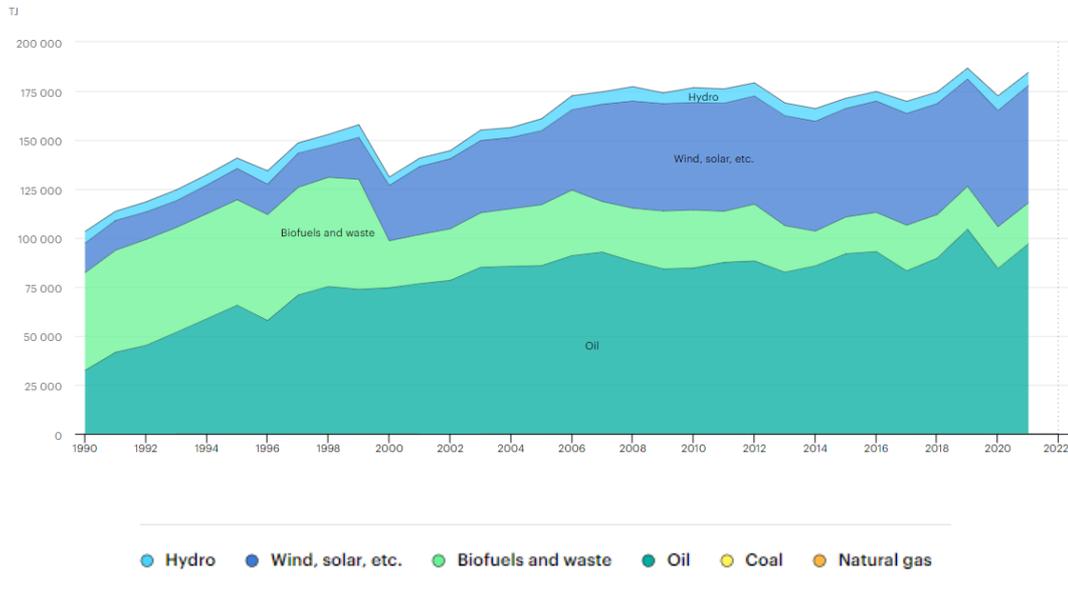


Fonte: [IEA](#)

Para **El Salvador**, el cuestionario fue respondido por la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET). La SIGET, creada por Decreto Legislativo No. 808 del 12 de septiembre de 1996, es una institución autónoma de servicio público, sin fines de lucro, cuya función es aplicar las normas contenidas en tratados internacionales sobre electricidad y telecomunicaciones vigentes en El Salvador, en las leyes que rigen dichos mercados y sus reglamentos. El órgano regulador del sector gasista es la Dirección General de Energía, Hidrocarburos y Minas (DGEHM), a la que corresponde, en el ámbito ministerial, la formulación, adopción, seguimiento y evaluación de las políticas, estrategias y normativa de los sectores de energía, hidrocarburos y minas, así como la autorización, regulación y supervisión del funcionamiento de las entidades que intervienen en dichos sectores.

La combinación energética de El Salvador sigue estando dominada por el petróleo, a pesar de la importancia fundamental de otras fuentes de energía renovables (fotovoltaica y eólica).

Figura 2-10 – Fuentes energéticas, El Salvador



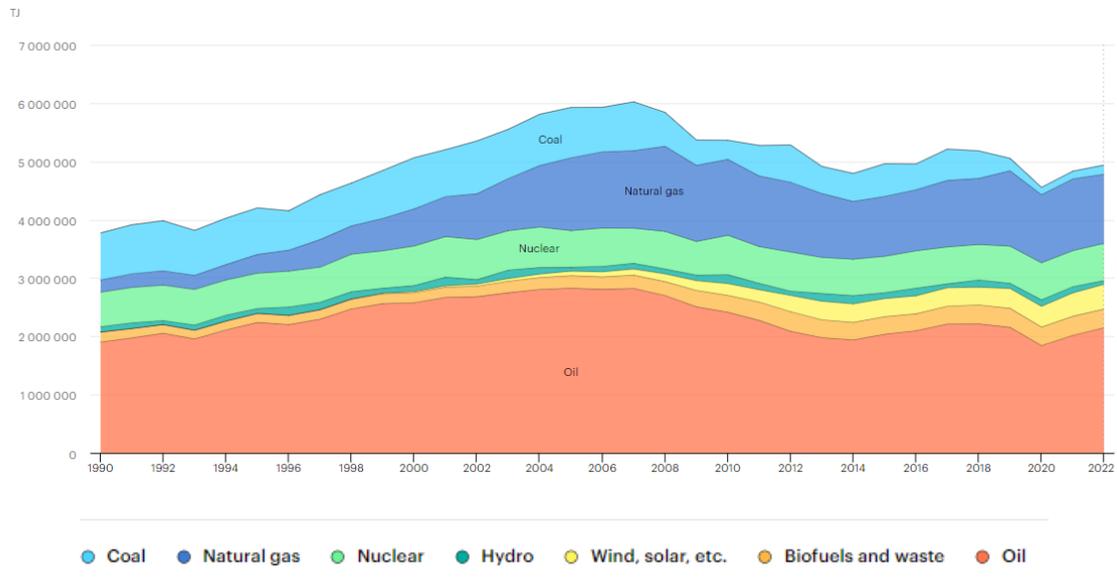
Fuente: [IEA](#)

Por lo que respecta a **España**, las respuestas enviadas sólo corresponden a datos cuantitativos, sin que se haya enviado una descripción del sector del gas. El sector está regulado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), que entró en funcionamiento el 7 de octubre de 2013 y vio modificadas sus competencias en 2019 para cumplir los requisitos de la UE ⁴. Se trata de un organismo público con personalidad jurídica propia, independiente del Gobierno y sometido a control parlamentario. La CNMC supervisa, analiza y regula los mercados energéticos, de telecomunicaciones, audiovisual, de transportes y postal.

La combinación energética de España sigue teniendo una presencia fuerte del petróleo, a pesar de la importancia fundamental de otras fuentes de energía, como el gas natural y el nuclear.

⁴ Según lo dispuesto en el [Real Decreto-ley 1/2019](#), de 11 de enero.

Figura 2-11 – Fuentes energéticas, España



Fonte: [IEA](#)

En lo que respecta a **México**, el cuestionario fue respondido por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), creada el 28 de noviembre de 2008 como un órgano dependiente del Poder Ejecutivo Federal, pero con personalidad jurídica, autonomía técnica y presupuestaria, con el objetivo de regular y supervisar la exploración y extracción de hidrocarburos. Su plan estratégico está alineado con la política energética nacional. Las entidades involucradas en la regulación del sector gasífero son i) la Secretaría de Energía - que establece, conduce y coordina la política energética del país, ejerce los derechos del país en materia de petróleo e hidrocarburos, ii) la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) - órgano regulador que regula y supervisa el reconocimiento y la exploración superficial, así como la exploración y extracción de hidrocarburos incluyendo su recolección desde los puntos de producción y hasta su integración al sistema de transporte y almacenamiento; licita y suscribe los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos, administra, en materia técnica, las asignaciones y contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos, presta asesoría técnica a la Secretaría de Energía⁵, impone sanciones, otorga permisos y autorizaciones y demás actos administrativos relacionados con las materias reguladas⁶ y, iii) la Comisión

⁵ Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética:

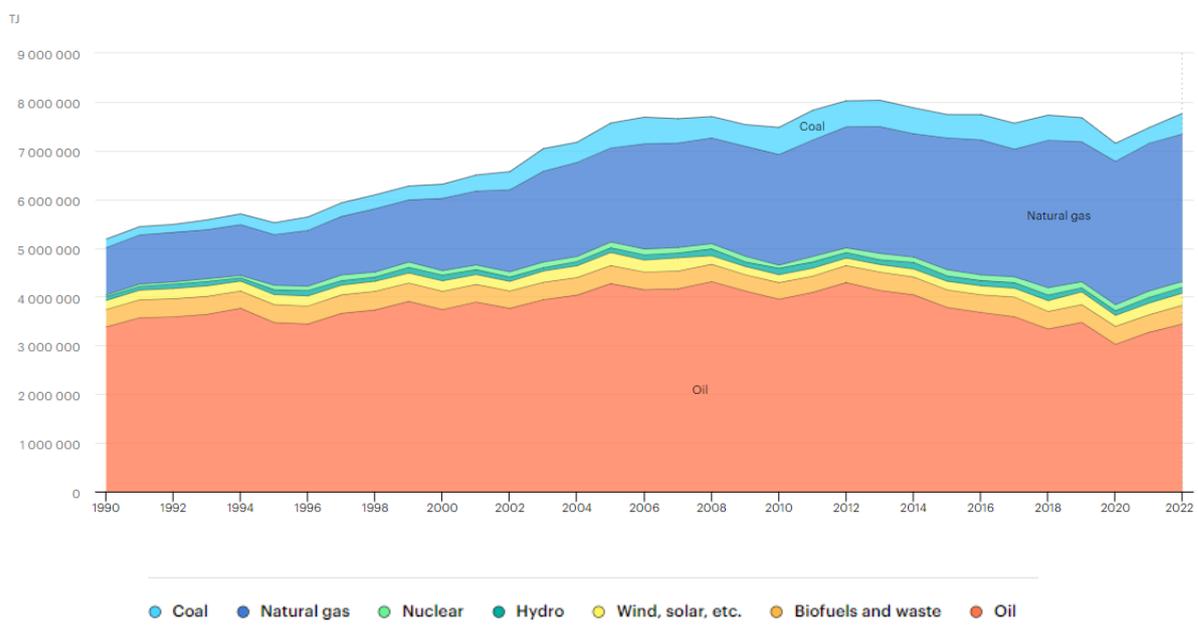
https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LORCME_200521.pdf

⁶ Ley de Hidrocarburos https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LHidro_200521.pdf

Reguladora de Energía (CRE)⁷ - que regula y promueve el desarrollo eficiente del transporte, almacenamiento, distribución, compresión, licuefacción y regasificación de gas natural y tiene la facultad de revocar los permisos otorgados.

Como puede verse en la siguiente figura, las fuentes de energía no renovables predominan en la combinación energética de este país, especialmente el petróleo y el gas natural.

Figura 2-12 – Fuentes energéticas, México



Fuente: [IEA](#)

En lo que respecta a **Panamá**, las respuestas fueron proporcionadas por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP). La ASEP⁸ es un organismo autónomo, con personalidad jurídica y patrimonio propios, que

⁷ Prevista na Ley de los órganos reguladores coordinados en materia energética

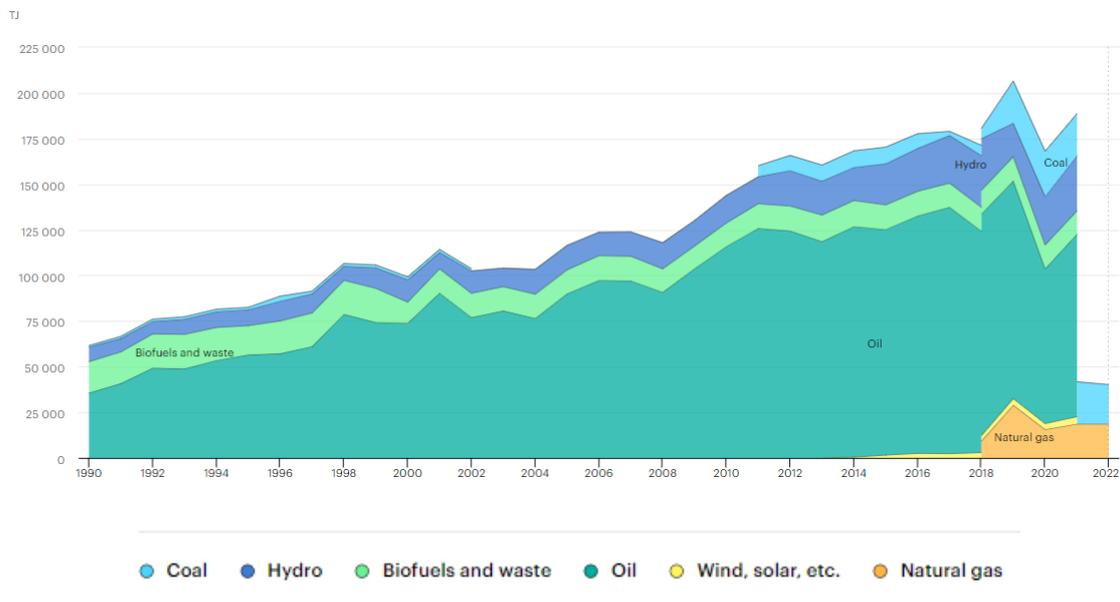
<https://www.cre.gob.mx/documento/lorcme.pdf>.

⁸ Creada por Ley 26, de 29 de Enero de 1996, disponible en <https://faolex.fao.org/docs/pdf/pan104829.pdf>.

controla, regula, ordena y supervisa la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, saneamiento básico, electricidad, telecomunicaciones, radio y televisión, así como el transporte y distribución de gas natural. Como parte de sus atribuciones, establece normas, dicta reglas, ejecuta actos, vigila su cumplimiento, sanciona, resuelve conflictos, concilia, media y supervisa, de acuerdo con los principios de celeridad, economía, sencillez, eficiencia, equidad, no discriminación y neutralidad de trato. Regulará la distribución y el transporte de gas natural cuando exista la ley sectorial correspondiente. La Secretaría Nacional de Energía del Ministerio de la Presidencia regula la cadena de suministro (upstream), la calidad del gas y otras actividades. Cabe señalar que, por el momento, el consumo de gas se destina predominantemente a la producción de electricidad, y sólo existe una terminal de GNL.

Como puede verse en la siguiente figura, las fuentes de energía no renovables predominan en la combinación energética de este país, pero cabe destacar la reciente introducción del gas natural en 2018.

Figura 2-13 – Fuentes energéticas, Panamá



Fuente: [IEA](#)

Por lo que respecta a **Perú**, las respuestas al cuestionario fueron facilitadas por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, organismo regulador⁹ de los sectores energético y minero de Perú. Este organismo, creado por la Ley n° 26734 de 31 de diciembre de 1996, es una entidad de derecho público con autonomía funcional, técnica, administrativa, económica y financiera y tiene como misión regular los sectores de electricidad, hidrocarburos y minería. A partir del año 2010, y con el fin de dar cumplimiento a lo dispuesto en la Ley n° 29325, Osinergmin realizó la transferencia de funciones de supervisión, fiscalización y sanción en materia ambiental relacionada a la minería, hidrocarburos en general y electricidad al Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA).¹⁰

En el contexto de América Latina, Perú se destaca como uno de los principales productores de gas natural del continente. En 2022, Perú produjo 13.700 millones de m³ de gas natural y el gas natural representa el 32% del consumo total de energía de Perú y el 37% de las fuentes de generación de electricidad, sólo superado por la energía hidroeléctrica.¹¹

A continuación, se muestra la siguiente figura de la Agencia Internacional de Energía, en la cual se visualiza que las fuentes de energía no renovables predominan en la combinación energética de este país, más aún, a partir de la introducción del gas natural en el año 2004 con el proyecto Camisea.

⁹ De acuerdo con el Reglamento de Organización y Funciones de Osinergmin (D.S. N° 010-2016-PCM), son funciones de Osinergmin:

(...)

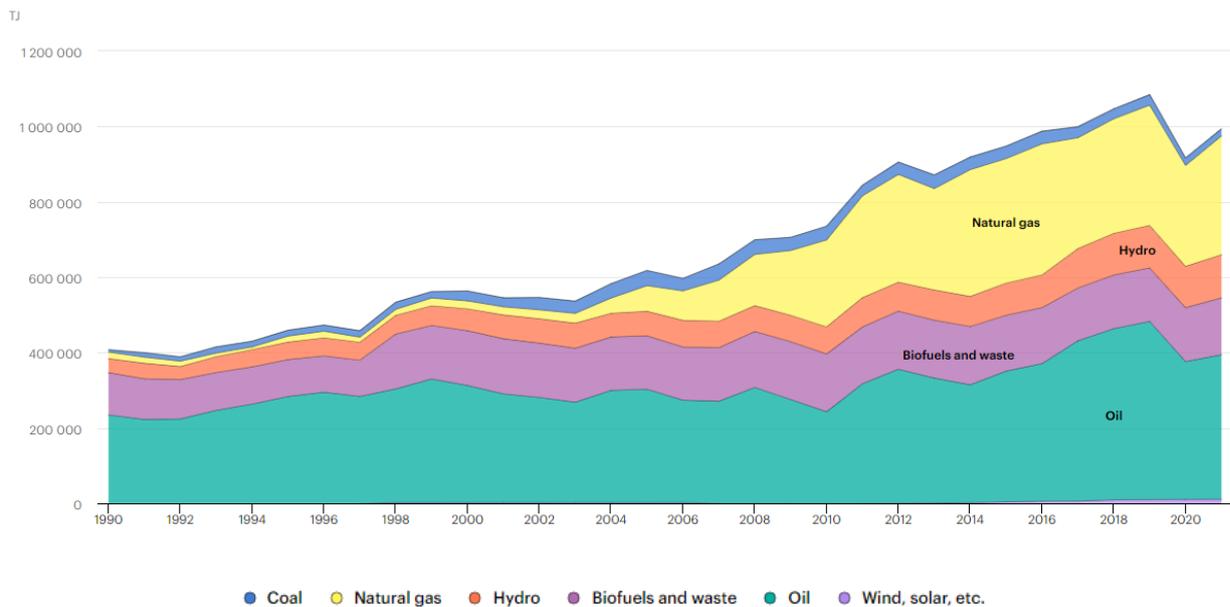
- a) Función supervisora: Comprende la facultad de verificar el cumplimiento de las obligaciones de los agentes supervisados, establecidas en la normativa sectorial y en los contratos bajo el ámbito de competencia de OSINERGMIN; así como en las disposiciones emitidas por el organismo regulador.
- b) Función reguladora: Comprende la facultad de fijar las tarifas de los servicios públicos de electricidad y gas natural bajo su ámbito, lo que incluye resolver, como única instancia administrativa, los recursos de reconsideración que las partes interesadas interpongan.
- c) Función normativa: Comprende la facultad exclusiva de dictar, en el ámbito y en materia de su respectiva competencia, la normativa sobre los procedimientos a su cargo; incluyendo los procedimientos administrativos especiales que norman los procesos administrativos vinculados con las funciones supervisora, supervisora específica, fiscalizadora y sancionadora; los procedimientos de ejecución de decisiones y resoluciones de los órganos de OSINERGMIN; así como otras disposiciones de carácter general y mandatos u otras normas de carácter particular referidas a intereses, obligaciones o derechos de los agentes o actividades supervisadas o de sus usuarios. Asimismo, comprende la facultad de tipificar las conductas que constituyan infracciones administrativas y determinar las sanciones correspondientes.
- d) Función fiscalizadora y sancionadora: Comprende la facultad de realizar las acciones conducentes para imponer sanciones a los agentes por el incumplimiento de obligaciones establecidas en la normativa sectorial bajo el ámbito de competencia de OSINERGMIN; así como por el incumplimiento de disposiciones emitidas por el organismo regulador.

(...)

¹⁰ Ley N° 29325, Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental

¹¹ <https://www.iea.org/countries/peru/energy-mix> (accedido a 21/05/2024).

Figura 2-14 – Fuentes energéticas, Peru



Fonte: [IEA](#)

En **Portugal**, el regulador del sector del gas natural es la Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE). Esta entidad es independiente del Poder Ejecutivo, sin perjuicio de los principios rectores de la política energética fijados por el Gobierno, en los términos de sus Estatutos, aprobados por el Decreto-Ley nº 97/2022, de 12 de abril, en su versión modificada¹².

ERSE está reconocido como organismo regulador por la Ley 67/2013, de 28 de agosto¹³, por la que se aprueba la Ley Marco de Entidades Administrativas Independientes.

