



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

ESTUDO DE BENCHMARK SOBRE O MERCADO DE GÁS EM PAÍSES DA ARIAE

Fevereiro de 2024

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO.....	1
2	CARACTERIZAÇÃO DO MERCADO DE GÁS	4
3	CADEIA DE VALOR DO GÁS NATURAL.....	21
3.1	Exploração e extração de gás natural.....	23
3.2	Terminais de gás natural	28
3.3	Transporte de gás natural	39
3.4	Armazenamento de gás natural.....	53
3.5	Distribuição de gás natural.....	60
4	CONCLUSÕES.....	74

1 INTRODUÇÃO

A ARIAE tem por objeto a promoção do avanço e o intercâmbio de experiências regulatórias nos sectores da energia, partilhando conhecimentos regulatórios nestes sectores, bem como fomentar a comunicação entre especialistas e profissionais das entidades membros que integram a associação.

Para esse efeito, foi constituído o Grupo de Trabalho (GT) de gás com o seguinte plano de atividades a desenvolver no biénio 2023-2024:

- a) Realização de webinar com casos de estudo sobre a situação dos gases renováveis nos países membros da ARIAE (realizado em setembro de 2023);
- b) Realização de benchmarking regulatório e de funcionamento dos mercados de gás (em desenvolvimento);
- c) Realização de webinar para apresentação dos resultados do benchmarking regulatório e de funcionamento dos mercados de gás;
- d) Relatório sobre a situação atual e papel futuro dos gases renováveis nos países membro da ARIAE.

Listam-se de seguida as entidades reguladoras e respetivos países que integram a ARIAE:

1. Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS), Argentina;
2. Agencia Nacional de Hidrocarburos, (ANH) Bolívia;
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), Espanha;
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 ASEP, Panamá;
16. Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), Portugal;
17. Organismo Supervisor de Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), Perú;
18. Negociado de Energía de Puerto Rico (NEPR), Porto Rico;
19. Superintendencia de Electricidad (SIE), para a eletricidade, e Ministerio de Energía y Minas (gás), República Dominicana;
20. Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA), Uruguay.

A figura seguinte apresenta os países membros do GT Gas: Brasil, Chile, Colombia, El Salvador, Guatemala, México, Panamá, Portugal, República Dominicana e Uruguay.

Figura 1-1 – Países Membros GT GÁS



No dia 18 de maio de 2023, foi divulgado um questionário para recolha de informação sobre o mercado do gás nos países que integram a ARIAE - Associação Ibero-Americana de Reguladores de Energia.

Responderam ao questionário doze países: Argentina, Brasil, Chile, Costa Rica, El Salvador, Espanha, México, Panamá, Peru, Portugal, República Dominicana e Uruguai¹. Este documento apresenta a informação recolhida, dando uma visão geral da cadeia de valor do gás, da organização e dos principais desenvolvimentos no mercado do gás.

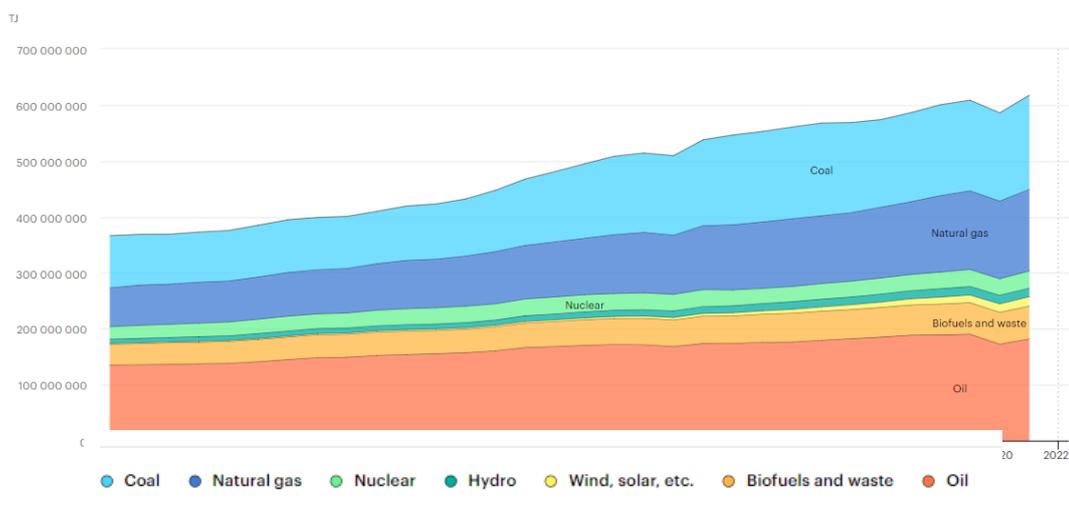
Note-se que Espanha e Costa Rica, países que não pertencem ao GT Gas, também participam no estudo, tendo respondido ao questionário.

¹ Espanha y Costa Rica não pertencem ao GT GAS.

2 CARACTERIZAÇÃO DO MERCADO DE GÁS

A nível mundial a matriz energética é composta, principalmente por fontes não renováveis, como se observa na Figura 2-1.

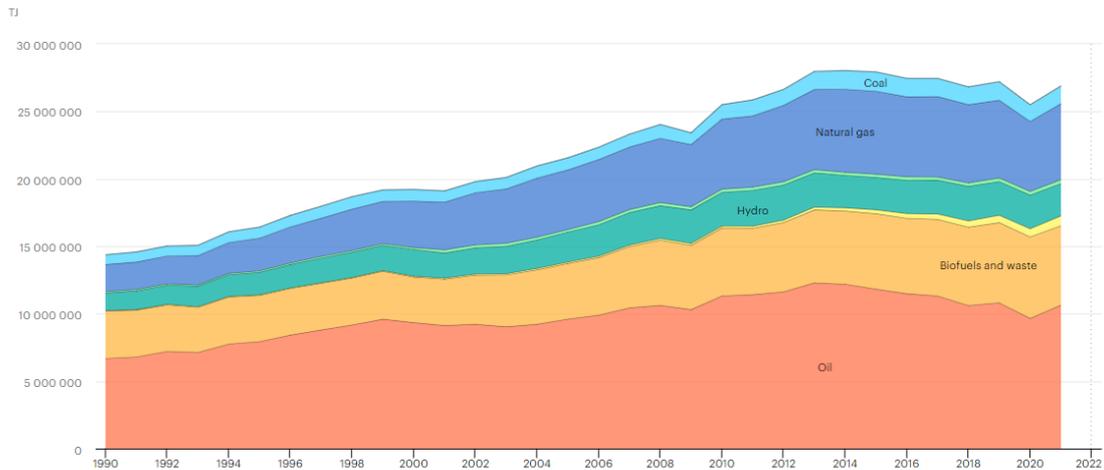
Figura 2-1 – Fontes energéticas, mundial



Fonte: [IEA](#)

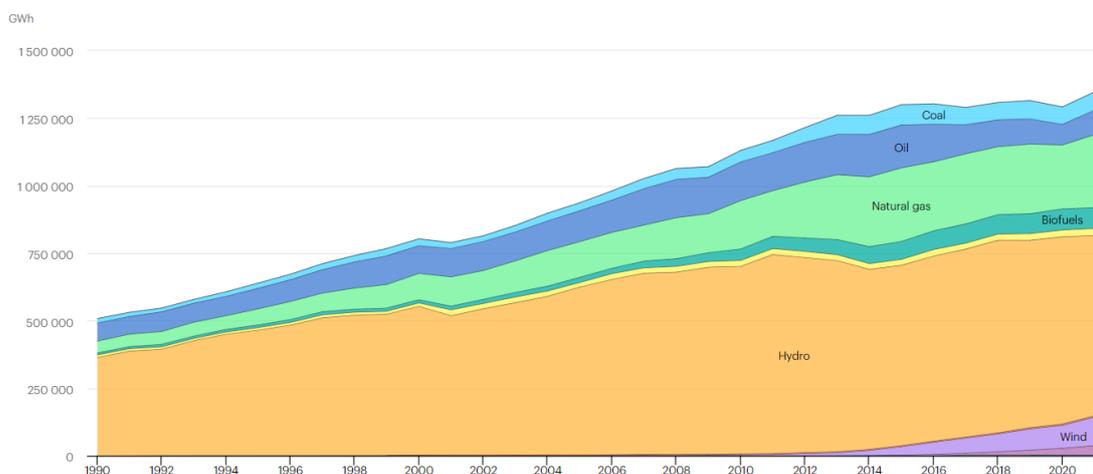
A situação altera-se quando comparada com a matriz energética dos países que compõem a América Central e Sul. Como se observa na Figura 2-2, o papel do carvão é reduzido, sobressaindo a relevância da energia hídrica e dos biocombustíveis.

Figura 2-2 - Fontes energéticas, América Central e Sul



A predominância de fatores energéticos renováveis é ainda mais relevante se considerarmos o cabaz energético relativo à produção de eletricidade. Como se observa, na produção de eletricidade é utilizada predominantemente a energia hidroelétrica, o carvão desempenha apenas um papel marginal, com 5% da quota de mercado, e o gás natural tem muitas funções, dependendo do país considerado (carga de base, redução dos picos de consumo, flexibilidade, etc.).

Figura 2-3 – Produção de eletricidade, por fonte, América Central e América do Sul



Fonte: [IEA](#)

A importância do gás natural varia de país para país. No Brasil, o gás natural é crucial para proporcionar flexibilidade ao sector da energia. Isto foi evidente durante a última seca maciça em 2021, quando os reservatórios de água atingiram mínimos históricos e as importações de GNL atingiram máximos históricos. Noutros, o gás natural é a fonte dominante de energia para a produção de eletricidade como no México, Portugal e em Espanha, em 2022.

Há espaço para o gás natural substituir o carvão na produção de eletricidade na região, principalmente no Chile, onde representa cerca de um terço da quota, mas também na América Central e nas Caraíbas, onde o fuelóleo, o gasóleo ou o carvão, caros, importados e altamente poluentes, desempenham um papel central².

De seguida apresentam-se elementos de caracterização de cada país que integra este relatório, ao nível da regulação e mix energético. Conforme resulta da figura seguinte, com exceção da República Dominicana, em todos os demais países respondentes, a regulação do setor de gás está assegurada por uma entidade reguladora com competências específicas, bem como pelo Estado, através do ministério de energia competente. O nível de independência das entidades reguladoras está detalhado na descrição de cada país.

² De acordo com “Gas White Paper, Natural Gas in the Transition to Low-Carbon Economies. The case for Latin America and the Caribbean”, pag. 12

Figura 2-4 – Responsabilidade pela regulação das atividades do setor de gás natural

País	Entidade Reguladora	Ministérios
 Argentina	X	
 Brasil	X	
 Chile	X	
 Costa Rica	X	X
 El Salvador	X	
 Espanha	X	X
 México	X	X
 Panamá	X	X
 Peru	X	
 Portugal	X	
 Rep. Dominicana		X
 Uruguai	X	X

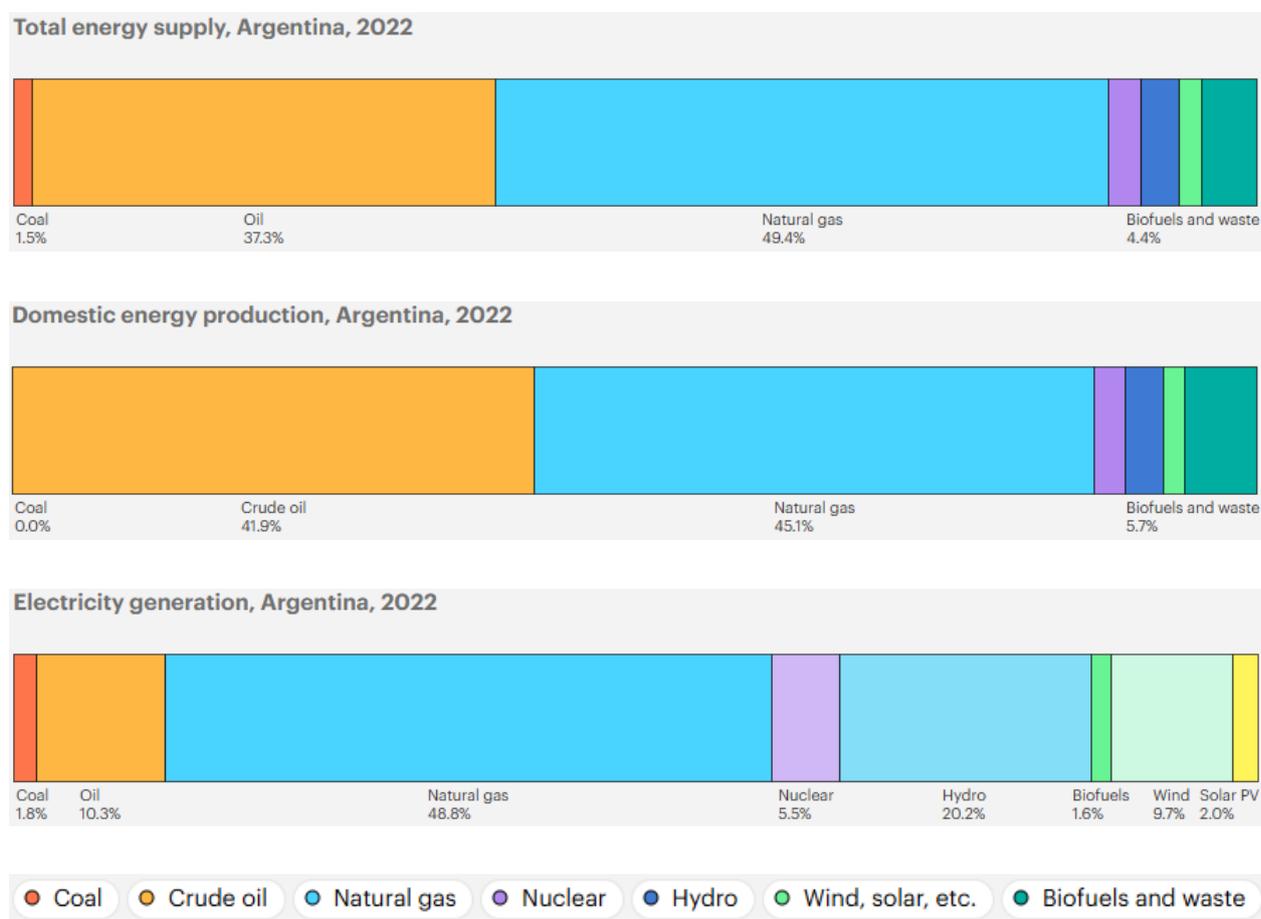
Fonte: Questionário ARIAE

Quanto à **Argentina**, as respostas foram asseguradas pelo *Ente Nacional Regulador del Gas* (ENARGAS), entidade reguladora argentina para os mercados de gás. A ENARGAS foi criada em 1992 pela Lei nº 24.076, que estabelece as bases regulatórias da indústria de gás, e é responsável pela regulação técnica, económica e de concorrência das redes de transporte e distribuição e dos mercados grossistas e retalhistas de gás natural, incluindo a utilização de gás natural para o transporte veicular. Nesse sentido, compete á ENARGAS fixar tarifas para a utilização das infraestruturas de transporte e distribuição de gás natural, autorizar investimentos nestes redes, aprovar regulamentos em matéria de segurança e normas técnicas de operação dos sistemas da rede de gás natural, atender a consultas a reclamações por parte dos consumidores de gás, prevenir condutas anti-concorrenciais ou discriminatórios em relação aos mercados retalhistas e grossistas de gás e certificar e atribuir as devidas licenças e concessões aos operadores dos sistemas incluídos na rede gás, entre outras competências. Esta entidade é autónoma em termos

administrativos, funcionais e financeiros, mas encontra-se institucional ligada à Secretaria de Energia do Ministério da Economia do Governo da Argentina.

Em termos de mix energético, a Argentina apresenta um claro predomínio do gás natural no consumo de energia total, na produção doméstica de energia e na geração de eletricidade.

Figura 2-5 – Fontes energéticas, Argentina



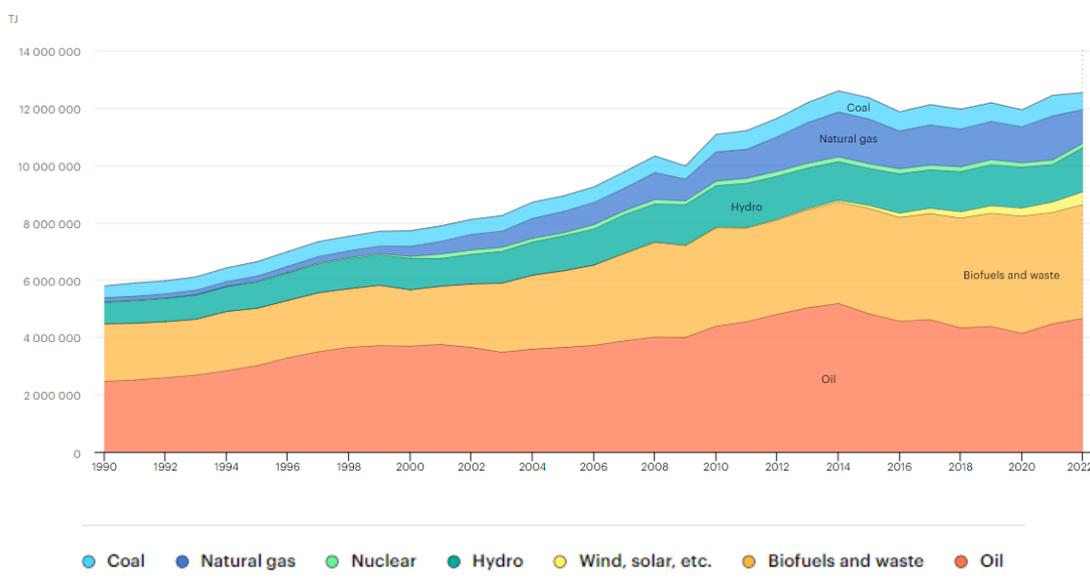
Fonte: [IEA](#)

Quanto ao **Brasil**, as respostas foram asseguradas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), agência reguladora no âmbito da Lei n.º 13 848, de 25 de junho de 2019, caracterizada pela ausência de tutela ou de subordinação hierárquica em relação ao Ministério de Minas e Energia do Governo do Brasil, bem com pela autonomia funcional, decisória, administrativa e financeira. Nos termos do sistema político-constitucional federal brasileira, a ANP é a agência responsável por regular as atividades de exploração, produção, transporte e abastecimento de gás natural a nível federal. A

regulação das atividades de distribuição e retalho são das competências dos vários estados. A Nova Lei do Gás (Lei n.º 14 134, de 8 de abril de 2021) prevê um esforço de liberalização do mercado do gás (pelo menos nas suas componentes que estão sob alçada das instituições federais), mas atualmente o mercado ainda é significativamente marcado pelo peso da empresa estatal Petrobras.

O Brasil tem um mix energético diversificado, como mostra a figura abaixo. Note-se que o principal consumidor de gás natural é a indústria, seguida da produção de eletricidade e do sector dos transportes.

Figura 2-6 – Fontes energéticas, Brasil



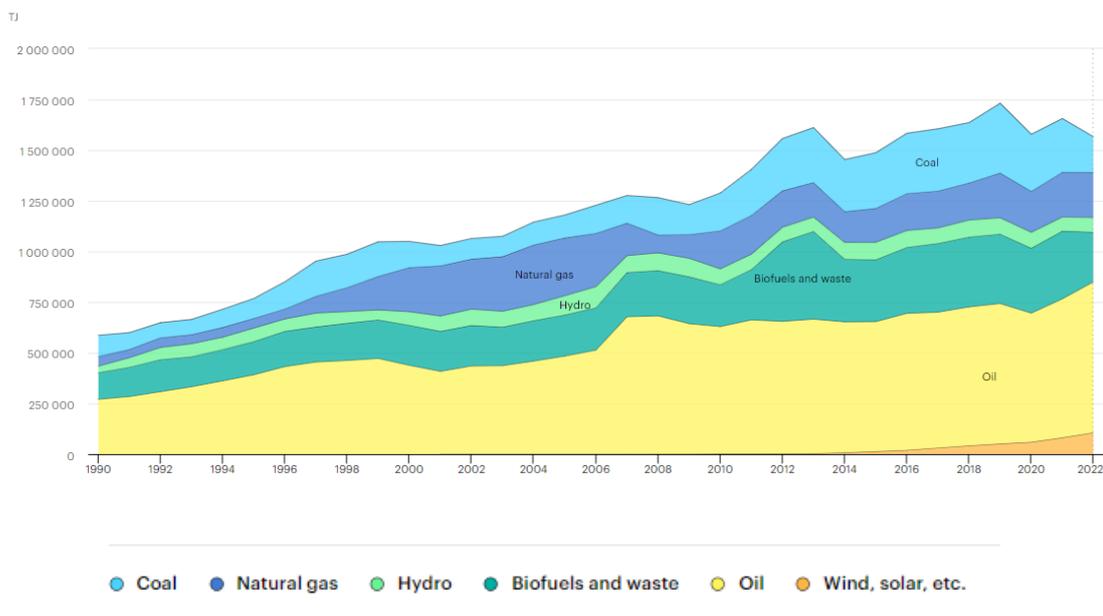
Fonte: [IEA](#)

No que respeita ao **Chile**, as respostas foram dadas pela Comissão Nacional da Energia (CNE). De acordo com o Decreto-lei 2.224 de 1978, com a redação que lhe foi dada pela Lei n.º 20.402, a CNE faz parte do poder executivo e está ligada ao Presidente da República através do Ministério da Energia, criado pelo mesmo documento legislativo. Mesmo assim, a CNE é uma entidade jurídica de direito público, funcionalmente descentralizada, com património próprio e plena capacidade para adquirir e exercer direitos e contrair obrigações. A CNE tem poderes para regular preços e tarifas e para desenvolver normas técnicas e de qualidade essenciais para o funcionamento das instalações energéticas, bem como para monitorizar o funcionamento do sector energético e aconselhar o Governo, através do Ministério da Energia, em matérias relacionadas com o desenvolvimento do sector. Relativamente ao mercado do gás,

cerca de 80 por cento do gás natural consumido provém de importações (por terra ou terminais de GNL) e o restante provém da produção na Bacia de Magallanes, operada principalmente pela ENAP, a empresa petrolífera estatal, mas também operada por terceiros através de Contratos Especiais de Operação Petrolífera (CEOP)³.

Como se pode observar na figura abaixo, as fontes de energia não renováveis predominam no mix energético do país. O gás natural tem desempenhado um papel importante na substituição do carvão para a produção de eletricidade, posicionando-se como uma fonte de energia relevante na transição para a descarbonização da matriz energética chilena, tendo-se registado também um aumento significativo da produção de energia fotovoltaica e eólica.

