



Universidade de Évora - Escola de Ciências e Tecnologia

Mestrado em Engenharia Geológica

Dissertação

**REGULAÇÃO PARA O ARMAZENAMENTO GEOLÓGICO
DE GÁS NATURAL E ENERGIA NO BRASIL - AVALIAÇÃO
DA SITUAÇÃO ATUAL, IDENTIFICAÇÃO DE LACUNAS E
RECOMENDAÇÕES**

André Luiz Barbosa

Orientador(es) | George Augusto Batista Câmara

Isabel Alexandra Ramos

Isabel Maria Ratola Duarte

Évora 2021



Universidade de Évora - Escola de Ciências e Tecnologia

Mestrado em Engenharia Geológica

Dissertação

**REGULAÇÃO PARA O ARMAZENAMENTO GEOLÓGICO
DE GÁS NATURAL E ENERGIA NO BRASIL - AVALIAÇÃO
DA SITUAÇÃO ATUAL, IDENTIFICAÇÃO DE LACUNAS E
RECOMENDAÇÕES**

André Luiz Barbosa

Orientador(es) | George Augusto Batista Câmara
Isabel Alexandra Ramos
Isabel Maria Ratola Duarte

Évora 2021



A dissertação foi objeto de apreciação e discussão pública pelo seguinte júri nomeado pelo Diretor da Escola de Ciências e Tecnologia:

Presidente | António Bastos de Pinho (Universidade de Évora)

Vogais | Isabel Maria Ratola Duarte (Universidade de Évora) (Orientador)
Roberto José Batista Câmara () (Arguente)

AGRADECIMENTOS

A realização de qualquer projeto em nossa vida requer um ideal e o envolvimento de diversas pessoas que participam direta ou indiretamente na consecução deste sonho. Por isso é necessário fazer uma menção especial a algumas pessoas que Deus em sua infinita sabedoria, colocou em minha vida e através de palavras, gestos ou vibrações positivas me apoiaram para a conclusão deste projeto.

Inicialmente é fundamental agradecer à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, pela grande oportunidade que me foi dada e ao incentivo para a constante capacitação de seu quadro funcional.

À Universidade de Évora pela agradável e respeitosa acolhida, demonstrando elevado espírito de solidariedade e competência do corpo docente do Curso de Engenharia Geológica, representado pela Professora Isabel Duarte, incansável na busca pela excelência do curso e sempre disposta a auxiliar nas questões acadêmicas e pessoais.

À minha esposa e filhas, parceiras nesta empreitada, que representou uma grande mudança em nosso cotidiano, nos apresentando novos desafios e também oportunidades para o nosso desenvolvimento individual.

Ao meu orientador e amigo George Câmara, sempre disponível para me atender, orientar e estimular com entusiasmo nas questões e dúvidas que surgiram ao longo desta jornada. Da mesma forma as minhas coorientadoras, Professoras Isabel Duarte e Isabel Ramos pelas valiosas contribuições.

À minha mãe, irmãos, parentes e amigos, que mesmo de longe, puderam, com suas vibrações positivas e palavras de incentivo me auxiliar a vencer a mais esse desafio na minha vida.

À todas essas pessoas, agradeço imensamente e desejo que Deus as continue abençoando e iluminando.

REGULAÇÃO PARA O ARMAZENAMENTO GEOLÓGICO DE GÁS NATURAL E ENERGIA NO BRASIL - AVALIAÇÃO DA SITUAÇÃO ATUAL, IDENTIFICAÇÃO DE LACUNAS E RECOMENDAÇÕES

RESUMO

O gás natural tem assumido um papel de liderança no cenário de transição energética, já que é uma alternativa de fácil adaptação, grande disponibilidade, baixo custo e menos poluente do que outras energias fósseis. Um sistema de gás natural eficiente requer a utilização do armazenamento subterrâneo como elemento-chave para controlar a oferta e a demanda desta fonte de energia. Este trabalho avalia se o regulamento brasileiro existente apoia o uso em larga escala de tecnologias subterrâneas de armazenamento de energia, especialmente gás natural. Para o efeito, realizou-se pesquisa bibliográfica sobre a legislação existente em vários países, para além da participação em seminários e análises comparativas. Será necessário consolidar o trabalho realizado no Brasil sobre o assunto, tornando o regulamento claro, conciso e alinhado com os existentes nos principais países que utilizam esta tecnologia. Além disso, é conveniente aprofundar estudos relacionados ao armazenamento geológico de outras fontes de energia e resíduos.

Palavras-chave: Regulação, armazenamento geológico, gás natural, energia

**REGULATION FOR GEOLOGICAL STORAGE OF NATURAL GAS
AND ENERGY IN BRAZIL - APPRAISAL OF THE CURRENT SITUATION,
IDENTIFICATION OF GAPS AND RECOMMENDATIONS**

ABSTRACT

Natural gas has taken a leading role in the energy transition scenario, since it is an alternative that is easy to adapt, great availability, low cost and less polluting than other fossil energies. An efficient natural gas system requires the use of underground storage as a key element in controlling the supply and demand of this energy source. This paper evaluates if the existing Brazilian regulation supports the large-scale use of underground energy storage technologies, especially natural gas. To this end, bibliographies on existing legislation in several countries were researched, in addition to participation in seminars and comparative analyses. It will be necessary to consolidate the work done in Brazil on the subject, making the regulation clear, concise and aligned with those existing in the main countries that use this technology. In addition, it is opportune to deepen the studies to make possible the geological storage of other energy sources and waste.

Keywords: Regulation, geological storage, natural gas, energy

ÍNDICE

Agradecimentos.....	I
Resumo.....	II
Abstract.....	III
Índice	IV
Índice de Figuras.....	VII
Índice de Quadros.....	VII
Índice de Gráficos.....	VIII
Índice de Anexo.....	VIII
Siglas e Abreviaturas	IX
1 INTRODUÇÃO	1
1.1 OBJETIVOS	3
1.1.1 Objetivo geral	3
1.1.2 Objetivos específicos	3
1.2 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	4
1.3 METODOLOGIA	4
2 JUSTIFICAÇÃO	5
2.1 ALTERAÇÕES CLIMÁTICAS E AQUECIMENTO GLOBAL.....	6
2.2 PROCURA ENERGÉTICA	8
2.3 O GÁS NATURAL NA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA	10
3 GÁS NATURAL	12
3.1 COMPOSIÇÃO	12
3.2 ORIGEM	13
3.3 RESERVAS, PRODUÇÃO E CONSUMO	15
3.4 A CADEIA DO GÁS NATURAL	20
3.5 USOS DO GÁS NATURAL	23
3.5.1 Usos não energéticos	24
3.5.2 Usos energéticos	25
4 ARMAZENAMENTO GEOLÓGICO DE GÁS NATURAL	26
4.1 HISTÓRICO	27
4.2 ESTRUTURAS GEOLÓGICAS DE ARMAZENAMENTO	29
4.2.1 Campos de petróleo e gás natural esgotados	30
4.2.2 Aquíferos	31

4.2.3	Cavidades salinas	32
4.2.4	Cavernas rochosas	34
4.2.5	Minas exauridas	35
4.3	PROPÓSITOS	35
4.4	PANORAMA MUNDIAL	36
4.4.1	Países com volumes de gás natural armazenados mais elevados	40
4.4.1.1	Estados Unidos da América	40
4.4.1.2	Rússia	42
4.4.1.3	Ucrânia	43
4.4.1.4	Canadá	44
4.4.1.5	Alemanha	45
4.5	OUTROS USOS PARA O ARMAZENAMENTO GEOLÓGICO	46
4.5.1	Ar comprimido – CAES	46
4.5.2	Biometano	47
4.5.3	Hidrogénio	48
4.5.4	CO₂	49
4.5.5	Resíduo Nuclear	51
5	ASPETOS REGULATÓRIOS DO ARMAZENAMENTO GEOLÓGICO DE GÁS NATURAL NO MUNDO	53
5.1	EUA	53
5.2	RÚSSIA	56
5.3	UNIÃO EUROPEIA	57
5.4	ALEMANHA	59
5.5	FRANÇA	60
5.6	ITÁLIA	61
5.7	PORTUGAL	62
6	A LEGISLAÇÃO DO GÁS NATURAL NO BRASIL APLICÁVEL AO ARMAZENAMENTO GEOLÓGICO	64
6.1	REGULAMENTAÇÃO ATUAL DO ARMAZENAMENTO GEOLÓGICO DO GÁS NATURAL NO BRASIL	72
6.1.1	Regime de Autorização	72
6.1.2	Regime de Concessão	75
7	RECOMENDAÇÕES PARA A REGULAÇÃO DO ARMAZENAMENTO GEOLÓGICO DE GÁS NATURAL NO BRASIL	82

7.1	PRINCIPAIS ASPETOS REGULATÓRIOS	82
7.1.1	Autoridade Reguladora	83
7.1.2	Regime de contratação	83
7.1.3	Garantia de acesso	85
7.1.4	Volume estratégico	86
7.1.5	Prazo da atividade	86
7.1.6	Separação de atividades – <i>Unblinding</i>	87
7.2	OUTROS ASPETOS A TER EM CONTA NA REGULAÇÃO.....	87
7.2.1	Expansão da capacidade	88
7.2.2	Propriedade do Gás Natural subterrâneo	88
7.2.3	Incidência de Participações governamentais	88
7.2.4	Aspectos técnicos da atividade	89
7.2.5	Outras autoridades envolvidas no licenciamento da atividade	89
7.2.6	Licenciamento Ambiental	95
7.2.7	Percepção Pública	97
7.3	AVALIAÇÃO E PROPOSTAS	101
7.4	AVALIAÇÃO E PROPOSTAS SOBRE OUTROS USOS DO SUBSOLO.....	104
8	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	109
9	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	113
10	ANEXO	124

ÍNDICE DE FIGURAS

2.1 - Cronologia das conferências sobre o clima. (MMA, 2020)	8
3.1 - Representação de um sistema petrolífero. (Diário do pré-sal, 2020)	14
3.2 - Reservas provadas de gás natural no mundo em 2018 (tcm). (BP, 2019)	15
3.3 – Produção mundial de gás natural em 2018 (bcm). (BP, 2019)	17
3.4 - Consumo mundial de gás natural em 2018 (bcm). (Fonte, BP 2019)	20
3.5 - A cadeia de valor do gás natural. (GALP, 2020)	21
4.1 - Tipos de instalação para de armazenamento geológico de gás natural. (EIA, 2005)	29
6.1 - Cronologia dos principais marcos da indústria do gás natural no Brasil. (Elaboração própria, 2020)	81
7.1 – Fluxograma esquemático para solicitação de autorização para o armazenamento geológico de gás natural. (Elaboração própria, 2020)	101

ÍNDICE DE QUADROS

1.1 – Comparação das emissões da queima de gás natural, petróleo e carvão. (Naturalgas, 2013)	2
3.1 - Composição típica do gás natural. (Naturalgas, 2013)	12
3.2 - Vantagens da utilização de gás natural. (Abreu, 1999)	24
4.1 - Características, vantagens e desvantagens dos principais tipos de instalações de armazenamento geológico de gás natural. (EPE, 2008)	34
5.1 - Descrição dos principais aspectos regulamentares dos países analisados. (EPE, 2020 adaptado)	63
7.1 - Aspectos a considerar no Regulamento de Armazenamento Geológico de Gás Natural no Brasil. (Elaboração própria, 2020)	100
7.2 - Propostas das autoridades competentes no licenciamento da atividade por tipo de estrutura geológica. (Elaboração própria, 2020)	103
7.3-Propostas dos principais agentes governamentais no licenciamento do armazenamento geológico de energia e resíduos no Brasil. (Elaboração própria, 2020).....	108

ÍNDICE DE GRÁFICOS

2.1 - Fontes primárias de energia no mundo. (AIE, 2019)	10
3.1 - Reservas provadas de gás natural no mundo em 2018. (Elaboração própria com dados da BP, 2019)	16
3.2 - Reservas provadas de gás natural no Brasil em 2018. (Elaboração própria com dados da ANP, 2019)	16
3.3 - Produção de gás natural no mundo em 2018. (Elaboração própria com dados de BP, 2019)	18
3.4 - Produção de gás natural no Brasil em 2018. (Elaboração própria com dados da ANP, 2019)	19
4.1 – Instalações de armazenamento subterrâneo de gás natural no mundo em 2018. (Elaboração própria com dados de Cedigaz, 2019)	37
4.2 - Capacidade de gás de trabalho no mundo em 2018. (Elaboração própria com dados de Cedigaz, 2019)	38
4.3 - Países com maior capacidade de gás de trabalho no mundo em 2018. (Elaboração própria com dados de Cedigaz, 2019)	38
4.4 - Número de instalações por tipo no mundo em 2018. (Elaboração própria com dados de Cedigaz, 2019)	39
4.5 - Instalações subterrâneas de armazenamento de gás natural nos EUA em 2018. (Elaboração própria com dados de Cedigaz, 2019)	41
4.6 - Instalações subterrâneas de armazenamento de gás natural na Rússia em 2018. (Elaboração própria com dados de Cedigaz, 2019)	42
4.7 - Instalações subterrâneas de armazenamento de gás natural na Ucrânia em 2018. (Elaboração própria com dados de Cedigaz, 2019)	43
4.8 –Instalações subterrâneas de armazenamento de gás natural no Canadá em 2018. (Elaboração própria com dados de Cedigaz, 2019).....	44
4.9 - Instalações subterrâneas de armazenamento de gás natural na Alemanha em 2018. (Elaboração própria com dados de Cedigaz, 2019).....	45

ÍNDICE DE ANEXO

Figura 1 - Aprovação do Plano de Desenvolvimento do Campo de Santana. (ANP, 2015)	124
---	-----

SIGLAS E ABREVIATURAS

AGN	Associação Portuguesa de Empresas de Gás Natural
AIR	Análise de Impacto Regulatório
ANA	Agência Nacional de Águas e do Saneamento Básico
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANM	Agência Nacional de Mineração
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
BGS	British Geological Survey
CAES	Compressed Air Energy Storage
CCS	Carbon Capture and Storage
CECAV	Centro Nacional de Pesquisa e Conservação de Cavernas
CNEN	Conselho Nacional de Energia Nuclear
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CONAMA	Conselho Nacional do Meio Ambiente
COP	Conferências das Partes
COT	Carbono Orgânico Total
CT-GN	Comitê Técnico para o Desenvolvimento da Indústria do Gás Natural
EIA	Energy Information Administration
EOR	Enhanced Oil Recovery
EPA	United States Environmental Protection Agency
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESGN	Estocagem subterrânea de gás natural
FGV	Fundação Getúlio Vargas
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
GCCSI	Global Carbon Capture Storage Institute
GEE	Gases de Efeito Estufa
GGPSSO	Guidelines for Good TPA Practice for Gas Storage System Operators
GIE	Gas Infrastructure Europe
IBAMA	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
ICMBio	Instituto Chico Mendes de biodiversidade
IEA	Agência Internacional de Energia
IGU	International Gas Union
iNDC	intended Nationally Determined Contribution

IPCC	The Intergovernmental Panel on Climate Change
LDC	Local Distribution Companies - USA
MME	Ministério de Minas e Energia
NETL	National Energy Technology Laboratory
OEMA	Orgão Estadual do Meio Ambiente
ONU	Organização das Nações Unidas
PIB	Produto interno bruto
PHMSA	Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration
PTRC	Petroleum Technology Research Centre
RCGI	Research Centre for Gas Innovation
RRC	Railroad Commission of Texas
TCE	Tribunal de Contas Europeu
UGS	Underground Gas Storage
UGSS	Unified Gas Supply System - Rússia
UNFCCC	Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas
UPGN	Unidade de Processamento de Gás Natural
bcm	biliões de metros cúbicos
tcm	triliões de metros cúbicos

1 - INTRODUÇÃO

Atualmente, a humanidade ainda está dependente do uso de energia a partir de fontes não renováveis, como os combustíveis fósseis. Estima-se que representaram mais de 80% da matriz energética mundial em 2018, de acordo com dados da Agência Internacional de Energia (IEA, 2019), sendo considerado em grande parte responsáveis pela produção de gases com efeito de estufa e, conseqüentemente, pelo aumento do aquecimento global.