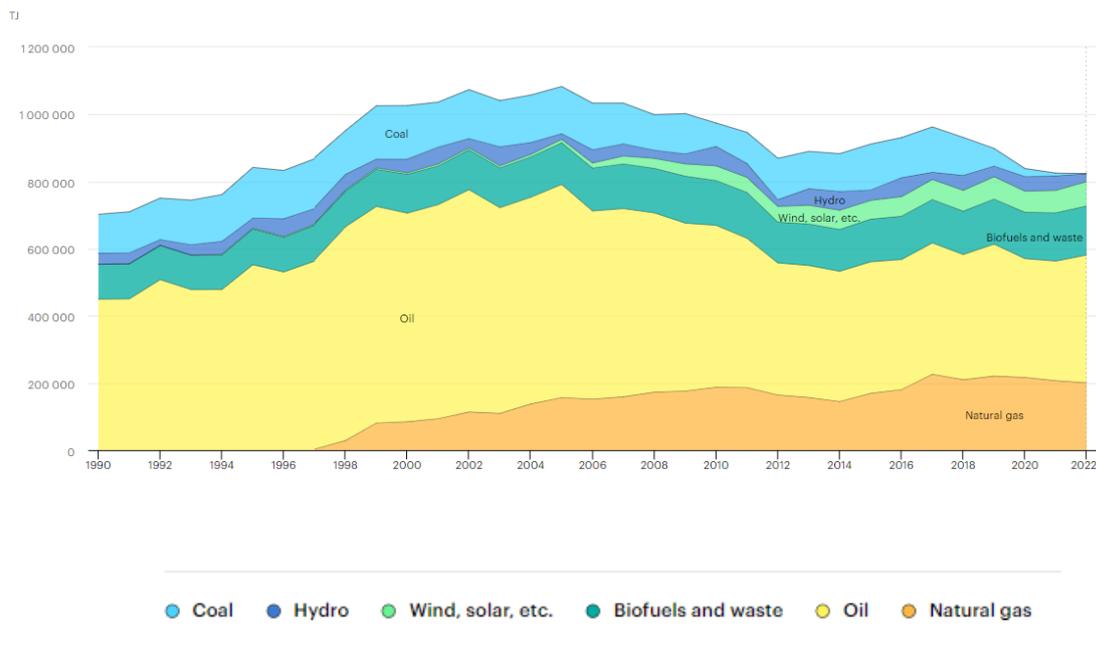
ERSE tiene competencias regulatorias sobre las empresas que regula, que operan en los sectores del gas natural, la electricidad, los gases licuados del petróleo (GLP), los combustibles derivados del petróleo y los biocarburantes, así como la gestión de la red de movilidad eléctrica.

¹² Puede consultarse en https://www.erse.pt/media/bnukfvto/20210204_estatutos-erse.pdf.

¹³ Puede consultarse en <https://diariodarepublica.pt/dr/legislacao-consolidada/lei/2013-106955825-106958740>

Como puede verse en la siguiente figura, las fuentes de energía no renovables predominan en la combinación energética de este país, con el petróleo disminuyendo su contribución. El carbón ya no es una fuente energética desde hace 2 años.

Figura 2-15 – Fuentes energéticas, Portugal



Fuente: [IEA](#)

En la **República Dominicana**, la entidad encargada de regular el gas natural es el Ministerio de Energía y Minas, como órgano responsable de la gestión de los recursos no renovables pertenecientes al Estado. Los derechos de exploración y explotación de hidrocarburos se otorgan a través de contratos resultantes de licitaciones públicas¹⁴, de conformidad con las disposiciones legales vigentes en la República Dominicana. El Ministerio de Energía y Minas elabora las especificaciones técnicas y los pliegos de condiciones de acuerdo con los criterios establecidos en los principios de eficiencia, igualdad, libre competencia, transparencia, publicidad, economía, flexibilidad, equidad, responsabilidad, moralidad, buena fe, reciprocidad, participación y razonabilidad, procurando garantizar la solvencia moral y financiera y la

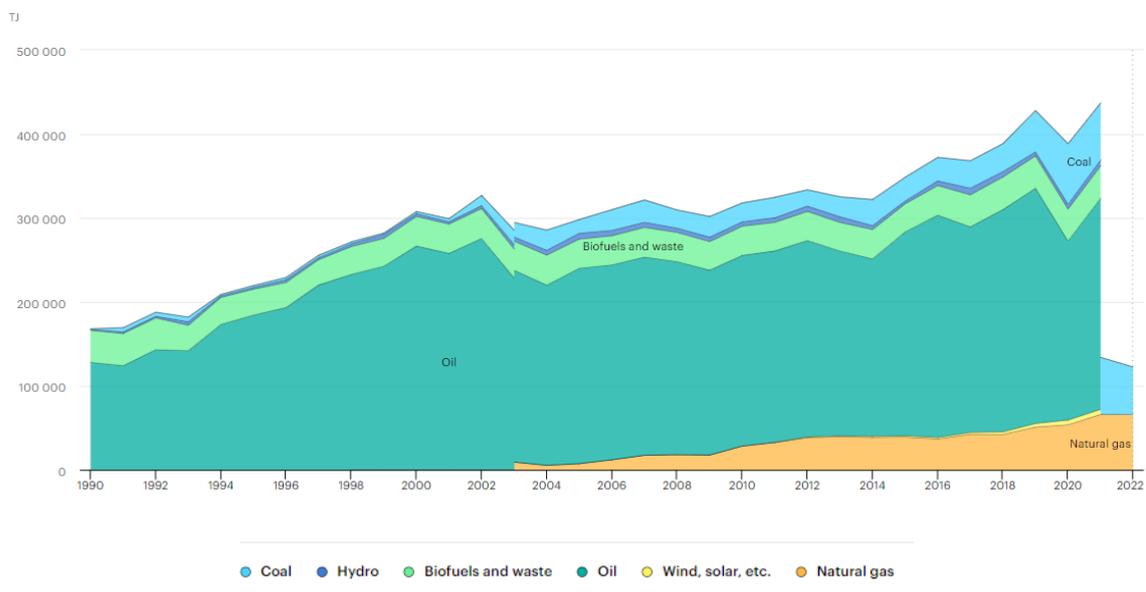
¹⁴ Ley n.º 340-06 e Regulamento de Aplicação núm. 543-12, disponíveis em https://www.dgcp.gob.do/new_dgcp/documentos/comunidadcompras/docs/LEY%20340%20DE%20CONTRATACIONES%20PUBLICAS%20VERSION%20FINAL.pdf

viabilidad técnica de los licitantes. El Ministerio de Energía y Minas, en representación del Estado Dominicano, firmará los contratos de adjudicación con los licitantes seleccionados, luego de recibir el correspondiente poder especial del Presidente de la República Dominicana.

El Contrato de Exploración y Producción de Hidrocarburos Costa Afuera fue firmado entre el Estado Dominicano, representado por el Ministerio de Energía y Minas, y Apache Dominican Republic Corporation LDC el 22 de octubre de 2020. Mediante este contrato se otorgaron los derechos para explorar, desarrollar y producir hidrocarburos en el Bloque SP2 de la cuenca de San Pedro de Macorís, así como para procesar, transportar, almacenar, elevar, exportar y comercializar hidrocarburos provenientes o atribuibles al área contractual. El contrato fue aprobado por Resolución 159-21 del Congreso Nacional del 26 de julio de 2021 y publicado en la Gaceta Oficial 11028 del 3 de agosto de 2021.

Como puede verse en la siguiente figura, las fuentes de energía no renovables predominan en la combinación energética de este país.

Figura 2-16 – Fuentes energéticas, República Dominicana



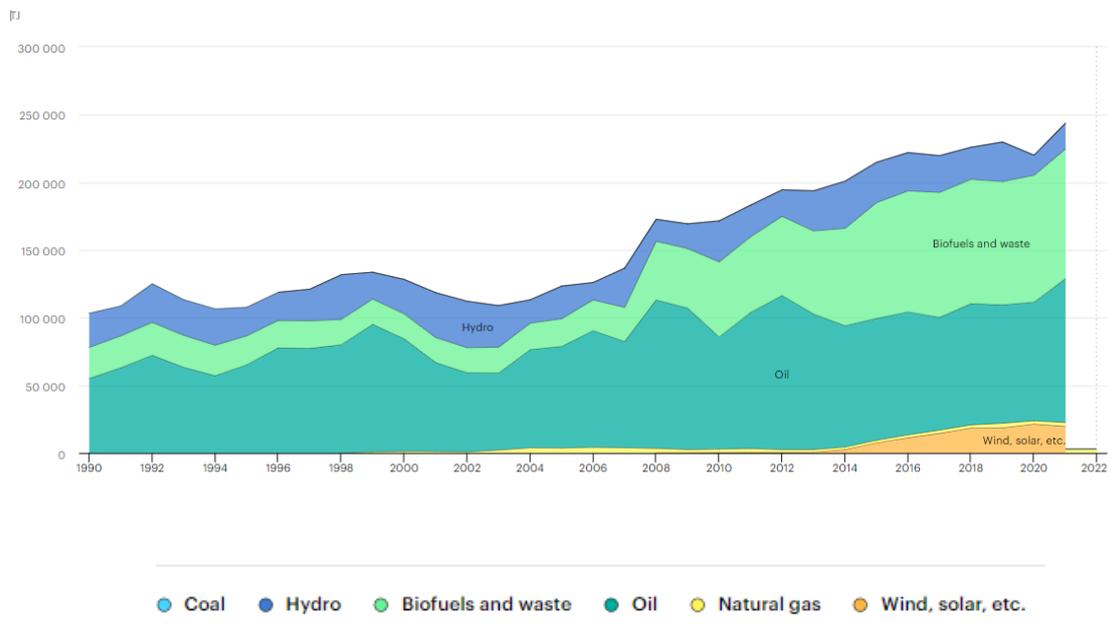
Fuente: [IEA](#)

El ente regulador de **Uruguay**, la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA), respondió al cuestionario de ARIAE. La URSEA se encarga de regular los sectores de energía, combustibles y agua en

todo el país, proteger los derechos de los usuarios y consumidores, controlar el cumplimiento de la normativa vigente, establecer los requisitos que deben cumplir quienes desarrollan actividades relacionadas con estos sectores, resolver quejas y reclamos de los usuarios, proponer al Poder Ejecutivo las tarifas técnicas de los servicios regulados y prevenir conductas anticompetitivas y abusos de posición dominante¹⁵.

Como puede verse en la siguiente figura, las dos principales fuentes de energía son el petróleo e los biocombustibles. La importancia del gas natural es residual.

Figura 2-17 – Fuentes energéticas, Uruguay



Fuente: [IEA](#)

¹⁵ Nos termos da Ley 17598, de 13/12/2002, disponível em <https://www.impo.com.uy/bases/leyes/17598-2002>.

3 CADENA DE VALOR DEL GAS

La cadena de valor del gas natural se compone esencialmente de Extracción o Producción, Transporte, Almacenamiento y Distribución.

En la actividad de **Extracción** o **Producción**, el gas natural se extrae del subsuelo a través de pozos, que pueden ser *onshore* u *offshore*. El biometano también puede producirse en unidades de producción específicas a partir de residuos orgánicos (vegetales, domésticos, agrícolas, agroalimentarios o industriales), que pueden inyectarse en las redes de gas natural o utilizarse como combustible. La actividad de Extracción, ya sea en tierra o en el mar, va precedida de la actividad de **Exploración**, que consiste en la prospección de yacimientos de gas para determinar su existencia y la viabilidad y condiciones de su extracción.

Una vez extraído, el gas natural puede **transportarse** de dos maneras:

- por mar, en buques metaneros. Para ello, antes del transporte, el gas se enfría a temperaturas inferiores a -160°C para lograr su licuefacción. A su llegada, el gas se transfiere a terminales de buques metaneros, donde se transforma de nuevo en gas (regasificado) antes de ser enviado a los gasoductos.

- o por tierra, en gasoductos. Para ello, primero hay que comprimir el gas a alta presión (unos 80 bares) en una estación de compresión. A lo largo de los gasoductos hay estaciones de compresión que mantienen la presión durante el trayecto.

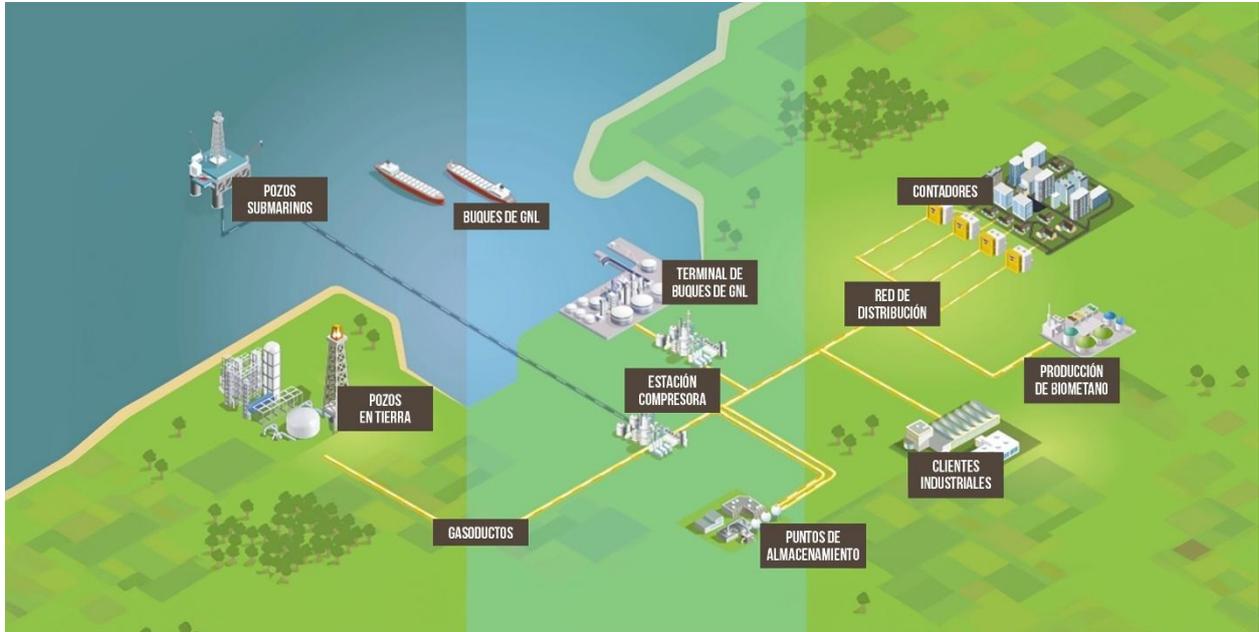
A partir del transporte, el gas natural se canaliza hacia puntos de **almacenamiento** o hacia **redes de distribución**.

Los puntos de **almacenamiento** son reservas de gas almacenadas en estructuras geológicas, que pueden ser campos de vaciado, acuíferos, cavernas subterráneas o tanques de GNL, que permiten garantizar un suministro constante durante todo el año, incluso en caso de reducción de la oferta.

En las redes de **distribución**, la presión del gas se reduce para que pueda ser utilizado por los consumidores domésticos e industriales. Los consumidores industriales que necesitan grandes cantidades de energía y altas presiones pueden conectarse directamente a la red de transporte.

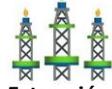
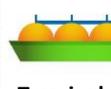
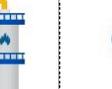
La siguiente figura ilustra las distintas etapas posibles de la cadena de valor del gas natural.

Figura 3-1 – Cadena de valor del gas natural



La siguiente figura resume la participación de los 10 países que respondieron a la encuesta en las distintas actividades de la cadena de valor del gas natural. Las infraestructuras más presentes en los países analizados son las terminales de GNL (sólo Uruguay y Costa Rica no disponen de esta infraestructura) y las redes de transporte y distribución (sólo Costa Rica y El Salvador no disponen de esta infraestructura). En general, la actividad menos desarrollada es la extracción o explotación (o producción).

Figura 3-2 – Participación en la cadena de valor del gas

	 Exploración	 Extracción o Explotación	 Terminales de GNL	 Transporte	 Almacenamiento	 Distribución
Argentina	X	X	X	X	X	X
Brasil	X	X	X	X		X
Chile	X	X	X	X		X
Costa Rica						
El Salvador			X		X	
España			X	X	X	X
México	X	X	X	X		X
Panamá			X	X	X	X
Peru	X	X	X	X		X
Portugal			X	X	X	X
Rep. Dominicana			X	X	X	X
Uruguay				X		X

Naturalmente, cabe esperar que no exista competencia en todas las fases de la cadena de valor, ya que algunas actividades, como el transporte y la distribución, son monopolios naturales. En este tipo de actividades, que se caracterizan por una proporción muy elevada de costes fijos frente a los variables debido a las grandes inversiones iniciales (actividad intensiva en capital), hay más costes para los consumidores si hay más de una empresa que les suministra (subaditividad de la función de costes), una regulación fuerte es esencial para fomentar la eficiencia económica, simulando la existencia de un entorno competitivo que promueva la reducción de costes, garantizando al mismo tiempo la calidad del bien o servicio y fomentando la innovación, asegurando que las ganancias de las empresas no sean excesivas ni insuficientes, con el objetivo último de entregar al consumidor un producto de calidad a un precio razonable.

3.1 EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE GAS

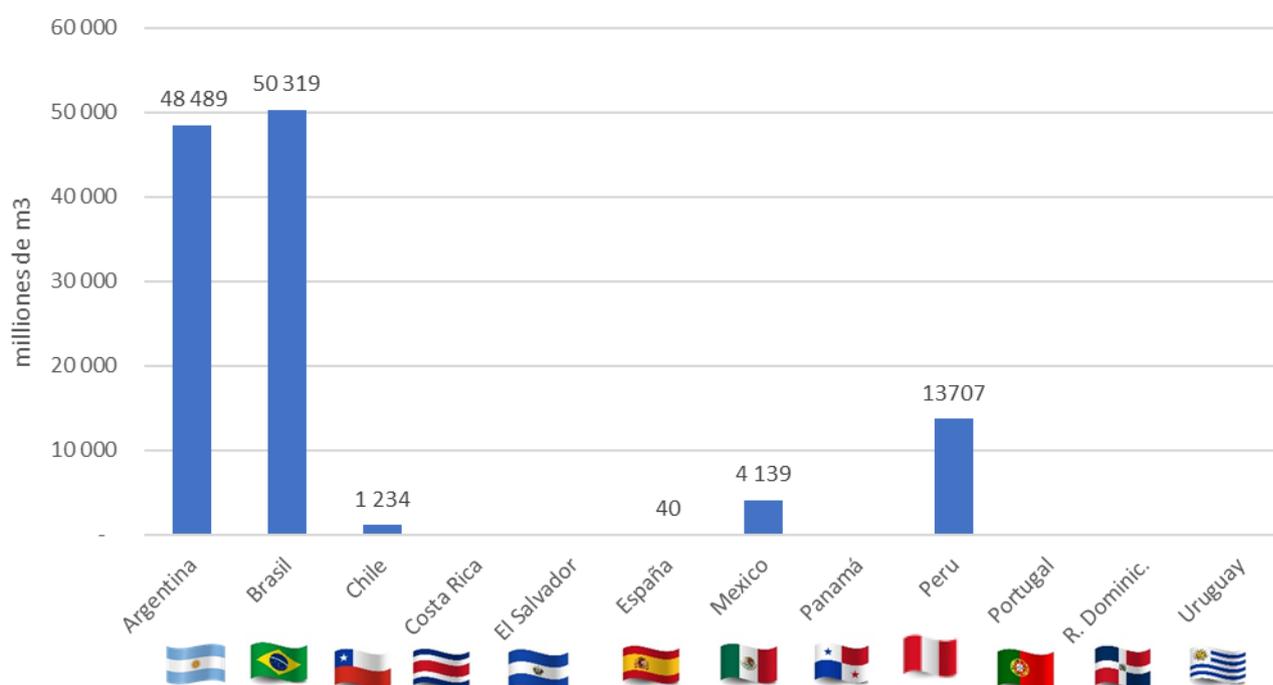
En la tabla siguiente se resume, para los tres países que desarrollan la actividad de Exploración y Explotación, el régimen de operación que se aplica bien como el principio de formación de precio.