Figura 2-7 – Fornecimento energéticas, Chile



Fonte: [IEA](#)

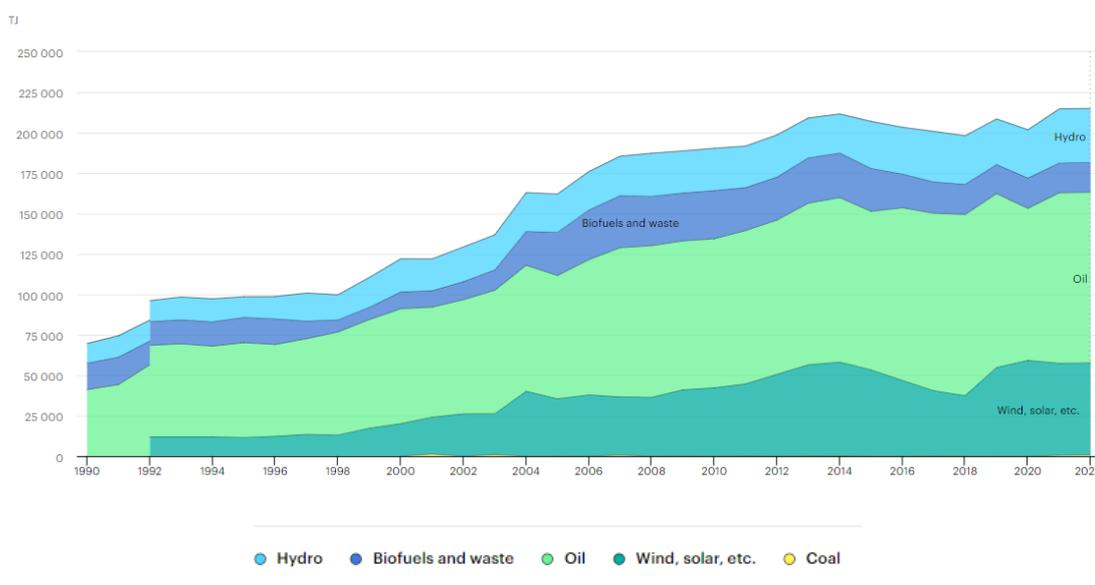
Quanto à **Costa Rica**, as respostas foram asseguradas pela *Autoridad Reguladora de Servicios Públicos* (ARESEP), entidade reguladora que, em 1996, nos termos da Ley n.º 7 596 de 6 de outubro de 1996,

³ Forma contemplada na Constituição da República do Chile, através da qual uma ou várias empresas nacionais ou internacionais podem explorar hidrocarbonetos no Chile. As empresas que integram um CEOP podem ou não estar associadas à ENAP e o contratante deve comprovar a sua capacidade técnica e financeira. [Link: [Contratos Especiales de Operación Petrolera \(CEOPs\) \(minenergia.cl\)](#)]

substituiu o *Servicio Nacional de Electricidad de Costa Rica* (SNE) nas funções de regulação do setor energético. A ARESEP é uma instituição autónoma, dotada de personalidade jurídica própria, autonomia técnica e administrativa e património próprio. Declarando-se como serviço público toda a comercialização de energia proveniente de hidrocarbonetos, compete à ARESEP a regulação das interações de todos os agentes que operem no país, velando também pelo cumprimento de regras de proteção de consumidores. Intervém ainda no setor energético o Ministério do Ambiente e Energia, encarregue de estabelecer as orientações gerais em matéria de política de energia, bem como na definição de regras técnicas de operação mínimas para a concessão de operação e para exercer o serviço público ligado ao setor energético. No que diz respeito ao mercado de gás natural, não existe na Costa Rica atualmente infraestrutura que permita a exploração, produção, transporte, distribuição, abastecimento ou retalho de gás natural ou GNL. Contudo, na eventualidade de surgir um mercado de gás natural na Costa Rica, existe regulação aplicável ao mesmo.

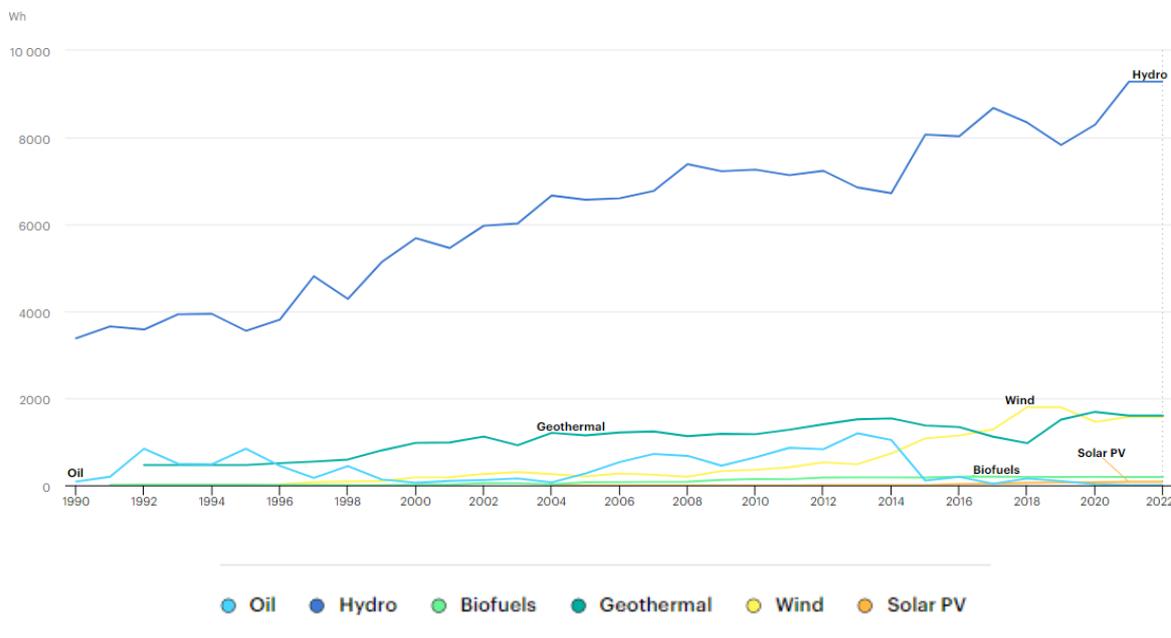
O mix energético da Costa Rica ainda apresenta um papel preponderante do petróleo, não obstante a importância fundamental das restantes fontes de energia. De notar que ao nível da produção de energia elétrica, este país já quase atingiu a descarbonização, não dependendo de combustíveis fósseis para a sua produção.

Figura 2-8 – Fontes energéticas, Costa Rica



Fonte: [IEA](#)

Figura 2-9 – Produção eletricidade, por fonte, Costa Rica

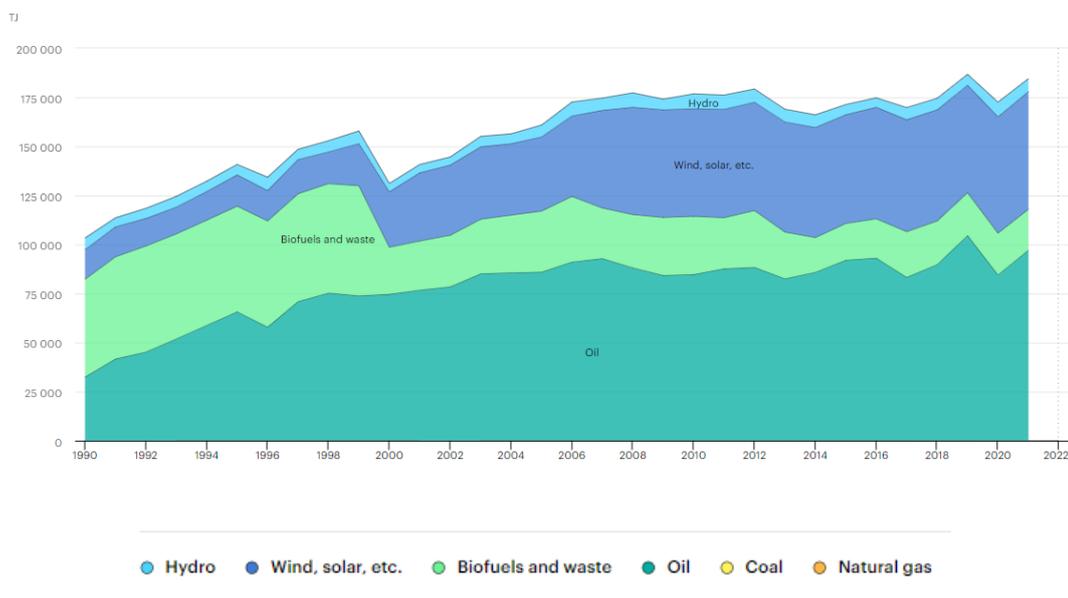


Fonte: [IEA](#)

Relativamente a **El Salvador**, o questionário foi respondido pela Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET). O SIGET, criado pelo Decreto legislativo n.º 808, de 12 de setembro de 1996, é uma instituição autónoma de serviço público, sem fins lucrativos, com atribuições para verter as normas provenientes dos tratados internacionais sobre eletricidade e telecomunicações na regulamentação nacional. A instituição reguladora para o setor do gás é a [Dirección General de Energía, Hidrocarburos y Minas](#) (DGEHM), que se encontra na dependência ministerial e cujo orçamento provém do orçamento de estado, a quem compete a formulação, adoção, seguimento e avaliação das políticas, estratégias e regulação dos setores de energia, hidrocarbonetos e minas bem como de autorizar, regular e supervisionar o funcionamento das entidades intervenientes nestes setores.

A combinação energética de El Salvador mantém-se dominada pelo petróleo, apesar da importância fundamental de outras fontes de energia renováveis (fotovoltaica e eólica).

Figura 2-10 – Fontes energéticas, El Salvador



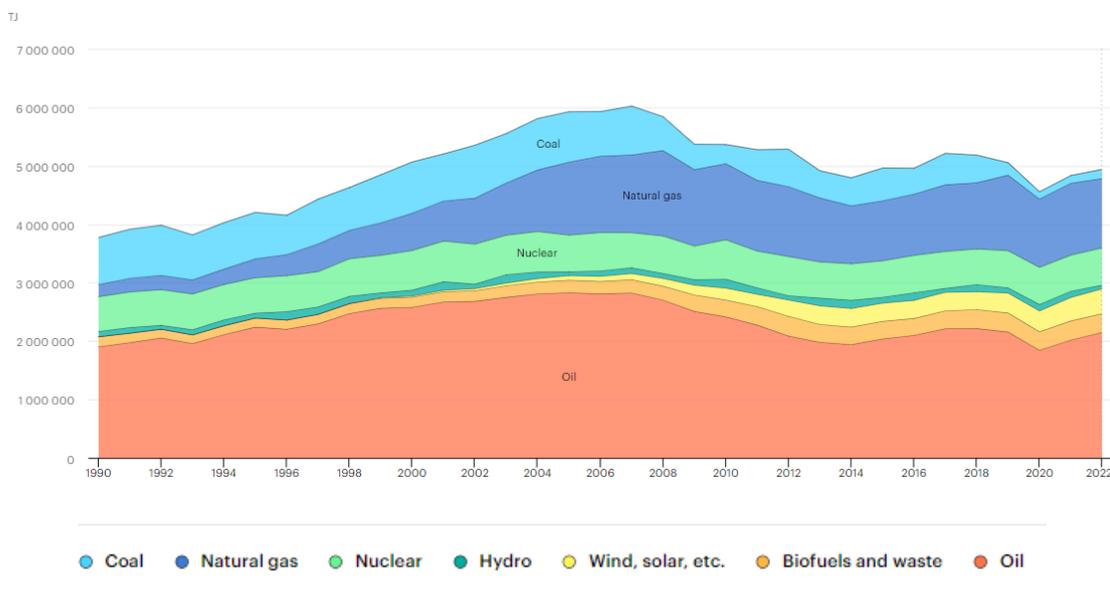
Fonte: [IEA](#)

No que respeita a **Espanha**, as respostas remetidas correspondem apenas aos dados quantitativos, sem que tenha sido remetido uma descrição do setor do gás. O setor é regulado pela [Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia](#) (CNMC) que entrou em funcionamento em 7 de outubro de 2013 e viu as suas competências alteradas em 2019 para cumprir as exigências comunitárias ⁴. Trata-se de um organismo público com personalidade jurídica própria, independente do governo e submetido a controlo parlamentar. A CNMC realiza a supervisão, análise e regulação dos mercados de energia, telecomunicações, audiovisual, transporte e correios.

O mix energético de Espanha mantém uma forte presença do petróleo, apesar da importância fundamental de outras fontes de energia, como o gás natural e a energia nuclear.

⁴ Conforme previsto no [Real Decreto-ley 1/2019](#), de 11 de janeiro.

Figura 2-11 – Fontes energéticas, Espanha



Fonte: [IEA](#)

Relativamente ao **México**, o questionário foi respondido pela Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), criada em 28 de novembro de 2008, como um organismo na dependência do poder executivo federal, embora com personalidade jurídica, autonomia técnica e orçamental, com o objetivo de regular e supervisionar a exploração e extração de hidrocarbonetos. O seu plano estratégico está alinhado com a política energética nacional. As entidades intervenientes em matéria de regulação do setor do gás são i) a Secretaria de Energía – que estabelece, conduz e coordena a política energética do país, exerce os direitos do país em matéria de petróleo e hidrocarbonetos, ii) a Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) – a entidade reguladora que regula e supervisiona o reconhecimento e a exploração superficial, assim como a exploração e extração de hidrocarbonetos incluindo a sua extração desde los puntos de producción até à sua integração no sistema de transporte e armazenamento; licita e subscreve os contratos para a exploração e extração de hidrocarbonetos, administra, em matéria técnica, as assignações e contratos para a exploração e extração de hidrocarbonetos, presta assessoria técnica à Secretaria de Energía⁵, impõe sanções, outorga permissões e autorizações e demais atos administrativos relacionados com as matérias reguladas⁶ e, iii) a

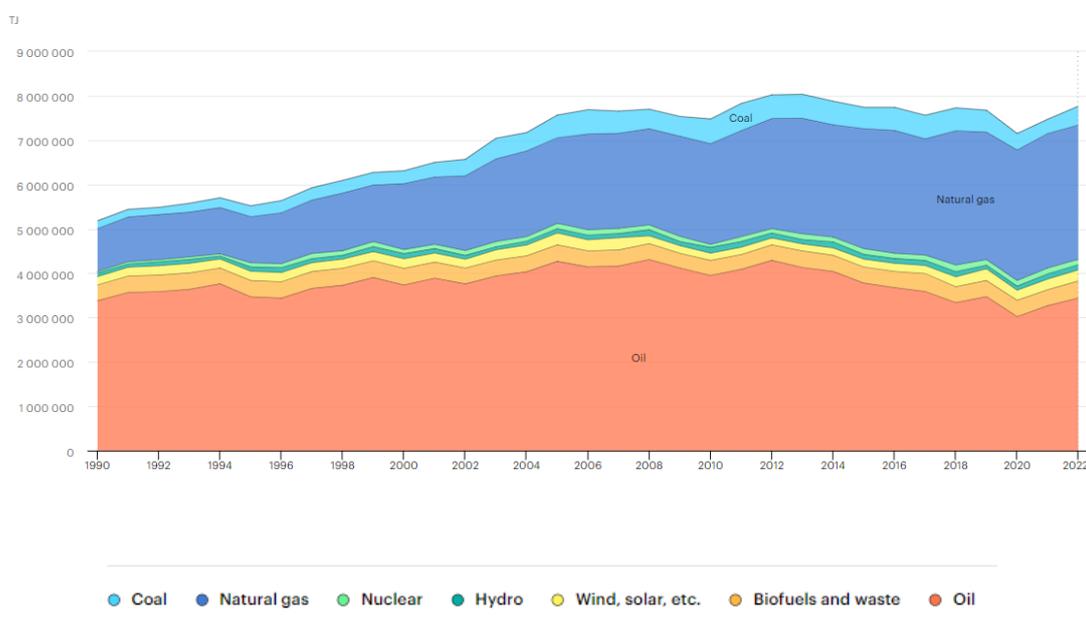
⁵ Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética: https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LORCME_200521.pdf

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

Comisión Reguladora de Energía (CRE)⁷ - que regula e promove o desenvolvimento eficiente do transporte, armazenamento, distribuição, compressão, liquefação e regaseificação do gás natural e tem o poder de revogar licenças atribuídas.

Como se pode observar na figura seguinte, as fontes de energia não renováveis predominam no mix energético deste país, em particular o petróleo e o gás natural.

Figura 2-12 – Fontes energéticas, no México



Fonte: [IEA](#)

No que respeita ao **Panamá**, as respostas foram asseguradas pela Autoridad Nacional de los Servicios (ASEP). A ASEP⁸ é um organismo autónomo, com personalidade jurídica e património próprio, que controla, regula, ordena e fiscaliza a prestação dos serviços públicos de abastecimento de água potável, de saneamento básico, de eletricidade, de telecomunicações, de rádio e televisão, bem como de transporte e distribuição de gás natural. No conjunto das suas competências, estabelece normas, dita regras, executa actos, controla o seu cumprimento, sanciona, resolve conflitos, concilia, medeia e fiscaliza, de acordo com os princípios da celeridade, economia, simplicidade, eficiência, equidade, não discriminação e neutralidade

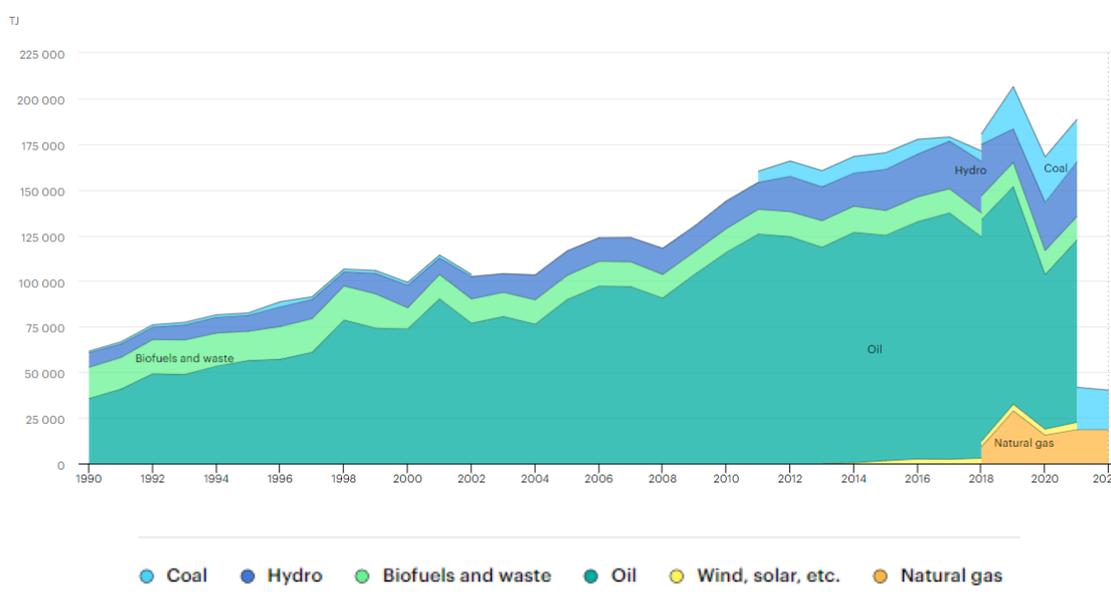
⁷ Prevista na Ley de los órganos reguladores coordinados en materia energética: <https://www.cre.gob.mx/documento/lorcme.pdf>

⁸ Criada pela Ley 26, de 29 de janeiro de 1996 disponível em <https://faolex.fao.org/docs/pdf/pan104829.pdf>.

de tratamento. Tem prevista a regulação da distribuição e o transporte de gás natural quando exista a lei sectorial correspondente. A Secretaria Nacional de Energia o Ministério da Presidência regula a cadeia de abastecimento (uspstream), a qualidade de gás e outras atividades. De salientar que no momento, o consumo de gás é predominantemente para a produção de eletricidade, existindo um único terminal de GNL.

Como se observa na figura, as fontes de energia não renováveis predominam no cabaz energético do Panamá, sendo de sinalizar a introdução recente do gás natural, em 2018.

Figura 2-13 – Fontes energéticas, Panamá



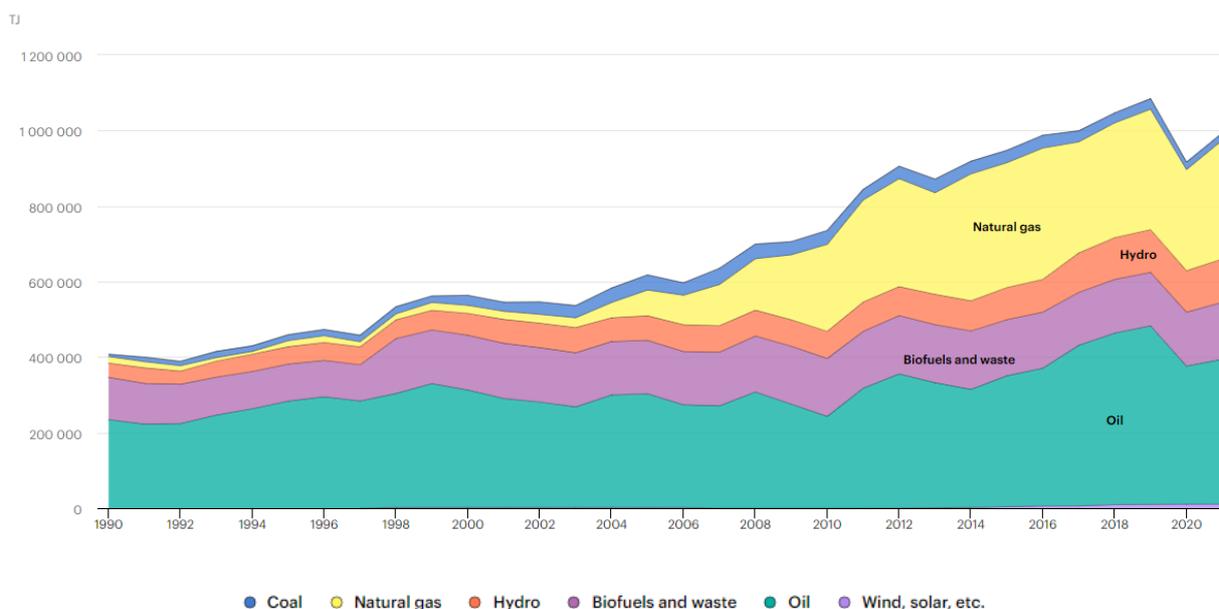
Fonte: [IEA](#)

Em relação ao **Peru**, as respostas ao questionário foram fornecidas pelo *Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería*, entidade reguladora dos setores energético e de mineração do Peru. Este organismo, criado pela Ley N.º 26734 de 31 de dezembro de 1996, é uma entidade de direito público, dotada de autonomia funcional, técnica, administrativa, económica e financeira e tem como missão a regulação dos setores da eletricidade, hidrocarbonetos e mineração, bem como a proteção de normas ambientais em cada um desses setores.

No contexto da América Latina, o Peru destaca-se como um dos grandes produtores de gás natural no continente. Em 2022, o Peru produziu 13,7 mil milhões de m³ de gás natural e o gás natural representa

32% do consumo total de energia do Peru e 37% das fontes de geração de eletricidade, sendo apenas ultrapassado pela energia hídrica⁹.

Figura 2-14 – Fontes energéticas, Peru



Fonte: [IEA](https://www.iea.org/countries/peru/energy-mix)

Em **Portugal**, o regulador do setor de gás natural é Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE). Esta entidade é independente do poder executivo, sem prejuízo dos princípios orientadores da política energética fixados pelo Governo, nos termos dos seus Estatutos, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2022, de 12 de abril, na redação vigente¹⁰.

A ERSE é reconhecida como entidade reguladora ao abrigo da Lei n.º 67/2013, de 28 de agosto¹¹, que aprovou a Lei-quadro das entidades administrativas independentes.

⁹ <https://www.iea.org/countries/peru/energy-mix> (acedido a 21/05/2024).