Nos últimos anos, para reduzir esta dependência dos combustíveis fósseis, tem havido um aumento sobretudo da utilização de energias limpas, como a energia solar e eólica na União Europeia, segundo dados do Tribunal de Contas Europeu (TCE) de 2019. Estas utilizações são impulsionadas pelos objetivos de descarbonização da economia, que foram apontados por vários países na ratificação do Acordo de Paris (UNFCCC, 2020). Como exemplo, Portugal fixou o objetivo de reduzir a produção de gases com efeito de estufa em 55% até ao ano 2030, de acordo com o Plano Nacional de Energia e Clima 2030 (Resolução de Conselho de Ministros nº 53/2020).

A verdade é que, apesar dos esforços já feitos, continuará a ser necessário viver mais algum tempo com combustíveis fósseis, o que permitirá o desenvolvimento e a viabilidade económica de fontes alternativas, bem como a sua maior penetração na matriz energética global. É nesta linha que o gás natural adquiriu maior importância, sendo considerado um combustível fundamental na transição energética para energias mais limpas. Isto deve-se ao facto de o gás natural já ser utilizado em instalações industriais e poder facilmente substituir fontes mais poluentes, como o carvão e o óleo combustível.

O quadro 1.1 apresenta os níveis de emissões de gases poluentes entre outras fontes de energia fósseis, mostrando claramente o menor impacto causado pela queima de gás natural.

Quadro 1.1: Comparação das emissões provenientes da queima de gás natural, petróleo e carvão

Poluente (lb/ bilhão da BTU)	Gás Natural	Óleo	Carvão
Dióxido de carbono	117	164	208
Monóxido de carbono	0,04	0,033	0,208
Dióxido de enxofre	0,001	1.122	2.591
Óxidos de nitrogênio	0,092	0,448	0,457
Partículas	0,007	0,084	2.744
Mercúrio	0	0,000007	0,000016

Fonte: Naturalgas (2013)

Neste contexto, a utilização racional dos recursos energéticos deve ser privilegiada e, para o efeito, o armazenamento subterrâneo de gás natural torna-se essencial, pois permite uma melhor utilização desta fonte de energia, contribuindo para um planeamento adequado da sua utilização, seja devido à procura existente ou como apoio dos sistemas elétricos, como no caso brasileiro.

O aumento esperado da utilização de energias renováveis permitirá que os sistemas de armazenamento de gás subterrâneo atuem como elementos de flexibilização e integração em momentos de indisponibilidade de fontes renováveis, como a solar e a eólica. Além disso, o gás natural também pode contribuir quando há diminuição da produção hidroelétrica devido a secas cada vez mais frequentes e outros fenómenos relacionados com as alterações climáticas (Rocha, 2016).

No Brasil, a Lei n.º 11.909/2009 atribuiu à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), a regulamentação e supervisão de atividades relacionadas com o transporte e armazenamento de gás natural, incluindo o armazenamento de gás natural em reservatórios e outras formações geológicas (artigos 38.º a 40.º), ao abrigo dos regimes de autorização e concessão.

Uma década após a promulgação da presente Lei, apenas a parte relativa ao regime de autorização de armazenamento de gás natural foi regulamentada pela Resolução n.º 17/2015 da ANP, aplicável aos titulares do direito de exploração e produção de petróleo e gás natural.

A regulamentação relativa ao regime de concessão de armazenamento de gás natural foi suspensa em 2017, devido à implementação do programa "Gás para Crescer" do Governo Federal, que visava propor alterações na legislação em vigor para promover a indústria e a atratividade do investimento no sector, incluindo os regimes de contratação da atividade.

Por conseguinte, é urgente definir um quadro regulamentar que estabeleça as orientações a observar pelos agentes interessados em armazenar energia em estruturas geológicas, especialmente sob a forma de gás natural, sob pena de não potenciar a sua utilização como combustível de transição para fontes de energia "mais limpas".

1.1 - OBJETIVOS

Os principais objetivos deste trabalho são os seguintes:

1.1.1 - Objetivo Geral

- Propor as orientações e os principais aspetos a considerar na elaboração de um regulamento específico sobre o armazenamento geológico de gás natural no Brasil.

1.1.2 - Objetivos Específicos

- Analisar a estrutura regulatória de alguns países que já utilizam tecnologia de armazenamento geológico de gás natural em larga escala;
- Fazer o levantamento da situação atual do quadro regulamentar brasileiro no que diz respeito ao armazenamento geológico de Gás Natural;
- Avaliar se a regulamentação existente no Brasil para o armazenamento subterrâneo de gás natural em estruturas geológicas suporta a sua utilização em larga escala;
- Identificar lacunas regulamentares para um projeto abrangente de armazenamento de energia no subsolo brasileiro;
- Sugerir os agentes governamentais que devem regular o armazenamento de energia no subsolo brasileiro;
- Avaliar a possibilidade de aplicar o modelo regulamentar proposto para o gás natural à outras fontes de energia e resíduos.

1.2 - ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

A dissertação está estruturada em nove capítulos com o objetivo de permitir ao leitor o encadeamento de ideias que caracterizam o problema abordado e levam até à conclusão.

O trabalho consiste, em primeiro lugar, após esta Introdução, na apresentação da importância do gás natural como elemento-chave na transição energética global para a utilização de fontes de energia renováveis, reduzindo o uso de combustíveis fósseis e, conseqüentemente, a produção de gases com efeito de estufa (GEE) (capítulo 2).

Em seguida, no capítulo 3, foram descritas as características técnicas do gás natural, desde a sua origem até às suas principais utilizações e às ligações da cadeia de valor.

O capítulo 4 apresenta as principais características técnicas do armazenamento subterrâneo de gás natural, descrevendo os tipos de instalações existentes no mundo, a sua importância e o papel desempenhado pela indústria do gás natural.

Depois, através de um levantamento bibliográfico, no capítulo 5 foi possível identificar os principais aspetos das estruturas regulamentares de alguns países com elevada representatividade no segmento de armazenamento geológico de gás natural, tendo também, no capítulo 6, verificado as normas brasileiras relacionadas com o tema e realizado uma análise dos vários regulamentos existentes.

A proposta de adaptação para a implementação de uma regulação específica do setor é apresentada no capítulo 7, onde também foi realizada uma abordagem sobre outras possibilidades de utilização do subsolo no Brasil e a oportunidade de alargar o âmbito de regulação, para o armazenamento subterrâneo de outras fontes de energia, bem como para o armazenamento de resíduos.

Por último, são apresentadas as conclusões do estudo e as recomendações para o avanço do trabalho no futuro (capítulo 8), para além das referências bibliográficas utilizadas.

1.3 - METODOLOGIA

Para a consecução desta dissertação, a proposta metodológica adotada foi a de realizar pesquisas bibliográficas referentes aos aspetos regulatórios existentes e

experiências bem-sucedidas noutros países sobre o assunto, como os Estados Unidos da América, a Rússia, a Alemanha, a França, a Itália e Portugal.

Além disso, o trabalho que tem sido realizado no Brasil até agora, foi recolhido e compilado, considerando principalmente os estudos desenvolvidos que culminaram com a inclusão de um regulamento que se refere apenas à autorização para armazenamento geológico de gás em campos de produção de petróleo e gás natural, em funcionamento.

Posteriormente, foi realizada uma análise comparativa das principais legislações que regem o armazenamento subterrâneo de gás no mundo com o cenário brasileiro atual, identificando semelhanças e distinções entre os quadros regulamentares existentes e as características técnicas, normativas e conjunturais de cada modelo.

2 – JUSTIFICAÇÃO

A nossa sociedade tem sido caracterizada ao longo das últimas décadas pelo processo acelerado de desenvolvimento tecnológico, onde cada vez mais, equipamentos utilizados na nossa rotina diária precisam de energia para o seu bom funcionamento, para além das indústrias, meios de transporte, entre outros. Isto requer um aumento constante da produção de energia, que é atualmente derivado, na sua maioria, dos combustíveis fósseis, que apesar da grande eficiência, são grandes poluidores.

Para reduzir esta dependência energética em relação aos combustíveis fósseis, tem-se investido nos últimos anos no desenvolvimento de fontes de energia renováveis, como eólica, fotovoltaica, geotérmica, biomassa, entre outras.

No entanto, de acordo com os dados do IEA (2018), que poderá ser afetado devido a pandemia do COVID-19, as projeções para 2040 são de que 74% da energia mundial continuará a ser proveniente de combustíveis fósseis e o gás natural terá uma maior percentagem de crescimento. O cenário previsto para o Brasil é o mesmo para os próximos anos, devido às recentes descobertas de petróleo e gás, uma vez que o aumento da produção de gás natural duplicou na última década, segundo estatísticas anuais da ANP (2019).

Com isto, o gás natural ganha um papel de liderança num cenário de transição energética para energias renováveis, uma vez que é uma alternativa de fácil adaptação,

baixo custo e menos poluente do que o carvão e o óleo combustível, utilizado em instalações industriais (MIT, 2011).

Esse aspeto permitirá um maior desenvolvimento das fontes de energia renováveis, aumentando a sua viabilidade económica e consolidando a sua participação nos mercados globais de energia, nos próximos anos.

Para que o gás natural seja utilizado de uma forma ampla, é necessário garantir flexibilidade e fiabilidade a todo o sistema, e para isso o armazenamento geológico é a principal forma de proporcionar o equilíbrio entre a oferta e a procura, uma vez que permite armazenar o gás natural em larga escala, caracterizando-se como a ligação que transmite a necessária segurança energética a todos os agentes que o utilizam.

Neste contexto, a ausência de legislação consolidada sobre este tema constitui um obstáculo à utilização em larga escala das tecnologias subterrâneas de armazenamento de energia, em particular do gás natural em estruturas geológicas no Brasil.

2.1 - ALTERAÇÕES CLIMÁTICAS E AQUECIMENTO GLOBAL

As alterações climáticas globais continuam na ordem do dia e estão cada vez mais presentes nas nossas vidas, de que são exemplo, o crescimento das intempéries naturais que o planeta está a viver, com temperaturas extremas, demasiadas chuvas, secas prolongadas, incêndios florestais, entre outros (IPCC, 2020). Mesmo os mais céticos, já se apercebem que algo anormal está a ocorrer no clima do mundo e cada vez mais frequentemente.

Apesar disso, as discussões sobre as propostas de agendas ambientais governamentais mais eficazes para mitigar os impactos do aquecimento global arrastam-se durante décadas, tendo começado em 1992, com a Conferência das Nações Unidas sobre Ambiente e Desenvolvimento, realizada no Rio de Janeiro, na qual foi criada a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre as Alterações Climáticas (UNFCCC), inicialmente assinada por 166 países e que entrou em vigor em 21 de março de 1994, com a ratificação por 197 países.

Posteriormente, o Protocolo de Kyoto, assinado em março de 1998, mas com a entrada em vigor em fevereiro de 2005, implementou na prática as decisões da UNFCCC e estabeleceu objetivos específicos para que os países industrializados reduzissem as

emissões de gases com efeito de estufa, e também as bases para futuros acordos relacionados com as alterações climáticas.

Após reuniões anuais para analisar e discutir os progressos nos acordos, conhecidas como Conferências das Nações Unidas sobre o clima, ou COP – Conferências das Partes, foi aprovado em dezembro de 2015 e ratificado por 186 países, em novembro de 2016, o Acordo de Paris, estabelecendo um tratado que envolve as nações na luta contra as alterações climáticas, através de metas de redução de emissões e o estabelecimento de compromissos voluntários (UNFCCC, 2020). Entre outros objetivos, o principal era assegurar que o aumento da temperatura média global fosse inferior a 2°C e que continuassem sendo feitos esforços para limitar o aumento da temperatura até 1,5°C acima dos níveis pré-industriais.

O Brasil, em 12 de setembro de 2016, ratificou o Acordo de Paris, de acordo com a intenção de Contribuição Nacional Determinada – iNDC (2016), comprometendo-se a reduzir as emissões de gases com efeito de estufa em 37% abaixo dos níveis de 2005 em 2025, e posteriormente 43% abaixo dos níveis de 2005 em 2030, segundo o Ministério do Meio Ambiente (2020). Para atingir este objetivo, o país comprometeu-se a aumentar a quota de bioenergia sustentável na sua matriz energética para cerca de 18% até 2030, restaurando e reflorestando 12 milhões de hectares de florestas, bem como alcançar uma participação estimada em 45% de energias renováveis na composição da matriz energética até 2030. Trata-se de metas consideradas muito ambiciosas considerando o aumento contínuo da população, do PIB e do rendimento per capita.