Figura 3-3 – Régimen de operación y formación de precio

País	Régimen de operación	Formación de precio
 Argentina	Concesión	Libre
 Brasil	Concesión	Libre
 Chile	Contrato especial	Libre
 Mexico	Asignación; Contrato	Libre
 Peru	Contrato de Licencia y de Servicios	Libre

La siguiente figura muestra la cantidad de gas natural producida en cada país, según la información facilitada por los países incluidos en el estudio.

Figura 3-4 – Producción de gas natural, 2022



Argentina es el mayor productor de gas natural de América Latina y el 17º del mundo. El país cuenta con 166 yacimientos de gas natural, la mayoría de los cuales se encuentran en la provincia de Neuquén (72 de los 166), en los yacimientos de gas y petróleo de la región de Vaca Muerta. Además, cuatro de los 166

yacimientos de exploración de gas natural se encuentran en alta mar. La empresa estatal de exploración de petróleo y gas YPF representa alrededor del 25% de la producción de gas natural de Argentina, y otras empresas como Total Austral, Tecpetrol y Pan American Energy participan en este mercado. Las actividades de exploración, extracción y producción de gas natural están reguladas por la Ley 17.319 de 23 de junio de 1967 (Ley de Hidrocarburos). La actividad de exploración se realiza mediante el otorgamiento de autorizaciones de exploración por parte de las secretarías de energía de las jurisdicciones correspondientes (nacionales o provinciales). En cuanto a las actividades de extracción y producción de gas natural, también se realizan a través de concesiones de exploración otorgadas por las secretarías de energía nacionales o provinciales y la fijación del precio del gas natural producido es libre.

En **Brasil**, hay exploración de gas natural desde la década de 1940 en la región Nordeste y, actualmente, la mayor parte procede de los yacimientos de hidrocarburos del Presal, frente a las costas de los estados de Río de Janeiro, Espírito Santo y São Paulo. En términos regulatorios, la propiedad de los hidrocarburos (incluido el gas) pertenece al Gobierno Federal y su explotación se concesiona mediante el régimen jurídico de concesión y reparto de la producción a través del Ministerio de Minas y Energía, en los términos de la Ley nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, y de la Ley nº 12.351, de 22 de diciembre de 2010. La exploración de gas natural está regulada e inspeccionada por la ANP. La extracción de gas natural es realizada esencialmente por Petrobrás, empresa estatal de capital mixto que explora, produce, refina, comercializa y transporta productos derivados del petróleo, gas natural y derivados. En términos de volumen de producción, se observa una tendencia al alza en los últimos años: en 2018, la producción totalizó 43.800 millones de m³/año; en 2022, la producción totalizará 50.300 millones de m³/año. Sin embargo, no se observa una tendencia al aumento del volumen disponible en el mercado: en 2018, el suministro nacional (producción nacional menos volúmenes de inyección, quema en antorcha, pérdidas y consumo interno) ascendió a 20,1 millones de m³; en 2022, el suministro nacional ascendió a 17,4 millones de m³. En términos regulatorios, la exploración de gas natural es concesionada a través del régimen legal de concesión y producción compartida por intermedio del Ministerio de Minas y Energía, en los términos de la Ley nº 12.351, del 22 de diciembre de 2010, y de la Ley nº 9.478, del 06 de agosto de 1997, respectivamente. La exploración de gas natural está regulada y supervisada por la ANP. En los términos de la citada ley, la fijación del precio del gas natural en la fase de extracción y producción no está regulada.

En **Chile**, el gas natural se explota en la Cuenca de Magallanes. En términos regulatorios, la propiedad de los hidrocarburos pertenece al Estado chileno y su explotación es autorizada por el gobierno nacional a través de contratos especiales. La extracción de gas natural es baja en relación con el consumo nacional.

Sin embargo, en términos de volumen, también existe una tendencia al alza en la producción: en 2018, la producción chilena de gas natural ascendió a 1.067 millones de m³/año y en 2022 fue de 1.234 millones de m³/año. En términos normativos, las instituciones encargadas de regular y fiscalizar la actividad extractiva son el Ministerio de Energía y el Servicio Nacional de Geología y Minería, dependiente del Ministerio de Minería. La actividad extractiva se realiza a través de contratos especiales de explotación. El precio del gas natural en esta etapa de la cadena de valor no está regulado.

No existe exploración de gas natural en **Costa Rica**, debido a una moratoria a la exploración de gas natural establecida por el Decreto Ejecutivo 41578-MINAE hasta el 31 de diciembre de 2050. Sin embargo, de existir en el futuro, en términos regulatorios la propiedad de los hidrocarburos pertenecería al Estado y la explotación se realizaría mediante el mecanismo legal de concesión. En términos institucionales, el Ministerio de Ambiente y Energía es responsable de la concesión, regulación y supervisión de la exploración de gas natural. No existe actividad de extracción de gas natural debido a una moratoria sobre la exploración de gas natural establecida por el Decreto Ejecutivo 41578-MINAE hasta el 31 de diciembre de 2050. Sin embargo, si existiera en el futuro, la extracción de gas natural estaría regulada y supervisada por el Ministerio de Ambiente y Energía, sujeto a sus facultades regulatorias en virtud de la Ley No. 7152.

En **El Salvador** no existe exploración de gas natural, ni regulación específica de la actividad. Los estudios exploratorios realizados en el pasado sobre la existencia del recurso no son concluyentes, sin embargo, mediante el Decreto Legislativo n.º 923 de fecha 3 de enero de 2024¹⁶ se aprobaron enmiendas a la Ley de Hidrocarburos, reformándose entre algunos aspectos el nombre de ésta, pasando a ser “Ley de Exploración y Explotación de Yacimientos de Hidrocarburos”, dichas reformas permitirán realizar estudios geólogos y geofísicos indispensables para cumplir con los fines de exploración hidrocarburífera.

En **España**, la Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética estableció la prohibición de otorgamiento de nuevas autorizaciones de exploración, permisos de investigación de hidrocarburos o concesiones de explotación para los mismos en todo el territorio nacional. La producción nacional en 2022 fue tan solo de 333 GWh (0,07% de la demanda nacional), principalmente procedente del yacimiento de Viura (La Rioja).

¹⁶ Diario Oficial No. 6 Tomo No. 442, de 10 de enero de 2024: en <https://imprentanacional.gob.sv/servicios/archivo-digital-del-diario-oficial/>

En **México**, tratándose de los hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos en el subsuelo, la propiedad de la Nación es inalienable e imprescriptible. La Nación lleva a cabo las actividades de exploración y extracción del petróleo y demás hidrocarburos mediante asignaciones a empresas productivas del Estado o a través de contratos con éstas o con particulares. Para cumplir con el objeto de dichas asignaciones o contratos las empresas productivas del Estado podrán contratar con particulares¹⁷. La asignación consiste en un acto jurídico-administrativo mediante el cual el ejecutivo federal otorga de manera exclusiva a una empresa privada o estatal firmante (actualmente la firmante es la empresa estatal Petróleos Mexicanos) el derecho de realizar actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en el área geográfica asignada, por un tiempo determinado. La Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) es responsable de establecer las condiciones económicas inherentes a los contratos y determinar las variables relevantes para la adjudicación de las licitaciones, promoviendo el cumplimiento de los términos establecidos en la [Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos](#). El Servicio de Administración Tributaria (SAT) es el responsable de vigilar el cumplimiento de esta ley para verificar el correcto pago de las cuotas al Estado, que posteriormente el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo se encarga de administrar y redistribuir.

En **Panamá** no existe exploración de gas, y la propiedad de los hidrocarburos (si los hubiere) pertenecería al Estado, bajo la supervisión del Ministerio de Comercio e Industrias, en los términos de la Ley No. 8 de 16 de junio de 1987¹⁸, que prevé el establecimiento de derechos de exploración, exportación, refinación, transporte, almacenamiento y comercialización mediante el otorgamiento de contratos especiales, conocidos como "contratos de operación"¹⁹. Dado que no hay prospección ni extracción de gas natural, no existe un precio definido para esta actividad.

Perú se destaca como uno de los principales productores de gas natural de América Latina. Las actividades de exploración y extracción de gas natural son incentivadas por Perupetro, S. A., la cual es la empresa estatal de derecho privado, que en representación del Estado Peruano, se encarga de promocionar, negociar, suscribir y supervisar contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos en el Perú. Las actividades de exploración y explotación de gas natural son fiscalizadas por Osinergmin. En cuanto a la

¹⁷ Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. Artículo 27. <https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/CPEUM.pdf>

¹⁸ Disponible en <https://docs.panama.justia.com/federales/leyes/8-de-1987-jul-1-1987.pdf>

¹⁹ En los términos de la Ley No. 8 de 1987, un "contrato de explotación es el acuerdo entre el Estado y el contratista, que estará sujeto a la aprobación o desaprobación de la Asamblea Legislativa, previo a la realización de las actividades de exportación de limaduras de petróleo, asfalto en estado natural, gas natural y otros hidrocarburos; refinación; transporte por oleoductos, poliductos y gasoductos; y el almacenamiento, comercialización y exportación de las sustancias exploradas o refinadas".

propiedad de los hidrocarburos, según la Constitución peruana son propiedad del Estado. Sin embargo, de acuerdo con la Ley Peruana de Hidrocarburos (Ley No. 26221 del 13 de agosto de 1993), la propiedad de los hidrocarburos cuando son extraídos del subsuelo se otorga a la empresa estatal Perupetro, a efectos de otorgar concesiones de exploración y explotación. La concesión para la exploración y explotación de hidrocarburos se realiza a través de contratos de licencia o de servicios, también en los términos de la Ley 26221. Una vez extraídos del subsuelo, los hidrocarburos pasan a ser propiedad del titular de la licencia. De acuerdo con Perupetro, actualmente existen 11 campos de extracción de gas natural en operación, la mayoría ubicados en Piura, al norte del país, pero también existen importantes campos en Cusco y Ucayali. Estos campos son operados por una amplia gama de operadores privados. En términos fiscalizables, el precio del gas natural extraído no está regulado, a excepción del gas proveniente de reservas probadas, que están sujetas a un precio máximo (transporte y distribución).

En **Portugal** no hay prospección ni extracción de gas, ya que no existen recursos en el país.

En la **República Dominicana**, la ley prevé la posibilidad de prospección y explotación de hidrocarburos, incluido el gas natural, que es propiedad (si es que lo es) del Estado²⁰. La ley prevé el establecimiento de derechos de prospección y exploración de hidrocarburos mediante contratos de concesión, cuya regulación y supervisión correspondería al Ministerio de Energía y Minas. Dado que no hay prospección ni extracción de gas natural, no existe un precio definido para esta actividad.

En **Uruguay**, en el cuestionario, el regulador señalaba la existencia de prospecciones de gas el regulador, siendo todos los hidrocarburos propiedad del Estado. La prospección es una actividad regulada a través de contratos de producción compartida (PSA), por el Ministerio. Las normas relevantes son: la [Ley de Hidrocarburos](#) (Ley 1418-1974), el [Código de Minería](#) (Ley 15242-1982) y el [Decreto 119/019](#), que aprueba el régimen de presentación de ofertas para la realización de actividades de prospección y exploración de hidrocarburos. A pesar de la existencia de normas sobre prospección, no hay extracción.

3.2 TERMINALES DE GNL

La figura siguiente resume las características de la regulación de las terminales en los distintos países.

²⁰ Ley núm. 4532 y el Decreto núm. 83-16, modificado por el Decreto núm. 164-21, disponible en <https://eitird.mem.gob.do/otorgamiento-de-derechos-de-hidrocarburos/>.

Figura 3-5 – Características de la regulación de las Terminales de GNL

País	Régimen de operación	Método de regulación	Regulador aprueba precios y metodologías?	Servicios prestados
 Argentina	Explotación Pública			Regasificación, Almacenamiento
 Brasil	Autorización		No	Regasificación, Almacenamiento
 Chile	No regulado		No	Regasificación, Carga de buques, Almacenamiento, Carga de cisternas
 Costa Rica	Concesión		Metodologías	
 El Salvador	Concesión			Regasificación, Almacenamiento
 España	Concesión	Tasa de Rendimiento	Sí	Recepción, Almacenamiento, Regasificación, Carga de cisternas, Carga de buques, Transshipment e Licuefacción
 Mexico	Permiso de acceso abierto	Precios Maximos	Sí	Regasificación, Almacenamiento (terminales futuras: licuefacción)
 Panamá	Concesión Contrato de operación		No	Regasificación, Carga de buques, Almacenamiento, Carga de cisternas
 Peru	Contrato	n.a.	No	Licuefacción; Carga de Buques; Almacenamiento; Carga de Cisternas
 Portugal	Concesión	Tasa de Rendimiento Precios Maximos	Sí	Regasificación, Carga de buques, Almacenamiento, Carga de cisternas, Cooling
 Rep. Dominicana	Licencia Concesión			Regasificação, Armazenamento, Carga de cisternas
 Uruguay	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.

La siguiente figura muestra la ubicación geográfica de las terminales de GNL existentes en América Latina y el Caribe a finales de 2022, un total de 22, caracterizadas por tipo. Hay más terminales planificadas o en construcción, principalmente off-shore, flotantes, unidades de almacenamiento y regasificación²¹.

²¹ En Inglés, Floating Storage Regasification Units (FSRU).

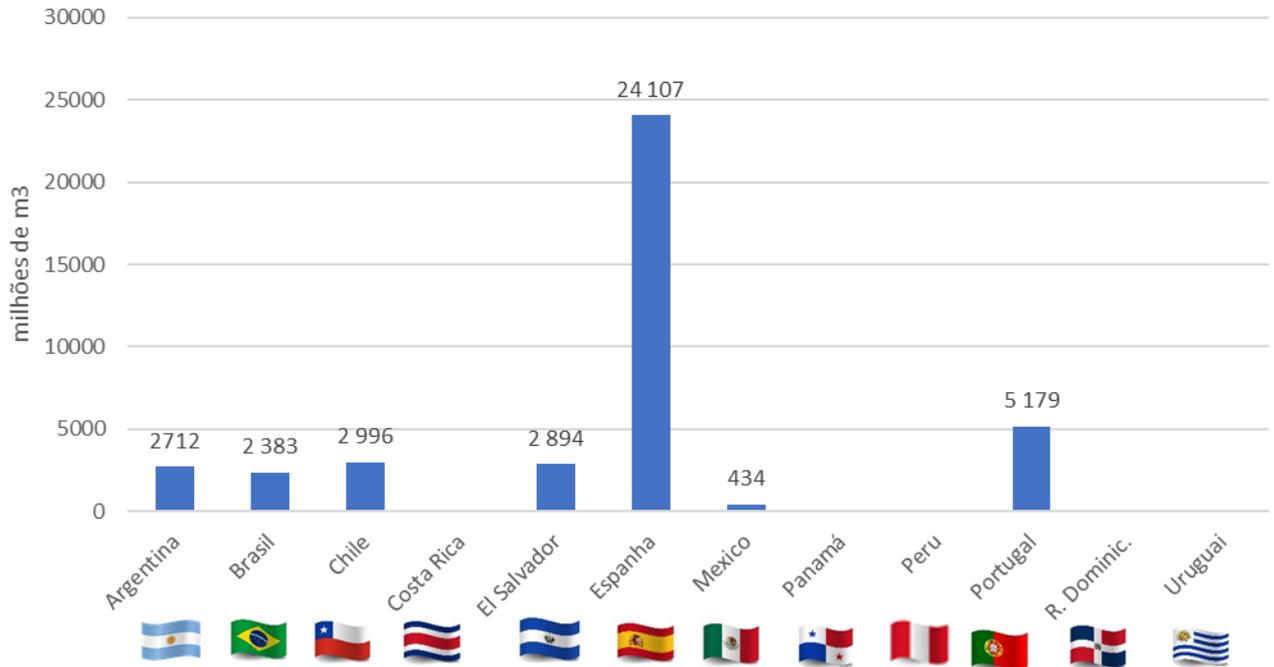
Figura 3-6 - Terminales de GNL en América Latina y el Caribe



Fonte: White paper – Natural Gas in the transition to low-carbon economies, Abril 2023. IGU, Arpel e Olade

La siguiente figura muestra las cantidades regasificadas en cada país, según la información facilitada por los países incluidos en el estudio.

Figura 3-7 – Regasificación en las terminales de GNL, 2022



Argentina

En Argentina existen actualmente dos terminales de GNL (Escobar y Bahía Blanca), operadas en sociedad por la empresa mixta público-privada YPF y la empresa pública ENARSA, que ofrecen servicios de regasificación y almacenamiento de GNL. Esta actividad está actualmente financiada por el Estado y no está sujeta a condiciones de mercado ni a regulación económica. Está previsto transferir esta actividad a un sistema de acceso regulado en el futuro. La regulación que existe actualmente se limita a normas técnicas y de seguridad. Esta actividad está supervisada por la Secretaría de Energía del gobierno argentino.

Brasil

Las cinco terminales de GNL de Brasil son unidades flotantes de almacenamiento y regasificación y, aparte de estas unidades, no hay instalaciones de almacenamiento de GNL en tierra. En términos de volúmenes de importación de GNL, tras un año bastante atípico en 2021, en 2022 se importaron y regasificaron 2.383,45 millones de m³. No hay exportaciones de GNL con origen en Brasil. Las terminales de GNL se operan bajo autorización, en una modalidad negociada con los operadores, y sólo cubren las actividades de regasificación y almacenamiento. No existe regulación económica de esta actividad, sólo regulación técnica de la construcción y operación de las terminales. La ANP es responsable de supervisar el cumplimiento de esta reglamentación técnica. En los términos de la Ley nº 14.134 de 8 de abril de 2021, la «Nueva Ley del Gas», el acceso de terceros a las Terminales de GNL, instalaciones de procesamiento y gasoductos de producción está garantizado en la modalidad negociada.

Chile

En Chile existen dos terminales de GNL ubicados en las comunas de Quintero y Mejillones, en las regiones de Valparaíso y Antofagasta respectivamente, a través de las cuales Chile importa GNL para consumo interno. No existen exportaciones de GNL con origen en Chile. Desde el año 2018, los volúmenes de regasificación de GNL han estado marcados por una fluctuación significativa en el mercado chileno, teniendo para ese año un volumen de regasificación de 3 983 millones de m³, alcanzando un máximo de 4 119,46 millones de m³ en 2021 y un mínimo de 2 996,39 millones de m³ en 2022. Los terminales de GNL realizan actividades de regasificación, carga, almacenamiento y gestión de existencias. No existe regulación económica para la operación de terminales de GNL.

Costa Rica

Costa Rica no dispone de terminales de GNL.

El Salvador

El Salvador cuenta con una terminal flotante de GNL en Acajutla, que comenzó a operar en 2022, con una capacidad de recepción de 2,3 MTPA²². Se trata de un proyecto LNG-to-power, es decir, anclado para

²² Fuente: [Natural Gas in the transition to low-carbon economies. The case for Latin America and the Caribbean](#). Abril de 2023. IGU, ARPEL e OLADE

abastecer a una central termoeléctrica, Energía del Pacífico. El terminal opera en régimen de concesión, realizando actividades de recepción, regasificación y almacenamiento de GNL. Su actividad está regulada por la Dirección General de Energía, Hidrocarburos y Minas (DGEHM). [El Decreto Legislativo 630](#)²³ que aprueba la Ley de Gas Natural y crea el marco regulatorio aplicable a la recepción, almacenamiento, regasificación, transporte, distribución y comercialización de gas natural, establece disposiciones para el libre acceso a la terminal.