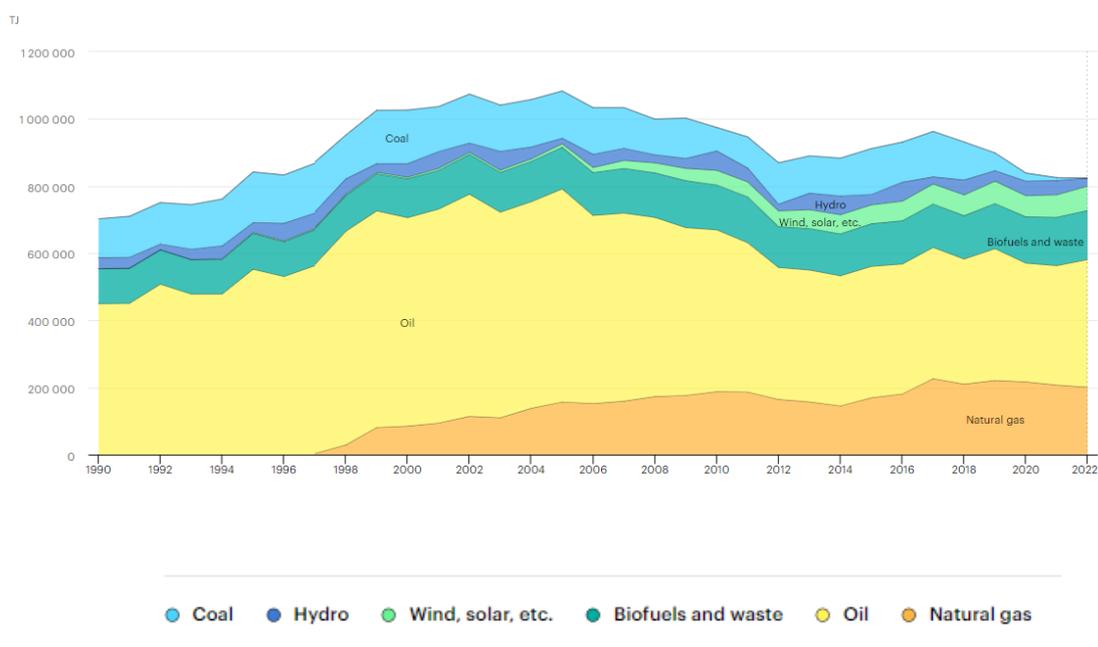
¹⁰ Disponível em https://www.erse.pt/media/bnukfvto/20210204_estatutos-erse.pdf.

¹¹ Disponível em <https://diariodarepublica.pt/dr/legislacao-consolidada/lei/2013-106955825-106958740>.

A ERSE tem competências de regulação sobre as empresas que regula, as quais atuam nos setores do gás natural, eletricidade, gás de petróleo liquefeito (GPL), dos combustíveis derivados do petróleo e dos biocombustíveis, bem como da atividade de gestão da rede de mobilidade elétrica.

Como se observa na Figura 2-15, as fontes de energia não renováveis predominam no cabaz energético, observando-se uma diminuição da contribuição do petróleo. O carvão já não é uma fonte energética desde 2022.

Figura 2-15 – Fontes energéticas, Portugal



Fonte: [IEA](#)

Relativamente à **República Dominicana**, a entidade responsável pela regulação do gás natural é o Ministério de Energía y Minas, enquanto órgão competente para a gestão dos recursos não renováveis pertencentes ao Estado. A concessão de direitos de prospeção e exploração de hidrocarbonetos é feita através de contratos resultantes de concursos públicos¹², em conformidade com as disposições legais em vigor na

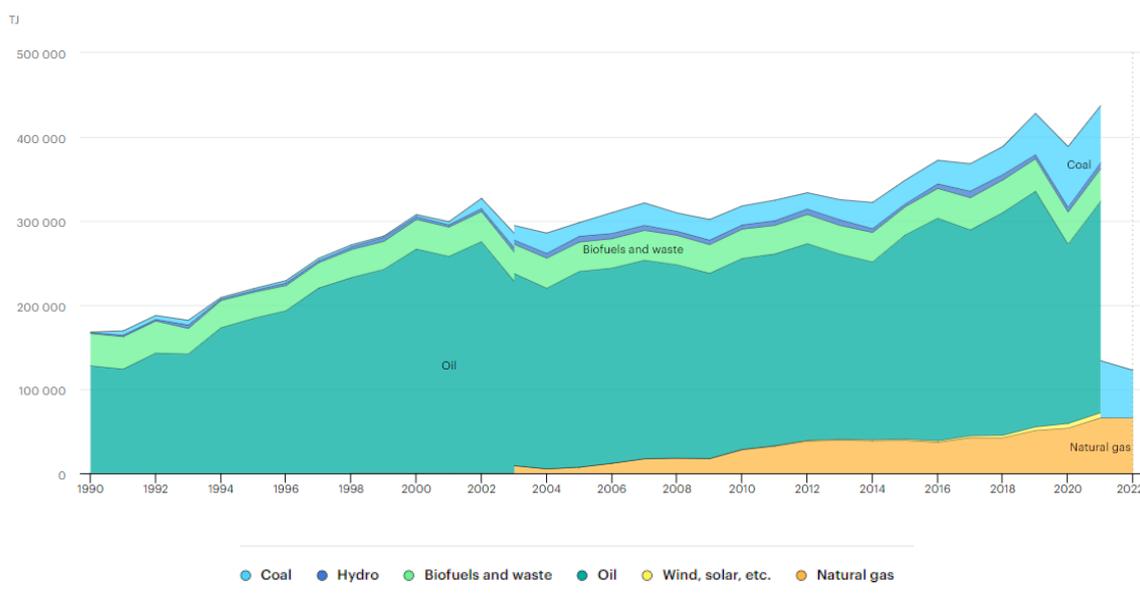
¹² Ley n.º 340-06 e Reglamento de Aplicación núm. 543-12, disponíveis em https://www.dgcp.gob.do/new_dgcp/documentos/comunidadcompras/docs/LEY%20340%20DE%20CONTRATACIONES%20PUBLICAS%20VERSION%20FINAL.pdf.

República Dominicana. O Ministério da Energia e Minas elabora as especificações técnicas e os cadernos de encargos de acordo com os critérios estabelecidos nos princípios da eficiência, igualdade, livre concorrência, transparência, publicidade, economia, flexibilidade, equidade, responsabilidade, moralidade, boa-fé, reciprocidade, participação e razoabilidade, procurando garantir a solvabilidade moral e financeira e a viabilidade técnica dos concorrentes. O Ministério da Energia e das Minas, em nome do Estado dominicano, assinará os contratos de adjudicação com os proponentes selecionados, após receber a correspondente procuração especial do Presidente da República Dominicana.

O Contrato de Exploração e Produção de Hidrocarbonetos Offshore foi assinado entre o Estado Dominicano, representado pelo Ministério da Energia e Minas, e a Apache Dominican Republic Corporation LDC, em 22 de outubro de 2020. Através deste contrato, foram concedidos direitos para explorar, desenvolver e produzir hidrocarbonetos no Bloco SP2 na bacia de San Pedro de Macoris, bem como para processar, transportar, armazenar, levantar, exportar e comercializar hidrocarbonetos provenientes ou atribuíveis à área do contrato. O contrato foi aprovado pela Resolução n.º 159-21 de 26 de julho de 2021 do Congresso Nacional e publicado no Boletim Oficial n.º 11028 de 3 de agosto de 2021.

Como se observa na figura seguinte, as fontes de energia não renováveis predominam no mix energético.

Figura 2-16 – Fontes energéticas, República Dominicana

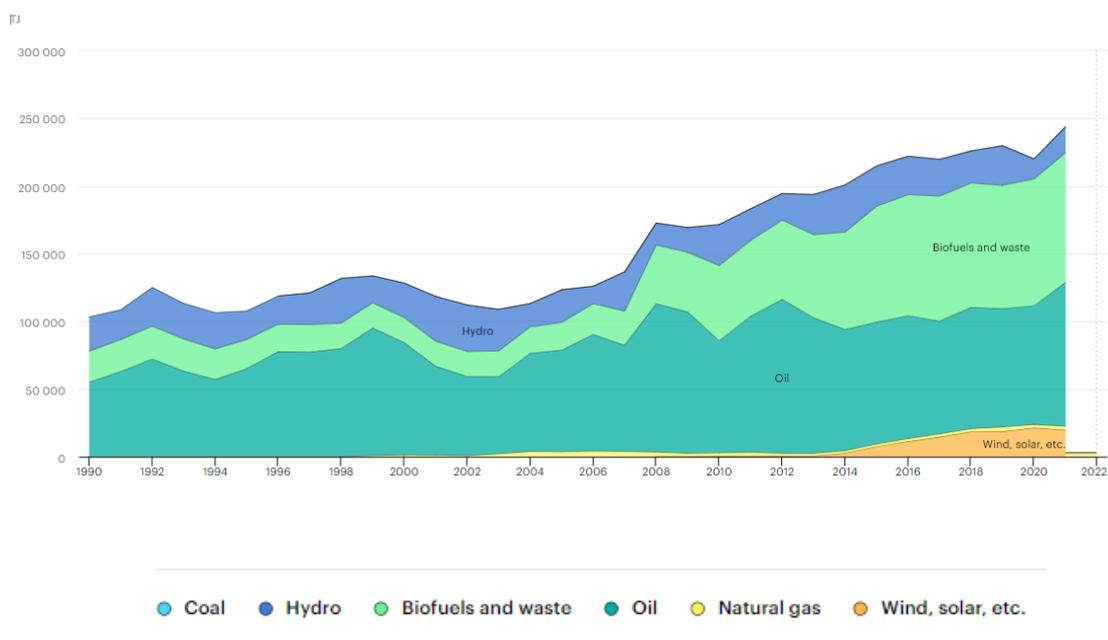


Fonte: [IEA](#)

O regulador do **Uruguai**, a Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA), assegurou a resposta ao questionário da ARIAE. Esta entidade tem como atribuição a regulação dos setores da energia, combustível e água em todo o país, devendo para tal, proteger os direitos dos utilizadores e dos consumidores, controlar o cumprimento da regulamentação em vigor, estabelecer os requisitos a cumprir por aqueles que desenvolvem atividades relacionadas com estes setores, resolver as queixas e reclamações dos utentes, propor ao Poder Executivo as tarifas técnicas dos serviços regulados e prevenir comportamentos anti-concorrenciais e abusos de posição dominante¹³.

Como se observa na figura, as principais fontes de energia são o petróleo e os biocombustíveis. A importância do gás natural é residual.

Figura 2-17 – Fontes energéticas, Uruguai



Fonte: [IEA](#)

¹³ Nos termos da Ley 17 598, de 13/12/2002, disponível em <https://www.impo.com.uy/bases/leyes/17598-2002>.

3 CADEIA DE VALOR DO GÁS NATURAL

A cadeia de valor do gás natural é composta essencialmente pelas atividades de Extração ou Produção, Transporte, Armazenamento e Distribuição.

Na atividade de **Extração** ou **Produção**, o gás natural é extraído do subsolo através de poços, que podem ser terrestres (on-shore) ou submarinos (off-shore). Pode ainda ser produzido biometano, em unidades de produção específicas, a partir de resíduos orgânicos (vegetais, domésticos, agrícolas, agroalimentares ou industriais), que pode ser injetado nas redes de gás natural ou utilizados como combustível. A atividade de Extração, terrestre ou marítima, é precedida da atividade de **Exploração** que consiste na prospeção das jazidas de gás para aferição da sua existência e da viabilidade e condições para a sua extração.

Após a sua extração, o **Transporte** do gás natural pode ser realizado por duas vias:

- via marítima, em navios-tanque de GNL. Para o efeito, antes do transporte, o gás é arrefecido a temperaturas inferiores a -160°C para se atingir a sua liquefação. À chegada, o gás é transferido para terminais de navios-tanque de GNL, onde é novamente transformado em gás (regaseificado) antes do seu envio para os gasodutos.

- ou via terrestre, em gasodutos. Para o efeito, o gás deve primeiro ser comprimido a uma pressão elevada (cerca de 80 bar) numa estação de compressão. Ao longo dos gasodutos existem estações de compressão que mantêm a pressão ao longo do percurso.

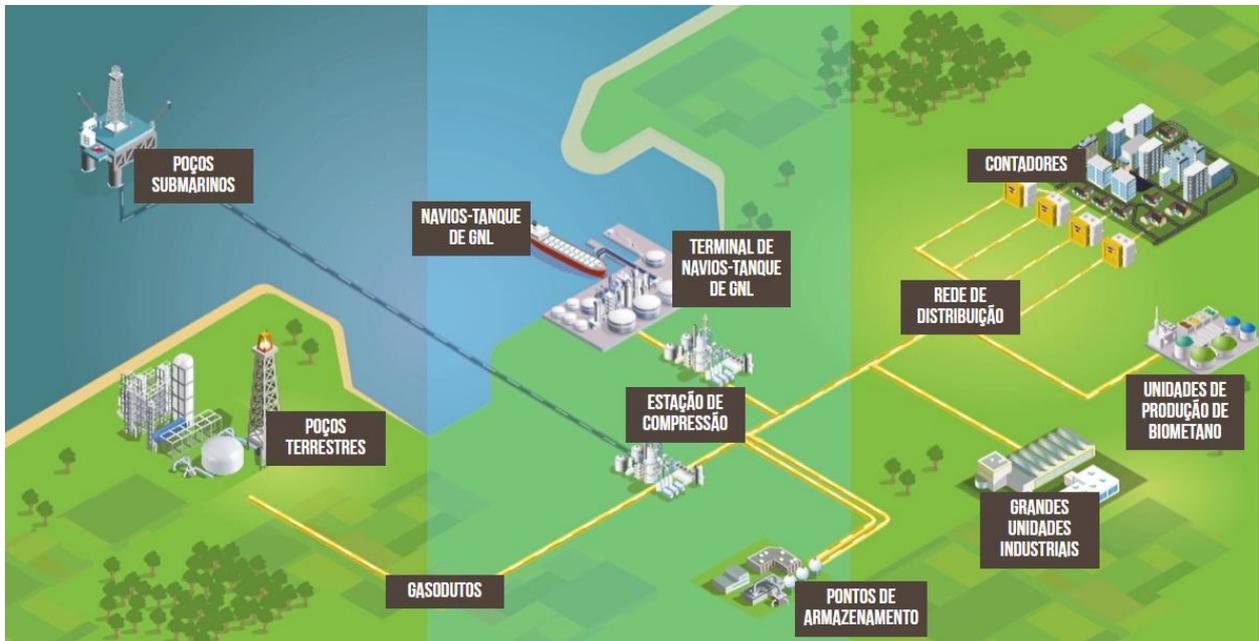
Do Transporte, o gás é encaminhado para os pontos de **Armazenamento** ou para as redes de **Distribuição**.

Os pontos de **Armazenamento** constituem reservas de gás armazenado em cavernas subterrâneas que permitem assegurar um abastecimento constante em todas as estações do ano mesmo em caso de reduções de aprovisionamento.

Nas redes de **Distribuição** a pressão do gás é reduzida para que possa ser utilizado pelos consumidores domésticos e industriais. Os consumidores industriais que tenham necessidades de grandes quantidades de energia e de pressões elevadas podem estar ligados diretamente à rede de transporte.

A figura seguinte ilustra as várias fases possíveis da cadeia de valor do gás natural.

Figura 3-1 – Cadeia de valor do gás natural



Fonte: ERSE

A figura seguinte resume a participação dos 10 países que responderam ao inquérito nas várias atividades da cadeia de valor do gás natural. As infraestruturas mais frequentemente presentes nos países analisados são os Terminais de GNL (apenas Uruguai e Costa Rica não contam com a infraestrutura) e as redes de transporte e distribuição (apenas Costa Rica e El Salvador não contam com a infraestrutura). No cômputo geral, a atividade menos desenvolvida é a de Extração (ou produção).

Figura 3-2 – Participação na cadeia de valor do gás

	 Exploração	 Extração ou Produção	 Terminais de GNL	 Transporte	 Armazenamento	 Distribuição
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	
Espanha			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
Uruguai				X		X

Naturalmente, não é expectável a existência de concorrência ao longo de todas as fases da cadeia de valor uma vez que algumas atividades, como o Transporte e a Distribuição, constituem monopólios naturais. Neste tipo de atividade, que se caracterizam por apresentar um peso muito grande dos custos fixos comparativamente aos custos variáveis devido a grandes investimentos iniciais (atividade capital intensiva), existem mais custos para os consumidores se houver mais do que uma empresa a fornecê-lo (subaditividade da função custo), é fundamental a existência de uma regulação forte que fomente a eficiência económica simulando a existência de um ambiente concorrencial que promova a diminuição dos custos ao mesmo tempo que garante a qualidade do bem ou serviço e promova a inovação, assegurando que os ganhos das empresas não sejam excessivos nem insuficientes, com o objetivo último de entregar ao consumidor um produto de qualidade a um preço razoável.

3.1 EXPLORAÇÃO E EXTRAÇÃO DE GÁS NATURAL

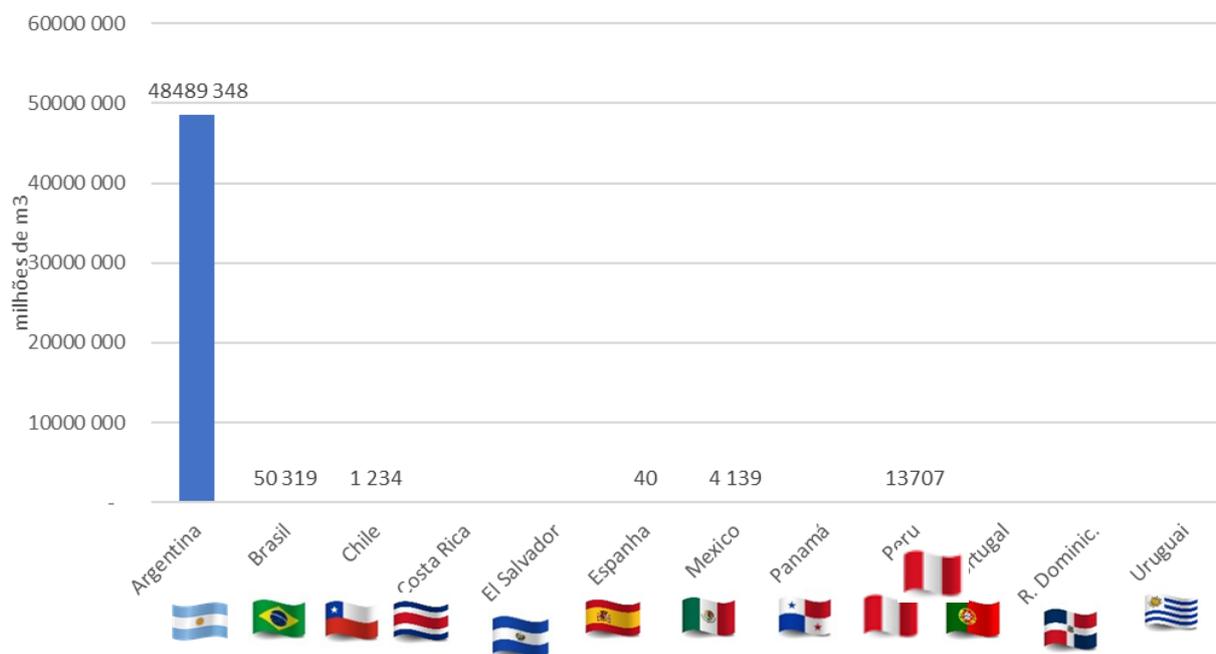
A figura seguinte apresenta a quantidade de gás natural produzido em cada país, conforme informação remetida pelos países incluídos no estudo.

Figura 3-3 – Regime de operação e formação do preço

País	Regime	Formação do preço
 Argentina	Concessão	Livre
 Brasil	Concessão	Livre
 Chile	Contratos Especiais	Livre
 México	Assignação	Livre
 Peru	Contratos de Licença e de Serviços	Livre

A seguinte figura apresenta a quantidade de gás natural produzida em cada país, segundo a informação disponibilizada pelos reguladores dos países incluídos no estudo.

Figura 3-4 – Produção de gás natural, 2022



A **Argentina** é o maior produtor de gás natural da América Latina e é o 17º produtor de gás natural a nível global. Este país conta com 166 locais de produção de gás natural, sendo que a maioria destes está localizado na Província de Neuquén (72 de 166) nas jazidas de gás e petróleo da região de Vaca Muerta. Para além disso, quatro dos 166 locais de exploração de gás natural situam-se offshore. A empresa estatal

YPF, de exploração de petróleo e gás, representa cerca de 25% da produção de gás natural argentina, sendo que participam neste mercado outras empresas como a *Total Austral*, *Tecpetrol*, e *Pan American Energy*. As atividades de exploração, extração e produção de gás natural são reguladas nos termos da Lei nº 17.319, de 23 de junho de 1967 (Lei dos Hidrocarbonetos). A atividade de exploração é feita mediante a outorga de autorizações de exploração pelas secretarias de energia nas jurisdições relevantes (nacional ou provincial). No que diz respeito às atividades de extração e de produção de gás natural, estas são feitas também mediante concessões de exploração outorgadas pelas secretarias de energia nacional ou provinciais e a formação do preço do gás natural produzido é livre.

No **Brasil**, existe exploração de gás natural desde a década de 1940 na região do Nordeste e, atualmente, a maior parte proveniente dos depósitos de hidrocarbonetos do Pré-Sal ao largo dos estados do Rio de Janeiro, Espírito Santo e São Paulo. Em termos regulatórios, a propriedade dos hidrocarbonetos (incluindo gás) pertence à União e a sua exploração é concessionada através do regime jurídico de concessão e partilha de produção através do Ministério de Minas e Energia, nos termos da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010. A atividade de exploração de gás natural é regulada e fiscalizada pela ANP. A atividade de extração de gás natural é feita, essencialmente, pela Petrobrás, empresa estatal de economia mista de exploração, produção, refinamento, comercialização e transporte de produtos petrolíferos, gás natural e derivados. Em termos de volume de produção, verifica-se nos últimos anos uma tendência de aumento da produção: em 2018, a produção situava-se em 43,8 mil milhões de m³/ano; em 2022, a produção situava-se em 50,3 mil milhões de m³/ano. Em termos regulatórios, a exploração de gás natural é concessionada através do regime jurídico de concessão e partilha de produção através do Ministério de Minas e Energia, nos termos da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010. A atividade de exploração de gás natural é regulada e fiscalizada pela ANP. Nos termos da lei citada, a fixação do preço do gás natural na fase de extração e produção não é regulada.

No **Chile**, o gás natural é explorado na *Cuenca de Magallanes*. Em termos regulatórios, a propriedade dos hidrocarbonetos pertence ao Estado chileno e a sua exploração é autorizada pelo governo nacional através de contratos especiais. A extração de gás natural é baixa em relação ao consumo nacional. No entanto, em termos de volume, há também uma tendência de aumento da produção: em 2018, a produção chilena de gás natural foi de 1.067 milhões de m³/ano e em 2022 foi de 1.234 milhões de m³/ano. Em termos regulamentares, as instituições encarregadas de regular e supervisionar a atividade extractiva são o Ministério da Energia e o Serviço Nacional de Geologia e Minas, sob a tutela do Ministério das Minas. A

atividade extractiva é realizada através de contratos especiais de exploração. O preço do gás natural nesta fase da cadeia de valor não é regulado.