De acordo com a ONU (2020), em 04 de novembro de 2019, o Governo dos Estados Unidos da América notificou o secretário-geral da ONU, da sua decisão de se retirar do Acordo de Paris a partir de 4 de novembro de 2020, causando grande desilusão entre todos os signatários e levantando dúvidas sobre o sucesso do acordo, uma vez que os EUA está entre os países mais poluidores a nível mundial.

As seguintes conferências visaram delinear os principais detalhes de como o Acordo funcionará a partir de 2020. Na COP-25, que teve lugar em Madrid em novembro de 2019, a avaliação da ONU é que apesar dos progressos conseguidos nas esferas privadas e governamentais, a falta de uma maior ambição climática gerou grande desilusão aos participantes (ONU, 2020).

A figura 2.1 mostra a cronologia dos acontecimentos realizados nos últimos 25 anos em relação às conferências sobre alterações climáticas, faltando apenas a COP-25 em 2019 em Madrid, Espanha.



Figura 2.1: Cronologia das conferências sobre o clima. Fonte: MMA (2020)

Ou seja, após 25 anos da primeira conferência sobre as alterações climáticas, que envolveu os governantes dos países envolvidos, poucos resultados concretos foram alcançados, com a celebração de acordos que não foram implementados ou mesmo cancelados antes da sua implementação, muitas vezes influenciados pelas suas políticas internas, que privilegiam os seus interesses particulares sobre uma visão mais globalizada e integrada.

Apesar da ausência de resultados mais eficazes derivados dos acordos feitos, muitas ações destinadas a travar, ou pelo menos a minimizar esses impactos, dizem respeito a projetos de redução da produção de GEE, através da utilização de fontes de energia renováveis em vez de fontes de energia fósseis.

2.2 - PROCURA ENERGÉTICA

De acordo com a IEA (2018), nos últimos anos tem vindo a ser construída uma matriz energética mundial de alta complexidade, que inclui diversas fontes de energia, pelo que é necessário alterar as políticas atuais, com compromissos que garantam

acessibilidade, flexibilidade e sustentabilidade deste sistema. Só assim será possível uma transição adequada para a utilização das energias renováveis, mantendo a segurança energética e permitindo o alcance de metas climáticas desejáveis.

A verdade é que a nossa sociedade se torna cada vez mais tecnológica e produtiva, onde, de acordo com os dados deste estudo da IEA (2018), a procura de energia deverá crescer anualmente 1% até 2040 (isto em caso de melhoria contínua em termos de eficiência energética), com a implementação de leis e políticas de redução de emissões e combate às alterações climáticas; por outro lado, se nada for feito, a procura de energia deverá crescer cerca de 1,3% por ano até 2040, o que resultaria numa trajetória ascendente e contínua em termos de emissões provenientes da produção de energia.

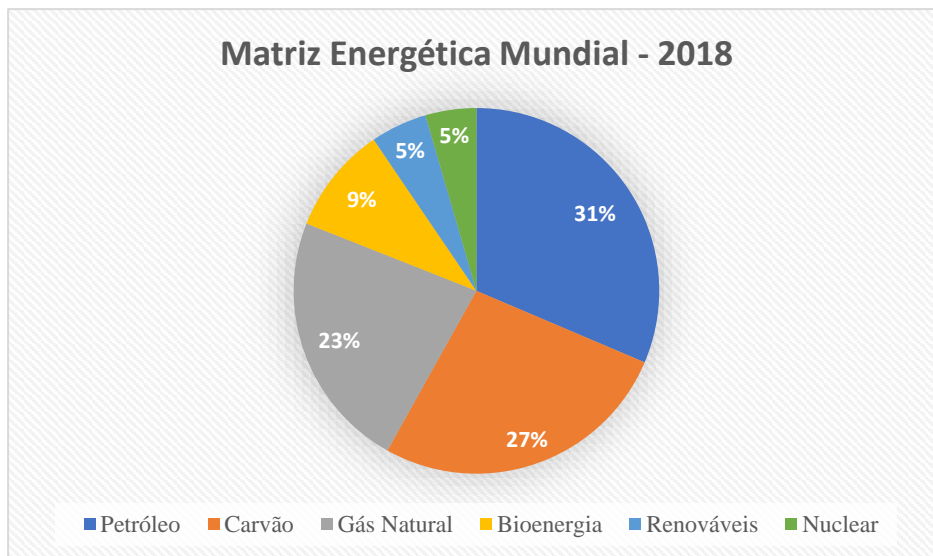
No primeiro caso, as fontes de baixo carbono lideradas por tecnologias solares fotovoltaicas fornecerão mais de metade deste crescimento, enquanto o gás natural, impulsionado pelo crescente comércio de gás natural liquefeito (GNL), fornecerá um terço. A procura de petróleo manter-se-á estável nos anos 2030, enquanto o consumo de carvão diminuirá. No entanto, o impulso para as tecnologias de energia limpa não será suficiente para compensar os efeitos de uma economia mundial em expansão e de uma população em crescimento (IEA, 2018).

Ainda, de acordo com este estudo, o aumento virá de países em desenvolvimento, liderados pela Índia. Em 2000, a Europa e a América do Norte representavam cerca de 40% da procura energética mundial e a dos países em desenvolvimento no continente asiático em cerca de 20%. Em 2040, a situação será invertida.

Diz-se que a matriz energética mundial continua altamente dependente dos combustíveis fósseis, representando mais de 80% atualmente, de acordo com a IEA (2019). É neste contexto que o gás natural assume importância, tornando-se o combustível de maior relevância no cenário de transição energética, em que se espera um crescimento na utilização de fontes de energia renováveis (água, eólica, solar, ondas, correntes), com a progressiva substituição das fontes de energia fóssil (carvão, petróleo e gás natural).

O gráfico 2.1 retrata a presença de fontes de energia primárias no mundo, onde é verificada a predominância de fontes de energia fóssil, e a ainda modesta participação de fontes de energia renováveis.

Gráfico 2.1: Fontes primárias de energia no mundo



Fonte: Elaboração própria com dados da IEA (2019)

2.3 - O GÁS NATURAL NA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA

O atual cenário mundial apresenta, por um lado, o aumento da população mundial associado ao crescimento da procura de energia e, por outro, a necessidade de implementação de políticas globais para mitigar as alterações climáticas e reduzir as emissões de GEE, causadas em grande parte pelas fontes de energia fóssil.

É neste cenário que o gás natural e as fontes de energia renováveis desempenharão um protagonismo nas metas de descarbonização da matriz energética, em que o gás natural como principal elemento na transição energética se justifica por ser uma fonte primária de grande disponibilidade, apresentar um custo competitivo e de fácil adaptação às instalações industriais, que utilizam outros combustíveis fósseis com níveis de emissão de CO₂ mais elevados (MIT, 2011).

Suzana Toscano (2019), Diretora Executiva da AGN (Associação Portuguesa de Empresas de Gás Natural), no seu artigo “Gás Natural – parte fundamental da transição energética”, destaca a importância do Gás Natural para a segurança no abastecimento, para a integração das energias renováveis e para a utilização em processos industriais e nos transportes, contribuindo assim com a neutralidade carbônica da economia.

Atualmente, o mercado mundial do gás natural já está mais interligado, fruto do crescente comércio de gás natural liquefeito e, de acordo com os dados da IEA (2018), o

gás natural deverá ultrapassar o carvão como a segunda maior fonte de energia do mundo depois do petróleo em 2030, devido à busca pela redução da poluição atmosférica e ao aumento da utilização do GNL.

O estudo da IEA (2018) mostrou ainda que a procura global de gás deverá crescer 1,6% ao ano até 2040, prevendo-se que a China se torne o maior importador de gás, com as importações líquidas a atingirem o nível da União Europeia até 2040. Em termos de produção, os Estados Unidos da América poderão representar 40% do crescimento esperado do fornecimento de gás até 2025, como indica o mesmo estudo.

Por tudo isto, o maior fornecimento de gás natural nos próximos anos desempenhará um papel fundamental tanto na redução das emissões globais de gases com efeito de estufa, com a consequente redução da poluição atmosférica, como na transição para as fontes de energia renováveis, de modo a que estas possam estabelecer-se e participar de forma mais representativa na matriz energética global.

Para exemplificar a importância crescente do gás natural na matriz energética global, na palestra de abertura da 19.^a edição da CWC *World LNG Summit* (2018), realizada em Lisboa, Carlos Gomes da Silva, CEO da Galp observou que se todo parque automóvel atual fosse substituído por veículos elétricos, a redução na emissão de CO₂ seria de cerca de 3%, por outro lado, se na geração de eletricidade o carvão fosse substituído por gás natural, haveria a redução de aproximadamente 15% na emissão de CO₂ para a atmosfera, por isso o gás natural é considerado o melhor parceiro para uma matriz energética mais sustentável (GALP, 2018).

No Brasil, segundo Fernandez *et al.* (2020), o quadro é também muito favorável à maior participação do gás natural na matriz energética brasileira, uma vez que as descobertas do pré-sal indicam grandes reservas, com a disponibilização de volumes expressivos de gás natural ao mercado nacional. Além da produção de gás natural proveniente do pré-sal, ocorreram recentes descobertas de petróleo e gás natural na parte *offshore* da bacia de Sergipe-Alagoas, criando perspectivas extremamente favoráveis para a utilização de gás natural numa região que tem vindo a exigir a expansão da sua geração termoelétrica local.

De acordo com os dados contidos no relatório do Balanço Energético Nacional - BEN, publicado anualmente pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE (2020), a percentagem de gás natural na matriz energética brasileira em 2019 foi de 12,2%.

3 - GÁS NATURAL

O gás natural, de acordo com a definição contida no artigo 2º, XIV da Lei n.º 11.909/09 (Brasil), é uma substância composta por hidrocarbonetos que permanecem em estado gasoso em condições atmosféricas normais, extraídos diretamente de reservatórios de petróleo ou gás, incluindo gases húmidos, secos, residuais e raros.

3.1 - COMPOSIÇÃO

Em termos de composição, tem predominantemente teor de hidrocarbonetos parafínicos, além de componentes não hidrocarbonetos. Os hidrocarbonetos presentes no gás natural em maiores quantidades são: metano (CH_4) com um teor superior a 70%, seguido do etano (C_2H_6) e propano (C_3H_8), com teores inferiores a 20%. Comumente, a corrente dos componentes de hidrocarbonetos entre o pentano e o dodecano, encontrados em quantidades menores, chama-se C5+. Os principais componentes não hidrocarbonetos incluem azoto (Nitrogénio- N_2), dióxido de carbono (CO_2), água (H_2O), gás de sulfureto (H_2S) e compostos de enxofre, que precisam de ser removidos uma vez que reduzem o valor calórico do gás (ANP, 2020). No quadro 3.1, é possível verificar a composição típica do gás natural, com as variações percentuais de cada componente.

Quadro 3.1: Composição típica do gás natural.

Composição típica do gás natural		
Metano	CH_4	70-90%
Etano	C_2H_6	} 0-20%
Propano	C_3H_8	
Butano	C_4H_{10}	
Dióxido de carbono	CO_2	0-8%
Oxigénio	O_2	0-0,2%
Azoto	N_2	0-5%
Sulfureto de hidrogénio	H_2S	0-5%
Gases raros	A, He, Ne, Xe	Vestígios

Fonte: Naturalgas (2013)

O gás natural é considerado rico devido à maior existência de componentes acima do etano, o que aumenta o seu valor calórico e aumenta a possibilidade de transformação

em produtos com maior valor comercial. O gás é pobre quando tem um teor de hidrocarbonetos pesados inferior a 6%, médio quando os níveis destes hidrocarbonetos são entre 6 e 8% e ricos quando tem níveis acima de 8% (Almeida, 2013).

Seguem-se alguns conceitos que serão importantes para a compreensão dos seguintes capítulos (Costa, 2013):

- Gás Associado: é o gás natural dissolvido no óleo dentro do reservatório, ou sob a forma de cobertura de gás. Neste caso, a produção de gás está diretamente relacionada com a produção de petróleo;
- Gás não associado: é o gás natural que é livre, isto é, não dissolvido em óleo, ou na presença de quantidades muito pequenas de óleo no reservatório. Neste caso, justifica-se comercialmente a produção do gás;
- Gás de Petróleo Liquefeito (GPL): além de gasolina, gasóleo e lubrificante, o GPL é um subproduto do petróleo, sendo produzido através de um processo de refinação numa refinaria de petróleo. Só se encontra no estado liquefeito quando é armazenado em botijas ou em tanques de aço a pressões de 6 a 8 atm (atmosferas);
- Gás Natural Liquefeito (GNL): é o gás natural que, após purificado, está a condensar-se ao estado líquido, reduzindo a sua temperatura para 163°C. Em média, após a liquefação, 600 m³ de gás natural ocupam 1m³ (Neiva,1997);
- Líquido de Gás Natural (LGN): parte do gás natural que se encontra em fase líquida sob uma determinada condição de pressão e temperatura superficial, obtida nos processos de separação de campo, em UPGN ou em operações de transferência em condutas (ANP, 2000).
- Billion cubic meter (bcm): unidade de medida volumétrica utilizada na Indústria do Petróleo e Gás Natural, correspondendo a 10⁹.
- Trillion cubic meter (tcm): unidade de medida volumétrica utilizada na Indústria do Petróleo e Gás Natural, correspondendo a 10¹².

3.2 - ORIGEM

A origem do gás natural é tipicamente relacionada com a degradação termoquímica de rochas ricas em matéria orgânica (origem termogénica), resultante da

decomposição vegetal e animal, que foi acumulada ao longo de milhões de anos no subsolo, exposta a condições específicas de calor e pressão (Lima, 2014).

O gás natural pode ser classificado em duas categorias (como acima referido): associado e não associado. O gás associado é aquele que, no reservatório geológico, está dissolvido no petróleo ou sob a forma de uma cobertura de gás. Neste caso, a produção inicial do petróleo é geralmente favorecida, utilizando o gás para manter a pressão do reservatório. O gás não associado é o que está isento de óleo e água no reservatório; a sua concentração é predominante na camada rochosa, permitindo a produção de gás natural. No Brasil é predominantemente de origem associada ao petróleo (ANP, 2020).