España

España tiene seis terminales de GNL en funcionamiento en 2022, todas ellas off-shore, repartidas uniformemente a lo largo de la costa española en Barcelona, Bilbao, Cartagena, Huelva, Mugaridos y Sagunto. En conjunto, ofrecen una capacidad de regasificación de 1 915 GWh/día y una capacidad de almacenamiento de 22 466 GWh. Adicionalmente, España cuenta con un terminal más, El Musel, que si bien se encontraba en estado de hibernación (no activo) en 2022, ha sido puesto en funcionamiento a mediados de 2023. Esta planta de regasificación será utilizada fundamentalmente para la prestación de servicios logísticos de GNL, contribuyendo al refuerzo de la seguridad de suministro de gas en Europa. Esta planta tiene una capacidad de regasificación de 223 GWh/día y una capacidad de almacenamiento de 300 000 m³ de GNL.

La siguiente figura resume la información sobre sus terminales a finales de 2022.

Figura 3-8 - Características de las terminales de GNL en España

Terminal GNL	Operador	Almacenamiento (m ³ GNL)	Regaseificação (GWh/día)	Receção (m ³ GNL)	Entrada em operação
Barcelona	Enagás	760 000	544	266 000	1969
Bilbao	BBG	450 000	223	270 000	2003
Cartagena	Enagás	587 000	377	266 000	1989
Huelva	Enagás	619 500	377	175 000	1988
Mugaridos	Reganosa	300 000	115	266 000	2007
Sagunto	Enagás	600 000	279	267 000	2006
TOTAL		3 316 500	1 915	1 510 000	

²³ Diario Oficial n.º 115, 20 de mayo de 2008

Además de las actividades de Recepción, Almacenamiento y Regasificación identificadas en el cuadro anterior, también se realizan actividades de carga de cisternas, carga de barcos, transbordo y refrigeración. Algunos de estos servicios también se prestan de forma agregada (Recepción + Almacenamiento + Regasificación, Almacenamiento + Regasificación, Recepción + Almacenamiento + Carga de barcos).

Las terminales españolas concentran gran parte de la capacidad de almacenamiento de GNL existente en la Unión Europea, representando el 43% de dicha capacidad.

El acceso de terceros a las terminales está regulado, según la [Circular 8/2019](#), de 23 de diciembre de 2019, considerando la existencia de un punto de balance virtual, por lo que la ubicación física de la terminal es indistinguible para el usuario. La capacidad se asigna mediante un mecanismo de asignación basado en mecanismos de mercado (subastas).

Los servicios de almacenamiento y regasificación pueden contratarse por periodos anuales, trimestrales, mensuales, diarios e intradiarios.

La [Circular 9/2019, de 12 de diciembre](#), de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, definió la metodología a aplicar en el cálculo de la retribución de los operadores de terminales de GNL entre 2021 y 2026, estableciendo que la retribución a obtener debe ser tal que i) refleje el bajo riesgo de la actividad, ii) garantice la recuperación de la inversión a lo largo de su vida útil, iii) proporcione una rentabilidad razonable a los recursos financieros invertidos, iv) incentive la gestión eficaz y la mejora de la productividad y v) permita recuperar los costes de una empresa con un nivel de costes eficiente.

México

México cuenta con cuatro terminales de GNL, situadas en Altamira, Manzanillo, Energía Costa Azul y Pichilingue, todas ellas en tierra y operadas bajo permiso de acceso abierto. La siguiente figura muestra algunas de las características de estas terminales.

Figura 3-9 – Terminales GNL en Mexico

Terminal GNL	Operador	Capacidad Regaseificação (MTPA)	Tipo	Entrada em operação
Energía Costa Azul	Sempra Energy (100%)	7,6	On-shore	2008
Altamira	Vopak (60%) Enagás (40%)	5,4	On-shore	2006
KMS	Samsung (37,5%) Mitsui (37,5%) Kogas (25%)	3,8	On-shore	2012
Pichilingue	New Fortress Energy (100%)	0,8	On-shore	2021
TOTAL		18		

Se están construyendo infraestructuras de licuefacción o están aún en fase de planificación mediante la reconversión de unidades de regasificación con el objetivo de suministrar gas de esquisto procedente de Estados Unidos a los centros asiáticos.

Las terminales existentes sólo prestan servicios de regasificación. Las tarifas y las metodologías de regulación son aprobados por el regulador, la Comisión Reguladora de Energía (CRE).

Panamá

El mercado de suministro de gas natural en Panamá consiste en una terminal²⁴, que comenzó a operar en 2018²⁵, cuyos usuarios son productores de electricidad (mercado interno). Se trata de un mercado pequeño en su fase inicial con un único operador, 100% propiedad de AES Corporation²⁶, que opera la terminal a través de una concesión. La terminal se desarrolló en conjunto con la central de ciclo combinado adyacente, AES Colón, operada por AES Panamá, propiedad en un 99,4% de AES Panamá Corporation, con una capacidad instalada de 381 MW²⁷.

En octubre de 2019, la terminal comenzó a funcionar a pleno rendimiento con la inauguración del tanque de almacenamiento, que tiene una capacidad²⁸ de 180.000 m³. En septiembre de 2021, se informó de que

²⁴ La Terminal de GNL Costa Norte, también conocida como Terminal de GNL AES Colón

²⁵ Information disponible en https://www.gem.wiki/Terminal_de_GNL_Costa_Norte.

²⁶ Information disponible en <https://www.offshore-energy.biz/aes-to-buy-49-9-stake-in-aes-colon-lng-plant/>.

²⁷ Information disponible en https://www.gem.wiki/Terminal_de_GNL_Costa_Norte

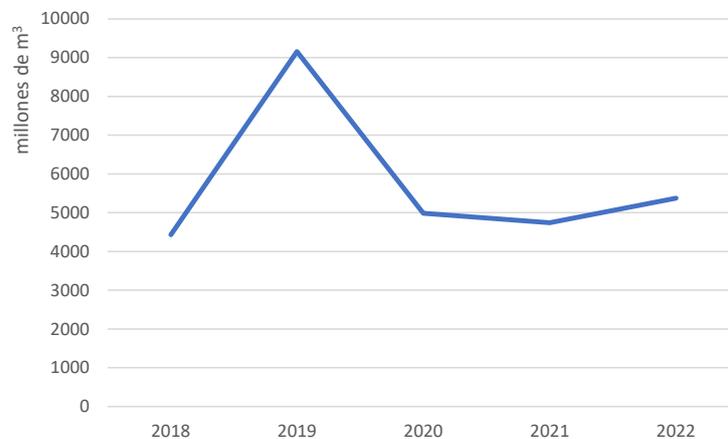
²⁸ En <https://www.offshore-energy.biz/aes-inaugurates-aes-colon-lng-storage-tank/>.

AES estaba estudiando ampliar las capacidades de regasificación y distribución de la terminal²⁹. Está previsto que la terminal de Costa Norte comience a suministrar gas a la central de ciclo combinado de Gatún, con una capacidad instalada de 670 MW, una vez que esté terminada en 2024³⁰.

La terminal presta servicios de regasificación, carga de buques, almacenamiento y carga de cisternas. De estos servicios, sólo la carga de buques y tanques y el almacenamiento son servicios regulados, aunque no existen precios ni metodología para su aprobación. Las entidades responsables de regular y supervisar la actividad de la terminal son el Ministerio de Comercio e Industrias y la Secretaría de Energía, de conformidad con la Ley No. 8 de 1987 y el Decreto de Gabinete 36 y sus enmiendas.

El volumen de gas natural licuado importado por Panamá de 2018 a 2022 se muestra en la siguiente tabla; las cifras están en millones de m³. El año con mayor volumen de gas fue 2019, que coincide con el inicio de actividad de la central, con unos 916 millones de m³, estabilizándose los volúmenes de consumo en torno a los 500 millones de m³.

Figura 3-10 – Importaciones de GNL Panamá



Perú

²⁹ Disponible en <https://www.centralamericadata.com/en/article/home/80-Million-in-Liquefied-Natural-Gas-Terminal>.

³⁰ En <https://www.ge.com/news/press-releases/ge-secures-combined-cycle-power-plant-equipment-order-for-generadora-gatun-in-panama>.

Perú cuenta con una terminal de gas natural licuado, situada en Pampa Melchorita, Lima. Esta terminal está operada por Perú LNG y comenzó a funcionar en 2010. Dada la condición de Perú como país productor de gas natural, esta terminal está enfocada en la exportación de GNL, ofreciendo servicios de licuefacción, carga de buques, carga de cisternas y almacenamiento. Asimismo, desde el año 2018 se instaló un cargadero de GNL, el cual abastece, a través de camiones cisterna, a las estaciones de regasificación ubicadas en el norte y soroeste de Perú, a cargo del comercializador de GNL, la empresa Shell GNL Peru SAC.

Al no existir una regulación económica de esta actividad, la regulación de estos servicios es esencialmente técnica (fiscalización). Por lo tanto, la operación de la terminal se realiza sobre una base contractual³¹. En cuanto a la licuefacción para exportación, las operaciones de la terminal alcanzaron su máximo en 2019 con 9,02 millones de m³ de gas licuado, para descender en los dos años siguientes hasta 2021 con 5,95 millones de m³. En 2022, se recuperó hasta los 7,89 millones de m³. Respecto al periodo 2023³², Perú LNG alcanzó un volumen de exportación de 8,21 millones de m³, superando los volúmenes de los 2 años anteriores.

Portugal

En Portugal existe una terminal de gas natural licuado, situada en la costa atlántica portuguesa, en la zona industrial del puerto de Sines, a unos 120 kilómetros al sur de Lisboa y que comprende instalaciones portuarias de recepción, descarga y recarga de buques metaneros, instalaciones de expedición que forman un almacén para la Terminal de GNL, tres tanques de almacenamiento de GNL, instalaciones de procesamiento de GNL e instalaciones de expedición de gas natural para el gasoducto que conecta la Terminal de GNL de Sines con la red de transporte de gas natural.

La terminal consta de (i) una estación de atraque para buques con una capacidad de 40 000 a 216 000 m³ de GNL con un tiempo de descarga de aproximadamente 20 horas, (ii) tres tanques de almacenamiento con una capacidad comercial de 390 000 m³ de GNL y (iii) siete vaporizadores para regasificar GNL. La Terminal de GNL tiene una capacidad nominal de emisión de 900 000 m³(n)/hora, una máxima de 1 350 000 m³(n)/hora y puede cargar hasta 36 camiones cisterna al día.

³¹ Con fecha 11 de enero de 2006, el Estado Peruano y Perú LNG suscribieron un Contrato de Inversión, al amparo de lo dispuesto por el Decreto Legislativo N° 818, por la Ley N° 26911 y normas modificatorias y reglamentarias.

³² Reporte Anual 2023 de Perú LNG.

La actividad de la terminal está concesionada a la empresa REN Atlántico y se realiza en régimen de concesión de servicio público, en régimen de exclusividad, por un período máximo de 30 años³³, no estando permitido que el operador de la terminal de GNL adquiera gas para su comercialización.

Las actividades prestadas por la terminal están sujetas a regulación económica, siendo las modalidades de remuneración de la actividad una tasa de retorno y precios máximos, en los términos del Reglamento de Tarifas. Los procesos de regasificación, recepción y almacenamiento de GNL y llenado de cisternas son actividades reguladas conjuntamente en cuanto a la definición de los ingresos permitidos al operador, aplicando una metodología de precios máximos a los OPEX y una metodología de tasa de retorno a los CAPEX.

La fijación de las tarifas y la metodología para fijarlas son aprobadas por el regulador, ERSE. Sin embargo, además del regulador, existen otras entidades con competencias para supervisar y regular la actividad, concretamente a nivel técnico y de seguridad, como la Dirección General de Energía y Geología y el ministerio del gobierno responsable de la energía, a nivel de competencia (la Autoridad de Competencia) y a nivel del mercado de valores a través de la CMVM (Comisión de Mercados y Valores).

La concesionaria de la terminal de Sines, REN Atlántico, es una sociedad participada al 100% por REN - Redes Energéticas Nacionais, con estructura de sociedad anónima cotizada en bolsa. REN - Redes Energéticas Nacionais es responsable de garantizar el transporte de electricidad y gas, la gestión técnica global del Sistema Eléctrico y del Sistema de Gas Natural, así como la recepción, almacenamiento y regasificación de Gas Natural Licuado y el almacenamiento subterráneo de gas natural. Su estructura accionarial es la siguiente: 25% en manos de State Grid Corporation of China; 12% Pontegadea Inversiones S.L.; 7,7% Lazard Asset Management LLC; 5,3% Fidelidade - C. Seguros, S.A.; 5% Rede Eléctrica Corporación S.A.U; 0,6% acciones propias y 44,4% otros.

República Dominicana

La República Dominicana cuenta con una terminal de GNL situada en Andrés, Santo Domingo, con una capacidad de regasificación de 1,9 mtpa. La terminal es propiedad de AES Corporation, que la explota, y

³³ Artículo 15.º e 18.º do [Decreto-Lei n.º 62/2020](#).

empezó a funcionar en 2003³⁴. El proyecto de construcción de la terminal incluía una central eléctrica de ciclo combinado de 300 MW, la instalación de una unidad de regasificación y una ampliación del gasoducto hasta una central eléctrica existente.

La importación de gas natural se destina a la producción de electricidad, incluida la central eléctrica adyacente AES Andrés y la central DPP Los Mina, operada por Dominican Power Partners en Los Mina, 34 kilómetros al oeste. El suministro de gas a las centrales eléctricas de la región de San Pedro Macorís comenzó en 2020, tras la construcción del gasoducto oriental de 50 kilómetros³⁵.

La capacidad instalada de generación de gas natural del país caribeño pasó de 555 megavatios (MW) en 2011 a 1100 MW en 2023. El gas natural representa ya casi la mitad del mix energético del país³⁶.

La terminal también suministra gas natural a clientes de los sectores industrial y del transporte, pero no existe infraestructura de red de transporte y distribución de gas natural para los clientes finales.

La terminal presta servicios de regasificación, almacenamiento y carga de cisternas. De estos servicios, sólo el cargue de tanqueros y la comercialización a terceros son servicios regulados, aunque no existen precios ni metodología para su aprobación. Las entidades encargadas de regular y supervisar la actividad de la terminal son el Ministerio de Industria, Comercio y Mipymes³⁷.

Uruguay

Uruguay no dispone de terminales de gas natural licuado.

3.3 TRANSPORTE DE GAS NATURAL

La figura siguiente resume las características de la regulación del transporte de gas natural en los distintos países.

³⁴ Information disponible en https://www.gem.wiki/Andr%C3%A9s_LNG_Terminal y "[2023 World LNG Report](#) (p 150)". IGU. July 2023.

³⁵ Informe en <https://www.argusmedia.com/en/news/2158007-domrep-converts-oilbased-power-to-gas>.

³⁶ Ver en <https://www.oc.do/Servicios/Reporte>. En 2022, el gas natural representó el 37,8% de la energía primaria para la producción de electricidad, según "[Informe anual de operaciones y transacciones económicas del año 2022](#)".

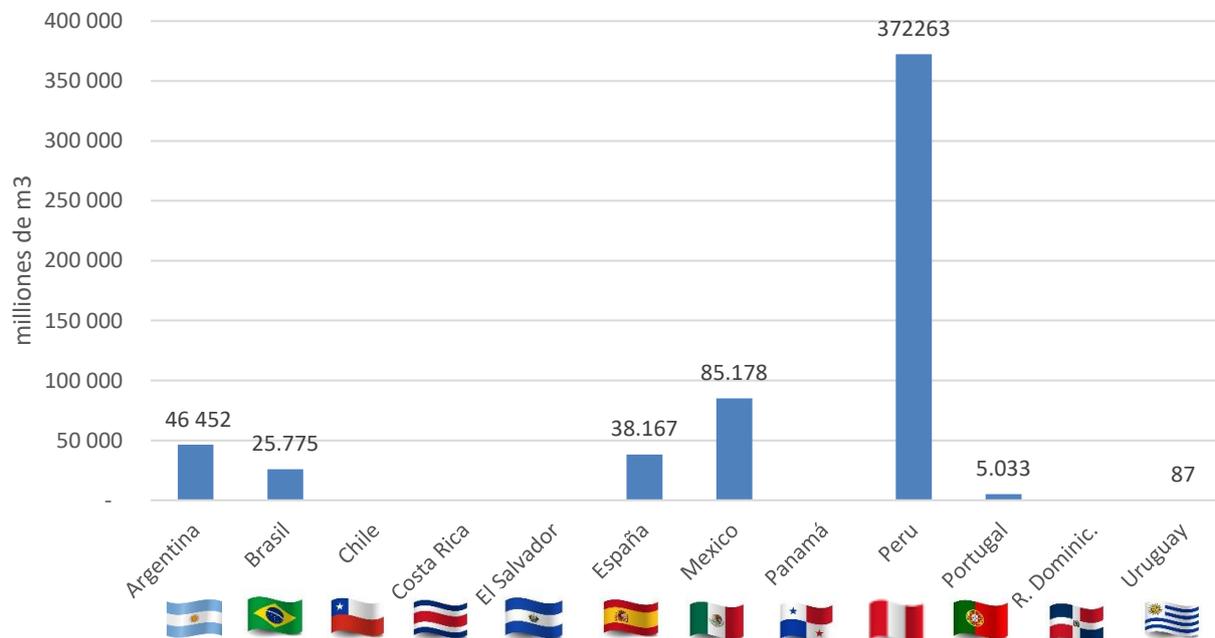
³⁷ <https://micm.gob.do/quienes-somos/>

Figura 3-11 – Características de la regulación del Transporte de Gas Natural

País	Unbundling	Régimen de operación	Método de regulación	Regulador aprueba precios y metodologías?	Libre acceso?	Coordinador del despacho?
Argentina	Vertical y Horizontal	Licencia, Concesión	Incentivos	Sí	Sí	No
Brasil	Vertical	Autorización	Incentivos	Sí	Sí	No
Chile	No	Concesión		No	Sí	No
Costa Rica	No	Licencia; Concesión		Metodología	No	No
El Salvador	Vertical	Concesión	Costes eficientes		Sí	No
España	Vertical	Concesión	Tasa de Rendimiento	Sí	Sí	Sí
México	Vertical	Permiso de acceso abierto	Precios Maximos	Sí	Sí	Sí
Panamá	Horizontal	Permiso		Sí	No	No
Peru	Vertical	Concesión	Precios Maximos	Sí	Sí	No
Portugal	Vertical	Concesión	Tasa de Rendimiento Precios Maximos	Sí	Sí	Sí
Rep. Dominicana	No	Licencia	Precios Maximos	Sí		
Uruguay	Vertical	Concesión	Precios Maximos	No	Sí	Sí

La siguiente figura muestra el volumen de gas transportado en cada país, según la información facilitada por los países incluidos en el estudio.

Figura 3-12 – Volumen de gas transportado, 2022



Argentina

En cuanto a la actividad de transporte de gas natural, la infraestructura de transporte es gestionada por dos empresas privadas: Transportadora de Gas del Norte y Transportadora de Gas del Sur, ambas nacidas de la privatización de la empresa estatal de gas en 1992. Estas empresas operan partes de la red argentina de transporte de gas bajo licencias otorgadas por el gobierno nacional a través de la Secretaría de Energía. La regulación económica de esta actividad está a cargo del ENARGAS, que fija tanto la metodología como las tarifas aplicables al transporte de gas. La metodología regulatoria aplicada al transporte es la regulación por precios tope incentivados. Estos operadores de redes de transporte están sujetos a obligaciones de *unbundling* horizontal y vertical y se establece el acceso libre y no discriminatorio a la infraestructura de transporte. No existe un coordinador de despacho en la actividad de transporte de gas natural.

Figura 3-13 – Red de Transporte de Gas, Argentina



Fuente: [EIA](#).