Na **Costa Rica**, não existe exploração de gás natural, em virtude de uma moratória à exploração de gás natural, fixada pelo Decreto Ejecutivo n° 41578-MINAE, até 31 de dezembro de 2050. Contudo, a existir no futuro, em termos regulatórios a propriedade dos hidrocarbonetos pertence aos Estado e a exploração seria feita através do mecanismo jurídica da concessão. Em termos institucionais, a entidade responsável pela concessão, regulação e fiscalização da atividade de exploração de gás natural é o Ministério do Ambiente e Energia. Não existe atividade de extração de gás natural em virtude de uma moratória à exploração de gás natural, fixada pelo Decreto Ejecutivo n° 41578-MINAE, até 31 de dezembro de 2050. Contudo, a existir no futuro, a extração e gás natural seria regulada e fiscalizada pelo Ministério do Ambiente e Energia, sujeita aos poderes regulatórios deste Ministério que constam da Lei N°7152.

Em **El Salvador** não existe exploração nem extração de gás natural, nem existe regulação específica da atividade. Estudos exploratórios realizados no passado sobre a existência do recurso não são conclusivos, no entanto, com a publicação do Decreto Legislativo n.º 923, de 3 de janeiro de 2024¹⁴, foram aprovadas alterações à Ley de Hidrocarburos, nomeadamente o seu nome, passando a designar-se Ley de Exploración y Explotación de Yacimientos de Hidrocarburos, e permite-se a realização de estudos geológicos e geofísicos com o objetivo de se proceder à exploração do recurso.

Em **Espanha**, a Lei 7/2021, de 20 de maio, relativa às alterações climáticas e à transição energética, estabeleceu a proibição da concessão de novas autorizações de prospeção, autorizações de pesquisa de hidrocarbonetos ou concessões de exploração de hidrocarbonetos em todo o território nacional. A produção interna em 2022 foi de apenas 333 GWh (0,07% da procura nacional), principalmente a partir do campo de Viura (La Rioja).

No **México**, no caso dos hidrocarbonetos sólidos, líquidos e gasosos do subsolo, a propriedade da Nação é inalienável e imprescritível. A Nação desenvolve as atividades de exploração e extração de petróleo e outros hidrocarbonetos através de atribuições a empresas produtivas estatais ou através de contratos com estas ou com particulares. Para cumprir o objetivo destas atribuições ou contratos, as empresas produtivas

¹⁴ Diario Oficial No. 6 Tomo No. 442, de 10 de janeiro de 2024. Disponível em <https://imprentanacional.gob.sv/servicios/archivo-digital-del-diario-oficial/>

do Estado podem contratar com particulares¹⁵. A assignação consiste num ato jurídico-administrativo mediante o qual o executivo federal outorga exclusivamente a um signatário empresa privada ou estatal (atualmente o signatário é a empresa estatal Petróleos Mexicanos) o direito de realizar atividades de exploração e extração de hidrocarbonetos na área geográfica assignada, por um período de tempo determinado. Compete à Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) estabelecer as condições económicas inerentes aos contratos e determinar as variáveis pertinentes para a adjudicação dos processos de licitação, promovendo o cumprimento dos termos previstos na [Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos](#). Compete ao Servicio de Administración Tributaria (SAT) a fiscalização sobre o cumprimento da referida lei com o objetivo de verificar o correto pagamento das prestações ao Estado que depois o Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo se encarrega de administrar e redistribuir.

No **Panamá** não existe prospeção de gás, sendo que a propriedade dos hidrocarbonetos (a existir) seriam do Estado, tutelados e fiscalizados pelo Ministério de Comércio e Indústrias, nos termos da Lei n.º 8 de 16 de junho de 1987¹⁶, que prevê a fixação de direitos de prospeção, exportação, refinação, transporte, armazenamento e comercialização através da outorga de contratos especiais, designados por “contratos de operation”¹⁷. Considerando não existir prospeção, nem extração de gás natural não existe preço definido para esta atividade.

O **Peru** destaca-se como um dos grandes produtores de gás natural da América Latina. A exploração e extração de gás natural está a cargo da Perupetro, S. A., empresa estatal responsável pela exploração e extração de hidrocarbonetos no Peru. Em termos regulatórios, as atividades de exploração e extração de gás natural são reguladas pela OSINERGMIN. No que diz respeito à propriedade dos hidrocarbonetos, nos termos da Constituição peruana, os mesmos são propriedade do Estado. No entanto, nos termos da Lei dos Hidrocarbonetos peruana (Ley nº 26221 de 13 de agosto de 1993), a propriedade dos hidrocarbonetos quando extraídos do solo é concedida à empresa estatal Perupetro, para efeitos de concessão de exploração e extração. A concessão da exploração e extração de hidrocarbonetos é feita através de contratos de licença ou serviços, também nos termos da Ley nº 26221. Uma vez extraídos do subsolo, os

¹⁵ Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. Artículo 27. <https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/CPEUM.pdf>

¹⁶ Disponível em <https://docs.panama.justia.com/federales/leyes/8-de-1987-jul-1-1987.pdf>

¹⁷ Nos termos da Lei n.º 8 de 1987, designa-se por “contrato de operación es el acuerdo celebrado entre el Estado y el contratista, el que será sometido a la aprobación o improbación de la Asamblea Legislativa, previamente a la realización de las actividades de exportación de yacimientos de petróleo, asfalto que se encuentre en su estado natural, gas natural y demás hidrocarburos; las de refinación; las de transporte por oleoductos, poliductos y gasoductos; y las de almacenamiento, comercialización y exportación de las sustancias explotadas o refinadas.

hidrocarbonetos tornam-se propriedade do licenciário. Neste momento existem em operação 11 campos de exploração e extração de gás natural, a maioria localizados em Piura, no norte do país, mas com importantes campos também em Madre de Dios e uma plataforma offshore. Estes campos são explorados por um conjunto bastante diversificado de operadores económicos.¹⁸ Em termos regulatórios, o preço do gás natural extraído não é regulado com exceção dos lotes de gás provenientes de reservas provadas, aos quais se aplica um preço máximo.

Em **Portugal** não existe exploração, nem extração, de gás, por inexistência de recursos em território nacional.

Na **República Dominicana** a lei prevê a possibilidade de prospeção e exploração de hidrocarbonetos, incluindo o gás natural, sendo a sua propriedade (a existir) do Estado¹⁹. A lei prevê a fixação de direitos de prospeção e exploração de hidrocarbonetos através de contratos de concessão, cuja regulação e fiscalização seriam responsabilidade do Ministério de Energía y Minas. Considerando não existir prospeção, nem extração de gás natural não existe preço definido para esta atividade.

No **Uruguai**, o regulador refere a existência de prospeção de gás natural não sinalizando a existência de explorações ativas de gás natural, sendo que todos os hidrocarbonetos são da propriedade do Estado. A prospeção é uma atividade regulada através de contratos de produção partilhada (PSA), pelo Ministério. Os normativos relevantes para esta matéria são: a Ley de Hidrocarburos (Ley 1418-1974), o Código de Minería (Ley 15242-1982) e o Decreto 119/019 que aprova o regime de apresentação de ofertas para a realização das atividades de prospeção e exploração de hidrocarbonetos.

3.2 TERMINAIS DE GÁS NATURAL

A figura seguinte resume as características da regulação dos terminais de GNL nos diferentes países.

¹⁸ <https://www.offshore-technology.com/data-insights/natural-gas-in-peru/?cf-view> (acedido a 22/05/2024).

¹⁹ Nos termos definidos pela Ley núm. 4532 y el Decreto núm. 83-16, modificado por el Decreto núm. 164-21, acessível em <https://eitird.mem.gob.do/otorgamiento-de-derechos-de-hidrocarburos/>.

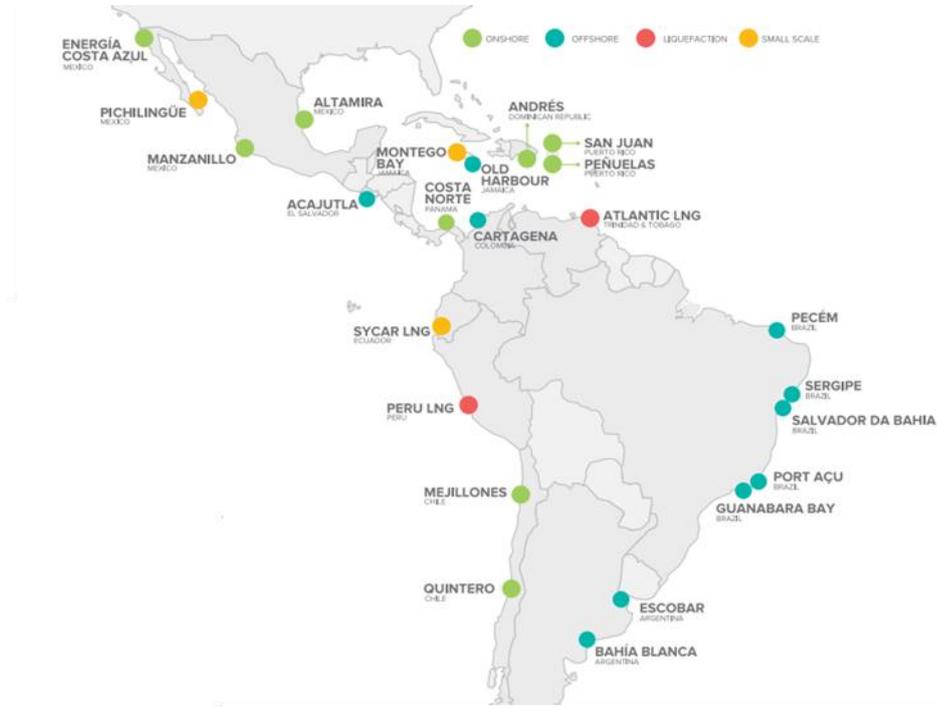
Figura 3-5 – Características da regulação dos terminais de GNL

País	Regime	Método de regulação	Regulador aprueba preço e metodologias?	Serviços prestados
 Argentina	Exploração Pública			Regaseificação, Armazenamento
 Brasil	Autorização		Não	Regaseificação, Armazenamento
 Chile	Sem regulação		Não	Regaseificação, Carga de navios, Armazenamento, Carga de Cisternas
 Costa Rica	Concessão		Metodologia	
 El Salvador	Concessão			Regaseificação, Armazenamento
 Espanha	Concessão	Taxa de Rendimento	Sim	Receção, Armazenamento, Regaseificação, Carga de cisternas, Carga de navios, Transshipment e Liquefação
 México	Autorização de acceso aberto	Preços Máximos	Sim	Regaseificação, Armazenamento (Terminais futuros: liquefação)
 Panamá	Concessão Contrato de Operação		Não	Regaseificação, Carga de navios, Armazenamento, Carga de Cisternas
 Peru	Contrato	n.a.	Não	Liquefação, Carga de navios, Armazenamento, Carga de Cisternas
 Portugal	Concessão	Taxa de Rendimento Precos Máximos	Sim	Regaseificação, Carga de navios, Armazenamento, Carga de Cisternas, Arrefecimento
 Rep. Dominicana	Licença Concessão			Regaseificação, Armazenamento, Carga de Cisternas
 Uruguai	n.a	n.a	n.a	n.a

A figura seguinte apresenta a localização geográfica dos terminais de GNL existentes na América Latina e Caraíbas, em finais de 2022, num total de 22, caracterizados por tipologia. Estão planeados, ou em construção, mais terminais principalmente unidades off-shore, flutuantes, de armazenamento e regaseificação ²⁰.

²⁰ Em inglês, Floating Storage Regasification Units (FSRU).

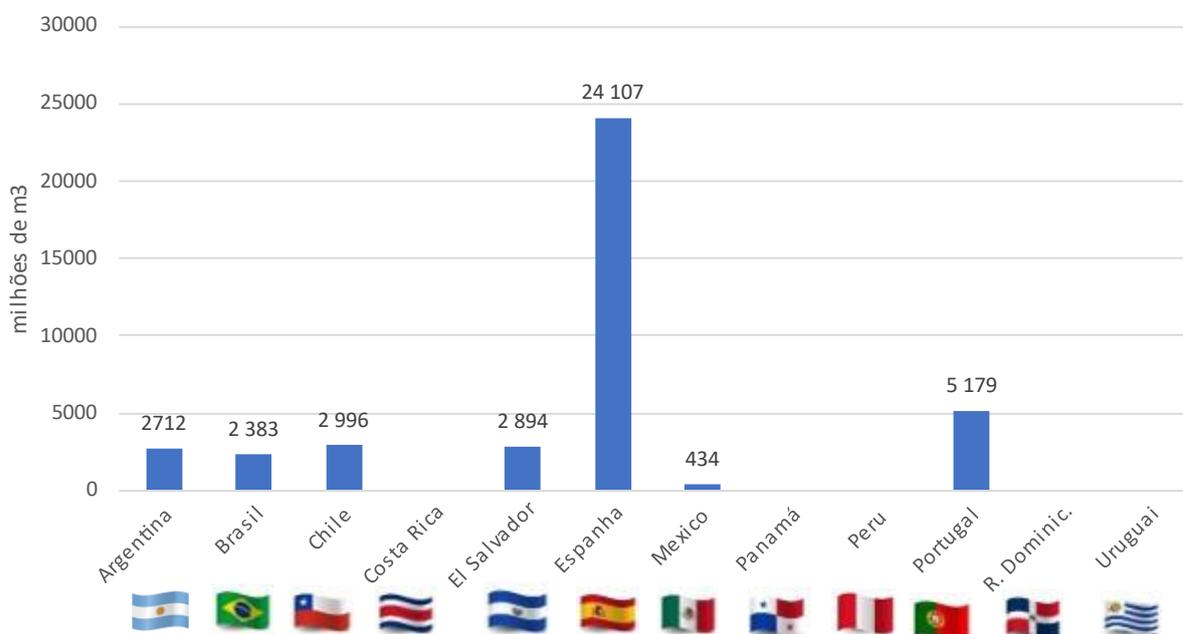
Figura 3-6 – Terminais de GNL na América Latina e Caraíbas



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

A figura seguinte apresenta as quantidades regaseificadas em cada país, conforme informação remetida pelos países incluídos no estudo.

Figura 3-7 – Regaseificação de GNL nos terminais, 2022



Argentina

Na Argentina existem atualmente dois terminais de GNL (Escobar e Bahia Blanca), operados em parceria pela empresa de capitais mistos público-privados YPF e pela empresa pública ENARSA, oferecendo serviços de regaseificação e armazenamento de GNL. Atualmente, esta atividade é financiada pelo Estado e não está sujeita a condições de mercado nem a regulação económica. Planeia-se futuramente transferir esta atividade para um sistema de acesso regulado. A regulação que existe atualmente limita-se a regulamentação técnica e de segurança. A supervisão desta atividade é assegurada pela Secretaria de Energia do Governo argentino.

Brasil

Todos os cinco terminais de GNL no Brasil são unidades flutuantes de armazenamento e regaseificação e, para além destas unidades, não existem instalações de armazenamento de GNL em terra. Em termos de volume de importação de GNL, depois de um ano bastante atípico em 2021, em 2022 foram importados e regaseificados 2 383,45 milhões de m³. Não existe exportação de GNL com origem no Brasil. A operação dos terminais de GNL é feita mediante autorização, em modalidade negociada com os operadores, e abrange apenas as atividades de regaseificação e armazenamento. Não existe regulação económica desta

atividade, apenas a fixação de regulação técnica de construção e operação dos terminais. A fiscalização do cumprimento desta regulação técnica cabe à ANP.

Chile

No Chile, existem dois terminais de GNL localizados nos municípios de Quintero e Mejillones, nas regiões de Valparaíso e Antofagasta, respetivamente, através dos quais o Chile importa GNL para consumo interno. Não há exportações de GNL com origem no Chile. Desde 2018, os volumes de regaseificação de GNL têm sido marcados por uma flutuação significativa no mercado chileno, tendo para esse ano um volume de regaseificação de 3.983 milhões de m³, atingindo um máximo de 4.119,46 milhões de m³ em 2021 e um mínimo de 2.996,39 milhões de m³ em 2022. Os terminais de GNL desenvolvem atividades de regaseificação, carregamento, armazenamento e gestão de stocks. Não existe regulação económica para a exploração dos terminais de GNL.

Costa Rica

A Costa Rica não possui terminais de GNL.

El Salvador

El Salvador possui um terminal de GNL, em Acajutla, que entrou em operação em 2022, do tipo flutuante, com uma capacidade de receção de 2,3 MTPA²¹. Trata-se de um projeto LNG-to-power, isto é, ancorado ao abastecimento a uma central de produção termoelétrica, Energía del Pacífico. O Terminal funciona sob um regime de concessão, desenvolvendo as atividades de receção, regaseificação e armazenamento de GNL. A sua atividade é regulada pela Dirección General de Energía, Hidrocarburos y Minas (DGEHM). O [Decreto Legislativo n.º 630](#), de 22 de maio de 2008, ²² que aprova a Ley de Gas Natural e cria o quadro normativo aplicável à receção, armazenagem, regaseificação, transporte, distribuição e comercialização de gás natural, estabelece disposições de livre acesso ao terminal.

Espanha

²¹ Fonte: [Natural Gas in the transition to low-carbon economies. The case for Latin America and the Caribbean](#). Abril de 2023. IGU, ARPEL e OLADE.

²² Diario Oficial n.º 115, 20 de junho de 2008.

Espanha conta com seis terminais de GNL em operação em 2022, todos off-shore, equitativamente dispersos ao longo da costa espanhola em Barcelona, Bilbao, Cartagena, Huelva, Mugardos e Sagunto. Em conjunto, oferecem uma capacidade de regaseificação de 1 915 GWh/dia e uma capacidade de armazenamento de 22 466 GWh. Além disso, a Espanha tem mais um terminal, El Musel, que, embora estivesse em estado de hibernação (não ativo) em 2022, entrou em funcionamento em meados de 2023. Esta unidade será utilizada principalmente para a prestação de serviços de logística de GNL, contribuindo para o reforço da segurança do aprovisionamento de gás na Europa. Este terminal tem uma capacidade de regaseificação de 223 GWh/dia e uma capacidade de armazenamento de 300 000 m³ de GNL.

A figura seguinte resume informação relativa aos seus terminais, em finais de 2022.

Figura 3-8 – Características dos terminais de GNL em Espanha

Terminal GNL	Operador	Armazenamento (m ³ GNL)	Regaseificação (GWh/dia)	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
Mugardos	Reganosa	300 000	115	266 000	2007
Sagunto	Enagás	600 000	279	267 000	2006
TOTAL		3 316 500	1 915	1 510 000	

Além das atividades de Receção, Armazenamento e Regaseificação, identificadas na tabela anterior, também são desenvolvidas as atividades de carregamento de cisternas, carregamento de barcos, transshipment e arrefecimento. Alguns destes serviços são prestados ainda de forma agregada (Receção + Armazenamento + Regaseificação, Armazenamento + Regaseificação, Receção + Armazenamento + Carregamento de barcos)

Os terminais espanhóis são responsáveis por uma grande parte da atual capacidade de armazenamento de GNL na União Europeia, representando 43% da capacidade de armazenamento de GNL da União Europeia.

O acesso de terceiros aos terminais é feito de modo regulado, conforme [Circular 8/2019](#) de 23 de dezembro de 2019, considerando a existência de um ponto virtual de balanço, tornado assim indistinto para o utilizador a localização física do terminal. A capacidade é alocada através de mecanismo de alocação baseada em mecanismos de mercado (leilões).

Os serviços de Armazenamento e Regaseificação podem ser contratados em base anual, trimestral, mensal, diária e intradiária.

A Circular 9/2019, de 12 de dezembro, da Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, definiu a metodologia a aplicar no cálculo da retribuição dos operadores dos terminais de GNL, entre 2021 e 2026, estabelecendo que a remuneração a obter deve ser tal que i) reflita o baixo risco da atividade, ii) assegure a recuperação do investimento durante o seu período de vida útil, iii) permita uma rentabilidade razoável aos recursos financeiros investidos, iv) conceda incentivos a uma gestão eficaz e melhoria da produtividade e, v) permita a recuperação dos custos de uma empresa com um nível de custos eficiente.

México

O México possui quatro terminais de GNL, localizados em Altamira, Manzanillo, Energía Costa Azul e Pichilingue, todos on-shore e operados através de autorização de acesso aberto. A figura seguinte apresenta algumas características dos referidos terminais.

Figura 3-9 – Terminais GNL no México

Terminal GNL	Operador	Capacidade 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		

Fonte: [IGU Word Energy Report - 2023 Edition](#)

Estão em construção, ou ainda em fase de planeamento, infraestruturas de liquefação através da conversão de unidades de regaseificação com o objetivo de abastecer de gás de xisto, proveniente do Estados Unidos da América, a hubs asiáticos.

Os terminais existentes prestam apenas serviços de regaseificação. Os preços e as metodologias de regulação são aprovados pelo regulador, a Comisión Reguladora de Energía (CRE).

Panamá

O mercado de abastecimento de gás natural no **Panamá** é constituído por um terminal²³, que iniciou a sua atividade em 2018²⁴, cujos utilizadores são os produtores de eletricidade (mercado interno). Trata-se de um pequeno mercado em fase inicial com um único operador, detido a 100% pela AES Corporation²⁵, e que opera o terminal através de concessão. O terminal foi desenvolvido em conjunto com a central elétrica de ciclo combinado adjacente, a AES Colón, operada pela AES Panamá, detida a 99,4% pela AES Panamá Corporation, com capacidade instalada de 381 MW ²⁶.

Em outubro de 2019, o terminal começou a funcionar a plena capacidade com a inauguração do tanque de armazenamento, que dispõe de 180 000 m³ de capacidade²⁷. Em setembro de 2021, foi noticiado que a AES estava a considerar a expansão das capacidades de regaseificação e distribuição do terminal ²⁸. Os planos preveem que o terminal da Costa Norte comece a fornecer gás à central elétrica de ciclo combinado de Gatún, com capacidade instalada de 670 MW, uma vez concluída em 2024 ²⁹.

O terminal presta serviços de regaseificação, carregamento de navios, armazenagem e carregamento de cisternas. Destes serviços, apenas o carregamento de navios e cisternas e a armazenagem são serviços regulados, embora sem a fixação de preços, nem de metodologia para a sua aprovação. As entidades responsáveis pela regulação e fiscalização da atividade do terminal são o Ministério de Comércio e Indústrias e a Secretaria da Energia, de acordo com a Lei n.º 8 de 1987 e o Decreto de Gabinete 36, na redação vigente.

O volume de gás natural liquefeito importado pelo Panamá de 2018 a 2022, é o apresentado no quadro infra, os valores indicados estão em milhões de m³. O ano com maior volume de gás registou-se em 2019, que coincide com o início de atividade da central elétrica, com cerca de 9016 milhões de m³, verificando-se uma estabilização dos volumes consumidos em torno dos 5000 milhões m³.

²³ O Terminal de GNL Costa Norte, também conhecido como Terminal de GNL AES Colón.

²⁴ De acordo com informação disponível em https://www.gem.wiki/Terminal_de_GNL_Costa_Norte.

²⁵ De acordo com informação disponível em <https://www.offshore-energy.biz/aes-to-buy-49-9-stake-in-aes-colon-lng-plant/>.