Normalmente, o gás natural, é encontrado em bacias sedimentares pertencentes a um sistema petrolífero que, segundo Magoon & Dow (1994), compreende a existência e ocorrência simultânea de certas exigências geológicas, compostas por quatro elementos (rochas maduras geradoras, rochas de reservatórios, rochas selantes e trapas ou armadilhas) e dois fenômenos geológicos dependentes do tempo (migração e sincronismo).

A representação típica de um sistema petrolífero que compreende todos os seus elementos geológicos e fenômenos é apresentada esquematicamente na figura 3.1.

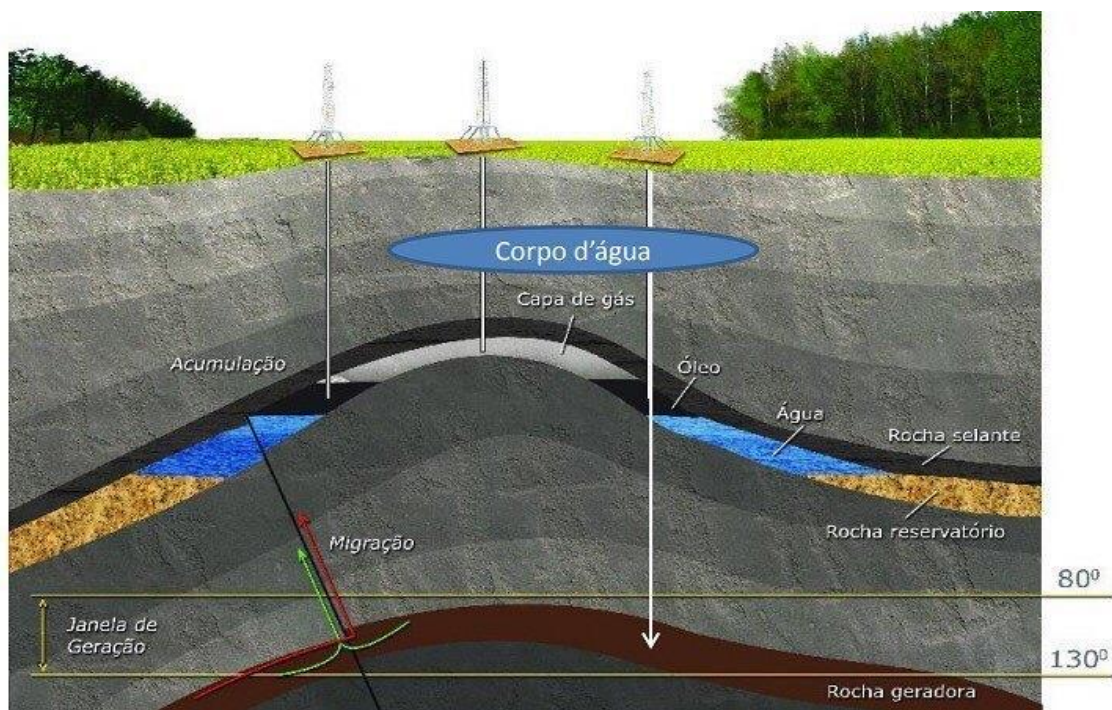


Figura 3.1: Representação de um sistema petrolífero. Fonte: Diário do pré-sal (2020)

3.3 - RESERVAS, PRODUÇÃO E CONSUMO

As reservas provadas mundiais de gás natural estão distribuídas por todos os continentes, totalizando 196,9 tcm no final de 2018, de acordo com os dados da BP (2019), com um aumento de 0,7 tcm em relação ao ano anterior, principalmente devido ao aumento das reservas no Azerbaijão (0,8 tcm). A figura 3.2 mostra a distribuição de reservas provadas de gás natural no mundo em termos volumétricos.

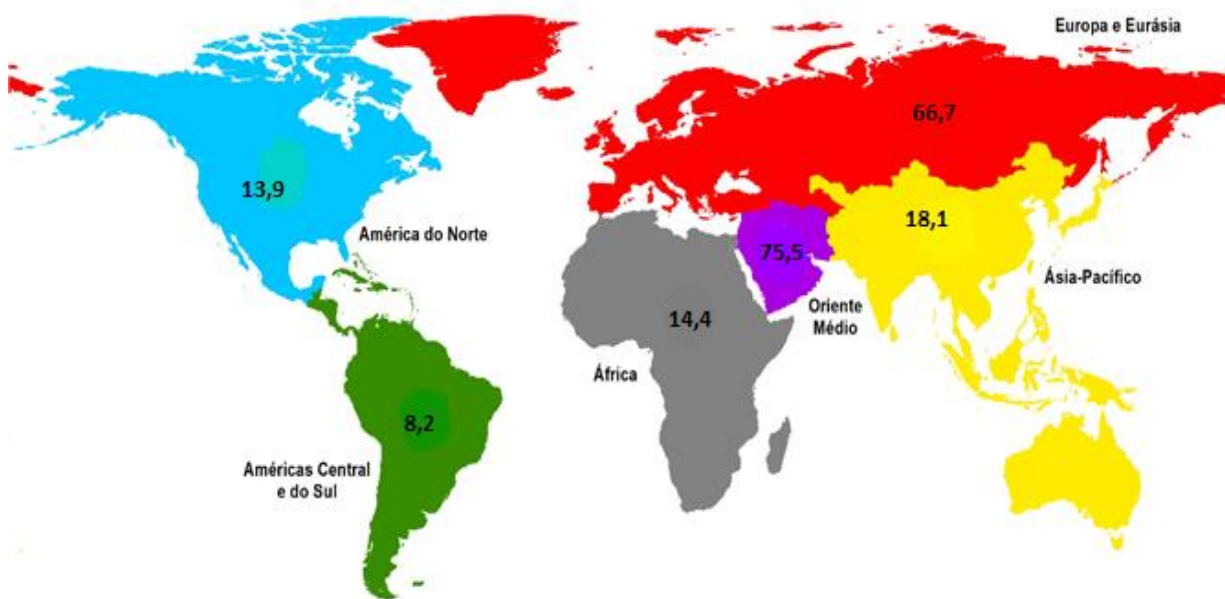
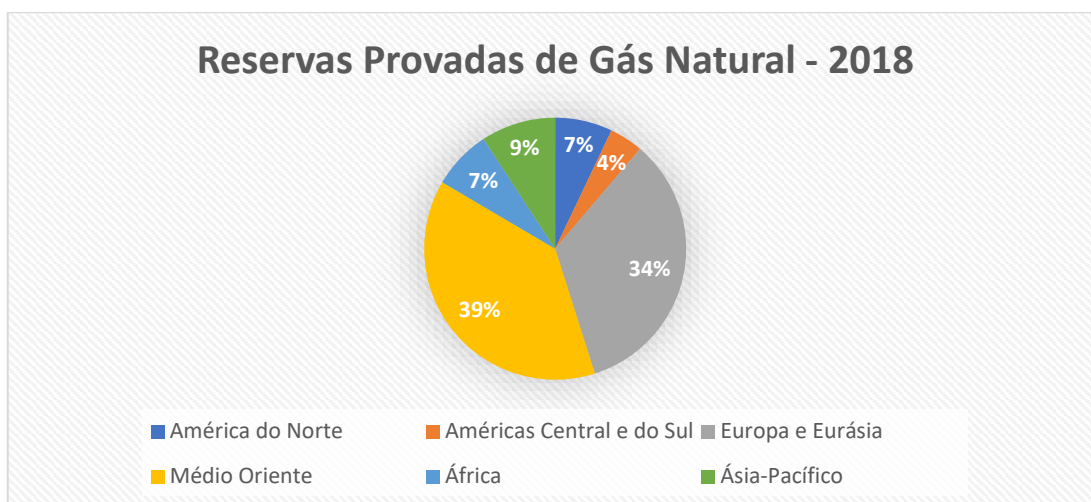


Figura 3.2: Reservas provadas de Gás Natural no Mundo - 2018 (tcm).
Fonte: BP (2019)

As maiores fatias das reservas mundiais (73%) estão localizadas na Europa/Eurásia e no Médio Oriente, especialmente na Rússia, que contém as maiores reservas provadas de gás natural do mundo com cerca de 20% (38,9 tcm), seguidas pelo Irão, com pouco mais de 16% (31,9 tcm) e o Qatar com 12,5% (24,7 tcm). A atual relação entre as reservas e a produção global (R/P) mostra que as reservas de gás em 2018 representavam 50,9 anos da produção corrente. O gráfico 3.1 mostra a divisão percentual de reservas provadas de gás natural no mundo no final de 2018.

Gráfico 3.1: Reservas provadas de gás natural no mundo - 2018

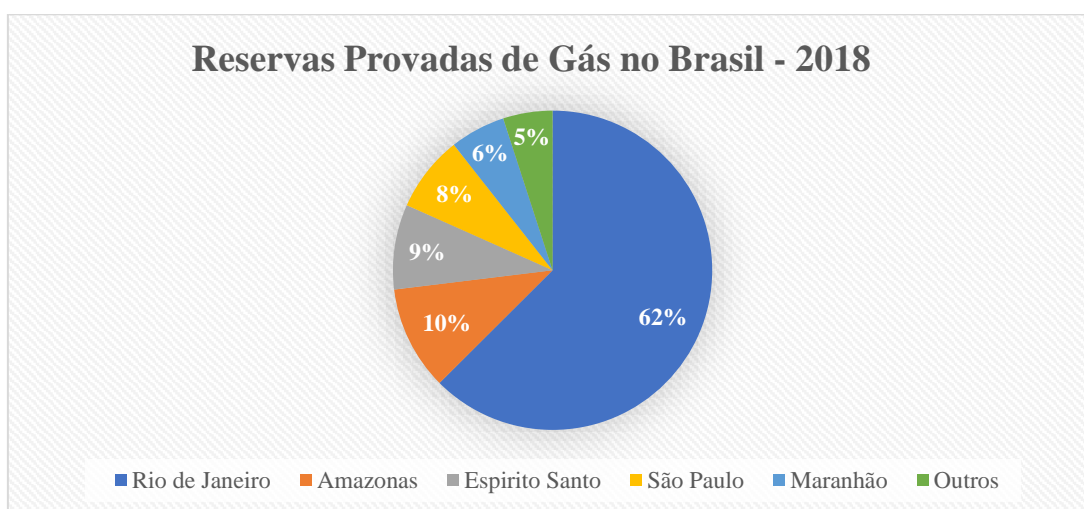


Fonte: Elaboração própria com dados de BP (2019).

O Brasil, de acordo com o anuário estatístico da ANP, tem 368,9 bcm de reservas provadas de gás natural, a maioria dos quais (81%) está localizado *offshore*. O estado do Rio de Janeiro tem o maior volume de reservas provadas no Brasil (230,6 bcm), o que corresponde a 62% de toda a reserva nacional. Os estados do Amazonas e do Maranhão são responsáveis pela maior fatia das reservas na parte *onshore* do Brasil, totalizando 59,5 bcm de gás natural. As reservas nacionais de gás natural equivalem a pouco mais de catorze anos de produção corrente (ANP, 2019).

O gráfico 3.2 mostra as percentagens das reservas provadas de gás natural no Brasil no final do ano de 2018, discriminando os estados que detêm as maiores reservas.

Gráfico 3.2: Reservas provadas de gás natural no Brasil - 2018



Fonte: Elaboração própria, com dados da ANP (2019)

A produção global de gás natural em 2018, segundo a BP (2019), foi de aproximadamente 3,867 tcm, um aumento de 190 bcm, ou 5,2% em relação ao ano anterior. Quase metade aumentou face aos EUA (86 bcm), que registaram o maior crescimento anual observado por qualquer país na história. A Rússia (34 bcm), o Irão (19 bcm) e a Austrália (17 bcm) foram os seguintes grandes contributos para o crescimento. A figura 3.3 mostra os volumes produzidos em 2018 por região do mundo.

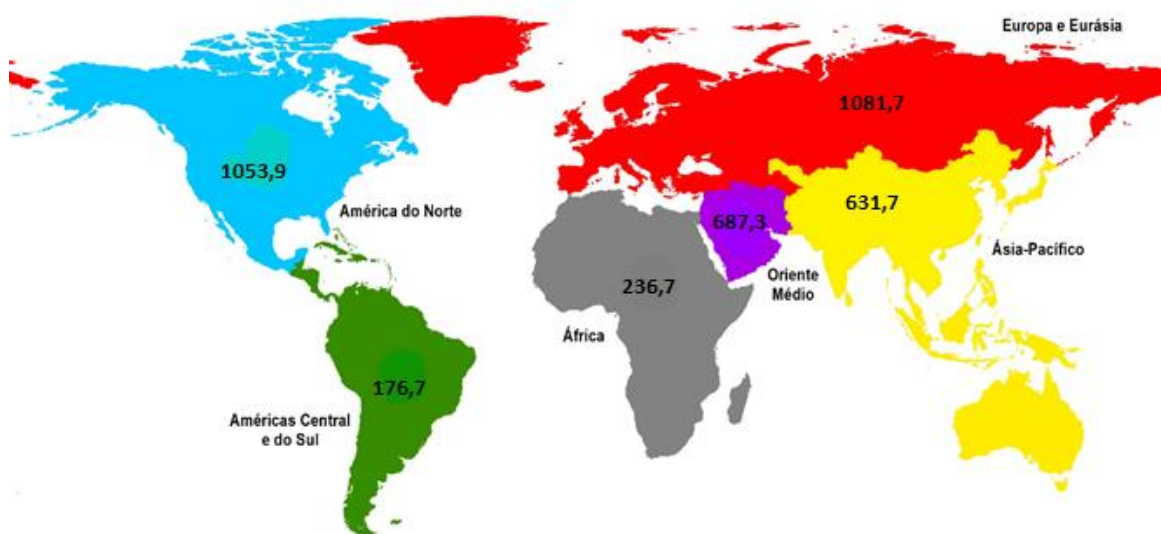
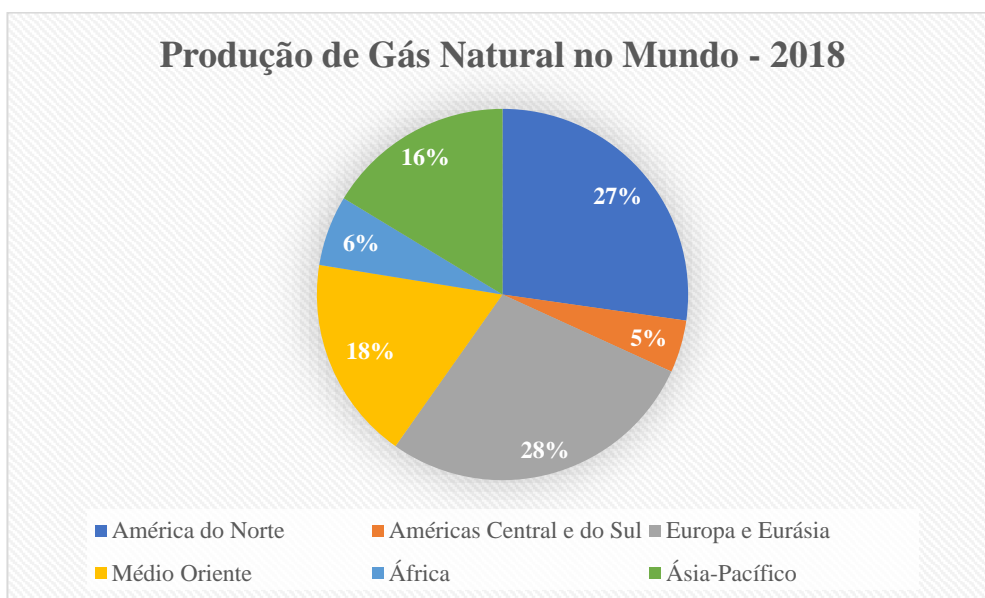