Brasil

En el mercado nacional, existen cuatro empresas que realizan actividades de transporte de gas natural: Transportadora Asociada de Gás S.A - TAG (presente en las regiones Norte, Nordeste y Sudeste, con una capacidad de manejo de gas natural de 74,67 millones de m³/día); Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia Brasil S. A. - TBG (opera a través del gasoducto Bolivia-Brasil y transporta gas en las regiones Centro-

Oeste, Sudeste y Sur, transportando cerca de 30 millones de m³/día de gas natural); GasOcidente do Mato Grosso Ltda - GOM (opera el tramo del gasoducto Bolivia-Brasil que conecta con el estado de Mato Grosso do Sul, con un volumen de 5,74 millones de m³/día); Nova Transportadora do Sudeste -NTS (opera en los estados de Río de Janeiro, Minas Gerais y Espírito Santo, con una capacidad de transporte de 158,2 millones de m³/día); y Transportadora Sulbrasileira de Gás - TSB (con un caudal diario de gas natural de aproximadamente 800.000 m³/día). En términos regulatorios, el transporte de gas natural en Brasil está sujeto a normas de separación vertical en relación con otras actividades relacionadas con el mercado del gas. La operación de redes de transporte de gas requiere autorización de la ANP y la actividad está sujeta a un tipo de regulación económica basada en incentivos: la Ley 14 134 de 8 de abril de 2021 (Ley del Gas) establece un modelo regulatorio basado en ingresos máximos anuales a partir de un modelo de eficiencia operativa. El acceso a las redes de transporte es libre y las tarifas de acceso (metodología de cálculo e importe concreto) son determinadas por el regulador. No existe un coordinador de despacho para la red de transporte de gas natural.

Chile

El transporte de gas en Chile no se encuentra interconectado y por tanto, cada uno de los gasoductos existentes se encuentra conectado desde una fuente de suministro, pudiendo ser desde los terminales del de GNL existentes o a través de gasoductos desde fuentes de producción nacional o internacional. Las empresas transportadoras son Norandino, GasAtacama, Electrogas, GasAndes, Gasoducto del Pacífico, Innergy Transporte y ENAP Magallanes. No existen normas de desintegración vertical ni horizontal aplicables a las empresas que explotan redes de transporte de gas natural ni a aquellas que poseen redes para prestar el servicio de sistemas de distribución. La operación de los gasoductos se autoriza mediante una concesión que se solicita a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles y que es establecida por el Ministerio de Energía chileno a través de un decreto. La regulación económica de la actividad de transporte de gas está definida por el Decreto Supremo N° 263 de 1995 que establece, entre otras cosas, el acceso abierto de los gasoductos. Las figuras a continuación ilustran las redes de gasoductos existentes a lo largo del territorio:

Figura 3-14 – Redes de transporte de gas natural en la zona Norte de Chile

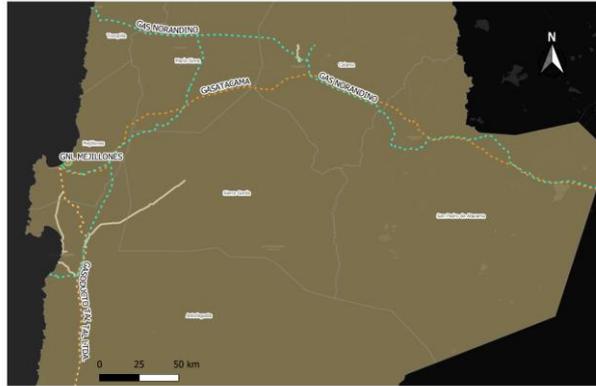


Figura 3-15 – Redes de transporte de gas natural en la zona Centro de Chile

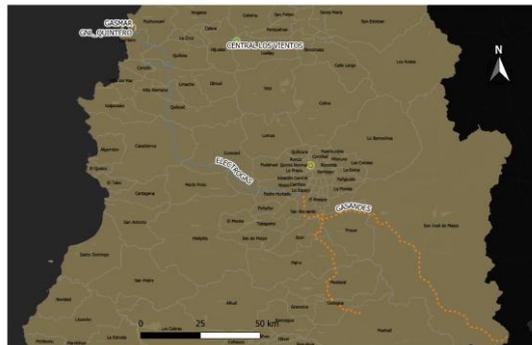


Figura 3-16 – Redes de transporte de gas natural en la zona Centro Sur de Chile

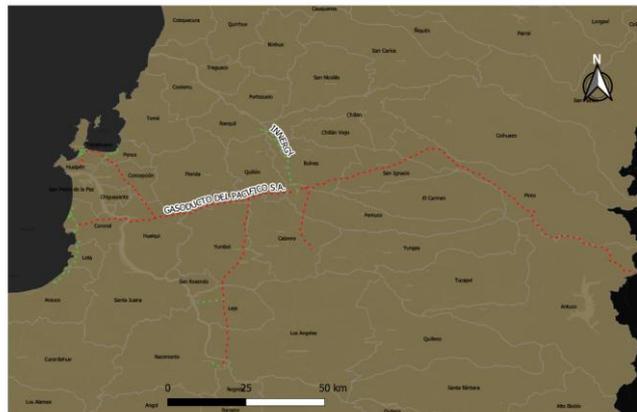
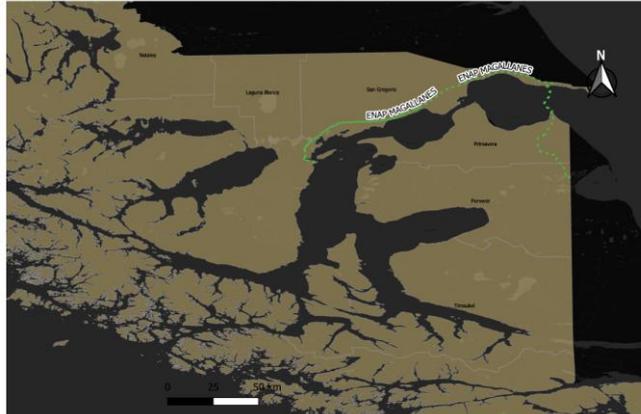


Figura 3-17 – Redes de transporte de gas natural en la Región de Magallanes y la Antártica Chilena.



Costa Rica

No hay actividad de transporte de gas natural en Costa Rica.

El Salvador

En El Salvador no existen redes de transporte de gas natural. Sin embargo, la Ley de Gas Natural, Decreto nº 630/2008 de 20 de junio de 2008, establece normas y regulaciones para la actividad de transporte, definiendo el sistema de transporte como la infraestructura primaria para el transporte de gas natural a través de gasoductos, líneas laterales o ramales, distinguiendo entre transporte por redes y transporte por vehículos motorizados.

El Ministerio de Economía ³⁸ es el responsable de otorgar, modificar y revocar las concesiones de transporte, así como de aprobar y publicar los precios y tarifas aplicables. La Dirección General de Energía, Hidrocarburos y Minas (DGEHM) es la encargada de dictaminar los precios y tarifas y posteriormente verificar su correcta aplicación, supervisar el desempeño de las empresas (en cuanto al cumplimiento de sus obligaciones, ejecución de su plan de inversiones y correcto mantenimiento de sus instalaciones) y dictaminar las concesiones. La actividad de transporte debe separarse de otras actividades como la distribución y la compraventa de hidrocarburos. Si las actividades no pueden ser realizadas por empresas

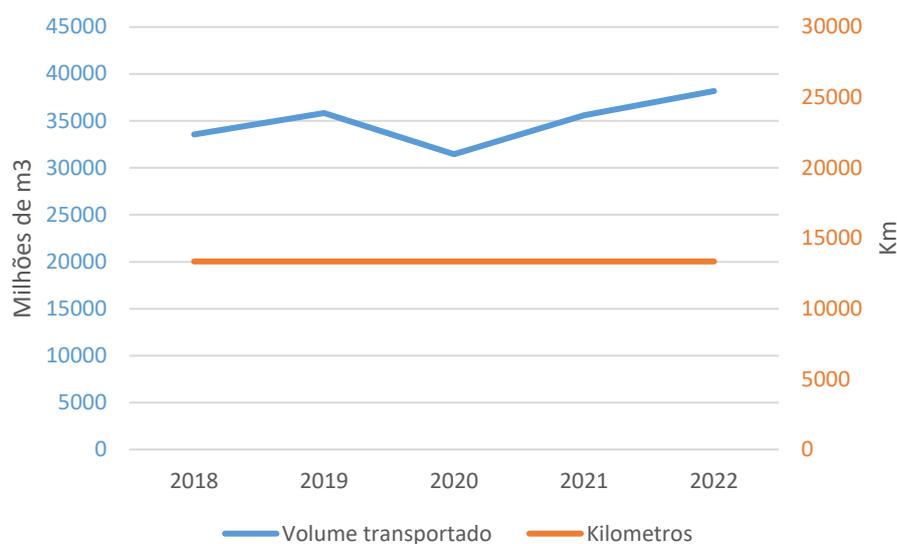
³⁸ Por un plazo máximo de 30 años.

diferentes, al menos debe mantenerse una separación contable. Se prevé el libre acceso a las redes de transporte de gas natural. La fijación de tarifas busca incentivar al concesionario a mejorar su eficiencia, permitiéndole obtener los ingresos necesarios para cubrir sus costes eficientes y una rentabilidad razonable sobre el capital.

España

La red de transporte de gas natural en España tiene una longitud total de 13 361 kilómetros y transportó 38 167 millones de m³ de gas natural en 2022. La actividad de transporte es desarrollada por Enagás, S.A., que además de ser el gestor de la red de transporte es el gestor técnico del sistema. La siguiente figura muestra la evolución del tamaño de la red de transporte desde 2018 hasta 2022.

Figura 3-18 - Volumen transportado y tamaño de la red de transporte en España



La red de transporte en España conecta el gas que entra en el país a través de 16 puntos de entrada (6 interconexiones internacionales con Portugal, Francia, Argelia y Marruecos, 7 terminales de GNL³⁹, 4 infraestructuras de almacenamiento subterráneo y 4 infraestructuras de producción) y 290 puntos de

³⁹ La planta de El Musel, que se encontraba en estado de hibernación, ha entrado en funcionamiento a mediados de 2023.

salida (4 interconexiones internacionales con Portugal y España, 4 infraestructuras de almacenamiento subterráneo, 1 unidad de producción y 275 puntos de la red de distribución) ⁴⁰.

Las tarifas y su metodología de cálculo, así como la retribución de los operadores, son definidas y aprobadas por la Comisión Nacional de los Mercado e la Competencia (CNMC) ⁴¹ y se aplican por punto de entrada y salida, es decir, se aplica un precio cuando el gas entra en la red de transporte y otro cuando el gas sale de la red de transporte.

La Circular 9/2019, de 12 de diciembre, de la CNMC, definió la metodología a aplicar para el cálculo de la retribución de los gestores de redes de transporte entre 2021 y 2026, estableciendo que la retribución a obtener debe ser tal que i) refleje el bajo riesgo de las actividades de transporte, ii) asegure la recuperación de la inversión durante su vida útil, iii) permita una rentabilidad razonable de los recursos financieros invertidos, iv) incentive la gestión eficaz y la mejora de la productividad y v) permita la recuperación de los costes de una empresa con un nivel de costes eficiente.

México

Con la construcción de gasoductos de interconexión entre México y los Estados Unidos de América, México ha obtenido acceso a grandes cantidades de gas (gas de esquisto) producido en los Estados Unidos de América a precios competitivos (que representan más del 70% del total).

La Comisión Reguladora de Energía (CRE) emite autorizaciones para el ejercicio de las distintas actividades, en particular la de transporte y distribución, que pueden ser revocadas en caso de incumplimiento. La integración vertical está sujeta a restricciones, evitando subvenciones cruzadas y situaciones monopolísticas, y la integración horizontal del transporte está permitida siempre que permita ampliar la cobertura o mejorar el servicio prestado.

Más de la mitad de la red de gasoductos están integrados en el Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (Sistrangas). La Comisión Reguladora de Energía es la autoridad competente para determinar la integración de la infraestructura pública al Sistrangas, mientras que para los sistemas de almacenamiento y transporte privados es de carácter voluntario. El Sistrangas es gestionado

⁴⁰ Más información en https://www.entsog.eu/sites/default/files/2021-11/ENTSOG_CAP_2021_AO_1189x841_FULL_066_FLAT.pdf

⁴¹ Pelo Real Decreto-Ley 1/2019, de 11 de Enero.

por un organismo público descentralizado de la Administración Pública Federal, sectorizado a la Secretaría de Energía, con personalidad jurídica y patrimonio propios, el Centro Nacional de Control de Gas Natural (CENAGAS), cuyas reglas de operación son emitidas por la CRE, en cumplimiento de los principios de eficiencia, transparencia, objetividad y transparencia establecidos en la ley.

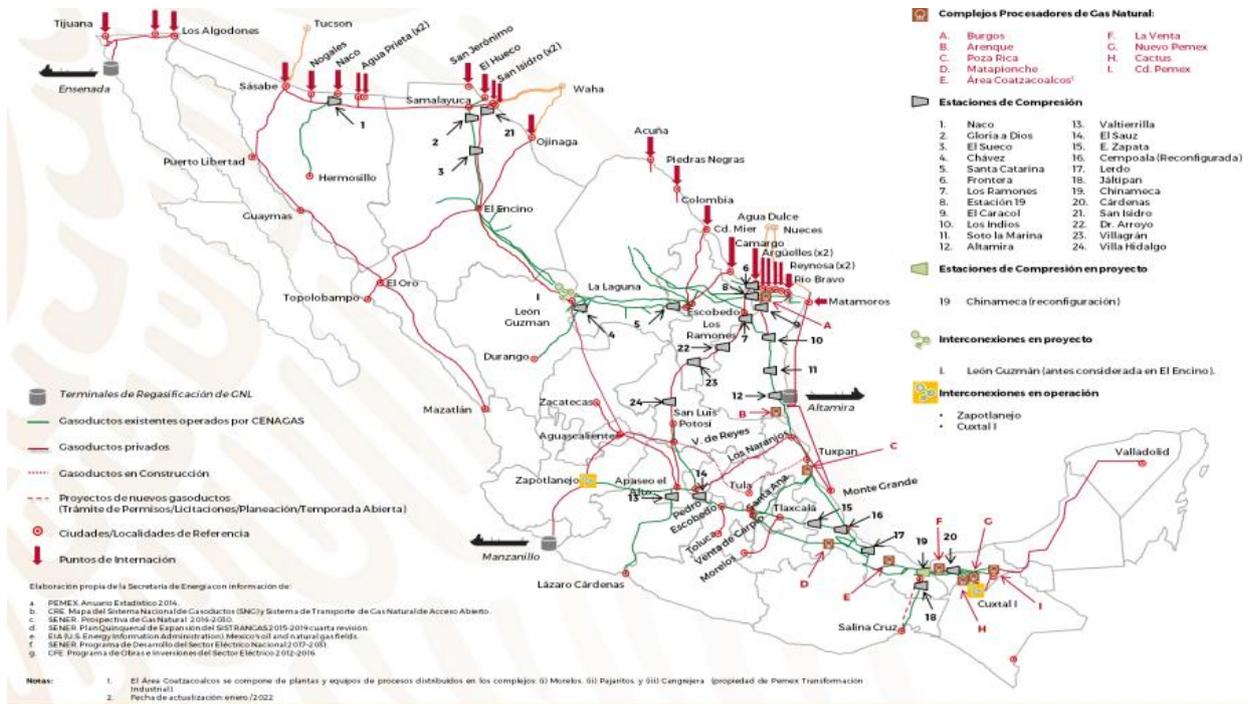
La Secretaría de Energía se encarga de publicar un plan quinquenal de expansión del Sistrangas, que el CENAGAS propone, previa opinión técnica de la Comisión Reguladora de Energía. El plan quinquenal identifica los proyectos a desarrollar y el CENAGAS es el responsable de licitar aquellos que tienen el carácter de estratégicos para que la infraestructura sea desarrollada por terceros y que debe cumplir ciertos requisitos regulatorios como permitir el libre acceso, restricciones a la integración vertical, precios y tarifas, calidad del gas y otras obligaciones.

La mayoría de los gasoductos, así como los tanques de almacenamiento, los equipos de compresión, las infraestructuras de licuefacción, descompresión y regasificación están agregados en el Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrados de Gas Natural (Sistrangas). La conexión a Sistrangas es obligatoria para las infraestructuras públicas, pero opcional para las privadas. El Sistrangas es gestionado por un organismo público, el Centro Nacional de Control de Gas Natural (CENAGAS), cuyas reglas de operación son emitidas por la CRE, en cumplimiento de los principios de eficiencia, transparencia, objetividad y transparencia establecidos en la ley.

La Secretaría de Energía se encarga de publicar un plan quinquenal de expansión que identifica los proyectos a desarrollar, que el CENAGAS licita a empresas privadas (las públicas sólo pueden reservarse una fracción) que deben cumplir ciertos requisitos regulatorios como permitir el libre acceso, restricciones a la integración vertical, precios y tarifas, calidad del gas y otras obligaciones.

El tamaño de la red de transporte aumentó alrededor de un 68% entre 2011 y 2023, pasando de 11 347 km a 19 060 km. El número de puntos de interconexión también aumentó de 16 a 24 (de 2 758 mmpcd a 9 000 mmpcd). La siguiente figura muestra el mapa de la red de transporte en 2023.

Figura 3-19 - Mapa de la red de transporte, 2023



Fuente: Prontuario Estadístico de septiembre de 2023, SENER – Secretaría de Energía ⁴²

Panamá

En el mercado nacional existen actualmente dos importadores-distribuidores. El gas natural es transportado y distribuido por camiones que llevan el gas a los surtidores de los productores de electricidad, pequeñas industrias y estaciones de servicio. No existen redes. La ley prevé la separación de actividades a nivel horizontal, teniendo el Ente Regulador competencias para aprobar licencias, aunque esto no se ha puesto en práctica por falta de redes. Cabe señalar, no obstante, que el transporte por

cisterna (camión) está regulado por la Secretaría de Energía de conformidad con la Ley nº 8 de 1987 y el Decreto de Gabinete nº 36, en su versión modificada, sin precios regulados.

Perú

A pesar de su papel de productor de gas, el transporte de gas natural por gasoducto sigue siendo bastante limitado. El único gasoducto de transporte de gas natural del país une el campo de extracción de gas natural de Camisea, en la selva amazónica, con Lima, la capital de Perú, y Callao, a través de los Andes, en una longitud total de 730 km. También existen proyectos para ampliar la red de transporte hacia el sur del país, pero aún no se han finalizado. La red de transporte es explotada por Transportadora del Gas del Perú (TGP).

Figura 3-20 – Red de transporte y distribución de Camisea



En cuanto al modelo regulatorio, existen normas de desagregación vertical y la operación de la red de transporte se autoriza a través de un proceso de concesión, en el que participan principalmente el regulador (Osinergrmin) y el Ministerio de Energía y Minas. Actualmente, la concesión para operar el gasoducto Camisea-Lima y Callao ha sido otorgada por un periodo de 33 años, y comenzó a operar en 2004. El modelo regulatorio de la actividad de transporte es de precios máximos y las tarifas, así como sus metodologías, son fijadas por el regulador. Se garantiza el libre acceso a la red de transporte. No existe un coordinador de despacho.

Asimismo, no existe una restricción a la integración vertical y horizontal para la prestación de servicios de transporte y distribución. Sin embargo, sobre los métodos de regulación de la integración se debe señalar

que mediante la Ley N° 31112 “Ley de Concentración Empresarial”, el control previo de las operaciones de concentración empresarial se encuentra a cargo del Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (INDECOPI)⁴³.

Portugal

El transporte de gas natural en Portugal está concesionado a la empresa REN - Gasodutos, que opera la Red Nacional de Transporte de Gas, y es responsable del transporte entre las distintas infraestructuras y del encaminamiento del gas a alta presión hasta las centrales de ciclo combinado y otros grandes consumidores industriales, así como hasta los puntos de entrega a las redes de distribución, desde donde se abastece a la mayoría de los consumidores finales. También existen redes de distribución o consumidores aislados abastecidos desde Unidades Autónomas de Gasificación que reciben el GNL a través de camiones cisterna que se llenan en la terminal de GNL.