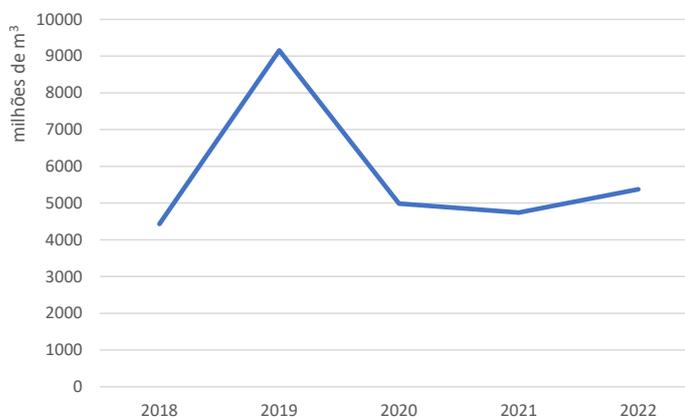
²⁶ De acordo com informação disponível em https://www.gem.wiki/Terminal_de_GNL_Costa_Norte

²⁷ De acordo com informação disponível em <https://www.offshore-energy.biz/aes-inaugurates-aes-colon-lng-storage-tank/>.

²⁸ De acordo com a informação disponível em https://www.centralamericadata.com/en/article/home/80_Million_in_Liquefied_Natural_Gas_Terminal.

²⁹ De acordo com informação disponível em <https://www.ge.com/news/press-releases/ge-secures-combined-cycle-power-plant-equipment-order-for-generadora-gatun-in-panama>.

Figura 3-10 – Importações de GNL Panamá



Peru

No Peru existe apenas um terminal de gás natural liquefeito, situado em Pampa Melchorita, Lima. Este terminal é operado pela Peru LNG e iniciou a sua operação em 2010. Tendo em conta o estatuto do Peru como país produtor de gás natural, este terminal é focado na exportação de LNG, oferecendo serviços de liquefação, carga de navios, carga de cisternas e armazenamento. Não existindo regulação económica desta atividade, a regulação destes serviços é essencialmente técnica. A operação do terminal é assim feita em base contratual. Em termos de liquefação para exportação, a operação deste terminal registou um pico em 2019, com 9,02 milhões de m³ de gás liquefeito, tendo verificado uma queda nos dois anos seguintes até 2021 com 5,95 milhões de m³. Em 2022, verificava uma recuperação para 7,89 milhões de m³.

Portugal

Em Portugal existe um terminal de gás natural liquefeito, situado na costa atlântica portuguesa, na zona industrial do porto de Sines, aproximadamente a 120 km a sul de Lisboa e compreende instalações portuárias de receção, descarga e recarga de navios metaneiros, instalações para expedição que configuram um entreposto do Terminal de GNL, três tanques de armazenamento de GNL, instalações de processamento de GNL e de despacho de gás natural para o gasoduto que liga o Terminal de GNL de Sines à rede de transporte de gás natural.

O Terminal é composto por (i) uma estação de acostagem para navios com uma capacidade de 40 000 a 216 000 m³ GNL com um tempo de descarga de aproximadamente 20 horas, (ii) três tanques de armazenamento com uma capacidade comercial de 390 000 m³ GNL e (iii) sete vaporizadores destinados

à regaseificação do GNL. O Terminal de GNL tem uma capacidade nominal de emissão de 900 000 m³(n)/hora, máxima de 1 350 000 m³(n)/hora e pode carregar até 36 camiões cisterna por dia.

A atividade do terminal está concessionada à empresa REN Atlântico, é exercida em regime de concessão de serviço público, em regime de exclusivo, pelo prazo máximo de 30 anos³⁰, não sendo permitido ao operador de terminal de GNL a aquisição de gás para comercialização.

As atividades prestadas pelo terminal estão sujeitas a regulação económica prevendo-se, como modalidades de retribuição da atividade a modalidade de taxa de rendimento e preços máximos, nos termos previstos pelo Regulamento Tarifário. Os processos de regaseificação do GNL, receção e armazenamento e de enchimento de camiões cisternas são atividades reguladas em conjunto, no que se refere à definição de proveitos permitidos para o operador, sendo-lhe aplicada uma metodologia de price-cap ao nível do OPEX e de rate-of-return ao nível do CAPEX.

A fixação das tarifas, quer a metodologia para a sua fixação são aprovadas pela entidade reguladora, a ERSE. Contudo, além do regulador, existem outras entidades com competências de fiscalização e regulação da atividade, designadamente a nível técnico e de segurança, como seja a Direção-Geral de Energia e Geologia e o Ministério do governo responsável pela energia, a nível da concorrência (a Autoridade da Concorrência) e ao nível do mercado de valores mobiliários através da CMVM (Comissão de Mercados e Valores Mobiliários).

A concessionária do terminal de Sines, a REN Atlântico, é uma empresa que é detida a 100% pela empresa REN - Redes Energéticas Nacionais, apresentando uma estrutura de Sociedade Aberta cotada em Bolsa. A REN - Redes Energéticas Nacionais é responsável por garantir o transporte de eletricidade e de gás, a gestão técnica global do Sistema Elétrico e do Sistema de Gás Natural, assim como a receção, armazenamento e regaseificação de Gás Natural Liquefeito e o armazenamento subterrâneo de gás natural. A sua estrutura acionista é a seguinte: 25% detida pela 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% ações próprias e 44,4% outros.

República Dominicana

³⁰ Artigo 15.º e 18.º do Decreto-Lei n.º 62/2020.

A República Dominicana dispõe de um terminal de LNG, localizado em Andrés, em Santo Domingo, com uma capacidade de regaseificação de 1.9 mtpa. A propriedade e a exploração do terminal são da empresa AES Corporation, tendo iniciado a sua atividade em 2003³¹. O projeto de construção deste terminal incluiu uma central elétrica a ciclo combinado com 300 MW, a instalação de uma unidade de regaseificação e uma extensão do gasoduto para uma central elétrica existente.

A importação de gás natural destina-se à produção de energia elétrica incluindo a central elétrica adjacente da AES Andrés e a central elétrica DPP Los Mina explorada pela Dominican Power Partners em Los Mina, 34 km a oeste. O fornecimento de gás às centrais elétricas da região de San Pedro Macorís, iniciou-se em 2020, após a construção dos 50 km do gasoduto Oriental³².

A capacidade instalada de geração de gás natural do país caribenho aumentou de 555 megawatts (MW) em 2011 para 1100 MW em 2023. Assim, o gás natural é responsável por quase metade da matriz energética nacional.³³

O terminal também fornece gás natural a clientes dos sectores industrial e dos transportes, não existindo, todavia, uma infraestrutura de rede de transporte e de distribuição de gás natural a clientes finais.

O terminal presta serviços de regaseificação, armazenagem e carregamento de cisternas. Destes serviços, apenas o carregamento de cisternas e a comercialização a terceiros são serviços regulados, embora sem a fixação de preços, nem de metodologia para a sua aprovação. As entidades responsáveis pela regulação e fiscalização da atividade do terminal são o Ministério da Indústria, Comércio e Mipymes³⁴.

O **Uruguai** não tem terminais de gás natural liquefeito.

³¹ De acordo com informação disponível em https://www.gem.wiki/Andr%C3%A9s_LNG_Terminal e "[2023 World LNG Report](#) (p 150)". IGU. July 2023.

³² De acordo com informação disponível em <https://www.argusmedia.com/en/news/2158007-domrep-converts-oilbased-power-to-gas>.

³³ Ver em <https://www.oc.do/Servicios/Reporte>. Em 2022, o gás natural correspondeu a 37,8% da energia primária para produção de eletricidade, de acordo com "[Informe anual de operaciones y transacciones económicas del año 2022](#)".

³⁴ <https://micm.gob.do/quienes-somos/>

3.3 TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

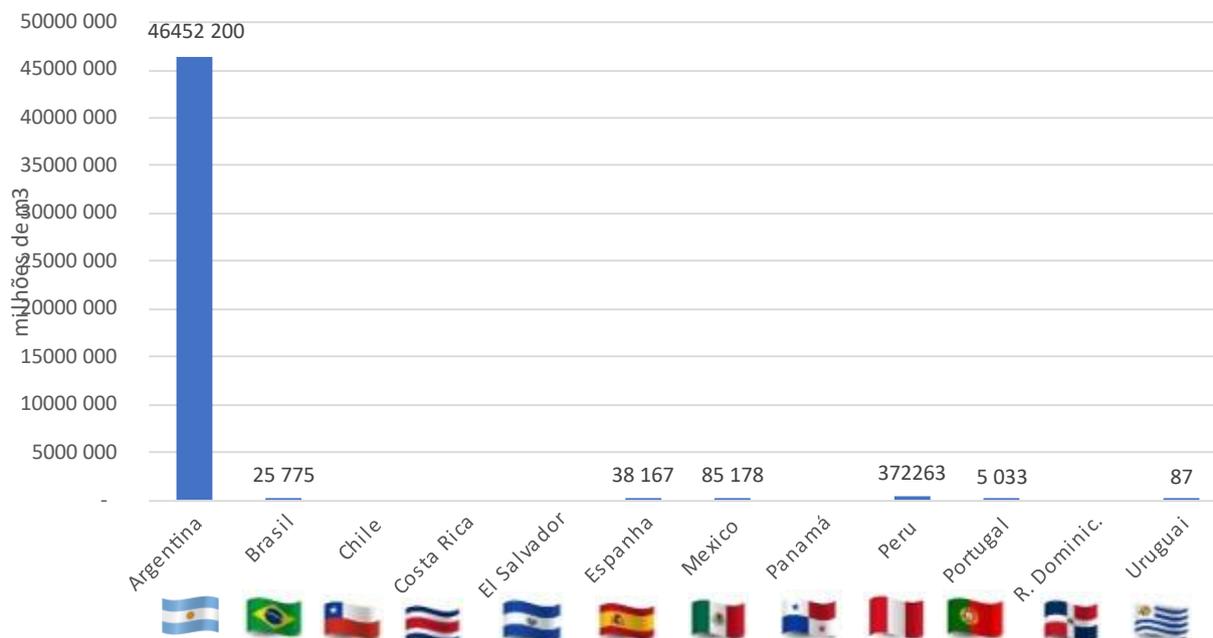
A figura seguinte resume as características de regulação das atividades de transporte, nos diferentes países.

Figura 3-11 – Características da regulação do Transporte de Gás Natural

País	Unbundling	Regime	Método de Regulação	Regulador aprova Preços e metodologia?	Livre acesso?	Coordenador de despacho?
 Argentina	Vertical e Horizontal	Licença, Concessão	Incentivos	Sim	Sim	Não
 Brasil	Vertical	Autorização	Incentivos	Sim	Sim	Não
 Chile	Não	Concessão		Não	Sim	Não
 Costa Rica	Não	Licença, Concessão		Metodologia	Não	Não
 El Salvador	Vertical	Concessão	Custos eficientes		Sim	Não
 Espanha	Vertical	Concessão	Taxa de Rendimento	Sim	Sim	Sim
 México	Vertical	Autorização de acesso aberto	Preços Máximos	Sim	Sim	Sim
 Panamá	Horizontal	Permiso		Sim	Não	Não
 Peru	Vertical	Concessão	Preços Máximos	Sim	Sim	Não
 Portugal	Vertical	Concessão	Taxa de Rendimento, Preços Máximos	Sim	Sim	Sim
 Rep. Dominicana	Não	Licença	Preços Máximos	Sim		
 Uruguai	Vertical	Concessão	Preços Máximos	Não	Sim	Sim

A figura seguinte apresenta os volumes de gás transportados em cada país, conforme informação remetida pelos países incluídos no estudo.

Figura 3-12 – Volume de gás transportado, 2022



Argentina

No que diz respeito à atividade de transporte de gás natural, a infraestrutura de transporte é operada por duas empresas privadas: a *Transportadora de Gas del Norte* e a *Transportadora de Gas del Sur*, ambas nascidas da privatização da empresa estatal de gás em 1992. Estas empresas operam partes da rede de transporte de gás argentina mediante licenças atribuídas pelo Governo nacional, através da Secretaria de Energia. A Regulação económica desta atividade é feita pela ENARGAS, que fixa não só a metodologia como as tarifas aplicáveis ao transporte de gás. A metodologia de regulação aplicada ao transporte é a de regulação por incentivos do tipo *price cap*. Estes operadores da rede transporte estão sujeitos a obrigações de *unbundling* horizontal e vertical e está estabelecido o livre e não-discriminatório acesso à infraestrutura de transporte. Não existe um coordenador de despacho na atividade de transporte de gás natural.

Figura 3-13 – Rede de Transporte de Gás, Argentina



Fonte: [EIA](#).

Brasil

No mercado doméstico, existem quatro empresas que desempenham atividades de transporte de gás natural: Transportadora Associada de Gás, S.A (presente nas regiões Norte, Nordeste e Sudeste, dispõe de capacidade de movimentação de gás natural de 74,67 milhões de m³/dia); Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia Brasil, S. A. (opera através do gasoduto Bolívia-Brasil e no transporte de gás nas regiões Centro-Oeste, Sudeste e Sul, transportando cerca de 30 milhões de m³/dia de gás natural); GasOcidente do Mato Grosso Ltda (opera o trecho do gasoduto Bolívia-Brasil que liga ao estado de Mato Grosso do Sul, com um volume de 5,74 milhões de m³/dia); e Nova Transportadora do Sudeste (atua nos estados de Rio de Janeiro, Minas Gerais e Espírito Santo, com capacidade de transporte de 158,2 milhões de m³/dia). Em termos regulatórios, o transporte de gás natural no Brasil está sujeito a regras de *unbundling* vertical em relação a outras atividades relacionadas com o mercado de gás. A operação de redes de transporte de gás carece de autorização por parte da ANP e a atividade está sujeita a um tipo de regulação econômica por incentivos: a Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021 (Lei do Gás) estabelece um modelo de regulação baseado em proveitos máximos anuais com base num modelo de eficiência de operação. O acesso às redes de transporte é livre e as taxas de acesso (metodologia de cálculo e valor concreto) são determinados pela entidade reguladora. Não existe um coordenador de despacho para a rede de transporte de gás natural.

Chile

O transporte de gás no Chile não está interligado e, por conseguinte, cada um dos gasodutos existentes está ligado a uma fonte de abastecimento, quer a partir dos terminais de GNL existentes, quer através de gasodutos provenientes de fontes de produção nacionais ou internacionais. As empresas de transporte são Norandino, GasAtacama, Electrogas, GasAndes, Gasoducto del Pacífico, Innergy Transporte e ENAP Magallanes. Não existem regras de separação vertical ou horizontal aplicáveis às empresas que exploram redes de transporte de gás natural ou às que possuem redes para prestar serviços de sistema de distribuição. A exploração de gasodutos é autorizada por meio de uma concessão solicitada à Superintendência de Eletricidade e Combustíveis e estabelecida pelo Ministério da Energia chileno através de um decreto. A regulamentação económica da atividade de transporte de gás é definida pelo Decreto Supremo n.º 263 de 1995, que estabelece, entre outras coisas, o livre acesso aos gasodutos. As figuras abaixo ilustram as redes de gasodutos existentes em todo o território:

Figura 3-14 – Redes de transporte de gás natural na zona Norte do Chile

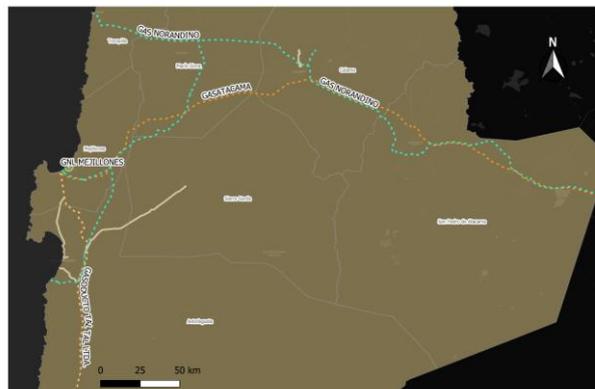


Figura 3-15 – Redes de transporte de gás natural na zona Centro do Chile

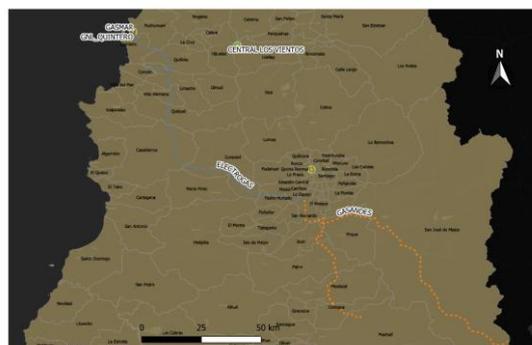


Figura 3-16 – Redes de transporte de gás natural na zona Centro Sul do Chile

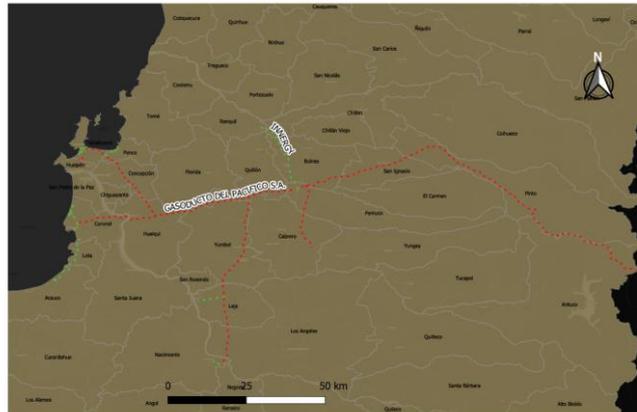
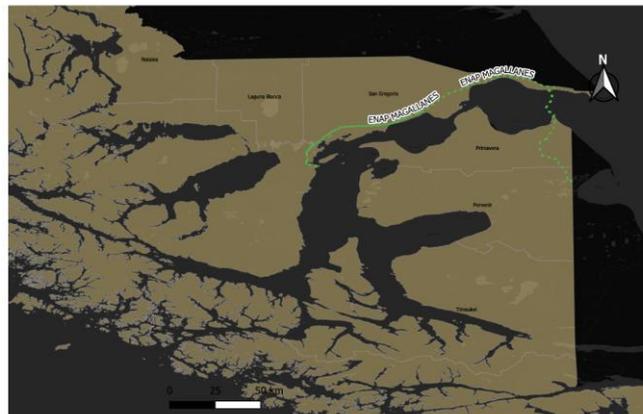


Figura 3-17 – Redes de transporte de gás natural na Região de Magallanes e Antártica Chilena.



Costa Rica

Na Costa Rica não existe atividade de transporte de gás natural.

El Salvador

Não existem redes de transporte de gás natural em El Salvador. No entanto, a Ley de Gas Natural [Decreto n.º 630/2008](#) de 20 de junho de 2008, prevê o normativo e a regulação da atividade de transporte definindo o sistema de transporte como a infraestrutura primaria de veiculação de gás natural por gasodutos, linhas laterais ou ramais, distinguindo entre o transporte por redes e o transporte por veículos motorizados. Cabe

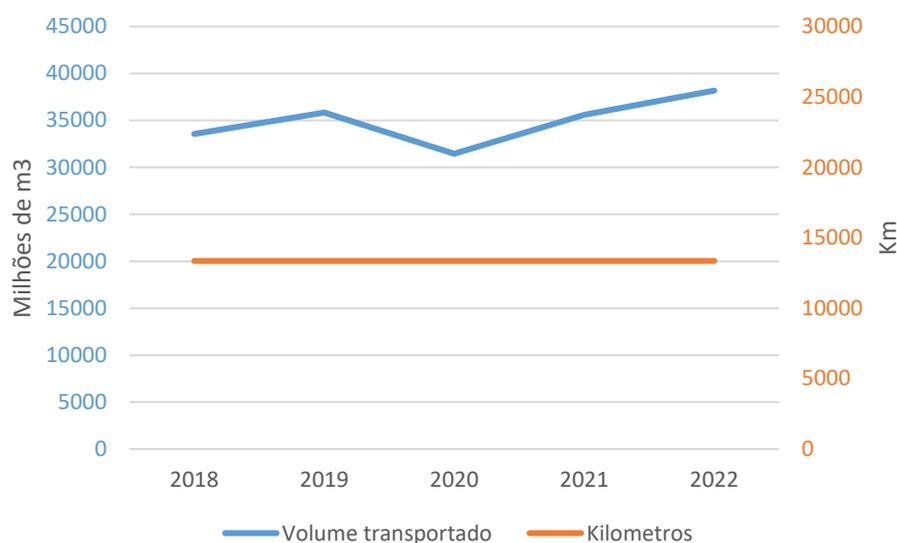
ao Ministério da Economia a atribuição³⁵, modificação, e revogação das concessões para a atividade do transporte, bem como a aprovação e publicação dos preços e tarifas aplicáveis. Cabe à Dirección General de Energía, Hidrocarburos y Minas (DGEHM) a emissão de parecer sobre os preços e tarifas e posteriormente a verificação da sua correta aplicação, a supervisão à atuação das empresas (no sentido do cumprimento das suas obrigações, execução do seu plano de investimentos e correta manutenção das suas instalações), e emissão de parecer relativamente às concessões. A atividade de transporte deverá ser separada de outras atividades como a distribuição e a compra e venda de hidrocarbonetos. No caso de as atividades não poderem ser desenvolvidas por empresas diferentes, pelo menos deverá ser mantido um unbundling contabilístico. Está previsto o livre acesso às redes de transporte de gás natural. A fixação das tarifas procura conceder incentivos ao concessionário a melhorar a sua eficiência, ao permitir que ele obtenha as receitas necessárias para cobrir os seus custos eficientes e uma rentabilidade razoável sobre o capital.

Espanha

A rede de transporte de gás natural em Espanha tem um total de 13 361 km, tendo transportado, em 2022, 38 167 milhões de m³ de gás natural. A atividade de transporte é desenvolvida pela Enagás, S.A., que além de operador do sistema de transporte é também o gestor técnico do sistema. Na figura seguinte pode observar-se a evolução da dimensão da rede de transporte desde 2018 até 2022.

³⁵ Por um prazo máximo de 30 anos.

Figura 3-18 – Volume transportado e dimensão da rede de transporte em Espanha



A rede de transporte em Espanha faz a ligação do gás que entra no país através de 16 pontos de entrada (6 interligações internacionais com Portugal, França, Argélia e Marrocos, 7 terminais de LNG ³⁶, 4 infraestruturas de armazenamento subterrâneo e 4 infraestruturas de produção) e 290 pontos de saída (4 interligações internacionais, com Portugal e Espanha, 4 infraestruturas de armazenamento subterrâneo, 1 unidade de produção e 275 pontos da rede de distribuição) ³⁷.

As tarifas e a sua metodologia de cálculo bem como a retribuição dos operadores são definidas e aprovadas pela Comisión Nacional de los Mercado e la Competencia (CNMC) ³⁸ e são aplicadas por ponto de entrada e saída, ou seja, é aplicado um preço quando o gás entra no sistema de transporte e outro preço quando o gás sai do sistema de transporte.

A Circular 9/2019, de 12 de dezembro, da CNMC, definiu a metodologia a aplicar no cálculo da retribuição dos operadores das redes de transporte, entre 2021 e 2026, estabelecendo que a remuneração a obter deve ser tal que i) reflita o baixo risco da atividades de transporte, ii) assegure a recuperação do investimento durante o seu período de vida útil, iii) permita uma rentabilidade razoável aos recursos

³⁶ O terminal de El Musel, que se encontrava em estado de hibernação, entrou em funcionamento em meados de 2023.