Figura 3.3: Produção Mundial de Gás Natural 2018 (bcm). Fonte: BP (2019)

O cenário mundial em termos de produção de gás natural está um pouco melhor distribuído, onde a América do Norte e a Europa/Eurásia representam 55% da produção corrente, em que os Estados Unidos da América surgem como o maior produtor, correspondendo a 21,5% (831,8 bcm), seguindo-se a Rússia com 17% (669,5 bcm) e o Irão com 6% (239,5 bcm). O gráfico 3.3 mostra a percentagem dos dados de produção mundial de gás natural em 2018.

Gráfico 3.3: Produção de Gás Natural no mundo - 2018

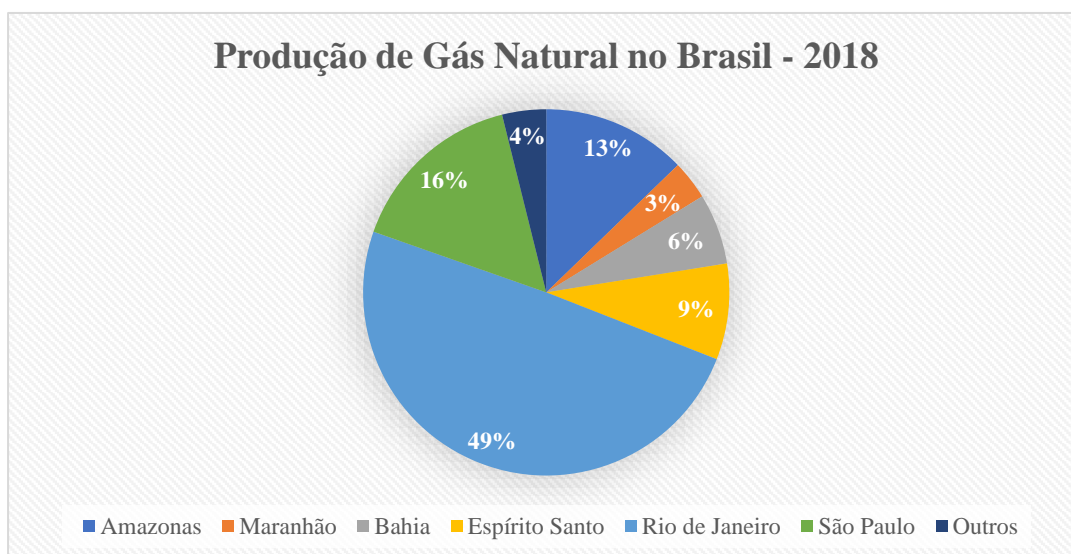


Fonte: Elaboração própria, com dados da BP (2019)

De acordo com os dados obtidos no Anuário Estatístico da ANP 2019, o Brasil durante 2018 produziu 40,8 bcm de gás natural, incluindo os volumes de reinjeção, queimas, perdas e consumo próprio. A maior parte da produção de gás natural (80%) é oriunda dos campos localizados no mar, correspondentes a 32,8 bcm e, desta produção *offshore*, a maior porção provém dos reservatórios pré-sal. O maior estado produtor é o Rio de Janeiro, com 20,2 bcm, seguido de São Paulo, com 6,4 bcm, ambos com produção marítima. A maior produção em terra situa-se no estado do Amazonas, com 5,2 bcm.

O gráfico 3.4 mostra a produção de gás natural realizada no Brasil em 2018, identificando os principais estados produtores.

Gráfico 3.4: Produção de Gás Natural no Brasil - 2018



Fonte: Elaboração própria, com dados da ANP (2019)

O consumo global de gás natural em 2018 totalizou cerca de 3,85 tcm, com um aumento de 195 bcm, ou 5,3%, face ao ano anterior, uma das taxas de crescimento mais rápidas desde 1984, segundo o relatório “*Statistical Review of World Energy*” da BP (2019).

O crescimento do consumo de gás foi impulsionado principalmente pelos EUA (78 bcm), representando quase 40% do crescimento da procura global, apoiado pela China (43 bcm), Rússia (23 bcm) e Irão (16 bcm), representando estes países 80% do crescimento global.

De acordo com os dados da BP (2019), o aumento do consumo nos EUA em 2018 foi praticamente o mesmo dos seis anos anteriores, tendo sido impulsionado pelo consumo interno devido aos efeitos relacionados com o clima, com a crescente procura de aquecimento e arrefecimento do ambiente, o aumento do consumo de gás, tanto diretamente como, mais importante, indiretamente, através da crescente procura de energia.

O consumo de gás na China cresceu 18% e, de acordo com a publicação da BP (2019), isso deveu-se em parte à continuação de políticas ambientais que incentivam a troca de carvão por gás na indústria e nos edifícios, de forma a melhorar a qualidade do ar local.

A figura 3.4 mostra os volumes de gás natural consumidos no mundo em 2018, especialmente na Europa e na Eurásia, que consumiram os maiores volumes, seguidos da América do Norte.



Figura 3.4: Consumo mundial de Gás Natural 2018 (bcm). Fonte: BP (2019)

O consumo de gás natural no Brasil em 2018 foi de 35,9 bcm, segundo a BP (2019), sendo utilizado maioritariamente no setor industrial e na produção de eletricidade.

3.4 - CADEIA DE VALOR DO GÁS NATURAL

A indústria do gás natural é considerada uma indústria de rede, uma vez que apresenta diferentes atividades em que a interconexão é essencial para o seu funcionamento e prestação de serviços. Nos diferentes segmentos da cadeia de gás natural, algumas atividades são potencialmente competitivas e outras são naturalmente monopólicas (ANP, 2020).

A cadeia de valor da indústria do gás natural no Brasil, como mostra a figura 3.5, é composta pelos segmentos de exploração, produção, processamento, transporte, distribuição e comercialização, que realizam as suas atividades de forma desmembrada, mas com uma forte relação de interdependência.



Figura 3.5: A cadeia de valor do gás natural. Fonte: GALP, (2020)

A atividade exploratória consiste no reconhecimento e estudo de formações com potencial para a identificação de hidrocarbonetos, através da realização de mapeamento e processamento geológico e geofísico que serão posteriormente comprovados através da perfuração de poços. Esta atividade caracteriza-se por um elevado grau de risco, principalmente ligado à incerteza da descoberta de um depósito em áreas com conhecimento geológico ainda limitado (ANP, 2020).

Para o adequado dimensionamento do reservatório e para a análise da sua viabilidade económica é essencial perfurar e completar poços, de forma a avaliar e confirmar a existência de hidrocarbonetos nas zonas previamente identificadas. Um dos principais desafios desta fase é mitigar o risco exploratório com os custos da perfuração de poços (FGV, 2014).

As atividades de desenvolvimento e produção iniciam a partir da confirmação da possibilidade de comercialização dos hidrocarbonetos presentes nos reservatórios identificados na fase de exploração. A partir daí, o projeto para o desenvolvimento do campo será elaborado contemplando, a quantidade de poços necessários, a unidade de produção e outros equipamentos para a produção mais racional e económica de gás natural (ANP, 2020).

Estas atividades implicam um investimento significativo, principalmente se a localização das reservas de gás natural estiverem no *offshore*, o que aumenta substancialmente os custos, sobretudo se houver necessidade de desenvolver novas tecnologias, como as que permitiram a extração de gás em reservatórios "não convencionais", como xistos, depósitos de carvão e reservatórios de baixa permeabilidade, e também em "áreas de fronteira tecnológica", assim consideradas as regiões ultra-profundas e árticas (FGV, 2014).

A terceira atividade da cadeia de gás natural consiste no processamento, que ocorre nas Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN), onde são separadas as frações ligeiras (metano e etano) das frações pesadas e de outros elementos presentes no gás bruto, gerando: (I) o gás seco, que contém principalmente metano e etano; (II) LGN, que contém propano e butano, e forma GPL; e (III) gasolina natural (C5+) (Fernández *et al.*, 2009).

O tratamento realizado na UPGN serve, de acordo com a FGV (2014), para remover impurezas e contaminantes (como enxofre, dióxido de carbono e metais pesados) e também para adaptar o gás às especificações do sistema de transporte e regulação dos mercados de consumo relativamente às suas propriedades físico-químicas.

A qualidade do gás natural comercializado no Brasil é estabelecida pela Resolução nº 16/2008 da ANP, que destaca como principais itens de controlo o poder calórico superior (PCS), o índice Wobbe, o número de metano e os pontos de orvalho de água (POA) e hidrocarbonetos (POH).

Para além destas características, a composição do gás é também monitorizada para o teor mínimo e máximo de metano e etano, respetivamente. Entre os contaminantes, é essencial controlar os inertes, no caso do azoto (N₂) e do dióxido de carbono (CO₂), bem como do comburente de oxigénio (O₂). Existem limites máximos para inerte (N₂ + CO₂), dióxido de carbono e oxigénio (ANP, 2008).

A quarta atividade refere-se ao transporte de gás natural, que pode ser realizado com ele no estado líquido ou gasoso. A forma como o gás é movido entre o campo de produção e o mercado de consumo é uma questão estratégica para a indústria do gás natural, uma vez que é geralmente necessário utilizar gasodutos para transportar gás de UPGN para centros de consumo, o que requer um elevado investimento para a sua instalação.

Segundo Almeida e Colomer (2013), os investimentos realizados para a expansão ou criação de um sistema de gasodutos devem ser bem planeados, uma vez que os custos iniciais são elevados e o retorno do investimento ocorre a longo prazo. Estes elevados custos são influenciados pela extensão, direito de acesso, capacidade de bombeamento, número de estações de compressão, percurso do gasoduto e capacidade máxima exigida. Esta característica específica condiciona o desenvolvimento da indústria do gás natural aos constantes investimentos no segmento dos transportes.

Tal como salienta a FGV (2014), no seu caderno de Gás Natural, a elaboração e disposição dos gasodutos deve ter em conta o serviço simultâneo ao fluxo ininterrupto de produção e procura do mercado de consumo, o que cria uma grande dificuldade para o sector, para não falar do elevado investimento inicial necessário.

Por outro lado, após a instalação de uma rede mínima de gasodutos, é possível obter uma economia de escala, drenando grandes volumes de gás a baixo custo operacional, além de reduzir os investimentos na expansão da rede (FGV, 2014).

Após a fase de transporte, o gás chega à central de distribuição, que faz a ligação entre o gasoduto de transporte e o consumidor final. O que diferencia a fase de transporte da distribuição é basicamente a pressão do fluxo de gás, cerca de quatro vezes maior na fase de transporte (Almeida e Colomer, 2013).

De acordo com a FGV (2014), o processo de distribuição começa a partir da receção de gás nos chamados *citygates*, que são instalações de redução de pressão e controlo, medição e odorização de Gás Natural. A partir dos *citygates*, o Gás Natural é direccionado através de dutos para os vários segmentos de mercado: produção industrial, comercial, residencial e de eletricidade.

Após a compressão do Gás Natural a 200-250 bar, este pode ser utilizado para o abastecimento de veículos em gasolinhas. No caso de pressões superiores a 200 bar, o gás natural pode ser transportado em camiões com feixes de cilindro de alta pressão para entrega aos consumidores localizados em regiões longe das redes de distribuição (FGV, 2014).

3.5 - USOS

A utilização de gás natural é muito vantajosa em relação a outros combustíveis fósseis, uma vez que a sua utilização proporciona uma combustão mais limpa, tem um menor potencial para emitir óxidos de azoto (NO_x), monóxido de carbono (CO) e dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), compostos orgânicos voláteis (OC), dióxido de enxofre (SO₂) e materiais particulados (MP). Outra vantagem é a redução dos custos de manutenção e fácil adaptação às instalações existentes (Costa, 2018).

O quadro 3.2 especifica as vantagens da utilização do gás natural que, segundo Abreu (1999), podem ser agrupadas em vantagens macroeconómicas, ambientais, de segurança e diretas para o utilizador.

Quadro 3.2 - Vantagens da utilização do Gás Natural

Vantagens macroeconómicas	Vantagens ambientais e de segurança	Benefícios diretos do utilizador
Diversificação da matriz energética	Presença muito baixa de contaminantes	Fácil adaptação das instalações existentes
Atração de capital de riscos externos	Combustão mais limpa, partículas sem emissões (cinzas)	Menos investimento no uso do espaço de armazenamento
Melhoria da eficiência energética	Não requer tratamento de gases de combustão	Menor corrosão do equipamento e menor custo de manutenção
Aumento da competitividade das indústrias	Rápida dispersão de fugas	Menor custo do manuseamento de combustível; menor custo das instalações.
Produção de eletricidade com centros de consumo		Combustão facilmente ajustável; alta eficiência energética
		Pagamento após consumo, custo competitivo em comparação com outras alternativas.