La longitud total de los gasoductos de Alta Presión en Portugal es de 1 375 km⁴⁴, siendo la concesionaria responsable del Despacho, con el trazado presentado en el **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

⁴³ El INDECOPI tiene competencia en las materias de propiedad intelectual, concursal, barreras burocráticas, la libre competencia, protección al consumidor, competencia desleal y, dumping y subsidios.

⁴⁴ Más information en <https://www.ren.pt/pt-pt/atividade/gas>.

Figura 3-21 – Mapa del gasoducto de alta presión en Portugal



Fuente: <https://www.ren.pt/pt-pt/atividade/gas>

La concesionaria de transporte de gas natural, REN Gasodutos, es una empresa participada al 100% por REN - Redes Energéticas Nacionais, con estructura de sociedad anónima cotizada en bolsa. REN - Redes Energéticas Nacionais es responsable de garantizar el transporte de electricidad y gas, la gestión técnica global del Sistema Eléctrico y del Sistema de Gas Natural, así como la recepción, almacenamiento y regasificación de Gas Natural Licuado y el almacenamiento subterráneo de gas natural. La estructura accionarial se describe más adelante, en el apartado dedicado a la Terminal de GNL en Portugal.

El ámbito geográfico de la concesión de transporte de gas es todo Portugal continental (sin incluir los archipiélagos de las Azores y Madeira) y se ejerce con carácter exclusivo. La adjudicación del derecho de concesión está sujeta a licitación pública, en los términos definidos por la ley⁴⁵, por un período máximo de 30 años.

El gestor de la red de transporte también es responsable de la gestión técnica de la red y, entre otras cosas, de coordinar el despacho. Como gestor de la red, el gestor debe asegurar la ejecución del programa de explotación de las infraestructuras del sistema nacional de gas natural y garantizar el funcionamiento en tiempo real de la red de transporte, es decir, el equilibrio de la red entre entradas y salidas.

⁴⁵ Artículo 16.º Decreto-LeY n.º 62/2020.

Es obligación del gestor de la red de transporte facilitar a los interesados, de forma no discriminatoria y transparente, el acceso regulado a sus infraestructuras, en base a tarifas aplicables a todos los clientes, en los términos previstos en el Reglamento de Acceso a las Redes, Infraestructuras e Interconexiones y en el Reglamento de Tarifas, aprobados por ERSE.

Los métodos de regulación económica aplicables a la actividad son la tasa de rentabilidad y los precios máximos, aplicando una metodología de price-cap a los OPEX y una metodología de rate-of-return a los CAPEX. Al igual que para la actividad de terminal de GNL, tanto la metodología como las tarifas son aprobadas por el regulador en el [Reglamento de Tarifas](#).

La actividad de transporte de gas está sujeta a la regulación de ERSE, así como de la Administración, en cuanto al cumplimiento del contrato de concesión, y de otras entidades, como la Dirección General de Energía y Geología, en cuanto a cuestiones técnicas y de seguridad, la Autoridad de la Competencia y la CMVM, responsable de los mercados y valores, al tratarse de una sociedad cotizada.

República Dominicana

Está en funcionamiento el gasoducto Oriental, que suministra gas natural desde la terminal de Boca Chica hasta la región de San Pedro de Maocorís, con una longitud total de 50 kilómetros. No existe infraestructura para transportar el gas a los clientes finales. Sin embargo, la ley prevé la posibilidad de regulación, definiendo las competencias del Ministerio para definir la metodología y fijar los precios máximos.

La ley no exige la separación de las actividades de transporte de gas natural de las demás actividades, y la actividad puede ser ejercida por particulares mediante licencia, la cual es competencia del Ministerio de Industria, Comercio y Mipymes. En el cuestionario señalaba que existe una regulación económica de esta actividad, mediante la fijación de precios máximos, y que tanto la metodología como los precios son aprobados y supervisados por el citado Ministerio.

Uruguay

Uruguay señala la existencia de transporte de gas natural, identificando la existencia de separación vertical de actividades de otras actividades de gas natural.

El transporte de gas natural se realiza a través de una concesión en los términos del Decreto Ley 78/099, cuyas cláusulas del contrato de concesión fueron aprobadas por [Resolución s/n de 15-06-1998](#) y otorgadas por el Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM).

El gas natural se transporta a través del gasoducto Buenos Aires - Montevideo, que permite a distintos distribuidores suministrar gas para generación de energía y uso industrial, comercial y doméstico. El sistema es operado por Gasoducto Cruz del Sur S.A. (GCDS) y se extiende desde Punta Lara en Argentina hasta Montevideo y sus alrededores en Uruguay, pasando por los departamentos de Colonia, San José, Canelones y Montevideo, abasteciendo a 18 localidades. Alrededor del 95% del gas natural consumido en el país se transporta a través de este gasoducto, que tiene unos 400 km de longitud y corresponde al trazado que se muestra en la Figura 3-22.

Figura 3-22 – Mapa del gasoducto Cruz del Sur, S.A.



Fonte: <https://www.gcds.com.uy/>

GDS es una empresa uruguaya integrada por compañías nacionales e internacionales con experiencia en la exploración, producción y distribución de gas natural en diversos países del mundo. El capital social de la empresa está actualmente dividido entre 4 accionistas, a saber, el 20% pertenece a ANCAP (Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Pórtland, la empresa estatal uruguaya de hidrocarburos), el 40% a Shell, el 30% a Pan American Energy y el 10% a Wintershall ⁴⁶.

Según el nuestro cuestionario, en 2022 el suministro de gas natural a Uruguay ascendió a 86,6 millones de m³, correspondientes a la cantidad total de gas natural importado y transportado por el gasoducto.

⁴⁶ Fonte: <https://www.gcds.com.uy/>

GDS es la concesionaria del diseño, construcción y operación del gasoducto Buenos Aires - Montevideo por un período de 30 años. Este sistema de transporte de gas natural está en funcionamiento desde noviembre de 2002.

La actividad de transporte de gas está regulada económicamente, mediante precios máximos, en virtud del contrato de concesión. El acceso a la actividad de transporte es libre, y la concesión actual es el resultado de una licitación internacional. El despacho lo realiza el propio operador del gasoducto. El contrato de concesión establece la obligación de suministro a los distribuidores y su obligación de compra al gasoducto, y existen dos tipos de contratos de venta: contratos de transporte firmes y contratos de transporte interrumpibles, cuyas tarifas se fijan por decreto ejecutivo⁴⁷.

La institución que regula y supervisa la actividad del transportista de gas natural es el Ministerio de Industria, Energía y Minería (concedente) y el regulador es la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA).

3.4 ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL

Esta sección tiene por objeto caracterizar la actividad de almacenamiento de gas natural en su componente de almacenamiento subterráneo de gas, definido como el conjunto de cavidades, equipos y redes que permiten almacenar gas en forma gaseosa en cavidades de sal o depósitos subterráneos especialmente construidos para tal fin o en otros depósitos subterráneos, como yacimientos agotados de hidrocarburos o acuíferos, y posteriormente inyectarlo de nuevo en la red de transporte a través de la misma interfaz de transferencia de custodia.

La figura siguiente resume las características de la regulación del almacenamiento de gas natural en los distintos países.

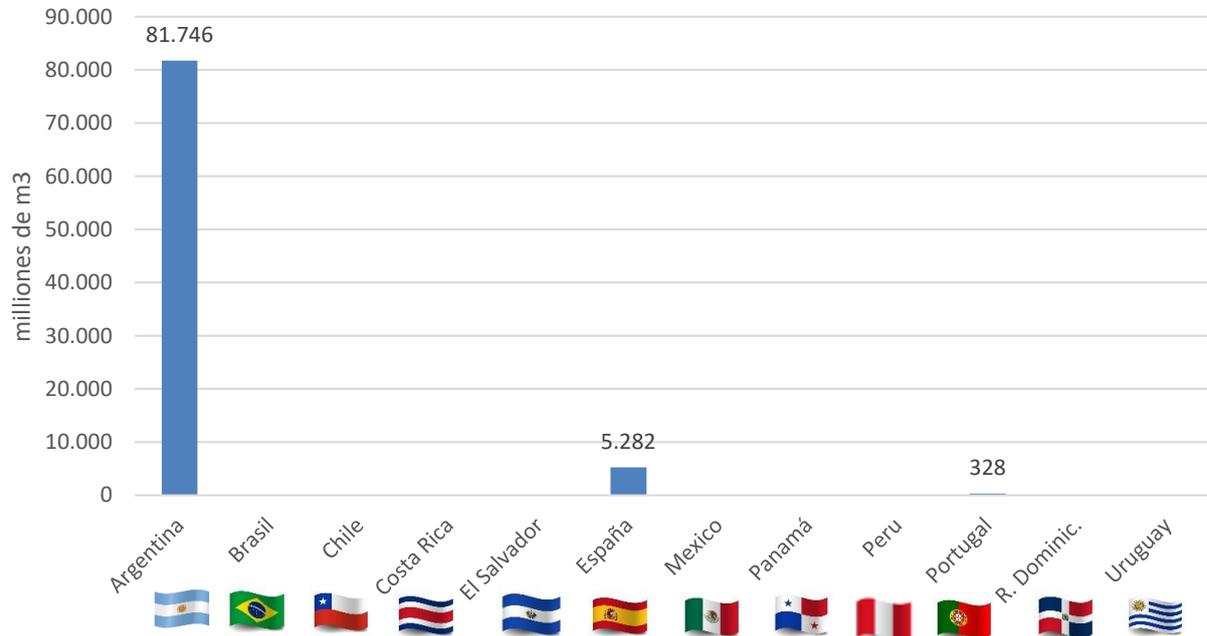
⁴⁷ La evolución de los precios de ambos tipos de contratos puede consultarse en <https://www.gub.uy/unidad-reguladora-servicios-energia-agua/politicas-y-gestion/evolucion-tarifaria-0>.

Figura 3-23 – Características de la regulación del Almacenamiento de Gas Natural

País	Unbundling	Régimen de operación	Método de regulación	Regulador aprueba precios y metodologías?	Libre acceso?	Quotas de almacenamiento?
 Argentina	Vertical	Autorización		No	No	No
 Brasil	No	Autorización			Sí	No
 Chile	No					
 Costa Rica	Vertical	Autorización especial		No	Sí	No
 El Salvador	Vertical	Licencia			Sí	Sí
 España	Vertical	Concesión	Tasa de Rendimiento	Sí	Sí	Sí
 Mexico	Vertical	Permiso de acceso abierto	Precios Máximos	Sí	Sí	Sí
 Panamá	Horizontal	Concesión		No	Sí	No
 Peru	No					
 Portugal	Vertical	Concesión	Tasa de Rendimiento Precios Maximos	Sí	Sí	Sí
 Rep. Dominicana	No	Licencia				
 Uruguay	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a

La siguiente figura muestra el volumen de gas almacenado en cada país, según la información facilitada por los países incluidos en el estudio.

Figura 3-24 – Volumen de gas almacenado, 2022



Solamente Argentina, Portugal y España desarrollan la actividad de almacenamiento subterráneo de gas natural.

En **Argentina** existen actualmente dos almacenamientos subterráneos de gas natural (Diadema y Sur Río Chico). En términos normativos, la regulación de este sector aún se encuentra en desarrollo, existiendo únicamente autorizaciones para el desarrollo de esta actividad. ENARGAS sólo supervisa esta actividad en términos de condiciones de seguridad.

En **El Salvador** no existe actividad de almacenamiento subterráneo de gas natural en forma gaseosa. El gas natural licuado se almacena en la única terminal del país, en Acajutla, que se ha puesto en operación en 2022. La Ley de Gas Natural, [Decreto Legislativo nº 630](#)⁴⁸ (Art. 7.º) establece que la construcción de instalaciones de almacenamiento de gas natural requiere autorización previa de la Dirección General de Energía, Hidrocarburos y Minas, entendiéndose por esta actividad la recepción, acumulación en tanques estacionarios, regasificación y entrega de gas natural licuado, de acuerdo con el [Decreto nº 93 - Reglamento Especial de Almacenamiento, Autoconsumo, Importación y Exportación de Gas Natural](#).

⁴⁸ Diario Oficial n.º 115, 20 de junho de 2008

España cuenta con cuatro almacenamientos subterráneos (Gaviota -el mayor-, Serrablo, Yela y Marismas) operados por Enagás, que se agrupan en una unidad de almacenamiento virtual. Su ubicación puede verse en la siguiente figura:

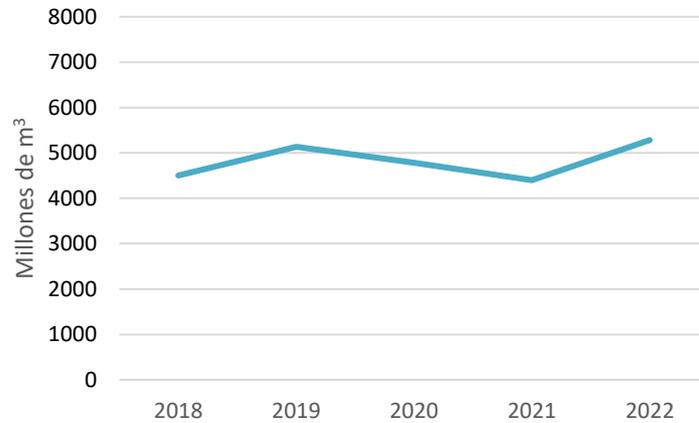
Figura 3-25 - Almacenes subterráneos



Fonte: GIE

En conjunto, tienen una capacidad de inyección de 34,1 GWh/día y una capacidad de extracción de 241,4 GWh/día. La siguiente figura muestra la evolución del volumen almacenado agregado entre 2018 y 2022.

Figura 3-26 - Volumen de gas almacenado



Cabe señalar que la capacidad de almacenamiento subterráneo representa casi el 10% del consumo anual de gas del país.

Además de la infraestructura de almacenamiento subterráneo, España también dispone de capacidad de almacenamiento en terminales de GNL, como se menciona en 3.2.

Las tarifas aplicables a los almacenamientos subterráneos son fijadas anualmente por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Ajuste Demográfico, y la metodología para el cálculo de los costes del sistema y la retribución de las empresas es definida por el mismo Ministerio, de acuerdo con el [Real Decreto 1184/2020](#), de 29 de diciembre, que establece que la retribución a obtener debe i) reflejar el bajo riesgo de la actividad, ii) garantizar la recuperación de la inversión a lo largo de su vida útil, iii) proporcionar una rentabilidad razonable de los recursos financieros invertidos, iv) incentivar la gestión eficaz y la mejora de la productividad mediante la repercusión a los consumidores de una parte de los beneficios obtenidos, y v) garantizar que la actividad se desarrolla de forma segura y ambientalmente sostenible.

En **México**, la CRE emitió cuatro autorizaciones para actividades de almacenamiento, una de ellas subterránea (no construida) y las otras tres en terminales de GNL. Según lo establecido en la Resolución Núm. RES/899/2015, la Comisión Reguladora de Energía establece las condiciones en las que deben prestarse los servicios de almacenamiento, así como los precios y tarifas aplicables. Según establece la Ley de Hidrocarburos, el acceso a la infraestructura debe ser abierto.

La capacidad de almacenamiento en México es de sólo 2 días, y se ha recomendado a la Secretaría de Energía promover el desarrollo de infraestructuras de almacenamiento subterráneo. La Secretaría de

Energía determina la política pública aplicable a los niveles de almacenamiento y a la garantía de suministro de Hidrocarburos y Petrolíferos. En 2018, publicó la “Política Pública en materia de Almacenamiento de Gas Natural”, que establece la obligación de constituir un mínimo de 5 días de inventario estratégico de gas natural, mismos que serán utilizables para la atención del suministro nacional, para lo cual será indispensable la autorización e instrucción del CENAGAS de conformidad con las reglas aprobadas por el Consejo Coordinador del Sector Energético.

En **Panamá** existe una única instalación de almacenamiento de gas natural licuado, cuya operación ha sido concesionada, previendo la separación de actividades a nivel horizontal, y que está sujeta a la regulación y supervisión del Ministerio de Comercio e Industrias y la Secretaría de Energía, de conformidad con la Ley No. 8 de 1987 y el Decreto de Gabinete 36 y sus reformas. El precio de los servicios prestados no está regulado.

En **Perú** no hay almacenamiento subterráneo de gas natural. Respecto al GNL, la Planta de Licuefacción de Perú LNG en Pampa Melchorita cuenta con dos tanques de almacenamiento de 130,000 m³ cada uno, donde se almacena el GNL antes de ser embarcado en los buques metaneros o cisternas criogénicas.

En **Portugal**, la actividad de almacenamiento subterráneo incluye la recepción, compresión, almacenamiento subterráneo y despresurización y secado del gas para su posterior entrega a la red de transporte.

La actividad de almacenamiento de GNL es llevada a cabo por el Operador de la Terminal de Sines (REN Atlântico), y forma parte de la actividad de la terminal, como se ha mencionado anteriormente.

El Almacenamiento Subterráneo de Carriço es una infraestructura compuesta por seis cavidades de almacenamiento de gas natural en una formación salina natural y una instalación de superficie común a todo el complejo, propiedad de REN Armazenagem, que se encarga de su explotación. La capacidad actual de almacenamiento es de unos 335 Mm³. La capacidad de manejo de la estación de superficie es de 110 000 m³(n)/h durante la inyección y de unos 300 000 m³(n)/h durante la extracción, valores nominales.

El almacenamiento subterráneo es una actividad concesionada a la empresa REN Armazenagem, que también es propiedad al 100% de la citada empresa de transporte y terminales REN - Redes Energéticas Nacionais ⁴⁹.

Según la ley ⁵⁰, este operador debe garantizar las condiciones técnicas para la constitución y mantenimiento de reservas de seguridad tanto para fines operativos como comerciales. La actividad de almacenamiento está separada verticalmente del resto de actividades, abarca todo el territorio continental (no incluye los archipiélagos de Azores y Madeira) y se realiza con carácter exclusivo. El otorgamiento del derecho de concesión está sujeto a licitaciones públicas, en los términos definidos por la ley ⁵¹, por un período máximo de 30 años. Las concesiones de almacenamiento subterráneo de gas se ejercen en régimen de acceso regulado o en régimen de acceso negociado con terceros ⁵².

El acceso regulado se asegura mediante la aplicación de tarifas aprobadas por ERSE, de acuerdo con el Reglamento Tarifario, aplicando una metodología de precios tope a nivel OPEX y una metodología de tasa de retorno a nivel CAPEX. Tanto la metodología como la determinación de los precios tarifarios de las actividades de almacenamiento subterráneo son aprobadas por el ente regulador.

El acceso a los almacenamientos subterráneos de gas en régimen negociado se basa en precios negociados libremente y de buena fe entre el operador del almacenamiento subterráneo de gas y los usuarios de la respectiva infraestructura, dentro o fuera del territorio cubierto por la red interconectada, y debe operar de acuerdo con criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios, de acuerdo con lo establecido en la normativa ERSE. El régimen de acceso negociado por terceros sólo podrá otorgarse si, de forma acumulativa:

- a) No afecten a los servicios auxiliares y unidades de almacenamiento temporal relacionados con las instalaciones de GNL necesarias para el proceso de regasificación y posterior entrega a la red de transporte;
- b) No perjudicar el funcionamiento eficiente del sistema regulado;

⁴⁹ Información sobre la organización de la empresa disponible en <https://www.ren.pt/pt-pt/investidores/governo-da-sociedade>.