³⁷ Para maior detalhe consultar da rede de transporte Espanhola (e Europeia) veja-se:

https://www.entsog.eu/sites/default/files/2021-11/ENTSOG_CAP_2021_AO_1189x841_FULL_066_FLAT.pdf

³⁸ Conforme definido pelo Real Decreto-Ley 1/2019, de 11 de janeiro.

financieros investidos, iv) conceda incentivos a uma gestão eficaz e melhoria da produtividade e, v) permita a recuperação dos custos de uma empresa com um nível de custos eficiente.

México

Com a construção de gasodutos de interligações entre o México e os Estados Unidos da América, o México obteve acesso a grandes quantidades de gás (shale gas) produzido nos Estados Unidos da América a preços competitivos (representando mais de 70% do total).

A Comisión Reguladora de Energía (CRE) emite as autorizações para o exercício das várias atividades, nomeadamente da atividade de transporte e de distribuição, podendo ser revogadas em caso de incumprimento. A integração vertical está sujeita a restrições, evitando subsídios cruzados e situações monopolísticas, permitindo-se a integração horizontal do transporte sempre e quando permita ampliar a cobertura ou melhorar o serviço prestado.

Mais de metade da rede de gasodutos está integrada no Sistema Integrado Nacional de Transporte e Armazenamento de Gás Natural (Sistrangas). A Comissão Reguladora da Energia é a autoridade competente para determinar a integração das infra-estruturas públicas no Sistrangas, enquanto que para os sistemas privados de armazenamento e transporte essa integração é voluntária. O Sistrangas é gerido por um organismo público descentralizado da Administração Pública Federal, sob a tutela do Ministério da Energia, com personalidade jurídica e património próprios, o Centro Nacional de Controlo do Gás Natural (CENAGAS), cujas regras de funcionamento são emitidas pela CRE, em conformidade com os princípios de eficiência, transparência, objetividade e transparência estabelecidos na lei.

O Ministério da Energia é responsável pela publicação de um plano quinquenal de expansão de Sistrangas, proposto pelo CENAGAS, após parecer técnico da Comissão Reguladora da Energia. O plano quinquenal identifica os projetos a desenvolver e o CENAGAS é responsável pelo concurso daqueles que têm o carácter estratégico para a infraestrutura a desenvolver por terceiros e que devem cumprir determinados requisitos regulamentares, tais como permitir o livre acesso, restrições à integração vertical, preços e tarifas, qualidade do gás e outras obrigações.

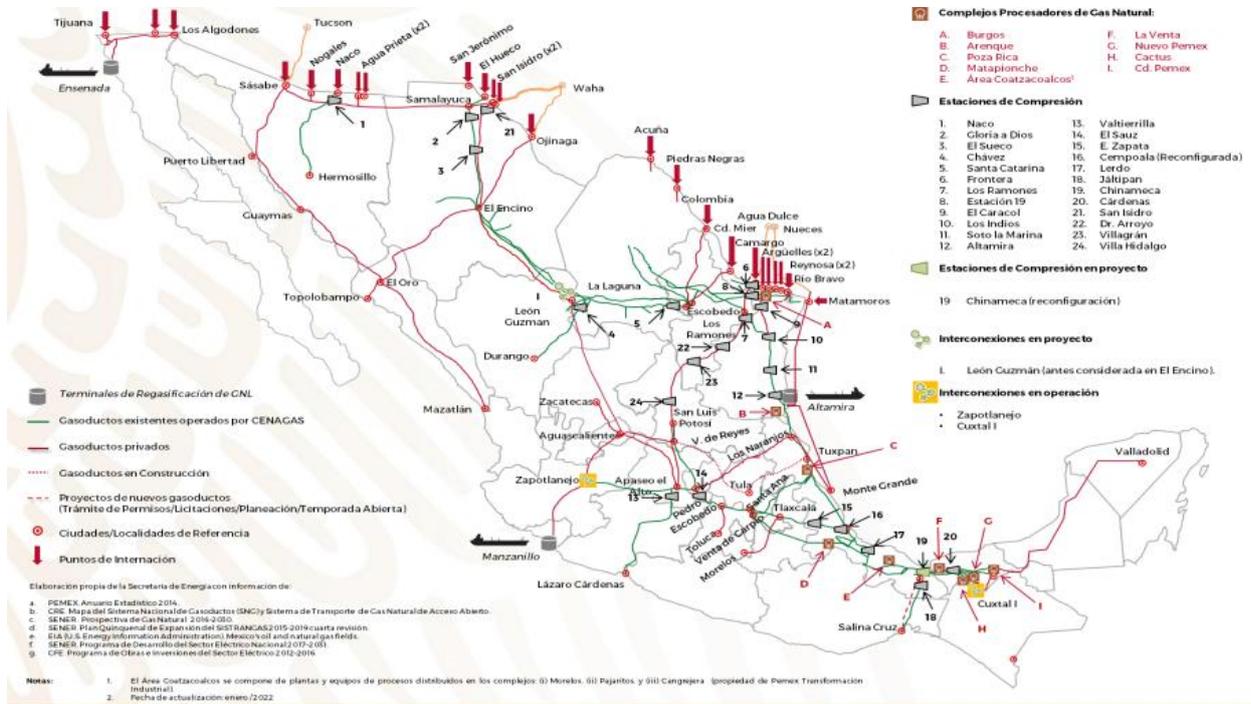
A maior parte dos gasodutos, bem como os tanques de armazenamento, equipamento de compressão, infraestruturas de liquefação, descompressão e regaseificação estão agregados no Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrados de Gas Natural (Sistrangas). A ligação à Sistrangas é obrigatória para as infraestruturas públicas, mas opcional para as privadas. A Sistrangas é gerida por um organismo público,

o Centro Nacional de Control de Gas Natural (CENAGAS), cuyas reglas operacionales são emitidas pela CRE, em obediência aos princípios de eficiência, transparência, objetividade e transparências previsto na Lei.

A Secretaria de Energía é responsável pela publicação de um plano de expansão de quinquenal que identifica os projetos a desenvolver, posteriormente licitados pela CENAGAS junto de empresas privadas (as empresas públicas apenas podem reservar uma fração) que devem cumprir determinados requisitos regulatórios como permitir o livre acesso, restrições à integração vertical, os preços e tarifas, a qualidade do gás e, demais obrigações.

A dimensão da rede de transporte aumentou cerca de 68% entre 2011 e 2023 passando de 11 347 km para 19 060 km. Também os pontos de interligação passaram de 16 para 24 (de 2 758 mmpcd para 9 000 mmpcd). A figura seguinte apresenta o mapa da rede de transporte, em 2023.

Figura 3-19 – Mapa da rede de transporte, 2023



Fonte: SENER – Secretaría de Energía ³⁹

Panamá

No mercado doméstico existem atualmente dois importadores-distribuidores. O transporte e a distribuição do gás natural são efetuados por meio de camiões que levam o gás às bombas dos produtores de eletricidade, pequenas indústrias e às estações de serviço. Não existem redes. A lei prevê a separação de atividades a nível horizontal, prevendo competências de aprovação de licenças pela Entidade Reguladora, embora sem concretização prática pela inexistência de redes. De notar, todavia, que o transporte por cisterna (camião) é regulado pela Secretaria de Energia de acordo com a Lei n.º 8 de 1987 e o Decreto de Gabinete 36, na redação vigente, sem fixação de preços regulado.

39

https://base.energia.gob.mx/dgaic/DA/P/SubsecretariaHidrocarburos/ProntuarioDeGasNaturalPetroquimicos/SENE_R_02_ProntuarioGNP_SEP23.pdf

A Secretaria de Energía publica um mapa interativo das infraestruturas de gás disponível em:

<https://www.google.com/maps/d/u/0/viewer?mid=1uLUYxcpPsDe3VtKzPpsSMYzVk6M&ll=26.11439187581666%2C-104.21517406701054&z=6>

Peru

Apesar do seu papel como produtor de gás, o transporte de gás natural por gasodutos é ainda bastante limitado. O único gasoduto de transporte de gás natural do país liga o campo de extração de gás natural de Camisea, na floresta amazónica, a Lima, capital do Peru, e Callao atravessando os Andes, numa extensão total de 730km. Existem projetos de expansão de rede de transporte também para o sul do país, mas ainda não concluídos. A rede de transporte é operada pela *Transportadora del Gas del Peru* (TGP).

Figura 3-20 – Rede de transporte e distribuição de Camisea



Em termos do modelo regulatório, verifica-se que existem normas de *unbundling* vertical e a operação da rede de transporte é autorizada mediante um processo de concessão, que envolve, em primeira linha, o regulador (OSINERGMIN) e o Ministério de Energia e Minas. Atualmente, a concessão da operação do gasoduto Camisea-Lima e Callao está considerada para um período de 33 anos, tendo começado a sua operação em 2004. O modelo de regulação da atividade de transportes é o de preços máximos e as tarifas, bem como as suas metodologias, são fixadas pelo regulador. É garantido o livre acesso à rede de transporte. Não existe coordenador de despacho.

Portugal

O transporte de gás natural em Portugal está concessionado à empresa REN - Gasodutos, que opera a Rede Nacional de Transporte de Gás, e é responsável pelo transporte entre as várias infraestruturas e pelo encaminhamento do gás em alta pressão até às centrais elétricas de ciclo combinado e outros grandes

consumidores industriais, assim como até aos pontos de entrega às redes de distribuição, a partir das quais são abastecidos a maioria dos consumidores finais. Existem ainda redes de distribuição ou consumidores isolados abastecidos a partir de Unidades Autónomas de Gaseificação que recebem GNL através de camiões-cisterna que são abastecidos no terminal de GNL.

A extensão total de gasodutos em Alta Pressão em Portugal é de 1375 km⁴⁰, sendo o concessionário responsável pelo Despacho, com o traçado apresentado na **!Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

Figura 3-21 – Traçado do gasoduto de alta pressão em Portugal



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

A concessionária do transporte de gás natural, a REN Gasodutos, é uma empresa detida a 100% pela empresa REN - Redes Energéticas Nacionais, apresentando uma estrutura de Sociedade Aberta cotada em Bolsa. A REN - Redes Energéticas Nacionais é responsável por garantir o transporte de eletricidade e de gás, a gestão técnica global do Sistema Elétrico e do Sistema de Gás Natural, assim como a receção, armazenamento e regaseificação de Gás Natural Liquefeito e o armazenamento subterrâneo de gás natural. A estrutura acionista é a referida infra, no ponto referente ao Terminal de GNL em Portugal.

⁴⁰ Mais informação em <https://www.ren.pt/pt-pt/atividade/gas>.

A concessão da atividade de transporte de gás tem como âmbito geográfico todo o território continental (não inclui os arquipélagos dos Açores e da Madeira) e é exercida em regime de exclusivo. A atribuição do direito de concessão está sujeita à realização de concursos públicos, nos termos definidos pela lei⁴¹, pelo prazo máximo de 30 anos.

O operador da rede de transporte é também responsável pela gestão técnica do sistema, cabendo-lhe entre outras ações, as funções de coordenação do despacho. Enquanto gestor do sistema, o operador tem de assegurar a execução do programa de exploração das infraestruturas do sistema nacional de gás natural e garantir a operação em tempo real da rede de transporte, ou seja, o equilíbrio da rede entre as entradas e as saídas.

Constitui obrigação do operador da rede de transporte proporcionar aos interessados, de forma não discriminatória e transparente, o acesso regulado às suas infraestruturas, baseado em tarifas aplicáveis a todos os clientes, nos termos do Regulamento do Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações e do Regulamento Tarifário, aprovados pela ERSE.

As modalidades de regulação económica aplicáveis à atividade são as de taxa de rendimento e preços máximos, aplicando-se uma metodologia de price-cap ao nível do OPEX e de rate-of-return ao nível do CAPEX. Como sucede com a atividade do terminal de GNL, quer a metodologia, quer as tarifas são aprovadas pela entidade reguladora, no [Regulamento Tarifário](#).

A atividade de transporte de gás está sujeita à regulação da ERSE, bem como do governo, no que respeita ao cumprimento do contrato de concessão, bem como de outras entidades, como sejam a Direção-Geral de Energia e Geologia, ao nível técnico e da segurança, a Autoridade da Concorrência e a CMVM, responsável pelos mercados e valores mobiliários, dado integrar uma sociedade aberta cotada em bolsa.

República Dominicana

Está em funcionamento o gasoduto Oriental que fornece gás natural do terminal de Boca Chica à região de San Pedro de Maocorís, com uma extensão total de 50 km. Não existe infraestrutura de transporte de gás a clientes finais. Não obstante, a lei prevê a possibilidade de regulação, definindo competências do Ministério para a definição da metodologia e a fixação de preços máximos.

⁴¹ Nos termos do artigo 16.º do Decreto-Lei n.º 62/2020.

A lei não exige a separação das atividades de transporte de gás natural das restantes atividades, e a atividade pode ser exercida por privados por intermédio de licença, da competência do Ministério da Indústria, Comércio e Mipymes. No questionário assinalou que existe regulação económica desta atividade, através da fixação de preços máximos, sendo que tanto a metodologia como os preços são aprovados e fiscalizados pelo referido Ministério.

Uruguai

Este país assinala a existência de transporte de gás natural, identificando a existência de separação vertical de atividades das restantes atividades de gás natural.

O transporte de gás natural é operado por intermédio de concessão, nos termos do disposto pelo Decreto Lei nº 78/099, cujas cláusulas do contrato de concessão foram aprovadas aprovados [Resolución s/n del 15-06-1998](#), e outorgadas pelo Ministério de Industria, Energía y Minería (MIEM).

O transporte de gás natural é realizado através do gasoduto Buenos Aires - Montevideú o qual permite que diferentes distribuidores forneçam gás para a geração de energia e para uso industrial, comercial e doméstico. O sistema é operado pelo Gasoducto Cruz del Sur S.A. (GCDS) estende-se desde Punta Lara, na Argentina, até Montevideú e seus arredores, no Uruguai, passando pelos departamentos de Colonia, San José, Canelones e Montevideú, abastecendo 18 localidades. Através deste gasoduto é transportado cerca de 95% do gás natural consumido no país, num gasoduto com cerca de 400 km de comprimento, correspondendo ao traçado da Figura 3-22.

Figura 3-22 – Traçado do Gasoduto Cruz del Sur, S.A.



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

A empresa GDS é uma empresa uruguaia composta por empresas nacionais e internacionais com experiência nas atividades de exploração, produção e distribuição de gás natural em vários países do mundo. Atualmente, o capital social da empresa está repartido por 4 accionistas, designadamente, 20 % da ANCAP (Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Pórtland, la compañía estatal uruguaya de hidrocarburos), 40% pela Shell, 30 % pela Pan American Energy e 10% pela Wintershall ⁴².

De acordo com o questionário em 2022 o fornecimento de gás natural ao Uruguay correspondeu a 86,6 milhões de m³, correspondendo ao total de gás natural importado e transportado pelo gasoduto.

A empresa GDS é a concessionária do projeto, construção e exploração do Gasoduto Buenos Aires - Montevideo por um período de 30 anos. Este sistema de transporte de gás natural está em funcionamento desde novembro de 2002.

A atividade de transporte de gás é regulada economicamente, por recurso a preços máximos, nos termos previstos pelo contrato de concessão. O acesso à atividade de transporte é livre, tendo a atual concessão resultado de um concurso internacional. A atividade de Despacho é realizada pelo próprio operador do gasoduto. O contrato de concessão estabelece a obrigação de fornecimento aos distribuidores e a obrigação de compra por estes ao gasoduto, existindo dois tipos de contratos de venda: contratos de transporte firme e contratos de transporte interruptível, cujas tarifas são fixadas por decreto do poder executivo ⁴³.

A instituição de regulação e fiscalização da atividade do operador de transporte de gás natural é o Ministério de Industria Energía y Minería (concedente) e o regulador, a Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA).

3.4 ARMAZENAMENTO DE GÁS NATURAL

Esta secção tem por objetivo caracterizar a atividade de armazenamento de gás natural, na forma de armazenamento subterrâneo, definido como um conjunto de cavidades, equipamentos e redes que permitem armazenar o gás em forma gasosa em cavidades ou depósitos subterrâneos especialmente

⁴² Fonte: <https://www.gcds.com.uy/>.

⁴³ A evolução dos preços dos dois tipos de contratos pode ser consultada em <https://www.gub.uy/unidad-reguladora-servicios-energia-agua/politicas-y-gestion/evolucion-tarifaria-0>.

construídos para esse fim ou noutros reservatórios subterrâneos, tais como reservatórios de hidrocarbonetos esgotados ou aquíferos, e posteriormente injetá-lo na rede de transporte através do mesmo interface de transferência de custódia.

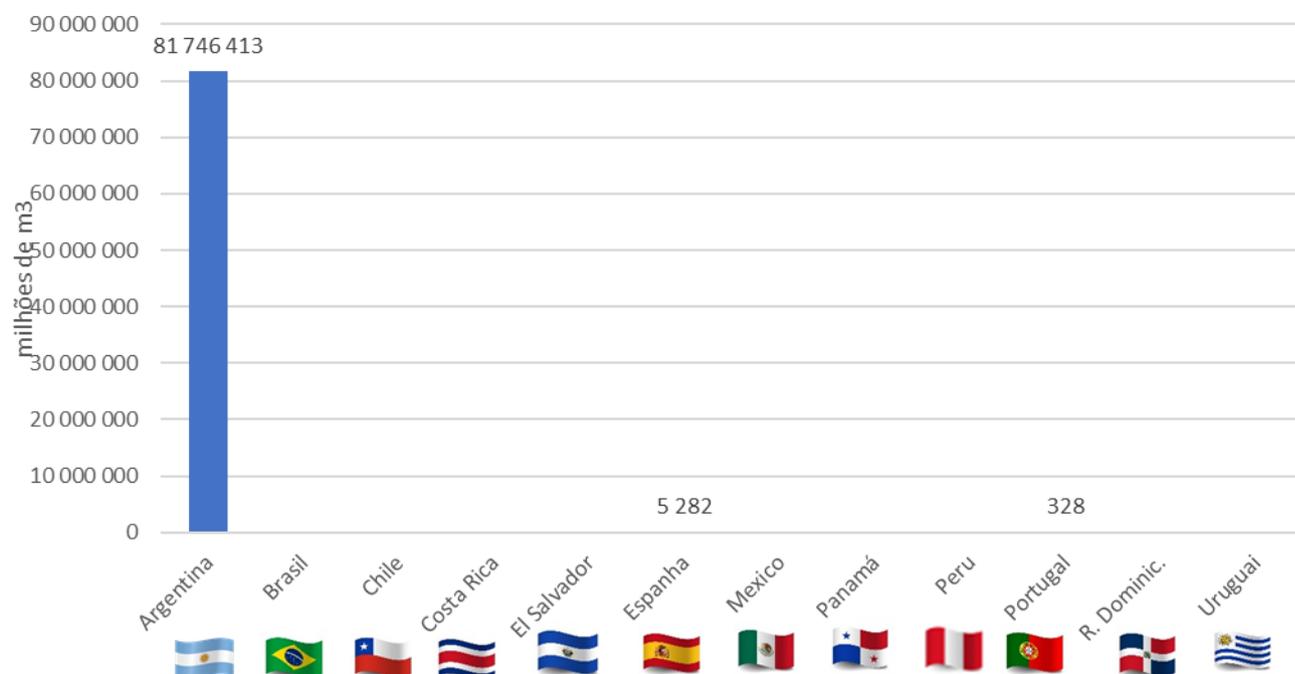
A figura que se segue resume as características da regulação desta atividade, nos diferentes países.

Figura 3-23 – Características da regulação do Armazenamento de Gás Natural

País	Unbundling	Regime	Método de Regulação	Regulador aprova Preços e metodologia?	Livre acesso?	Quotas de armazenamento?
 Argentina	Vertical	Autorização		Não	Não	Não
 Brasil	Não	Autorização			Sim	Não
 Chile	Não					
 Costa Rica	Vertical	Autorização especial		Não	Sim	Não
 El Salvador	Vertical	Licença			Sim	Sim
 Espanha	Vertical	Concessão	Taxa de Rendimento	Sim	Sim	Sim
 México	Vertical	Autorização de acesso aberto	Preços Máximos	Sim	Sim	Sim
 Panamá	Horizontal	Concessão		Não	Sim	Não
 Peru	Não					
 Portugal	Vertical	Concessão	Taxa de Rendimento, Preços Máximos	Sim	Sim	Sim
 Rep. Dominicana	Não	Licença				
 Uruguai	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a

A figura seguinte apresenta os volumes de gás armazenados em cada país, conforme informação remetida pelos países incluídos no estudo.

Figura 3-24 – Volume de gás armazenado, 2022



Apenas a **Argentina**, **Espanha** e **Portugal** desenvolvem a atividade armazenamento de gás natural subterrâneo.

Na **Argentina**, existem atualmente duas instalações de armazenamento subterrâneo de gás natural (*Diadema* e *Sur Río Chico*). Em termos regulatórios, a regulação deste setor ainda está a ser desenvolvida, existindo apenas autorizações para o exercício desta atividade. A ENARGAS exerce fiscalização desta atividades apenas em termos de condições de segurança.

Em **El Salvador** não existe a atividade de armazenamento de gás natural subterrâneo, sob a forma gasosa. É armazenado gás natural liquefeito, no único terminal que existe no país, em Acajutla, que entrou em operação em 2022. A Ley de Gas Natural, [Decreto Legislativo n.º 630](#)⁴⁴ (Art.º 7) estabelece que a atividade de construção de instalações de armazenamento de gás natural carece de autorização prévia concedida pela Dirección General de Energia, Hidrocarburos y Minas, sendo que se entende a referida atividade como a atividade de receção, acumulação em tanques estacionários, regaseificação e entrega do gás natural

⁴⁴ Diário Oficial n.º 115, 20 de junho de 2008.

liquefeito, conforme [Decreto n.º 93 – Reglamento Especial para Almacenamiento, Autoconsumo, Importación y Exportación de Gas Natural](#).

Espanha conta com quatro instalações de armazenamento subterrâneo (Gaviota - a maior, Serrablo, Yela, e Marismas) operadas pela Enagás, encontrando-se agrupadas numa unidade virtual de armazenamento. A sua localização pode ser visualizada na figura seguinte.

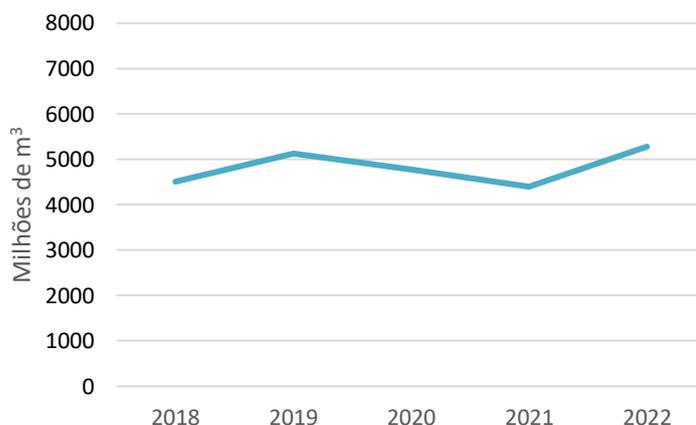
Figura 3-25 – Instalações de armazenamento subterrâneo



Fonte: GIE

Em conjunto, apresentam uma capacidade de injeção de 34,1 GWh/dia e uma capacidade de extração de 241,4 GWh/dia. A figura seguinte apresenta a evolução do volume armazenado agregado, entre 2018 e 2022.

Figura 3-26 - Volume de gás armazenado



Refira-se que a capacidade de armazenamento representa quase 10% do consumo anual de gás do país.