Fonte: Abreu (1999).

De um modo geral, podemos classificar as principais utilizações do gás natural como energéticas e não energéticas, para além da sua utilização com vista à recuperação secundária do petróleo, a fim de melhorar o seu índice de recuperação.

3.5.1 - Utilização não energética de gás natural

De acordo com Confort (2006), as utilizações não-energéticas do gás natural podem ser divididas em:

- Indústria química: O objetivo da sua utilização é obter metanol ou álcool metilo, fabricar formaldeído para obter resinas, películas e polímeros, para além de vários tipos de solventes;

- Indústria de fertilizantes: É possível obter gás de síntese, amoníaco e ureia para a indústria de fertilizantes a partir de metano;
- Indústria petroquímica: Com as frações mais pesadas do gás natural obtém-se eteno e propeno para a indústria petroquímica. Nas refinarias, pode ser utilizada como matéria-prima para a produção de hidrogénio.

3.5.2 - Utilização energética do gás natural

De acordo com Neiva (1997) e Santos *et al.* (2002), as utilizações energéticas do gás natural são as seguintes:

- Sector Industrial: a utilização de gás natural neste sector tem as seguintes vantagens: (i) maior eficiência; (ii) reduzir os custos de investimento no sistema de combustão; (iii) custos mais baixos de funcionamento e manutenção dos sistemas; (iv) ausência de custos de armazenamento; e (v) benefícios ambientais e qualidade de combustão, entre outros (Santos *et al.*, 2002);
- Sector do Veículo: pode substituir outros combustíveis, como gasolina e etanol, sem ter de fazer grandes modificações no motor. O Gás Natural Veicular (GNV) apresenta como vantagens o menor custo do combustível e a menor emissão de partículas, enxofre e CO₂, quando comparado com a gasolina e o gasóleo;
- Sectores comerciais e residenciais: o gás natural é utilizado para aquecimento de ambientes e água, secagem e cozedura de alimentos. O mercado residencial e comercial de gás natural nos países de clima frio é muito importante devido à elevada procura de aquecimento (Costa, 2013);
- Produção de eletricidade: são normalmente utilizados em centrais termoelétricas como complemento da energia hidráulica em situações de aumento da procura ou redução do abastecimento de água.

No Brasil, de acordo com o relatório "Balanço Energético Nacional 2018" (BEN-2018), publicado em 2019 pela EPE, o gás natural é maioritariamente utilizado para a produção de eletricidade (32,9%) e no sector industrial (28,3%).

Segundo Costa (2018), a participação das centrais termoeletricas alimentadas por gás natural na matriz energética brasileira tem vindo a aumentar e a assumir um papel importante na geração básica, especialmente na última década, porque além do custo do combustível e das vantagens operacionais, a questão ambiental é também um fator importante, uma vez que operam a temperaturas mais baixas, o que reduz a emissão de gases SO_x e NO_x.

4 - ARMAZENAMENTO GEOLÓGICO DE GÁS NATURAL

Antes de iniciar a descrição do capítulo, que abordará o armazenamento geológico de gás natural, tecnologia já dominada e amplamente utilizada no mundo, é importante mencionar a utilização crescente do subsolo para o armazenamento de outras fontes de energia e resíduos, que terá uma breve abordagem no final deste capítulo.

Armazenamento geológico ou subterrâneo, que também é conhecido como estocagem subterrânea de gás natural (ESGN), de acordo com Appi *et al.* (2005), consiste na manutenção do gás natural sob altas pressões, em estruturas geológicas subterrâneas, naturais ou artificialmente construídas para o efeito, normalmente situadas nas proximidades de grandes centros industriais e urbanos de consumo, por razões logísticas, visando uma melhor gestão dos fluxos comerciais e operacionais de gás natural, através da constituição de reservas estratégicas.

O processo de armazenamento de gás natural envolve as etapas de injeção, armazenamento e retirada de gás. O gás é injetado no reservatório ou na formação através de um poço de injeção, que também funciona como poço de retirada. Na ausência de estruturas geológicas, a capacidade total de armazenamento em tanques metálicos é menor e os custos diretos são mais elevados para a reprodução artificial de dimensões naturais (CEDIGAZ, 2016).

Seguem-se alguns conceitos específicos relacionados com o armazenamento subterrâneo de gás natural que serão importantes para a compreensão dos seguintes capítulos (Nunes, 2010):

- Capacidade total de armazenamento – volume máximo de gás natural que pode ser armazenado na instalação. É determinado com base em vários fatores físicos, tais como o volume do reservatório, os métodos de engenharia utilizados, etc.;

- Gás de base (almofada de gás) – é o volume de gás que é mantido permanentemente para garantir a pressão interna e a taxa de entrega no momento da negociação do gás. É o gás que não pode ser extraído ou comercializado. O volume de gás base necessário depende do tipo de estrutura de armazenamento aplicada. Quanto maior for o volume de gás base, maior a pressão sobre o armazenamento, permitindo taxas de retirada mais elevadas;
- Gás de trabalho (gás útil) – é o gás total armazenado menos a base de gás, volume de gás disponível para o mercado a qualquer momento;
- Entregabilidade – volume de gás natural que pode ser retirado por um período (dias ou horas) para comercialização. Também pode ser definido como taxa de entrega, taxa de retirada ou capacidade de retirada. Expresso geralmente em MMm³/dia, esta taxa depende do volume de gás armazenado nas instalações num determinado período, bem como da sua pressão interna, capacidade de compressão da instalação e características físicas dos reservatórios;
- Número de ciclos – é o número de vezes que o volume de gás útil pode ser injetado e removido num determinado período, que tipicamente é de um ano;
- Capacidade de injeção - caracteriza o volume de gás que pode ser injetado por dia. Geralmente expresso em MM m³/dia.

4.1 - HISTÓRICO

As primeiras atividades de armazenamento subterrâneo de gás natural começaram em 1915 através do desenvolvimento bem-sucedido de uma experiência num campo desativado de petróleo localizado no distrito de Welland County, em Ontário, Canadá. Pouco depois, em 1916, a primeira atividade comercial de armazenamento subterrâneo de gás natural foi implementada nos EUA, também num campo esgotado (Zoar), localizado perto da cidade de Buffalo, Estado de Nova Iorque (Costa, 2013).

Poucos avanços tecnológicos relacionados com o armazenamento de gás foram desenvolvidos nas décadas seguintes, até que o primeiro projeto de armazenamento de gás num aquífero foi desenvolvido no estado americano do Kentucky em 1946. De acordo com Appi *et al.* (2005), a partir da década de 1950 esta tecnologia também foi desenvolvida noutros países, como a França, a Alemanha e a Rússia.

De facto, após a Segunda Guerra Mundial, devido ao aumento da procura de gás natural e à limitação tecnológica para a construção de grandes gasodutos com capacidade suficiente para servir as regiões consumistas, verificou-se um aumento do número de construções de instalações subterrâneas de armazenamento de gás natural (EPE, 2018).

A utilização de cavidades salinas para o armazenamento de gás natural começou na década de 1960, depois de esta tecnologia ter sido utilizada na Europa e na América do Norte para o armazenamento de resíduos industriais, GPL e outros hidrocarbonetos leves. O primeiro local de armazenamento de gás natural em cavidades salinas foi implantado em 1961 no condado de Saint Clair, Michigan, EUA (Confort, 2006).

No início da década de 1970, cavidades salinas foram construídas para este fim em Tersanne, França, e Honigsee, Alemanha. Com o avanço das tecnologias de construção destas estruturas, verificou-se um aumento da sua utilização para o armazenamento de hidrocarbonetos, constituindo mercados especulativos para a compra e revenda desta energia, especialmente nos EUA (Costa, 2013).

No que diz respeito à utilização de minas exauridas para armazenamento de gás, o primeiro registo remonta a 1963, sendo implantado em Leyden, Colorado, EUA. De acordo com Confort (2006) foram desenvolvidas poucas instalações com esta tecnologia – além dos EUA havia armazenamento de gás natural em minas de carvão na Bélgica e numa mina de potássio na Alemanha, ambas já desativadas.

O uso de cavernas rochosas, construídas a pequena profundidade e revestidas com aço é a mais recente tecnologia desenvolvida para o armazenamento geológico de gás, e pode ser usada em locais que não têm as estruturas acima mencionadas. Um projeto desenvolvido na Suécia entre 1999 e 2002, foi submetido a vários testes que comprovaram a sua viabilidade económica (Mansson, 2006).

4.2 - ESTRUTURAS GEOLÓGICAS DE ARMAZENAMENTO

O gás natural pode ser armazenado em diferentes tipos de estruturas geológicas e as principais utilizadas no mundo atualmente são: campos de petróleo esgotados, cavidades salinas e aquíferos. Os campos de petróleo esgotados e os aquíferos são tratados como reservatórios porosos, enquanto as cavidades salinas, pela sua natureza litológica, são tratadas como selantes. Ainda existem instalações subterrâneas de armazenamento de gás natural em cavernas rochosas e minas esgotadas, no entanto estes tipos são mais raros (EPE, 2018).

Os vários tipos de estruturas geológicas utilizadas como instalações para o armazenamento subterrâneo de gás natural são apresentados na figura 4.1.

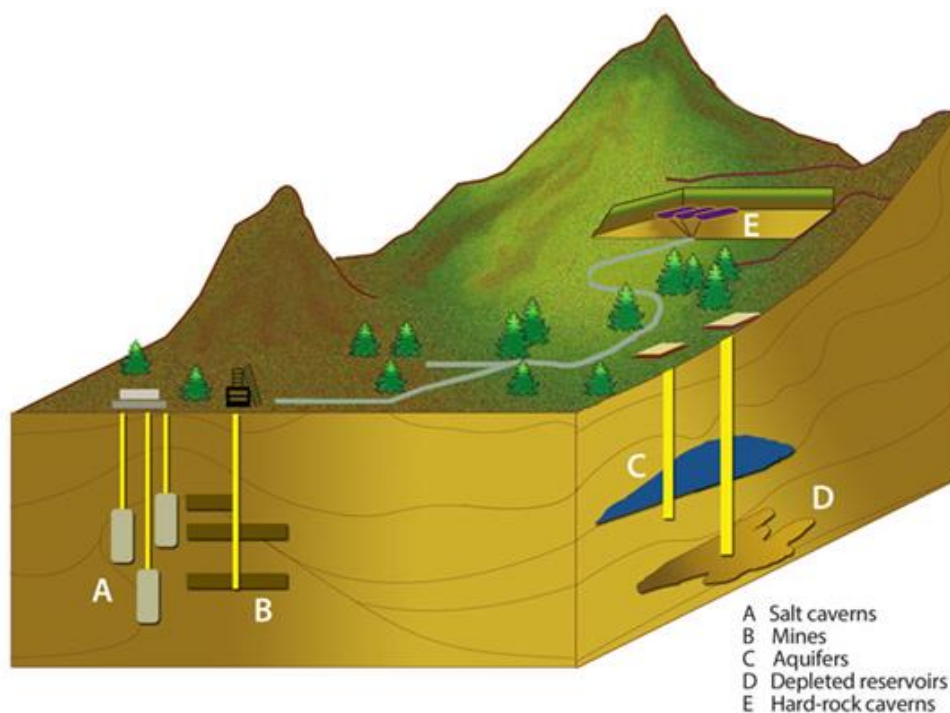


Figura 4.1: Tipos de instalações para armazenamento geológico de gás natural.

Fonte: EIA (2005)

De acordo com a *Energy Information Administration* (EIA, 2015), o tipo de armazenamento tem características físicas próprias (porosidade, permeabilidade, capacidade de retenção) e económicas (custos de preparação e manutenção do local, taxas de entrega e capacidade de ciclismo), que regem a sua adequação a aplicações específicas. Existem características importantes de um reservatório de armazenamento subterrâneo

que são a sua capacidade de reter gás natural para uso futuro e a taxa a que o *stock* de gás pode ser retirado, à chamada taxa de entrega.

4.2.1 – Campos de petróleo e gás natural esgotados

A utilização de reservatórios de petróleo e gás natural para armazenamento subterrâneo de gás natural é o método mais fácil e mais utilizado, uma vez que utiliza um campo cuja produção está em declínio ou já está esgotada. Uma grande vantagem deste método é a existência de uma base de informação geológica consolidada, adquirida através de mapeamento e processamento sísmico, simulações de comportamento do reservatório, perfuração de poços e outras atividades realizadas nas fases de exploração e produção do campo (Confort, 2006). Outro aspeto positivo para a conversão de reservatórios esgotados de um campo de petróleo, num local de armazenamento subterrâneo de gás natural, decorre da possibilidade de utilização de poços, sistemas de recolha e outras infraestruturas existentes (EIA, 2015).

Em armazenamentos deste tipo, o gás natural é retido em reservatórios com boa porosidade e permeabilidade, que já armazenaram e produziram hidrocarbonetos no passado e ainda se encontram confinados por rochas selantes de baixa permeabilidade. No entanto, não é qualquer campo esgotado que pode ser utilizado para o armazenamento de gás natural, uma vez que é necessário ter uma elevada permeabilidade para obter taxas adequadas de injeção e retirada de gás natural. Além disso, é necessário fazer uma análise estrutural do reservatório relativamente ao risco de armazenamento de gás natural sob altas pressões (Costa, 2018).

Este tipo de armazenamento subterrâneo de gás natural, de acordo com Confort (2006), tem um número relativamente baixo de ciclos e a taxa de retirada diária é condicionada ao grau de porosidade e permeabilidade da rocha, além de equipamentos de superfície, níveis de volume de gás base e as características de fluxo de cada reservatório.

Tipicamente, este método de armazenamento é projetado para uma injeção e uma retirada por ano; por outro lado, a sua capacidade de retenção é a maior dos tipos considerados. São mais utilizados para ajustamentos sazonais em mercados previsíveis e constantes, como países de estações bem definidas ou para constituir reservas estratégicas, embora existam casos com elevadas taxas de injeção e retirada, capazes de satisfazer as exigências termoelétricas (EPE, 2018). Outro aspeto que deve ser

considerado para a implementação deste tipo de instalação é a sua proximidade com os centros de consumo e os gasodutos existentes (Nunes, 2010).