⁵⁰ Artículo 24.º, n.º 1, al. a) do Decreto-Lei n.º 62/2020

⁵¹ Artículo 16.º do Decreto-Lei n.º 62/2020

⁵² Artículo 24.º, n.º 3 do Decreto-Lei n.º 62/2020

- c) Se justifica técnica y económicamente mediante estudios que demuestren la probabilidad de la existencia de un mercado para la adquisición de servicios de almacenamiento subterráneo de gas en forma negociada;
- d) La actividad de almacenamiento subterráneo de gas realizada en régimen de acceso negociado está legalmente separada del resto de actividades gasistas, incluido el almacenamiento en régimen regulado.

Como se mencionó para las actividades de la terminal de GNL y la red de transporte, existen varias entidades encargadas de supervisar y regular la actividad, dependiendo de las materias de que se trate, concretamente la Dirección General de Energía y Geología, para cuestiones técnicas y de seguridad. la Autoridad de la Competencia, para cuestiones relativas a la competencia, y la Comisión de Valores y Mercados, por pertenecer a empresas cotizadas en Bolsa.

En la **República Dominicana**, la terminal de gas incluye un tanque de almacenamiento de GNL de 160 000 m³ y tres brazos de descarga capaces de descargar buques de GNL a un ritmo de 10 000 m³ por hora⁵³. Las obras para aumentar la capacidad de almacenamiento de la terminal de GNL de Andrés de 160 000 m³ a 280 000 m³ también deben finalizar en 2023.

En **Brasil**, todavía no hay almacenamientos subterráneos, pero hay proyectos. En los términos de la Ley 14.134, de 8 de abril de 2021, es una actividad autorizada por ANP. El acceso de terceros es libre y la regulación puede elegir si el acceso será regulado o negociado.

3.5 DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL

La figura siguiente resume las características de la regulación de la Distribución de gas natural en los distintos países.

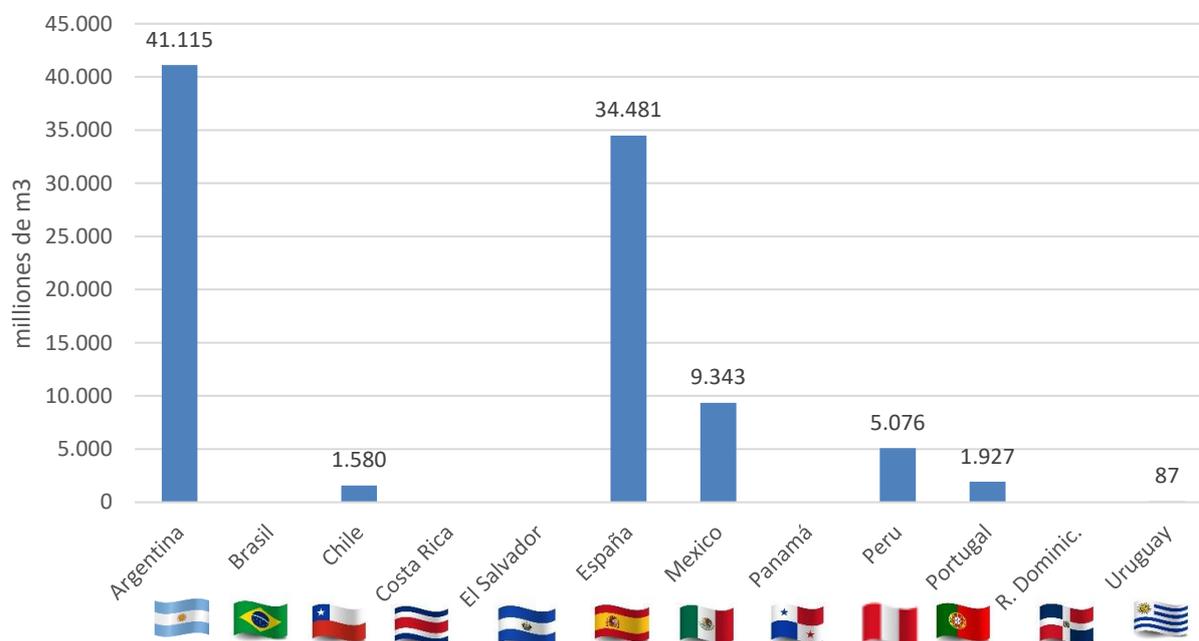
⁵³ Informe disponible en <https://www.mcdermott.com/What-We-Do/Project-Profiles/AES-LNG-Import-Terminal> e https://www.gem.wiki/Andr%C3%A9s_LNG_Terminal.

Figura 3-27 – Características de la regulación de la Distribución de Gas Natural

País	Unbundling	Régimen de operación	Método de regulación	Incluye Comercialización?
 Argentina	Vertical	Licencia	Incentivos	Sí
 Brasil	No	Concesión		Sí
 Chile	No	Concesión	Tasa de Rendimiento	
 Costa Rica	No	Concesión		
 El Salvador	Vertical	Concesión	Costes eficientes	
 España	Vertical	Concesión	Tasa de Rendimiento	No
 Mexico	Vertical	Autorización de acceso abierto	Precios Maximos	Si, según consumo
 Panamá	Horizontal	Autorización especial		
 Peru	Vertical	Convénio Marco de Encargo Especial	Precios Maximos y Regulación por	Sí
 Portugal	Vertical	Licencia Concesión	Tasa de Rendimiento Precios Maximos	No
 Rep. Dominicana	No	Licencia	Precios Maximos	
 Uruguay	Vertical	Concesión	Precios Maximos	Sí

La siguiente figura muestra el volumen de gas distribuido en cada país, según la información facilitada por los países incluidos en el estudio.

Figura 3-28 – Volumen de gas distribuido, 2022



En **Argentina**, la distribución de gas se divide en 9 zonas de distribución, que a su vez se dividen en subzonas tarifarias. Para operar la red de distribución en cada una de las zonas, ENARGAS emite licencias para realizar esta actividad exclusivamente en cada una de las zonas de distribución. Adicionalmente, ENARGAS también emite autorizaciones para la subdistribución de gas, típicamente para el abastecimiento de localidades por parte de cooperativas, existiendo en la actualidad alrededor de 60 de estas autorizaciones. La actividad de distribución también incluye la comercialización de gas en el mercado minorista y existen normas de *unbundling* vertical de la actividad de distribución en relación con las otras actividades. En cuanto a la regulación económica, ésta es llevada a cabo por el ENARGAS a través de la fijación quinquenal de las tarifas máximas a aplicar en cada subzona tarifaria. Se establece el libre acceso a la infraestructura de distribución de gas natural.

En **Brasil**, la regulación de las actividades de distribución de gas natural es responsabilidad del Estado. Por tanto, no existe un sistema uniforme para regular la distribución de gas natural, pero, en la práctica, existen 27 sistemas para regular la distribución de gas natural, uno para cada estado de la Unión Federal.

En **Chile**, el gas natural se puede distribuir mientras las empresas tengan una concesión para ello. Los decretos de concesiones a empresas distribuidoras son otorgados por el Ministerio de Energía. Las concesiones de distribución no son exclusivas y puede existir competencia entre distribuidores de gas

natural y entre distribuidores de otros tipos de combustibles en la misma zona de concesión. No existen reglas de desagregación vertical u horizontal para las empresas que realizan actividades de distribución de gas natural. En cuanto a la metodología regulatoria, la actividad de distribución está sujeta a controles de rentabilidad con la fijación de tasas máximas de rentabilidad excepto para la región de Magallanes y la Antártica chilena, en donde existe fijación tarifaria (precios máximos) a través del modelo de empresa eficiente, de acuerdo con lo establecido en el el DFL 323 (Ley de Servicios de Gas) de 1931 modificado por la Ley 20.999 de 2017.

En **Costa Rica** no existe distribución de gas natural.

En **El Salvador** no existen redes de distribución de gas natural. Sin embargo, el [Decreto Ley de Gas Natural nº 630/2008](#), de 20 de junio de 2008, establece la regulación y regulación de la actividad de distribución. El Ministerio de Economía es responsable de otorgar⁵⁴, modificar y revocar concesiones para actividades de distribución, así como aprobar y publicar los precios y tarifas aplicables. La Dirección General de Energía, Hidrocarburos y Minas (DGEHM) es responsable de emitir opinión sobre precios y tarifas y verificar posteriormente su correcta aplicación, supervisando el desempeño de las empresas (para cumplir con sus obligaciones, ejecutar su plan de inversiones y el correcto mantenimiento de sus instalaciones), y emitir opinión sobre las concesiones. La actividad de distribución debe separarse de otras actividades como el transporte y la compra y venta de hidrocarburos. Si las actividades no pueden ser realizadas por distintas empresas, deberá mantenerse al menos una desagregación contable. Se prevé el libre acceso a las redes de distribución de gas natural. La fijación de tarifas busca brindar incentivos al concesionario para mejorar su eficiencia, permitiéndole obtener los ingresos necesarios para cubrir sus costos eficientes y un retorno de capital razonable.

En **España**, la red de distribución de gas natural está compuesta por líneas con una presión máxima de 16 bar, y la realizan en España cinco empresas, Nedgia (Grupo Gas Natural Fenosa), Nortegas (Grupo EDP), Redexis gas, Gas Extremadura, Madrileña Red de Gas operando en las ubicaciones geográficas identificadas en la siguiente figura.

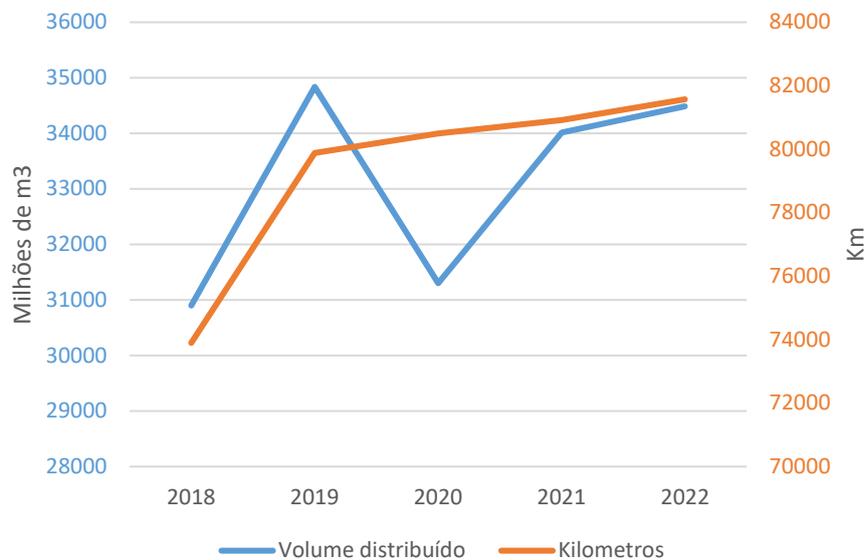
⁵⁴ Por un período máximo de 30 años.

Figura 3-29 - Ámbito geográfico de las empresas distribuidoras



En la siguiente figura podemos observar la evolución del volumen de gas distribuido y la longitud de la red de distribución, de forma agregada considerando el número total de empresas distribuidoras.

Figura 3-30 - Volumen distribuido y tamaño de la red de distribución en España

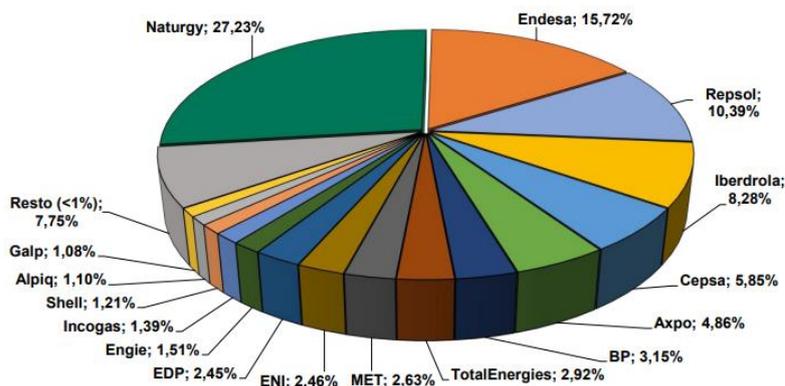


El acceso a las redes de distribución es gratuito mediante procedimientos de mercado transparentes. La actividad de distribución de gas es una actividad regulada por la CNMC, que aprueba las tarifas aplicables.

[La Circular nº 6/2020](#), también aprobada por la CNMC, establece la metodología para el cálculo de las citadas tarifas, cumpliendo con los principios de i) suficiencia (las tarifas deben garantizar la recuperación de la retribución de la actividad), ii) eficiencia (las tarifas deben garantizar fomentar la eficiencia en el consumo y evitar subsidios cruzados entre grupos tarifarios), iii) transparencia y objetividad (metodología y parámetros hechos públicos), iv) no discriminación entre clientes que tengan las mismas características y, v) promoción de la competencia.

La actividad de comercialización de gas natural tiene un carácter eminentemente liberalizado, si bien algunos aspectos están sujetos a regulación, siendo realizada por empresas distintas a las distribuidoras, aunque puedan formar parte de un mismo grupo empresarial⁵⁵. Al cierre de 2021 se registraron 126 proveedores de gas natural, cuyas cuotas de mercado se muestran en el siguiente gráfico⁵⁶.

Figura 3-31 - Cuotas de mercado por volumen de ventas, 2021



Fuente: CNMC

Los tres mayores proveedores, Naturgy, Endesa y Repsol, tienen una cuota de mercado, en términos de volumen de ventas, en torno al 53%.

En **México**, la CRE ha emitido 41 permisos de distribución, todos ellos en operación, y 63 permisos de comercialización, de los cuales 36 están en operación, por lo que son actividades en las que existe competencia.

⁵⁵ Listado de entidades autorizadas para realizar actividades de comercialización de gas natural en España disponible en <https://sede.cnmc.gob.es/listado/censo/4>

⁵⁶ Informe de supervisión de los mercados minoristas de gas y electricidad, CNMC, 11 de mayo de 2023. Disponible [aquí](#).

En 1995, año en que se llevó a cabo la reforma estructural en el sector del gas natural, que permitió la apertura de las actividades de transporte, almacenamiento, distribución, importación, exportación y comercialización de gas a los particulares, se restringió la integración vertical de Transporte y Distribución, obligando a PEMEX a vender sus redes de distribución. Por lo tanto, se implementó la desagregación horizontal de la actividad de distribución, liberalizándose la actividad de comercialización para los consumidores industriales y residenciales.

Posteriormente, en 2013 se realizó una nueva reforma que profundizó la apertura de las actividades en la industria del gas natural. Antes de 2013, un distribuidor atendía a los usuarios finales y usuarios comercializadores que, a su vez, atendían a clientes domésticos, comerciales e industriales, con la reforma, el distribuidor atiende a usuarios finales de bajo consumo, de menos 5 mil GJ/año, y comercializadores que atenderán a todo tipo de usuarios. Las distribuidoras no tendrán exclusividad alguna. De esa forma se promueve la competencia en la venta de la molécula vía la comercialización.

Con la reforma también se anunció la liberación del precio del gas natural de acuerdo con la oferta y la demanda. Adicionalmente, se difunde información oportuna y relevante sobre las condiciones diarias de transporte, precios y transacciones de compra y venta, a fin de facilitar la toma de decisiones, con la expectativa de crear un mercado competitivo de gas natural.

En línea con la reforma de 2013, en 2017 la CRE aprobó el acuerdo número A/070/2017 mediante el cual se determina a todo el territorio nacional como Zona Geográfica Única para fines de distribución de gas natural, que entró en vigor el 24 de enero de 2018. Antes de este acuerdo, existía un solo distribuidor por Zona Geográfica de Distribución (determinada por la CRE), que comercializaba a todo tipo de usuario. La Zona Geográfica Única hace que todo el territorio mexicano se considere como una sola zona para fines de distribución de gas natural por ducto. Al no existir zonas geográficas exclusivas, los distribuidores pueden ofrecer sus servicios en las regiones que consideren convenientes conforme a su plan de negocios, otorgando a los usuarios una mayor flexibilidad en la distribución de gas natural por ducto, al incentivar una mayor cobertura, eliminar barreras y generar competencia.

Panamá

El transporte y distribución de gas natural se realiza mediante camiones que llevan el gas a los surtidores de patio de generadores eléctricos y pequeñas industrias y a estaciones de servicio. No hay redes.

Perú

La actividad de distribución de gas en Perú sigue siendo bastante limitada, al igual que la de transporte. Con el gasoducto que une el campo de extracción de Camisea con Lima y Callao, el área metropolitana de Lima y Callao es la única región de Perú servida por una red de distribución. La explotación de esta red de distribución está actualmente otorgada a Gas Natural de Lima y Callao SA - Cálidda, en virtud de una concesión de 33 años, que comenzó a operar en 2004.

En términos regulatorios, cabe señalar que existen normas sobre separación vertical entre la actividad de explotación de las redes de transporte y la red de distribución, pero no existe separación entre las actividades de distribución y comercialización. La concesión para operar las redes de distribución se otorga a través de un instrumento conocido en la legislación peruana como Contrato Marco de Cargo Especial, en el que intervienen diversos organismos públicos, principalmente el regulador y el Ministerio de Energía y Minas. El modelo regulatorio presenta una combinación de precios máximos y regulación por incentivos, con identificación de costes eficientes. Tanto las tarifas como las metodologías tarifarias son fijadas por el regulador.

En las concesiones de distribución, las actividades de distribución y comercialización están integradas por los primeros 12 años de concesión. Vencido dicho plazo, la normativa permite el ingreso de empresas comercializadoras a realizar dicha actividad por separado.

Portugal

En Portugal, la actividad de distribución regional de gas se realiza mediante la concesión de un servicio público, con carácter exclusivo en las zonas de concesión. A su vez, la actividad de distribución local de gas se realiza mediante el otorgamiento de una licencia en régimen de servicio público, con carácter exclusivo en centros de consumo autorizados⁵⁷. El plazo máximo de las concesiones de distribución regional es de 30 años y de las licencias de distribución local es de 20 años⁵⁸.

La distribución asegura el flujo de gas, procedente de la red de transporte de alta presión (AP), en las redes de media (MP: entre 20 y 4 bar) y baja presión (BP: por debajo de 4 bar), hasta las instalaciones de consumo (puntos de entrega). Estas redes también se denominan redes interconectadas, a diferencia de otras redes

⁵⁷ Artículo 15.º do Decreto-Lei n.º 62/2020

⁵⁸ Artículo 41.º do Decreto-Lei n.º 62/2020

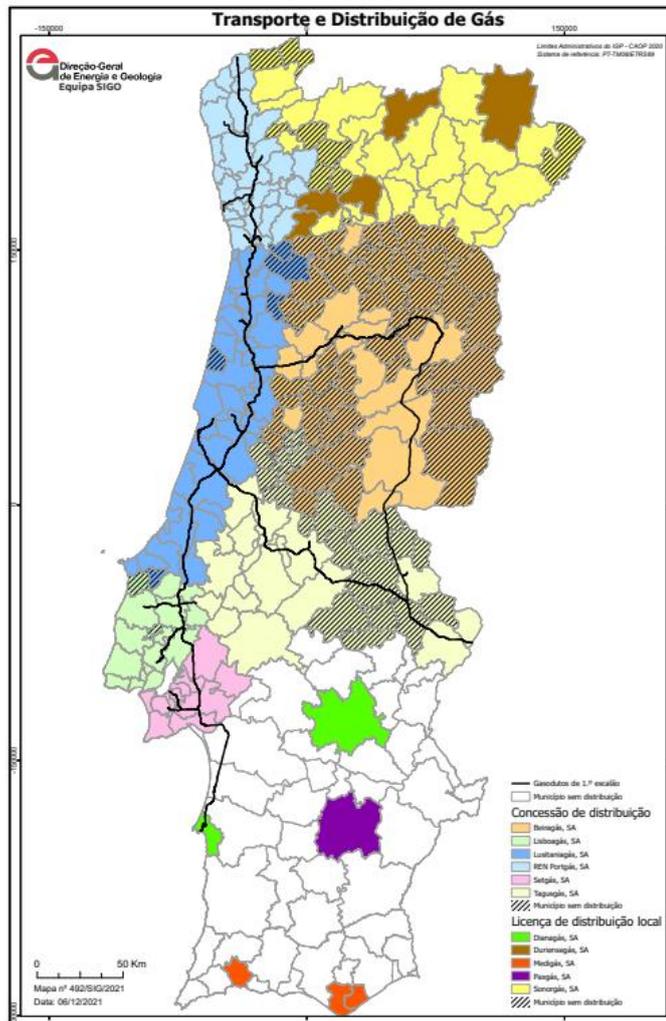
de distribución local, que se abastecen de yacimientos de gas natural licuado (UAG), abastecidos mediante camiones cisterna.