Além das infraestruturas de armazenamento subterrâneo, Espanha conta também com capacidade de armazenamento nos terminais de GNL, conforme referido em 3.2.

As tarifas aplicáveis ao armazenamento subterrâneo são definidas, anualmente, pelo Ministério para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, sendo a metodologia de cálculo dos custos dos sistema e a retribuição das empresas definidas pelo mesmo Ministério, conforme [Real Decreto 1184/2020](#), de 29 de dezembro, onde é estabelecido que a remuneração a obter deve i) refletir o baixo risco da atividade, ii) assegurar a recuperação do investimento durante o seu período de vida útil, iii) permitir uma rentabilidade razoável aos recursos financeiros investidos, iv) conceder incentivos a uma gestão eficaz e melhoria da produtividade repercutindo nos consumidores parte dos ganhos obtidos e, v) garantir a realização da atividade de forma segura e ambientalmente sustentável.

No **México** foram emitidas, pela CRE, quatro autorizações para a atividade de armazenamento, sendo uma das infraestruturas subterrânea (não construída) e as restantes três em terminais de GNL. Conforme estabelecido na [Resolución Núm. RES/899/2015](#), a Comisión Reguladora de Energía estabelece as condições em que devem ser prestados os serviços de armazenamento, bem como os preços e tarifas aplicáveis. Conforme estabelecido na Ley de Hidrocarburos, o acesso à infraestrutura deve ser aberto.

A capacidade de armazenamento no México é de apenas 2 dias, tendo sido recomendado ao Ministério da Energia que promova o desenvolvimento de infra-estruturas de armazenamento subterrâneo. O Ministério da Energia determina a política pública aplicável aos níveis de armazenamento e à garantia de

abastecimento de hidrocarbonetos e produtos petrolíferos. Em 2018, publicou a "Política Pública de Armazenamento de Gás Natural", que estabelece a obrigatoriedade de constituição de um mínimo de 5 dias de stock estratégico de gás natural, que será utilizável para o abastecimento nacional, para o qual será indispensável a autorização e instrução do CENAGAS, de acordo com as regras aprovadas pelo Conselho Coordenador do Setor de Energia.

No **Panamá** existe um único armazenamento de gás natural liquefeito, cuja operação foi concessionada, prevendo-se a separação de atividades a nível horizontal, e sujeito a regulação e fiscalização pelo Ministério de Comércio e Indústrias e a Secretaria da Energia, de acordo com a Lei n.º 8 de 1987 e o Decreto de Gabinete 36, na redação vigente. O preço dos serviços prestados não está regulado.

No **Peru**, não existe armazenamento de gás natural subterrâneo. O único armazenamento encontra-se no terminal de GNL de Pampa Melchorita.

Em **Portugal**, a atividade de armazenamento subterrâneo compreende a receção, a compressão, o armazenamento no subsolo e a despressurização e secagem do gás para posterior entrega à rede de transporte.

A atividade de armazenamento de GNL é efetuada pelo o Operador do Terminal de Sines (REN Atlântico), e está integrada no âmbito da atividade do terminal, como referido supra.

O Armazenamento Subterrâneo do Carriço é uma infraestrutura composta por seis cavidades de armazenamento de gás natural numa formação salina natural e uma instalação de superfície comum a todo o complexo, detida e explorada pela REN Armazenagem. A capacidade atual de armazenamento é de cerca de 335 Mm³. No que respeita à capacidade de movimentação da estação de superfície, esta é de 110 000 m³(n)/h na injeção e de cerca de 300 000 m³(n)/h na extração, valores nominais.

A atividade de armazenamento Subterrâneo é uma atividade concessionada, à empresa REN Armazenagem, igualmente detida a 100% pela empresa já referida no transporte e no terminal a REN – Redes Energéticas Nacionais⁴⁵.

⁴⁵ Informação sobre a organização societária disponível em <https://www.ren.pt/pt-pt/investidores/governo-da-sociedade>.

Nos termos da lei⁴⁶, este operador deve assegurar as condições técnicas para a constituição e manutenção de reservas de segurança quer para fins operacionais quer comerciais. A atividade de armazenamento está separada verticalmente das restantes atividades, tem como âmbito geográfico todo o território continental (não inclui os arquipélagos dos Açores e da Madeira) e é exercida em regime de exclusivo. A atribuição do direito de concessão está sujeita à realização de concursos públicos, nos termos definidos pela lei⁴⁷, pelo prazo máximo de 30 anos. As concessões de armazenamento subterrâneo de gás são exercidas em regime de acesso regulado ou em regime de acesso negociado de terceiros⁴⁸.

O acesso regulado é assegurado pela aplicação de tarifas aprovadas pela ERSE, nos termos do Regulamento Tarifário, aplicando-se uma metodologia de price-cap ao nível do OPEX e de rate-of-return ao nível do CAPEX. Quer a metodologia, quer a determinação dos preços da tarifa da atividade de armazenamento subterrâneo são aprovados pela entidade reguladora.

O acesso ao armazenamento subterrâneo de gás em regime negociado é baseado em preços negociados livremente, de boa-fé, entre o operador de armazenamento subterrâneo de gás e os utilizadores da respetiva infraestrutura, de dentro ou fora do território abrangido pela rede interligada, devendo funcionar segundo critérios objetivos, transparentes e não discriminatórios, em conformidade com o estabelecido na regulamentação da ERSE. O regime de acesso negociado de terceiros só pode ser atribuído se, cumulativamente:

- a) Não incidir sobre serviços auxiliares e unidades de armazenamento temporário relacionados com instalações de GNL necessários para o processo de regaseificação e subsequente entrega à rede de transporte;
- b) Não prejudicar o funcionamento eficiente do sistema regulado;
- c) Estiver técnica e economicamente justificada por estudos que demonstrem a probabilidade de existência de mercado para aquisição de serviços de armazenamento subterrâneo de gás em regime negociado;
- d) A atividade de armazenamento subterrâneo de gás a exercer em regime de acesso negociado for juridicamente separada de outras atividades do gás, incluindo o armazenamento em regime regulado.

⁴⁶ Artigo 24.º, n.º 1, al. a) do Decreto-Lei n.º 62/2020.

⁴⁷ Nos termos do artigo 16.º do Decreto-Lei n.º 62/2020.

⁴⁸ Nos termos do artigo 24.º, n.º 3 do Decreto-lei n.º 62/2020.

Conforme foi referido para as atividades do terminal de GNL e da rede de transporte, existem diversas entidades responsáveis pela fiscalização e regulação da atividade, em função das matérias em causa, designadamente pela Direção-Geral de Energia e Geologia, para questões técnicas e de segurança, a Autoridade da Concorrência, para questões relativas à concorrência, e a Comissão de Mercados e Valores Mobiliários, em virtude de pertencerem a empresas cotadas em bolsa.

Na **República Dominicana** o terminal de gás inclui um tanque de armazenamento de GNL de 160 000 m³ e três braços de descarga capazes de descarregar navios de GNL a um ritmo de 10 000 m³ por hora.⁴⁹. Está igualmente prevista a conclusão em 2023 das obras de aumento da capacidade de armazenamento no Terminal de GNL de Andrés de 160 000 m³ para 280 000 m³.

No **Brasil**, ainda não há instalações de armazenamento subterrâneo, mas existem projetos. Nos termos da Lei 14.134, de 8 de abril de 2021, é uma atividade e atividade autorizada pela ANP. O acesso de terceiros é livre e a regulação pode escolher se o acesso será regulado ou negociado.

3.5 DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

A figura seguinte resume as características da regulação da atividade de distribuição de gás natural, nos diferentes países.

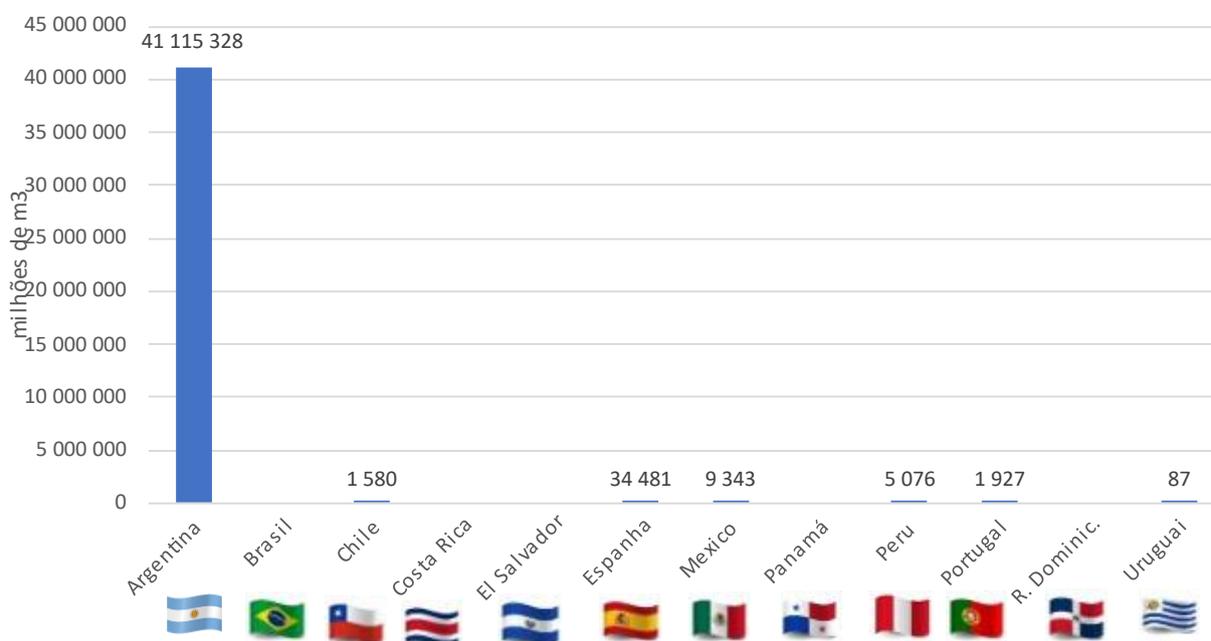
⁴⁹ De acordo com informação disponível em <https://www.mcdermott.com/What-We-Do/Project-Profiles/AES-LNG-Import-Terminal> e https://www.gem.wiki/Andr%C3%A9s_LNG_Terminal.

Figura 3-27 – Características da regulação da distribuição de gás natural

País	Unbundling	Regime	Método de Regulação	Inclui Comercialização?
 Argentina	Vertical	Licença	Incentivos	Sim
 Brasil	Não	Concessão		Sim
 Chile	Não	Concessão	Taxa de Rendimento	
 Costa Rica	Não	Concessão		
 El Salvador	Vertical	Concessão	Custos eficientes	
 Espanha	Vertical	Concessão	Taxa de Rendimento	Não
 México	Vertical	Autorização de acesso aberto	Preços Máximos	Sim, conforme o nível de consumo
 Panamá	Horizontal	Autorização especial		
 Peru	Vertical	Convênio Marco de Encargo Especial	Preços Máximos e Regulação por Incentivos	Sim
 Portugal	Vertical	Concessão, Licença	Taxa de Rendimento, Preços Máximos	Não
 Rep. Dominicana	Não	Licença	Preços Máximos	
 Uruguai	Vertical	Concessão	Preços Máximos	Sim

A figura seguinte apresenta os volumes de gás distribuídos em cada país, conforme informação remetida pelos países incluídos no estudo.

Figura 3-28 – Volume de gás distribuído, 2022



Na **Argentina**, a distribuição de gás está dividida em 9 zonas de distribuição, que são ainda divididas em subzonas tarifárias. Para a operação de rede de distribuição em cada uma das zonas, são atribuídas licenças pela ENARGAS para exercício desta atividade de forma exclusiva em cada uma das zonas de distribuição. Para além disso, a ENARGAS emite também autorizações para subdistribuição de gás, tipicamente para abastecimento de localidades por cooperativas, sendo que existem atualmente cerca de 60 destas autorizações. A atividade de distribuição inclui também a comercialização de gás no mercado retalhista e existem normas de *unbundling* vertical da atividade de distribuição em relação às restantes atividades. Em termos de regulação económica, esta é feita pela ENARGAS através da fixação quinquenal de tarifas máximas a aplicar a cada subzona tarifária. É estabelecido o livre acesso à infraestrutura de distribuição de gás natural.

No **Brasil**, a regulação da atividade de distribuição de gás natural é uma competência estatal. Por isso, não existe um sistema uniforme de regulação da distribuição de gás natural, mas, na prática, existem 27 sistemas de regulação de distribuição de gás natural, um para cada estado da União Federativa.

No **Chile**, o gás natural pode ser distribuído desde que as empresas tenham uma concessão para o distribuir. Os decretos de concessão às empresas distribuidoras são outorgados pelo Ministério da Energia. As concessões de distribuição não são exclusivas e pode haver concorrência entre os distribuidores de gás

natural e entre os distribuidores de outros tipos de combustíveis na mesma área de concessão. Não existem regras de separação vertical ou horizontal para as empresas que exercem actividades de distribuição de gás natural. Em termos de metodologia regulatória, a atividade de distribuição está sujeita a controlos de rentabilidade com a fixação de taxas máximas de rentabilidade, exceto para a região de Magallanes e Antártica Chilena, onde existe fixação de tarifas (preços máximos) através do modelo de empresa eficiente, de acordo com as disposições da DFL 323 (Lei de Serviços de Gás) de 1931 modificada pela Lei 20.999 de 2017.

Na **Costa Rica**, não existe distribuição de gás natural.

Em **El Salvador** não existem redes de distribuição de gás natural. No entanto, a Ley de Gas Natural [Decreto n.º 630/2008](#) de 20 de junho de 2008, prevê o normativo e a regulação da atividade de distribuição. Cabe ao Ministério da Economia a atribuição⁵⁰, modificação, e revogação das concessões para a atividade da distribuição, bem como a aprovação e publicação dos preços e tarifas aplicáveis. Cabe à Dirección General de Energía, Hidrocarburos y Minas (DGEHM) a emissão de parecer sobre os preços e tarifas e posteriormente a verificação da sua correta aplicação, a supervisão à atuação das empresas (no sentido do cumprimento das suas obrigações, execução do seu plano de investimentos e correta manutenção das suas instalações), e emissão de parecer relativamente às concessões. A atividade de distribuição deverá ser separada de outras atividades como o transporte e a compra e venda de hidrocarbonetos. No caso de as atividades não poderem ser desenvolvidas por empresas diferentes, pelo menos deverá ser mantido um unbundling contabilístico. Está previsto o livre acesso às redes de distribuição de gás natural. A fixação das tarifas procura conceder incentivos ao concessionário a melhorar a sua eficiência, ao permitir que ele obtenha as receitas necessárias para cobrir os seus custos eficientes e uma rentabilidade razoável sobre o capital.

Em **Espanha**, a rede de distribuição de gás natural compreende as linhas de pressão máxima de 16 bar, sendo realizada, em Espanha, por cinco empresas, Nedgia (Grupo Gas Natural Fenosa), Nortegas (Grupo EDP), Redexis gas, Gas Extremadura, Madrileña Red de Gas que operam nas localizações geográficas identificadas na figura seguinte.

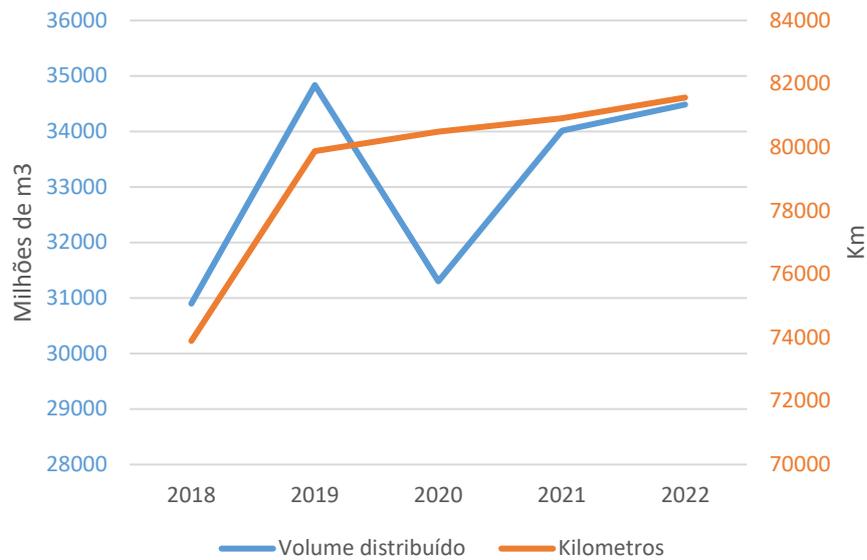
⁵⁰ Por um prazo máximo de 30 anos.

Figura 3-29 – Âmbito geográfico das empresas distribuidoras



Na figura seguinte podemos observar a evolução do volume de gás distribuído e do comprimento da rede de distribuição, de forma agregada considerando o total das empresas distribuidoras.

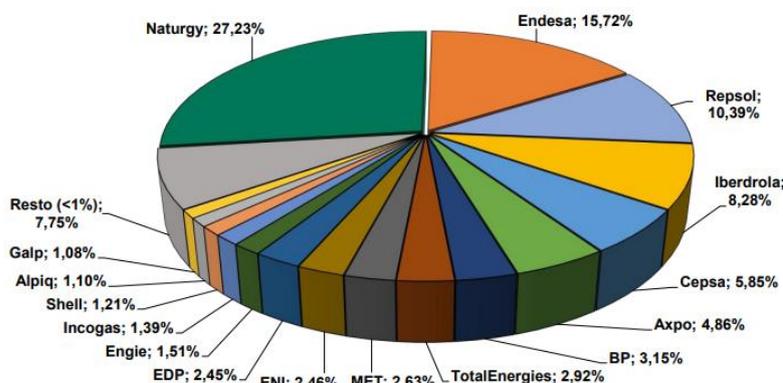
Figura 3-30 - Volume distribuído e dimensão da rede de distribuição em Espanha



O acesso às redes de distribuição é realizado de forma livre através de procedimentos de mercado transparentes. A atividade de distribuição de gás é uma atividade regulada pela CNMC, que aprova as tarifas aplicáveis. A [Circular n.º 6/2020](#), também aprovada pela CNMC, estabelece a metodologia de cálculo das referidas tarifas, na observância dos princípios de i) suficiência (as tarifas devem garantir a recuperação da retribuição da atividade), ii) eficiência (as tarifas devem incentivar a eficiência no consumo e evitar os subsídios cruzados entre grupos tarifários), iii) transparência e objetividade (metodologia e parâmetros tornados públicos), iv) não discriminação entre clientes que apresentem as mesmas características e, v) promoção da concorrência.

A atividade de Comercialização de gás natural tem um cariz eminentemente liberalizado, embora alguns aspetos estejam sujeitos a regulação, sendo desenvolvidas por empresas distintas das distribuidoras, embora possam fazer parte do mesmo grupo empresarial ⁵¹. No final de 2021 estavam registados 126 comercializadores de gás natural, que apresentavam as quotas de mercado evidenciadas na figura seguinte ⁵².

Figura 3-31 – Quotas de mercado por volume de vendas, 2021



Fonte: CNMC

Os três maiores comercializadores, Naturgy, Endesa e Repsol, têm uma quota de mercado, em termos de volume de vendas, de cerca de 53%.

⁵¹ Lista das entidades licenciadas para realização da atividade comercialização de gás natural em Espanha disponível em <https://sede.cnmc.gob.es/listado/censo/4>

⁵² Informe de supervisión de los mercados minoristas de gas y electricidad, CNMC, 11 de mayo de 2023. Disponível [aqui](#).

No **México**, a CRE emitiu 41 autorizações de distribuição, todas elas ativas, e 63 autorizações de comercialização, das quais 36 estão ativas, pelo que se trata de actividades em que existe concorrência.

Em 1995, ano em que foi realizada a reforma estrutural no sector do gás natural, que permitiu a abertura das actividades de transporte, armazenamento, distribuição, importação, exportação e comercialização de gás a entidades privadas, a integração vertical do Transporte e Distribuição foi restringida, obrigando a PEMEX a vender as suas redes de distribuição. Assim, foi implementada a desagregação horizontal da actividade de distribuição, liberalizando a actividade de comercialização para consumidores industriais e residenciais.

Posteriormente, em 2013, foi levada a cabo uma nova reforma que aprofundou a abertura das actividades na indústria do gás natural. Antes de 2013, um distribuidor servia os utilizadores finais e os comercializadores que, por sua vez, serviam os clientes domésticos, comerciais e industriais. Com a reforma, o distribuidor serve os utilizadores finais de baixo consumo, inferiores a 5 mil GJ/ano, e os comercializadores passam a servir todo o tipo de utilizadores. As distribuidoras não terão qualquer exclusividade, o que favorece a concorrência.

A reforma anunciou igualmente a liberalização do preço do gás natural em função da oferta e da procura. Além disso, é divulgada informação atempada e relevante sobre as condições diárias de transporte, preços e transações de compra e venda, de modo a facilitar a tomada de decisões, na expectativa de criar um mercado de gás natural competitivo.

Em linha com a reforma de 2013, a CRE aprovou em 2017 o acordo n.º A/070/2017 através do qual todo o território nacional é determinado como Zona Geográfica Única para efeitos de distribuição de gás natural, que entrou em vigor a 24 de janeiro de 2018. Antes deste acordo, existia apenas um distribuidor por Zona Geográfica de Distribuição (determinada pelo CRE), que comercializava para todos os tipos de utilizadores. A Zona Geográfica Única significa que todo o território mexicano é considerado como uma única zona para efeitos de distribuição de gás natural canalizado. Uma vez que não existem zonas geográficas exclusivas, os distribuidores podem oferecer os seus serviços nas regiões que considerem convenientes, de acordo com o seu plano de negócios, proporcionando aos utilizadores uma maior flexibilidade na distribuição de gás natural por gasoduto, promovendo uma maior cobertura, eliminando barreiras e fomentando a concorrência.

Panamá

A distribuição de gás natural realiza-se por intermédio de camiões que levam o gás às centrais elétricas, indústrias e estações de serviço. Não existem redes de distribuição de gás.

Peru

A atividade de distribuição de gás no Peru é ainda bastante limitada, tal como a atividade de transporte. Com o gasoduto que liga o campo de extração de Camisea a Lima e Callao, a área metropolitana de Lima e Callao é a única região do Peru servida com uma rede de distribuição. Atualmente, a operação desta rede de distribuição está concedida à *Gas Natural de Lima y Callao SA – Cálida*, no âmbito de uma concessão com a duração de 33 anos, tendo iniciado a sua operação em 2004.

Em termos regulatórios, importa frisar de que existem regras sobre o *unbundling* vertical entre a atividade de operação das redes de transporte e rede de distribuição, mas que não existe separação entre as atividades de distribuição e de comercialização. A concessão da operação das redes de distribuição é feita através de um instrumento designado na legislação peruana como *Convenio Marco de Encargo Especial*, na atribuição do qual estão envolvidas um conjunto de entidades públicas, em primeira linha o regulador e o Ministério de Energia e Minas. O modelo regulatório apresenta uma combinação de preços máximos com regulação por incentivos, com a identificação de custos eficientes. Tanto as tarifas como as metodologias tarifárias são estabelecidas pelo regulador.