As maiores desvantagens de armazenamento em reservatórios de campos de petróleo esgotados devem-se às incertezas de capacidade, uma vez que existem dificuldades em estimar o volume retido pelas rochas e a baixa taxa de retirada. Por isso, não são adequados para satisfazer picos de consumo de curto prazo, para além do elevado investimento em gás de base (gás almofada), uma vez que ocupa 50 a 60% do volume total do reservatório (Appi *et al.*, 2005).

De acordo com Almeida (2008), um reservatório para ter condições de armazenamento de gás natural, deve ter as seguintes características técnicas:

- Volume suficiente do reservatório para permitir o armazenamento da quantidade de gás, sem exceder a pressão de contenção e sem exigir compressões não económicas para níveis de pressão muito elevados;
- Condições de vedação satisfatórias pela competência das rochas de cobertura (superior e inferior);
- Permeabilidade suficiente para permitir a injeção e a produção a níveis de caudal necessários durante os períodos de abastecimento e os picos da procura;
- Sensibilidade limitada para reduções de permeabilidade (injectividade/produtividade) relacionadas com a presença de água, presença de hidrocarbonetos, flutuações nas tensões rochosas do reservatório durante os ciclos de pressão, entre outros;
- Ausência de gás sulfureto (natural ou gerado por ação bacteriana);
- Possibilidade de perfuração e conclusão de poços adicionais sem causar danos graves às formações (devido às condições de pressão extremamente baixas que podem ser encontradas nestes reservatórios).

4.2.2 - Aquíferos

Os aquíferos são compostos por rochas com elevada porosidade e permeabilidade, contidas entre rochas impermeáveis que acumulam água subterrânea e podem, se tiverem volumes adequados e níveis de confinamento e salinização que tornam imprópria a água

para consumo, ser utilizados para armazenamento subterrâneo de gás natural (Nunes, 2010).

A implementação de um projeto de armazenamento de gás num aquífero é mais cara do que em reservatórios de hidrocarbonetos esgotados, uma vez que será necessário fazer investimentos para conhecer as características físicas e geológicas da estrutura e, no caso da viabilidade da implementação do projeto, será necessário adquirir e instalar as infraestruturas (poços, equipamentos de extração, gasodutos, compressores, etc.) para o seu funcionamento, resultando em elevados custos de desenvolvimento (Confort, 2009).

Devido à baixa presença de gás na formação de aquíferos, é necessário injetar grandes volumes de gás para a construção do gás de base, cujo objetivo é manter as pressões necessárias para as taxas de retirada. Este gás de base corresponde a cerca de 80% da capacidade total do aquífero e grande parte desse volume de gás não pode ser recuperado, o que torna este método bastante caro.

A maioria dos armazenamentos subterrâneos de gás natural em aquíferos são instalados entre 500 e 2.500 m de profundidade, com pressões que variam de 40 a 300 bar, porosidades iguais ou superiores a 10% e permeabilidade acima de 20mDarcy (Appi *et al.*, 2005).

Ultimamente tem havido um aumento das restrições ambientais para a implementação deste modelo em vários países, criando um obstáculo ao futuro da utilização de aquíferos para armazenamento de gás natural, uma vez que existe o risco de contaminação das fontes de água contidas no reservatório (Confort, 2006)

O armazenamento de gás em aquíferos, em geral, tem um único ciclo anual de funcionamento, semelhante ao verificado no modelo de campos esgotados. Assim, este tipo de armazenamento torna-se mais dispendioso e, portanto, menos interessante do que os outros, no entanto, em alguns lugares que não têm outras estruturas geológicas apropriadas, os aquíferos podem ser as únicas estruturas localizadas perto de centros de consumo, onde é possível um armazenamento eficiente.

4.2.3 - Cavidades salinas

O armazenamento de gás natural em cavidades salinas é realizado em estruturas construídas para o efeito, através da lavra por dissolução, onde a água é bombeada através de poços em depósitos salinos subterrâneos, dissolvendo o sal e criando cavidades que

serão usadas no futuro, para armazenamento de gás. Estes depósitos salinos ocorrem em camadas ou domos salinos, sendo estes últimos mais adequados para projetos de armazenamento de gás natural subterrâneo devido à sua estrutura mais homogênea e à dissolução mais uniforme (Costa *et al.*, 2014).

Uma das características destas estruturas são as elevadas taxas de injeção e entrega sendo, por isso, o modelo ideal para satisfazer as exigências diárias de pico, e também para armazenamento com fins económicos. A capacidade de armazenamento das cavidades salinas é de 20 a 30% do gás base e de 70 a 80% de gás útil, permitindo ciclos de 10 a 12 vezes por ano (Costa, 2018).

A pressão do armazenamento de gás em cavernas de sal, através da dissolução em domos salinos é uma função da sua profundidade, de modo que, quanto maior for a distância à superfície, mais resistente a estrutura do sal é, portanto, menos suscetível à rutura (Confort, 2006).

Segundo Costa (2018), se compararmos com os outros tipos de estruturas geológicas mais utilizadas para o armazenamento de gás, o custo de construção de cavidades salinas é o mais elevado. Por outro lado, as elevadas taxas de entrega e o baixo volume de gás básico necessário tornam-no economicamente atrativo. Além disso, dependendo da profundidade da estrutura salina e das suas propriedades físico-químicas, ela pode suportar altas pressões de injeção de gás natural, gerando assim grandes volumes de armazenamento.

Outras vantagens deste tipo de estrutura estão relacionadas com o tempo necessário para a sua construção, que é mais curta do que para outros modelos e a necessidade de uma área mais pequena para as instalações de armazenamento, facilitando a monitorização (Costa *et al.*, 2014). Uma desvantagem é que o processo de dissolver o sal com água gera uma grande quantidade de resíduos (salmoura), que depois de bombeados para a superfície necessita de uma disposição adequada, podendo ser utilizados por indústrias químicas, libertados no mar ou descartados em aquíferos salinos (Costa, 2018).

O quadro 4.1 apresenta brevemente as características, vantagens e desvantagens dos principais tipos de instalações subterrâneas de armazenamento de gás natural.

Quadro 4.1 - Características, vantagens e desvantagens dos principais tipos de instalações de armazenamento geológico de gás natural.

	Reservatório esgotado	Aquífero	Cavidades salinas
Uso principal	Ciclo Sazonal	Ciclo Sazonal	Picos de consumo
Vantagens	Instalação pronta e bem conhecida; Grande capacidade de gás útil	Capacidade de gás útil moderada; adequado na ausência de reservatório esgotado	Elevadas taxas de injeção e de retirada; baixo volume de gás de base; elevado número de ciclos
Desvantagens	Em geral, baixas taxas de injeção e retirada ¹	Elevado custo de delimitação da estrutura; elevado volume de gás de base; tempo de construção longo	Menor capacidade de gás útil; elevado custo operacional
Gás base relativo à capacidade total (%)	50	50 – 80	20 – 30
Período de injeção (dias)	120 – 200	120 – 200	20
Período de Retirada (dias)	60 – 120	60 – 120	5 – 20
Lead time² (anos)	5 – 8	10 – 12	1 – 5

Fonte: EPE (2018)

¹ Menos comumente, são também encontrados reservatórios com elevadas taxas de injeção e de retirada.

² Lead time - Tempo que inclui as fases de planejamento, concepção e construção e comissionamento de uma instalação ESGN.

4.2.4 - Cavernas Rochosas

O armazenamento de gás em cavernas de rocha dura é uma tecnologia mais recente, existente na República Checa e na Suécia, e consiste em armazenar gás a altas pressões em cavernas de pequenas profundidades. As grutas podem ser desenvolvidas artificialmente, revestidas com aço para garantir a estanquidade do gás, ou não revestidas (Evans, 2008). Esta técnica é uma alternativa mais cara para países que não têm geologia favorável para as opções anteriormente descritas (Confort, 2006).

O desenvolvimento da tecnologia em cavernas rochosas revelou-se comercialmente viável e está em posição de ser outra alternativa para o armazenamento subterrâneo do gás natural, uma vez que uma caverna rochosa foi escavada na Suécia, a 115 m de profundidade e revestida com aço (Lima, 2014).

Entre as principais vantagens da utilização desta estrutura estão a enorme liberdade de localização, as elevadas taxas de retirada, o baixo impacto ambiental e a

possibilidade de adaptar novos módulos à planta, devido à necessidade de expandir a sua capacidade de armazenamento (Mansson *et al.*, 2006).

4.2.5 - Minas exauridas

Esta modalidade de armazenamento é pouco utilizada e não tem tido muita evolução ao longo do tempo, porque as minas exauridas têm uma menor capacidade de retenção, não são muito profundas e têm pressões e volumes reduzidos em comparação com os outros tipos de armazenamento subterrâneo de gás natural. Além disso, existe também o risco de reativação de falhas geológicas existentes, devido às atividades de extração mineral realizadas anteriormente (Costa, 2018).

O volume de gás armazenado nas minas de carvão pode aumentar devido aos efeitos de absorção no mineral. De acordo com Lima (2014) existe informação sobre três dessas instalações no mundo, uma na Bélgica, uma na Alemanha e outra nos EUA, perto de Denver, Colorado, que tem como característica a existência de um aquífero no fundo da mina e o estrato espesso e impermeável que o cobre.

4.3 - PROPÓSITOS

O armazenamento subterrâneo de gás natural é um elemento fundamental da generalidade dos sistemas energéticos modernos, sendo de grande valor para a correta gestão dos fluxos comerciais de gás natural, para a constituição de reservas estratégicas e também para fins operacionais (Nunes, 2010).

A sua principal função está relacionada com a necessidade de promover o equilíbrio entre a procura e a oferta de gás, cumprindo picos diários, ou mesmo horários, aliviando assim as flutuações nos volumes consumidos, especialmente em países com grandes variações sazonais. Nesta linha, trata-se de um serviço básico, que consiste em armazenar o excedente de gás disponibilizado pelo sistema produtivo durante períodos de baixa procura, normalmente no verão do hemisfério norte, para posterior fornecimento de gás durante os períodos de inverno, atendendo à elevada procura do mercado, para aquecimento de casas e estabelecimentos industriais e comerciais (EPE, 2018).

Outro objetivo importante do armazenamento subterrâneo de gás natural está relacionado com o papel fundamental da segurança no aprovisionamento energético no caso de situações imprevistas, como acidentes, furacões e interrupções de produção. Neste serviço de reserva estratégica, o volume de gás que deve ser armazenado para o

efeito é normalmente estabelecido pelas autoridades governamentais de cada país (EPE, 2018).

Além disso, o armazenamento de gás é importante para equilibrar o fluxo de gás na rede de gasodutos de transporte, mantendo-os dentro dos parâmetros de segurança e sendo também utilizados para manter o equilíbrio contratual, mantendo o volume de entrega e atenuando qualquer imprevisto temporário que possa levar a multas por incumprimento contratual impostas pela transportadora ou pelo agente regulador (Nunes, 2010).

Outro objetivo é reduzir a volatilidade dos preços do GNL, quando há um aumento da procura global, devido, por exemplo, a catástrofes naturais como o terremoto de Fukushima no Japão em 2011, seguido do desmantelamento das centrais nucleares e do aumento da procura térmica de gás natural (EIA, 2015).

Ultimamente, consoante Nunes (2010), o armazenamento subterrâneo de gás natural com objetivo comercial tem funcionado como um instrumento de especulação no mercado, onde os produtores armazenam gás quando os preços são mais baixos e esperam uma subida significativa dos preços no futuro, para vendê-lo.

No Brasil, cuja matriz de produção elétrica é hidrotermal, ou seja, principalmente a partir de centrais hidroelétricas com complementação da geração termoelétrica, um dos objetivos do armazenamento seria funcionar como um *backup* dos sistemas hidroelétricos em tempos de seca, onde são ativadas centrais termoelétricas movidas a gás, atribuindo fiabilidade e credibilidade à rede como um todo, além de aumentar a segurança energética (Costa, 2018).

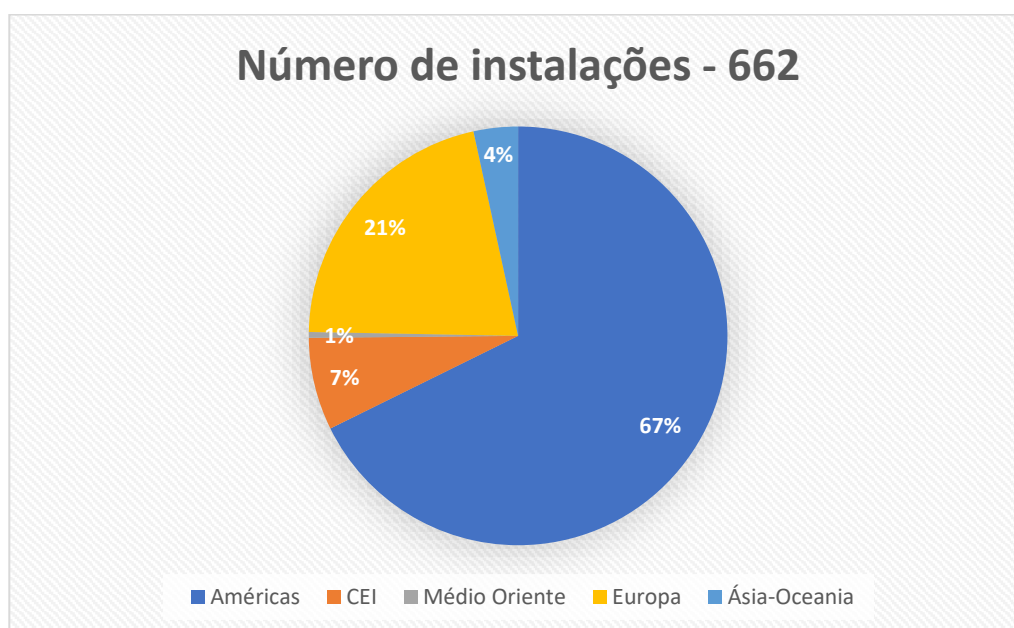
4.4 - PANORAMA MUNDIAL

As informações e dados sobre o cenário mundial de armazenamento subterrâneo de gás natural, utilizados para a elaboração deste capítulo, foram obtidos a partir da CEDIGAZ, uma associação internacional composta pelas principais empresas do sector e considerada uma fonte de confiança, precisão e independência de dados sobre o gás natural. A CEDIGAZ mantém várias publicações na sua base de dados, sendo que o estudo utilizado foi realizado pela CEDIGAZ em 2019, "Armazenamento Subterrâneo de Gás no mundo 2019-Status", por conter dados detalhados e disponíveis.