Las redes de distribución aseguran el tránsito de gas entre la red de transporte nacional y los puntos de consumo industrial y doméstico (en MP y BP), en adecuadas condiciones de calidad de servicio.

En Portugal, hay seis operadores de redes de distribución (ORD) que operan bajo concesión regional y cinco operadores de redes de distribución que operan a través de licencias locales de distribución de gas natural.

La red de distribución de gas en Portugal, en 2022, tenía una longitud total de 20.781 km, habiéndose distribuido 1.927 millones de m³.

Figura 3-32 –Mapa de zonas de distribución de gas natural en Portugal



Fonte: <https://www.dgeg.gov.pt/media/yxmhgtdv/mapa-transporte-e-distribui%C3%A7%C3%A3o-de-g%C3%A1s-06-12-2021.pdf>

La actividad de operación de la red de distribución deberá estar separada de la actividad de transporte o comercialización de gas. Los ORD con más de 100 mil clientes (un total de 4 empresas, todas concesionarias de distribución regional) tienen separación legal de la empresa, mientras que el resto sólo tiene separación funcional y contable entre la actividad de distribución y la actividad de comercialización de último recurso.

En 2022, cerca de 1.600 mil clientes fueron abastecidos de gas natural en Portugal, con el siguiente desglose, por distribuidor:

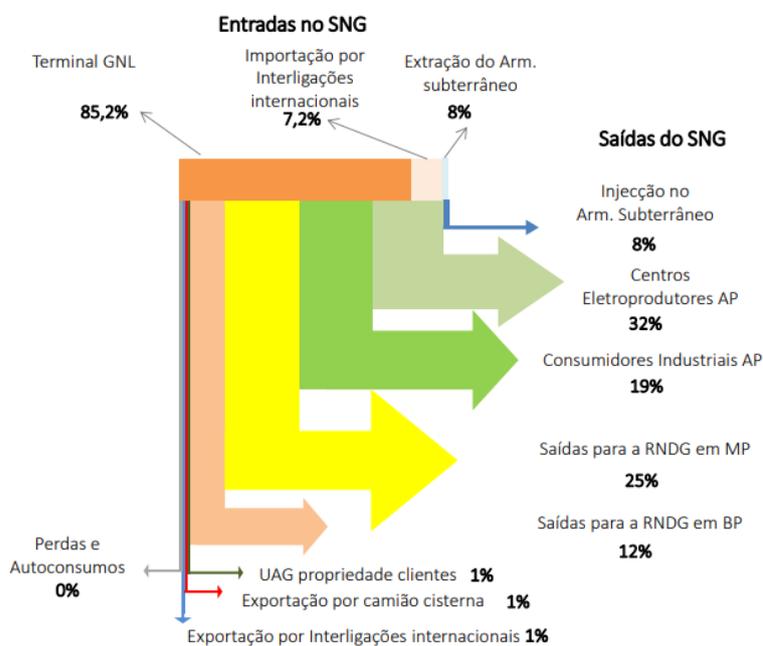
Figura 3-33 - Número de puntos de suministro, por distribuidor



Fuente: ERSE

La siguiente figura ilustra los flujos de energía en el SNG por puntos de entrada y puntos de salida.

Figura 3-34 - Flujos de energía en Portugal, previsión para el año gasista 2022-2023



Fuente: [ERSE](#)

En cuanto a la caracterización del consumo, resulta muy relevante el consumo de los centros de producción eléctrica y consumidores industriales de alta presión, correspondiendo al 51% del consumo total de gas

nacional. Cabe señalar también que el consumo registrado en las redes de distribución corresponde en su mayor parte al mercado industrial de media presión (25%). Por tanto, en Portugal el mercado residencial es residual desde el punto de vista del consumo. Otro aspecto relevante, por su particularidad en la Península Ibérica, es la distribución de gas desde Unidades Autónomas de Gas (UAG), abastecido a partir de gas licuado en la Terminal de GNL, mediante transporte por carretera. Si bien varias regiones del territorio se abastecen en estas condiciones, su expresión en el contexto del Sistema Gasista Nacional es reducida.

Con la liberalización del sector, la actividad de comercialización de gas natural se abrió a los agentes del mercado que cumplan con los requisitos necesarios, y es la última etapa de la cadena de suministro de gas natural y la que se relaciona directamente con los consumidores.

Los consumidores pueden elegir su proveedor y cambiar cuando encuentren ofertas comerciales más adecuadas a su tipo de consumo, sin coste alguno.

Los suministradores forman sus ofertas comerciales libremente⁵⁹. En diciembre de 2022, estaban activos 22 proveedores, siendo los proveedores dominantes en el mercado, en términos de participación en el número de clientes, EDP y en términos de consumo, Galp⁶⁰, como se muestra en las siguientes figuras.

⁵⁹ Los precios de las ofertas del mercado se pueden consultar en <https://simulador.precos.erse.pt/>.

⁶⁰ De acuerdo con o boletim "[Mercado Liberalizado de gás natural](#)", de dezembro de 2022

Figura 3-35 - Cuotas de mercado, en número de clientes y consumo suministrado, 2022



Fuente: ERSE

En cada área geográfica existe un proveedor de último recurso (CUR) que garantiza el suministro de gas natural a consumidores económicamente vulnerables o en zonas o segmentos de mercado donde no existen ofertas en el mercado libre.

La regulación económica de la actividad de distribución de gas y de proveedor de último recurso la determina la ERSE, fijando las tarifas de uso de la red de distribución y los ingresos del operador. Según los términos del Reglamento Tarifario, se establece una metodología de precios máximos a nivel de OPEX y una metodología de tasa de rendimiento a nivel de CAPEX.

En cuanto a la regulación y supervisión de la actividad, son responsables las mismas entidades mencionadas en los puntos anteriores.

República Dominicana

La ley no exige la separación de las actividades de distribución de gas natural de otras actividades, y la actividad puede ser realizada por privados mediante licencia, bajo la jurisdicción del Ministerio de Industria, Comercio y Mipymes. En el cuestionario se señaló que existe una regulación económica de esta actividad, mediante la fijación de precios máximos, siendo tanto la metodología como los precios aprobados y

monitoreados por el citado Ministerio. Las normas señaladas como reguladoras de esta actividad fueron la [Ley No. 37-17](#), [Decreto No. 264-07](#), [Resolución No. 121-07](#), [Resolución No. 160-20](#). Estos últimos definen los precios y parámetros para la fijación del precio de venta entre el importador de gas natural y las empresas mayoristas, de las empresas mayoristas a las distribuidoras, de estas últimas a las estaciones de despacho y de éstas al cliente final, del gas natural licuado y de gas natural vehicular. Respecto a los parámetros, se establecen los márgenes de ganancia y la metodología para la equivalencia de dólares a Pesos dominicanos.

Uruguay

En **Uruguay** la actividad de distribución de gas natural también incluye la comercialización, siendo una actividad separada del transporte, por lo que califica como separación vertical. La actividad de distribución de gas también es responsabilidad del Estado, cuya exploración es otorgada mediante concesión, por el poder ejecutivo, y también está sujeta a regulación por recursos a precios máximos.

El acceso a la actividad de distribución es gratuito, siendo responsabilidad del ente regulador la regulación y supervisión.

Las distribuidoras son concesionarias de servicios públicos que reciben gas en sus redes y lo distribuyen a los usuarios de su área geográfica. Existen dos empresas distribuidoras de gas natural canalizado: i) Montevideo Gas es el distribuidor en la ciudad de Montevideo y ii) Conecta que distribuye en el interior del país, con clientes en las localidades de Paysandú, Colonia, Juan Lacaze, Nueva Helvecia, San José, La Paz, Canelones, Capitán Artigas, Pando y Costa de Oro, que en conjunto suman alrededor de 426 km de red.

Según el cuestionario, hay alrededor de 57.200 clientes abastecidos de gas natural, de los cuales el 48% del volumen consumido corresponde a clientes domésticos y el resto a clientes industriales, incluidos productores de electricidad.

4 CONCLUSIONES

El objetivo de este estudio es dar a conocer las condiciones en las que se utiliza el gas en los diferentes países que respondieron al reto de ARIAE, asegurando las condiciones para apoyar el conocimiento de los diferentes sistemas energéticos con el fin de promover el intercambio de información técnica y económica entre los diferentes reguladores.

La información presentada en este estudio se limita a las respuestas recibidas, por lo que en el futuro nos gustaría contar con una mayor participación mediante el desarrollo de medios y herramientas que fomenten una recopilación de información más amplia, organizada y fiable, con el fin de promover un flujo de información más permanente y estructurado entre los participantes.

Para garantizar una caracterización lo más exhaustiva y completa posible, sería deseable implicar a los países pertinentes con el fin de caracterizar el consumo de gas a escala regional.

El análisis de la información sobre los distintos países que contribuyen a este informe revela una gran variabilidad en términos de tamaño económico y demográfico, que se difumina al evaluar el PIB per cápita de los países participantes. Por ello, la caracterización regional requiere un conocimiento contextual de la realidad de cada país, lo que dificulta de entrada los ejercicios comparativos.

La matriz energética mundial está compuesta mayoritariamente por fuentes no renovables, lo que contrasta con la realidad regional de América Latina, donde el papel del carbón se reduce sustancialmente y destaca la importancia de la energía hidroeléctrica y los biocombustibles, importancia que aumenta si se considera únicamente la producción de electricidad.

El gas natural desempeña un papel importante en la mayoría de los países analizados, con diversas funciones según el país considerado (carga de base, reducción de picos, flexibilidad).

El análisis de los datos revela algunas situaciones singulares: por ejemplo, Costa Rica no tiene gas natural como fuente de energía, pero tiene una producción de electricidad prácticamente descarbonizada, a diferencia de países como Argentina, México y la República Dominicana, donde el gas natural y el petróleo son las fuentes predominantes para la producción de electricidad; Portugal, Uruguay, El Salvador y Costa Rica no tienen carbón en su combinación energética. En países como Portugal, el abandono del carbón es reciente.

Hay que tener en cuenta que la introducción del gas natural en el mix energético de algunos países es muy reciente, como Panamá en 2018 y República Dominicana en 2003, por lo que existen diferentes estadios de desarrollo entre los distintos países.

Además de las funciones que cumple el gas natural en cada país, existe también una gran multiplicidad de estructuras en la cadena de valor del gas natural. Sólo cinco de los países encuestados (Argentina, Brasil, Chile, México y Perú) cuentan con exploración y extracción de gas natural en el país; en cuanto a infraestructuras de almacenamiento subterráneo, sólo Argentina, Portugal y España disponen de ellas; todos los países cuentan con terminales de GNL, a excepción de Costa Rica y Uruguay; El Salvador carece de redes de transporte y distribución, ya que el gas natural se distribuye con el único fin de producir electricidad.

En cuanto a la exploración y extracción de gas, en los países encuestados es propiedad del Estado y se explota directamente o mediante concesiones, y el precio no está regulado.

De los países que tienen terminales de GNL, sólo Argentina, Chile y Perú no identifican esta actividad como una actividad regulada desde el punto de vista económico; en los demás, la actividad se asigna a través de diversos regímenes jurídicos a agentes económicos (autorización, concesión, licencia). En cuanto a los servicios prestados, casi todos los países prestan el mismo tipo de servicios, pero sólo Portugal y España identifican los servicios de licuefacción y carga de buques. En cuanto a precios y tarifas, en Portugal, México y España el regulador aprueba la metodología y los precios de los servicios prestados. En Portugal y España la metodología regulatoria adoptada es la tasa de retorno y también los precios máximos (en Portugal).

En cuanto a precios y tarifas, en Portugal, México y España el regulador aprueba la metodología y los precios de los servicios prestados. En Portugal y España la metodología regulatoria adoptada es la tasa de retorno y también los precios máximos (en Portugal).

En lo que se refiere al transporte, ocho de los países encuestados tienen reglas de “unbundling” vertical (Argentina, Brasil, El Salvador, España, México, Perú, Portugal, Uruguay) y en estos países predomina el régimen de concesión para la actividad de transporte (con excepción de Brasil). Sólo dos países tienen reglas de unbundling horizontal (Argentina y Panamá), en los demás casos, no hay obligaciones de unbundling (Chile, Costa Rica y República Dominicana).

En los países donde hay reglas de unbundling vertical, el regulador aprueba metodologías y precios (con excepción de Uruguay). En Chile y Uruguay, el regulador no aprueba metodología y precios y en Costa Rica, sólo aprueba metodologías.

El método de regulación más utilizado es la tasa de retorno y los precios máximos, con Brasil y El Salvador utilizando los métodos de regulación de incentivos y costo-eficiente, respectivamente. No existen regímenes de acceso abierto a la infraestructura en Costa Rica y Panamá; sólo existe un coordinador de despacho en Portugal, España, México y Uruguay.

En cuanto al almacenamiento subterráneo, esta actividad sólo existe en Argentina, Portugal y España. En Portugal y España hay obligaciones de unbundling vertical; la actividad está sujeta a concesión y regulación por el regulador, que aprueba la metodología y los precios y fija el libre acceso a la infraestructura. En ambos casos, el método de regulación utilizado es la tasa de retorno y, en el caso portugués, también los precios máximos. Ambos países establecen cuotas de almacenamiento a efectos de seguridad de suministro, debido a obligaciones de la Unión Europea. En Argentina, existen obligaciones de unbundling vertical pero la actividad no es regulada.

En cuanto a la distribución, no hay obligaciones de unbundling en Brasil, Chile, Costa Rica y la República Dominicana. En Argentina, México, Perú, Portugal, España, Uruguay y El Salvador existen normas de unbundling vertical. Panamá tiene normas de unbundling horizontal. El régimen jurídico adoptado es mayoritariamente el de concesión o licencia.

Chile, El Salvador, España, México, Portugal y República Dominicana identifican métodos de regulación para esta actividad, que varían entre tasa de retorno, precios máximos y coste eficiente, desde el más común al más infrecuente; en Portugal y España, a partir de 100.000 puntos de suministro, mientras que los demás países no tienen tales restricciones.

ANEXO I

DEFINICIONES Y CONCEPTOS

METODOLOGÍAS DE REGULACIÓN ECONÓMICA EN EL SECTOR ENERGÉTICO

La regulación económica aplicada a sectores monopolísticos pretende simular un entorno competitivo mediante la aplicación de metodologías regulatorias que definan los ingresos/ganancias permitidos con el objetivo de:

- Promover la eficiencia en la asignación de recursos y la eficiencia técnica, lo que conlleva una reducción de costes;
- Promover la innovación tecnológica y preparar a los sectores para los retos futuros;
- Garantizar que la calidad del servicio sea adecuada y cumpla las normas predefinidas;
- Garantizar que los beneficios de las empresas no sean ni excesivos ni insuficientes (equilibrio económico y financiero).

Existen dos metodologías de regulación que se aplican con mayor frecuencia en el sector de la energía:

1. **Regulación del coste del servicio** (regulación del coste más la tasa de rendimiento): regulación centrada en la aceptación específica y cuidadosa de los costes del servicio, incluida una tasa de rendimiento de los activos. El importe de los ingresos permitidos pretende cubrir los costes de explotación de la empresa y permitirle obtener un rendimiento del capital que refleje sus costes de financiación.

Su ventaja es que permite recuperar los costes, lo que da a la empresa estabilidad, menos riesgo reglamentario y un entorno favorable a la inversión.

Sin embargo, sus desventajas son i) La asimetría de información entre el regulado y el regulador puede llevar a la aceptación de costes no eficientes, ii) Puede incentivar la sobreinversión - efecto Averch-Johnson (si la tasa de rendimiento permitida es superior/inferior al coste de capital habrá sobre/inversión), iii) No incorpora incentivos para el funcionamiento eficiente y la reducción de costes, iv) Los consumidores soportan la mayor parte de los riesgos de la explotación de las redes (errores de planificación, previsiones de demanda, evolución tecnológica) y v) Requiere grandes recursos del regulador para conocer y evaluar los costes de la actividad - microrregulación con excesiva atención a los costes.

2. **Regulación basada en incentivos** (precios máximos o ingresos máximos): Para cada periodo de regulación, el regulador fija unos objetivos, que pueden ser en ingresos unitarios (price cap), ingresos

permitidos (revenue cap) o en términos de outputs (en este caso los ingresos permitidos son proporcionales a la capacidad de alcanzar los objetivos fijados por el regulador). Los objetivos de precios unitarios o de ingresos máximos fijados para el primer año evolucionan en función de la inflación (IPC) y de las ganancias de eficiencia previstas (X) de la siguiente manera: $+IPC-X$.

Los objetivos se basan principalmente en incentivos para reducir costes, pero también pueden tener otros incentivos: calidad del servicio, innovación, reducción de pérdidas. La empresa regulada se beneficia de las ganancias adicionales de eficiencia en su estructura de costes en comparación con los objetivos. Esta metodología puede aplicarse a actividades más maduras con estructuras de costes más estables.

Dado que los ingresos autorizados ya no siguen directamente los costes previstos por la empresa, sino que dependen de los objetivos fijados por el regulador para los años del periodo de regulación (normalmente 4 o 5 años), la empresa puede obtener beneficios si sus costes son inferiores a los ingresos autorizados. Por lo tanto, ofrece ventajas sobre la metodología de regulación basada en los costes al incentivar la eficiencia. Otra ventaja es que requiere menos información, lo que limita los riesgos derivados de la asimetría de la información y exige menos recursos al regulador. También ofrece la ventaja de una mayor estabilidad tarifaria durante el periodo de regulación.

Sin embargo, podría tener los siguientes inconvenientes: i) reducción de la calidad del servicio (en ausencia de incentivos específicos), ii) la rentabilidad real de la empresa podría ser superior o inferior a la tasa de rentabilidad fijada por el regulador y, iii) en las empresas integradas verticalmente, podría crear incentivos para transferir costes de las actividades no reguladas a la regulada (importancia de que el regulador analice los expedientes fiscales de precios de transferencia).

FORMAS DE SEPARACIÓN DE ACTIVIDADES

Para que el mercado funcione de forma eficaz y competitiva, es necesario que las actividades que pueden realizarse en régimen de competencia se lleven a cabo por separado de las actividades que se prestan en régimen de monopolio.

La separación (unbundling) de actividades puede llevarse a cabo a varios niveles, que se enumeran a continuación de menor a mayor en cuanto a requisitos y eficacia:

1. Separación contable: las actividades reguladas y liberalizadas son realizadas por la misma empresa, que debe llevar una contabilidad separada para cada actividad. La empresa tiene que cobrar el mismo precio a sus clientes y a terceros.

2. Separación de la gestión: además de la desagregación contable, las actividades reguladas deben gestionarse por separado.

3. Separación jurídica: las actividades reguladas y liberalizadas son gestionadas por entidades jurídicamente separadas, aunque puedan pertenecer al mismo grupo empresarial.

4. Separación de la propiedad: Las actividades reguladas y liberalizadas se llevan a cabo bajo la propiedad de entidades separadas.

Hablamos de separación vertical (vertical unbundling) cuando las distintas actividades de la cadena de valor de un determinado sector son realizadas por empresas diferentes.

Hablamos de separación horizontal (horizontal unbundling) cuando la misma actividad de la cadena de valor de distintos sectores es realizada por empresas diferentes (por ejemplo, quien explota la red de transporte de gas es diferente de quien explota la red de transporte de electricidad).