Portugal

Em Portugal a atividade de distribuição regional de gás é exercida mediante a atribuição de concessão de serviço público, em regime de exclusivo nas áreas concessionadas. Por sua vez, a atividade de distribuição local de gás é exercida mediante a atribuição de licença em regime de serviço público, em regime de exclusivo nos polos de consumo licenciados⁵³. O prazo máximo das concessões de distribuição regional é de 30 anos e das licenças de distribuição local é de 20 anos⁵⁴.

A distribuição assegura o fluxo de gás, proveniente da rede de transporte de alta pressão (AP), nas redes em média (MP: entre 20 e 4 bar) e baixa pressão (BP: abaixo de 4 bar), até às instalações de consumo

⁵³ Nos termos do artigo 15.º do Decreto-Lei n.º 62/2020.

⁵⁴ Nos termos do artigo 41.º do Decreto-Lei n.º 62/2020.

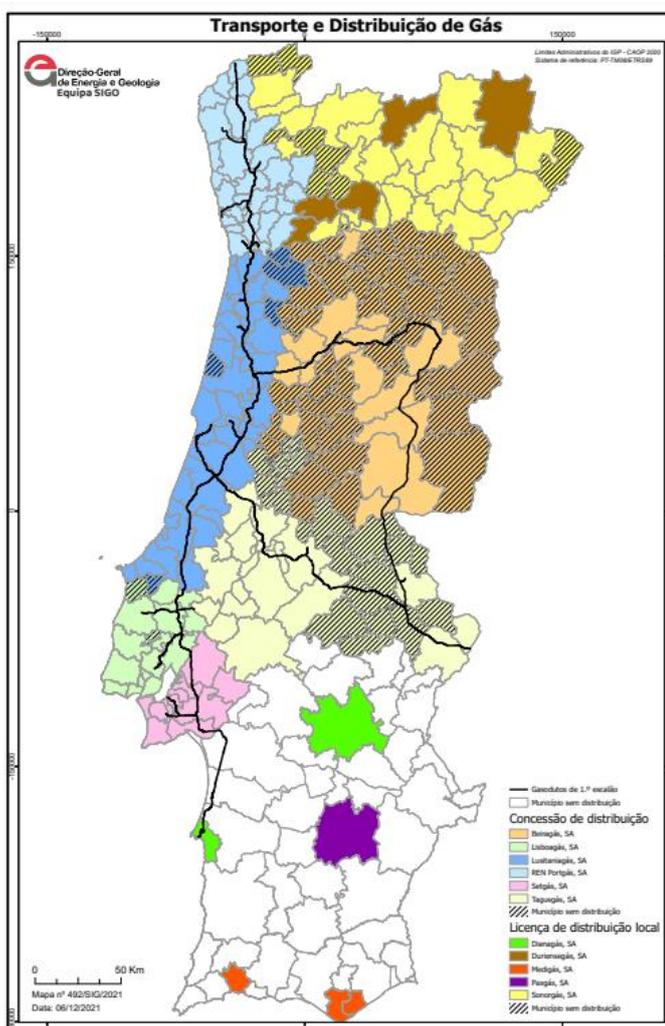
(pontos de entrega). Estas redes também se designam por redes interligadas, por oposição a outras redes de distribuição local, que são abastecidas por depósitos de gás natural liquefeito (UAG), fornecido por camião cisterna.

As redes de distribuição asseguram o trânsito do gás entre a rede nacional de transporte e os pontos de consumo industrial e doméstico (em MP e BP), em condições adequadas de qualidade de serviço.

Em Portugal, existem seis operadores das redes de distribuição (ORD) que atuam sob concessão regional e cinco operadores da rede de distribuição que operam através de licenças de distribuição local de gás natural.

A rede de distribuição de gás em Portugal, em 2022, apresentava uma extensão total de 20 781 km, tendo distribuído 1 927 milhões de m³.

Figura 3-32 – Mapa das áreas de distribuição de gás natural em 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>

A atividade de operadora da rede de distribuição deve ser separada da atividade de produção ou comercialização de gás. Os ORD com mais de 100 mil clientes (num total de 4 empresas, todas concessionárias de distribuição regional) têm separação jurídica da empresa, enquanto os restantes apenas têm separação funcional e de contas entre a atividade de distribuição e a atividade de comercialização de último recurso.

Em 2022, em Portugal eram fornecidos de gás natural um total de 1 600 mil clientes, com a seguinte desagregação, por distribuidor:

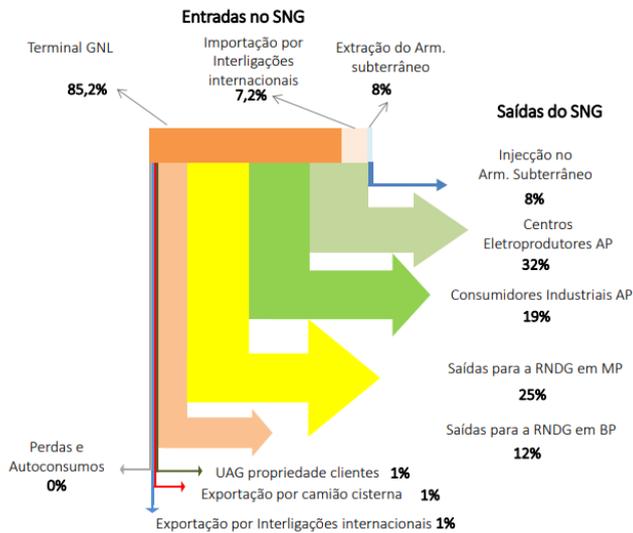
Figura 3-33 – Número de pontos de fornecimento, por distribuidor



Fonte: ERSE

A figura seguinte ilustra os fluxos de energia no SNG por pontos de entrada e pontos de saída.

Figura 3-34 - Fluxos de energia em Portugal, previstos para o ano gás 2022-2023



Fonte: [ERSE](#)

No que respeita à caracterização dos consumos, verifica-se que o consumo dos centros eletroprodutores e dos consumidores industriais em alta pressão é muito relevante, correspondendo a 51%, no conjunto do consumo nacional de gás. Igualmente salienta-se que os consumos verificados nas redes de distribuição

correspondem na maioria ao mercado industrial em média pressão (25%). Pelo que, em Portugal, o mercado residencial é residual do ponto de vista dos consumos. Outro aspeto relevante, pela sua particularidade na Península Ibérica, é a distribuição de gás a partir de Unidades Autónomas de Gás (UAG), abastecidas a partir de gás liquefeito no Terminal de GNL, por transporte rodoviário. Apesar de um conjunto de regiões do território serem abastecidas nestas condições, a sua expressão no contexto do Sistema Nacional de Gás é reduzida.

Com a liberalização do setor, a atividade de comercialização de gás natural foi aberta aos agentes de mercado que preenchem os necessários requisitos, e é a última etapa da cadeia de fornecimento de gás natural e aquela que se relaciona diretamente com os consumidores.

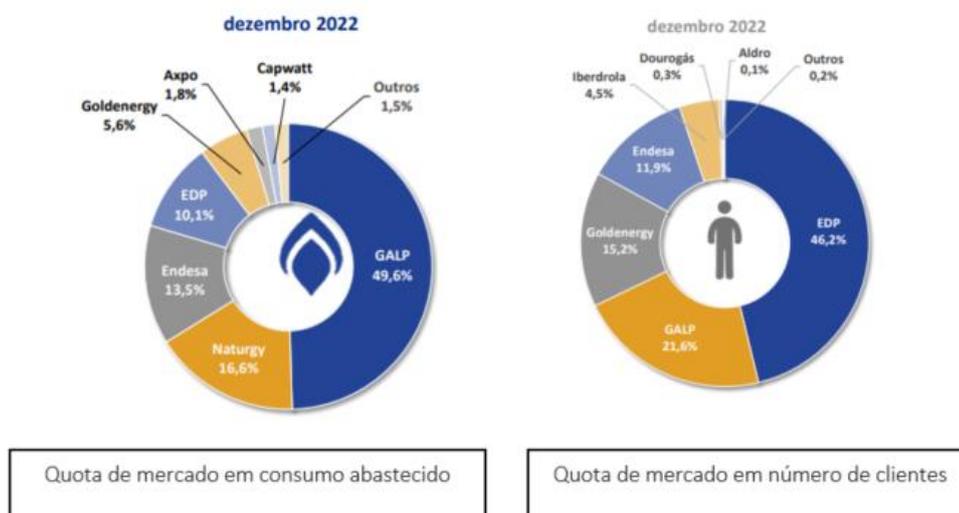
Os consumidores podem escolher o seu comercializador e mudar sempre que encontrarem ofertas comerciais mais adequadas ao seu tipo de consumo, sem qualquer custo.

Os comercializadores formam as suas ofertas comerciais livremente⁵⁵. Em dezembro de 2022, estavam ativos 22 comercializadores, sendo que os comercializadores dominantes do mercado, a nível de quotas de número de clientes é a EDP e ao nível do consumo a Galp⁵⁶, conforme as figuras seguintes:

⁵⁵ Os preços das ofertas de mercado podem ser consultadas em <https://simulador.precos.erse.pt/>

⁵⁶ De acordo com o boletim "[Mercado Liberalizado de gás natural](#)", de dezembro de 2022.

Figura 3-35 – Quotas de mercado, em número de clientes e consumo abastecido, 2022



Fonte: ERSE

Em cada zona geográfica existe um comercializador de último recurso (CUR) que garante o fornecimento de gás natural aos consumidores economicamente vulneráveis ou em zonas ou segmentos de mercado onde não existam propostas no mercado livre.

A regulação económica da atividade de distribuição de gás e de comercialização de último recurso é determinada pela ERSE, ao fixar as tarifas de uso da rede de distribuição e as receitas dos operadores. Nos termos do Regulamento Tarifário está estabelecida uma metodologia de price-cap ao nível do OPEX e de rate-of-return ao nível do CAPEX.

No que respeita à regulação e fiscalização da atividade, são competentes as mesmas entidades já referidas nos pontos anteriores.

República Dominicana

A lei não exige a separação das atividades de distribuição de gás natural das restantes atividades, e a atividade pode ser exercida por privados por intermédio de licença, da competência do Ministério da Indústria, Comércio e Mipymes. No questionário assinalou que existe regulação económica desta atividade, através da fixação de preços máximos, sendo que tanto a metodologia como os preços são aprovados e fiscalizados pelo referido Ministério. Os normativos indicados como reguladores desta atividade foram [Ley n.º 37-17](#), [Decreto n.º 264-07](#), [Resolución n.º 121-07](#), [Resolución N.º 160-20](#). Estas últimas definem os

preços e os parâmetros para a fixação do preço de venda entre a importadora de gás natural e as empresas grossistas, das empresas grossistas às empresas de distribuição, destas às estações de expedição e destes ao cliente final, de gás natural liquefeito e do gás natural veicular. No que respeita aos parâmetros, são fixadas as margens de lucro e a metodologia de equivalência de dólares para Pesos Dominicanos.

Uruguay

No Uruguay a atividade de distribuição de gás natural inclui também a comercialização, sendo uma atividade separada do transporte, sendo por isso qualificada de separação vertical. Também a atividade de distribuição de gás é uma competência do Estado, cuja exploração é atribuída por concessão, pelo poder executivo, estando igualmente sujeita a regulação por recursos a preços máximos.

O acesso à atividade de distribuição é livre, cabendo a regulação e fiscalização à entidade reguladora.

As distribuidoras são concessionárias de serviço público que recebem o gás nas suas redes e o distribuem aos utilizadores da sua área geográfica. Existem duas empresas de distribuição de gás natural canalizado: i) a Montevideo Gas é a distribuidora da cidade de Montevideo e a ii) Conecta que distribui no interior do país, com clientes nas localidades de Paysandú, Colonia, Juan Lacaze, Nueva Helvecia, San José, La Paz, Canelones, Capitán Artigas, Pando e Costa de Oro, que em conjunto, totalizam cerca de 426 km de rede.

De acordo com o questionário, existem cerca de 57 200 clientes fornecidos a gás natural, sendo que 48% são clientes domésticos e os restantes são clientes industriais, incluindo produtores de energia elétrica.

4 CONCLUSÕES

O presente estudo visa a divulgação das condições de utilização do gás nos diferentes países que responderam ao desafio da ARIAE, assegurando condições para suportar o conhecimento dos diferentes sistemas energéticos para potenciar a partilha de informação técnica e económica, entre os diferentes reguladores.

A informação apresentada neste estudo está limitada às respostas recebidas, pelo que de futuro, é desejável uma maior participação, desenvolvendo meios e ferramentas de fomentar a recolha de informação mais extensiva, organizada e fiável, para promover um fluxo de informação mais permanente e estruturado entre os participantes.

Para se assegurar a caracterização mais exaustiva e completa, é essencial a participação de países relevantes para uma caracterização do consumo de gás a nível regional, tais como a Argentina, Bolívia, Colômbia, entre outros.

Da análise da informação sobre os diferentes países que contribuem para o presente relatório resulta uma grande variabilidade em termos de dimensão económica e demográfica, a qual se esbate na avaliação do PIB per capita dos países participantes. Portanto, a caracterização regional exige um conhecimento contextual da realidade de cada país, dificultando exercícios comparativos à partida.

A matriz energética mundial é composta maioritariamente por fontes não renováveis, o que contrasta com a realidade regional da América Latina, onde o papel do carvão é substancialmente reduzido, sobressaindo a relevância da energia hídrica e de biocombustíveis, relevância essa que aumenta quando se considera apenas a produção de eletricidade.

O gás natural desempenha um papel relevante na maioria dos países analisados, tendo diversas funções dependendo do país considerado (carga de base, redução de picos de consumo, flexibilidade).

A análise dos dados revela algumas situações singulares: por exemplo, Costa Rica não conta com o gás natural como fonte energética, mas conta com uma produção de eletricidade virtualmente descarbonizada, contrastando com países como a Argentina, o México e a República Dominicana, no qual o gás natural e o petróleo são fontes predominantes para a produção de eletricidade; Portugal, Uruguai, El Salvador, Costa Rica não têm carvão no seu mix energético. Em países como Portugal, a descontinuação do carvão é recente.

De notar que a introdução do gás natural no seu mix energético de alguns países é muito recente, como se verifica no Panamá, datando de 2018 e a República Dominicana, em 2003, verificando-se assim diferentes estágios de desenvolvimento entre os diferentes países.

Para além das funções que o gás natural desempenha em cada país, verifica-se também uma grande multiplicidade de estruturas da cadeia de valor do gás natural. Apenas cinco países respondentes (Argentina, Brasil, Chile, México e Peru) têm exploração e extração de gás natural no país; em termos de infraestrutura de armazenamento subterrâneo, apenas Argentina, Portugal e Espanha contam com esta valência; todos os países apresentam terminais de GNL, com a exceção da Costa Rica e do Uruguai; El Salvador não possui redes de transporte e distribuição, uma vez que o gás natural é distribuído com o fim único de produção de eletricidade.

No que respeita à exploração e extração de gás, nos países respondentes, a propriedade do mesmo pertence ao Estado, sendo explorado de forma direta ou por intermédio de concessão, verificando-se que o preço não é regulado.

Dos países que têm terminais de GNL, apenas a Argentina, o Chile e o Peru não identificam essa atividade enquanto atividade regulada do ponto de vista económico, nos demais, a atividade é atribuída através de diversos regimes jurídicos aos agentes económicos (autorização, concessão, licença). No que respeita aos serviços prestados, quase todos os países prestam o mesmo tipo de serviços, contudo, apenas Portugal e Espanha identificam serviços de liquefação e carga de navios.

No que respeita aos preços e tarifas, em Portugal, México e Espanha o regulador aprova a metodologia e os preços dos serviços prestados. Em Portugal e Espanha a metodologia de regulação adotada é a taxa de rendimento e também de preços máximos (em Portugal).

Em relação ao transporte, sete dos países respondentes apresentam regras relativas ao unbundling vertical (Argentina, Brasil, El Salvador, Espanha, México, Peru, Portugal, Uruguai) e nestes predomina o regime de concessão para a atividade de transporte (com a exceção do Brasil). Apenas dois países apresentam regras relativas ao unbundling horizontal (Argentina e Panamá) e, nos demais casos, não se verificam obrigações de unbundling (Chile, Costa Rica e República Dominicana).

Nos países em que existem regras de unbundling vertical, o regulador aprova metodologias e preços (com exceção do Uruguai). No Chile e no Uruguai, o regulador não aprova metodologia e preço e a Costa Rica, apenas aprova a metodologia tarifária.

O método de regulação mais utilizado é a taxa de rendimentos e preços máximos, sendo que o Brasil e El Salvador apresentam os métodos de regulação por incentivos e custo eficientes, respetivamente. De notar que não são identificados regimes de acesso livre à infraestrutura na Costa Rica e no Panamá, apenas existindo a referência ao coordenador de despacho em Portugal, Espanha, México e Uruguai.

Em termos de armazenamento subterrâneo, esta atividade apenas existe em Argentina, Portugal e Espanha, onde existem obrigações de unbundling vertical, estando, em Portugal e Espanha, a atividade sujeita a concessão e regulação pelo regulador, que aprova a metodologia e os preços, com obrigações de livre acesso à infraestrutura. Em ambos os países, o método de regulação utilizado é a taxa de rendimento e, no caso português, também preços máximos. Adicionalmente, ambos os países estabelecem quotas de armazenamento para efeitos de segurança de abastecimento, em virtude de obrigações no quadro da União Europeia.

Em relação à distribuição, não existem obrigações de unbundling no Brasil, Chile, Costa Rica e República Dominicana. Por seu turno, na Argentina, Portugal, Espanha e El Salvador existem regras de unbundling vertical. O regime jurídico adotado é maioritariamente é o da concessão ou licença.

Chile, El Salvador, Espanha, México, Portugal e República Dominicana identificam métodos de regulação para esta atividade, variando entre taxa de rendimento, preços máximos e custo eficiente, do mais comum para o mais incomum; em Portugal e Espanha, a partir dos 100.000 pontos de fornecimento é exigida a separação jurídica e contabilística da atividade de comercialização, sendo que os demais países não apresentam essa restrição.

ANEXO I

DEFINIÇÕES E CONCEITOS

METODOLOGIAS DE REGULAÇÃO ECONÓMICA NO SETOR ENERGÉTICO

A regulação económica aplicada em setores monopolistas pretende simular um ambiente concorrencial através da aplicação de metodologias de regulação que definem as receitas/proveitos permitidos com o objetivo de:

- Promover a eficiência de afetação de recursos e a eficiência técnica, levando à diminuição dos custos;
- Promover a inovação tecnológica e a preparação dos setores para desafios futuros;
- Garantir que a qualidade de serviço é adequada e respeita padrões pré-definidos;
- Assegurar que os ganhos das empresas não sejam excessivos nem insuficientes (equilíbrio económico e financeiro).

São duas as metodologias de regulação mais comumente aplicadas no setor energético ⁵⁷:

1. **Regulação baseada em custos** (Cost of service regulation ou cost plus regulation ou rate of return regulation): regulação focada na aceitação específica e criteriosa dos custos do serviço, incluindo uma taxa de remuneração dos ativos. O montante de proveitos permitidos procura cobrir os custos operacionais da empresa e que lhe permita obter uma remuneração sobre o capital que reflita os seus custos de financiamento.

Apresenta como **vantagem** permitir a recuperação de custos, o que confere estabilidade à empresa, menor risco regulatório e ambiente favorável ao investimento.

No entanto apresenta como **desvantagens**: i) Assimetria de informação entre regulado e regulador pode levar a aceitação de custos não eficientes, ii) Pode incentivar ao investimento excessivo - efeito Averch-Johnson (se taxa de remuneração permitida for superior/inferior ao custo de capital haverá sobre/sub investimento), iii) Não incorpora incentivos à operação eficiente e à redução de custos, iv) Os consumidores suportam a maior parte dos riscos de operação das redes (erros de planeamento, previsões de procura, evolução tecnológica) e, v) Exige elevados recursos do regulador para conhecer e avaliar os custos da atividade – micro-regulação com foco excessivo nos custos.

⁵⁷ Para informação complementar veja-se "Regulation of the Power Sector, Springer, Ignacio Pérez de Arriaga, ISBN 978-1-4471-5033-6

2. **Regulação baseada em incentivos** (Incentive based Regulation: Price cap ou Revenue cap): Para cada período de regulação o regulador estabelece metas, que podem ser nos proveitos unitários (price cap), nos proveitos permitidos (revenue cap) ou ainda em termos de outputs (nesse caso os proveitos permitidos são proporcionais à capacidade de atingir as metas definidas pelo regulador). As metas de preços unitários ou proveitos permitidos estabelecidos para o primeiro ano evoluem de acordo com a inflação (IPC) e os ganhos de eficiência esperados (X) da seguinte forma: $+IPC-X$.

As metas têm subjacentes sobretudo incentivos à redução nos custos, podendo igualmente ter outros incentivos: à qualidade de serviço, inovação, redução de perdas. A empresa regulada beneficia dos ganhos de eficiência adicionais na sua estrutura de custos face às metas. Trata-se de uma metodologia de aplicação em atividades mais maduras, com estruturas de custo mais estáveis.

Dado que os proveitos permitidos deixam de seguir diretamente os custos previstos pela empresa, passando a depender de metas estabelecidas pelo regulador para os anos do período de regulação (tipicamente 4 ou 5 anos) a empresa pode obter ganhos caso tenha custos inferiores aos proveitos permitidos. Assim, oferece **vantagens** face à metodologia de regulação baseada em custos, ao proporcionar incentivos à eficiência. Outra vantagem prende-se com necessidades menores de informação, o que limita os riscos decorrentes da assimetria de informação e exige menos recursos do regulador. Oferece ainda a vantagem de uma maior estabilidade tarifária durante o período de regulação.

No entanto, poderá ter potencialmente as seguintes **desvantagens**: i) redução da qualidade de serviço (na ausência de incentivos específicos), ii) a rentabilidade real da empresa pode ser maior ou menor que a taxa de remuneração definida pelo regulador e, iii) em empresas verticalmente integradas, pode criar incentivos à transferência de custos de atividades não reguladas para a regulada (importância da análise dos dossiers fiscais de preços de transferência por parte do regulador).

FORMAS DE SEPARAÇÃO DE ATIVIDADES

Para que haja um efetivo e concorrencial funcionamento do mercado é necessário que as atividades que possam ser exercidas num regime concorrencial sejam desenvolvidas de forma separada que as atividades que são prestadas em regime de monopólio.

A separação (unbundling) das atividades pode ser realizada em vários níveis, a seguir enumerados do mais débil para o mais forte em termos de requisitos e eficácia:

1. **Separação contabilista (accounting unbundling):** atividades reguladas e liberalizadas são realizadas pela mesma empresa, que têm que manter contabilidade separada para cada atividade. A empresa tem que cobrar o mesmo preço para os seus clientes e para terceiros.
2. **Separação da gestão (management unbundling):** além da separação contabilista, as atividades reguladas têm que ser geridas separadamente.
3. **Separação legal (legal unbundling):** As atividades reguladas e liberalizadas são geridas por entidades legalmente separadas embora possam pertencer ao mesmo grupo empresarial.
4. **Separação de propriedade (ownership unbundling):** As atividades reguladas e liberalizadas são desenvolvidas por propriedade de entidades distintas.

Referimo-nos a **separação vertical (vertical unbundling)** quando as várias atividades da cadeia de valor de um dado setor são desempenhas por empresas diferentes.

Referimo-nos a **separação horizontal (horizontal unbundling)** quando a mesma atividade da cadeia de valor de diferentes setores é desempenhada por empresas diferentes. (ex. quem opera a rede de transporte do Gás é diferente que quem opera a a rede de transporte da eletricidade)