No final de 2018, existiam 662 instalações de armazenamento subterrâneo de gás em funcionamento em todo o mundo, distribuídas por cinco regiões: Américas (América do Norte e do Sul), Europa, Comunidade dos Estados Independentes (CEI), Ásia-Oceânia e Médio Oriente (CEDIGAZ, 2019).

O gráfico 4.1 mostra a distribuição de instalações de armazenamento de gás natural em todo o mundo no final de 2018.

Gráfico 4.1: Instalações de armazenamento de gás natural no mundo – 2018.



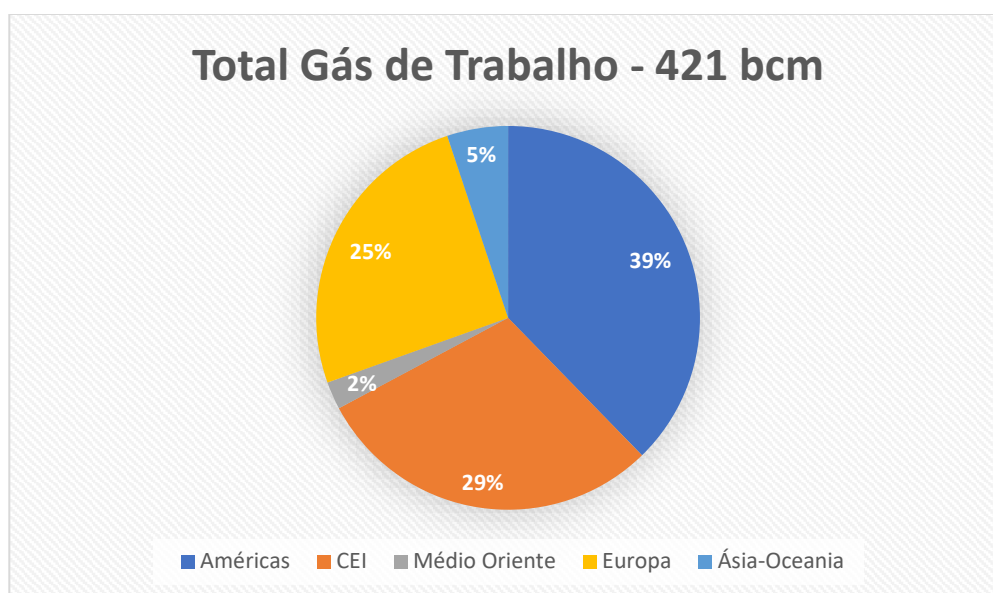
Fonte: Elaboração própria, com dados da CEDIGAZ (2019)

Estas instalações representavam uma capacidade de gás de trabalho de aproximadamente 421 mil milhões de metros cúbicos (bcm), representando mais 1,5% do que no final de 2017. A América do Norte concentrou cerca de 67% dos locais, com 386 armazenamentos ativos nos EUA e 53 no Canadá, com uma capacidade de gás de trabalho combinada de 163,5 bcm (39% do total mundial) e 3.755 mcm/d da taxa máxima de retirada (52% do total mundial). Na Europa existem 142 instalações (107,6 bcm e 2.093 mcm/d); 48 em CEI¹ (120,7 bcm e 1.209 mcm/d); 29 na Ásia-Oceânia (19,8 bcm e 187 mcm/d) e 3 no Médio Oriente (9,3 bcm e 34 mcm/d). Há também um pequeno local de armazenamento de gás na Argentina (CEDIGAZ, 2019).

¹ Organização formada por 11 repúblicas pertencentes à antiga União Soviética: Arménia, Azerbaijão, Bielorrússia, Cazaquistão, Quirguistão, Moldávia, Rússia, Tadjiquistão, Turquemenistão, Ucrânia e Usbequistão.

A distribuição da capacidade de gás de trabalho nas instalações subterrâneas de armazenamento de gás natural em 2018 é apresentada no gráfico 4.2.

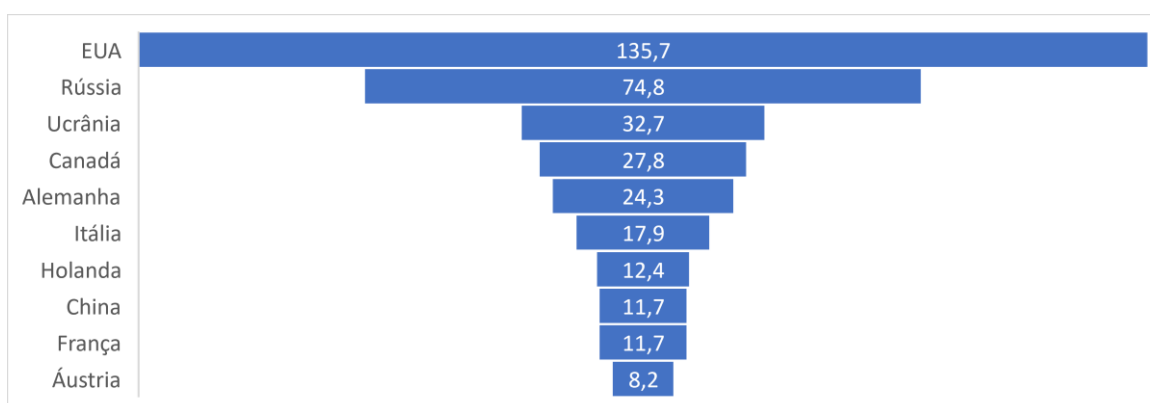
Gráfico 4.2: Capacidade de gás de trabalho no mundo - 2018



Fonte: Elaboração própria, com dados da CEDIGAZ (2019)

Os Estados Unidos da América são o país mais importante em termos de capacidade de gás de trabalho instalada, com aproximadamente 136 bcm, como se pode ver no gráfico 4.3, correspondendo a pouco mais de 32% do volume total. A Rússia surge em segundo lugar com cerca de 75 bcm, a Ucrânia vem em terceiro com 32 bcm, depois o Canadá com 28 bcm e logo atrás está a Alemanha com 24 bcm, completando a tabela dos cinco países com maior capacidade instalada no mundo (70%). Itália, Holanda, China, França e Áustria (CEDIGAZ, 2019) ainda merecem ser mencionados.

Gráfico 4.3: Países com maior capacidade de gás de trabalho do mundo - 2018

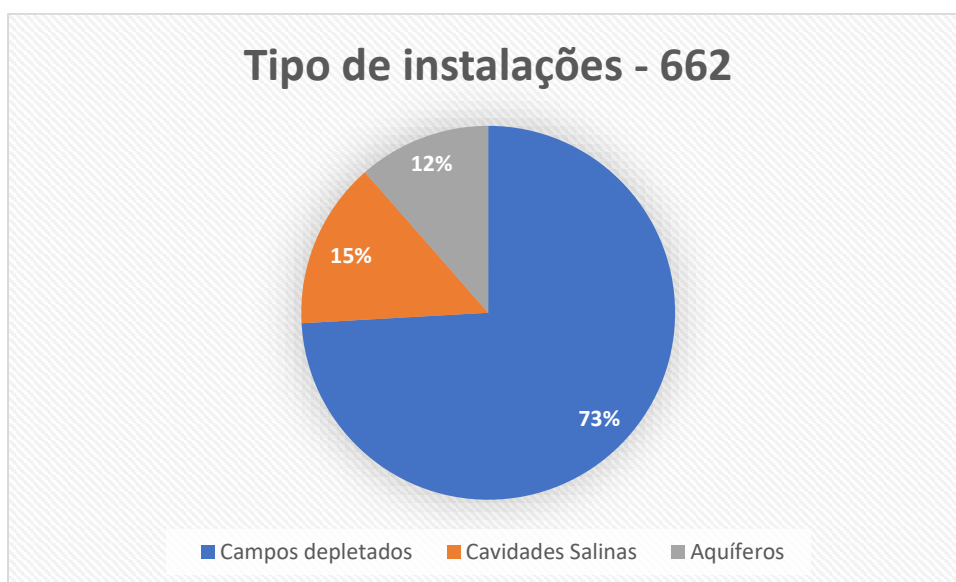


Fonte: Elaboração própria, com dados da CEDIGAZ (2019)

Em relação aos tipos de instalações existentes para armazenamento subterrâneo de gás no mundo, há uma predominância de campos esgotados de petróleo ou gás natural, que representam 73% do número total de instalações e 79% do volume de gás de trabalho, representando 486 instalações. A grande vantagem deste tipo de instalações é que permitem armazenar grandes volumes de gás e são usados principalmente para equilibrar a oscilação sazonal na procura de gás.

O gráfico 4.4 mostra a quantidade de instalações subterrâneas de armazenamento de gás natural no mundo de acordo com a estrutura geológica utilizada.

Gráfico 4.4: Número de instalações por tipo no Mundo – 2018.



Fonte: Elaboração própria, com dados da CEDIGAZ (2019)

Quanto às estruturas em cavidades salinas, no final de 2018, estavam em operação 99 instalações deste tipo, representando 15% do total mundial. Apesar da baixa capacidade de gás de trabalho, cerca de 8% atualmente, as cavidades salinas podem ter vários ciclos e fornecer até 26% da capacidade de entrega global.

Segundo a CEDIGAZ (2019), no final de 2018 estavam em curso 52 projetos de armazenamento subterrâneo de gás natural em construção em todo o mundo, sendo 10 novos projetos e 42 projetos de expansão, acrescentando mais 37 bcm de capacidade global de gás de trabalho. Para além destes projetos em construção, existiam ainda 102 projetos que se encontravam em diferentes fases de planeamento (potenciais e planeados)

– se todos estes projetos fossem construídos, acrescentavam-se 69 bcm de capacidade de gás de trabalho.

Os projetos de armazenamento de gás em cavidades salinas representam mais de um terço do número total em construção (18 projetos). A maioria está localizada na Europa, mas os mercados emergentes (China, Irão) também estão a construir este tipo de instalações. A capacidade de gás de trabalho (14 bcm) dos projetos representa 38% da capacidade total em construção e a sua taxa de retirada combinada em 43% da capacidade total de entrega.

Por outro lado, os projetos de armazenamento subterrâneo de gás natural nos aquíferos são mais raros (apenas dois em construção), uma vez que as questões ambientais cada vez mais restringem a sua implementação, e a sua baixa flexibilidade torna-os menos adequados às necessidades atuais nos mercados liberalizados (CEDIGAZ, 2019).

O crescimento dos projetos de utilização de cavidades salinas como instalações de armazenamento subterrâneo de gás, ocorre principalmente na América do Norte e na Europa, muito devido à liberalização do mercado de armazenamento de gás, que tem sido utilizado para otimizar as carteiras de gás a curto prazo, uma vez que este tipo de armazenamento permite elevadas taxas de injeção e retirada, e o gás de trabalho pode ser reciclado várias vezes por ano. (CEDIGAZ, 2017).

De acordo com este mesmo estudo, as tendências globais de armazenamento de gás têm uma possibilidade de expansão entre 30 e 50%. A capacidade global de armazenamento de gás deverá crescer para entre 547-640 bcm em 2035. Este crescimento está associado ao surgimento de novos mercados de armazenamento na Ásia-Oceânia, Médio Oriente e potencialmente na América Central e do Sul.

4.4.1 - Países com volumes de gás natural armazenados mais elevados

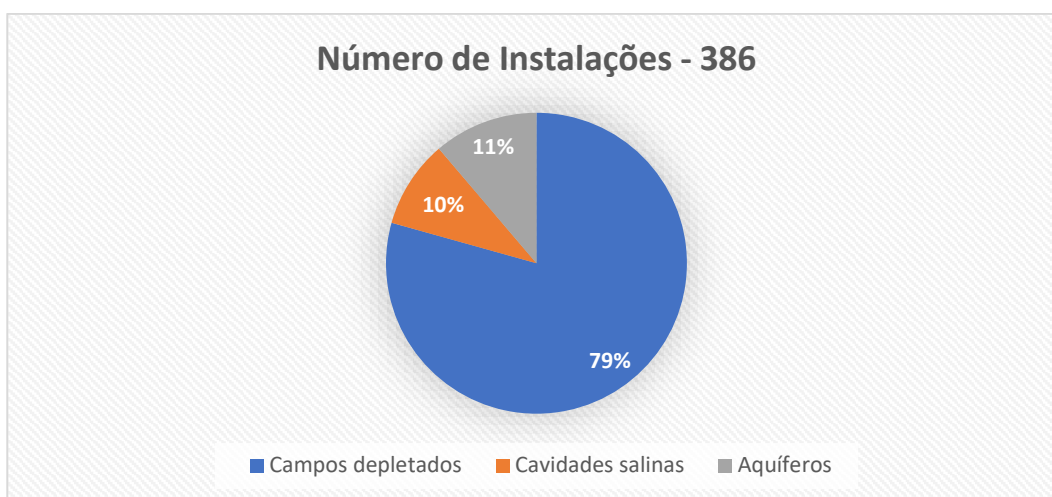
Seguem-se algumas características dos tipos de armazenamento subterrâneo de gás natural encontrados nos cinco países com maior capacidade de gás de trabalho instalada, de acordo com a CEDIGAZ (2019).

4.4.1.1 - Estados Unidos da América

Os EUA continham 386 instalações subterrâneas de armazenamento de gás no final de 2018, com 135,7 bcm de capacidade de gás de trabalho instalada, colocando-o

em primeiro lugar como o país que tem mais instalações de armazenamento de gás natural do mundo e também aquele que contém maiores volumes de gás armazenado. A maioria das instalações de armazenamento de gás estão em reservatórios de hidrocarbonetos esgotados, constituindo cerca de 79% do total, como se pode ver no gráfico 4.5. Tem havido um crescimento na utilização de cavidades salinas como instalações de armazenamento, nos últimos anos, devido ao domínio das técnicas de construção bem como das elevadas taxas de fornecimento de gás que este tipo de instalação permite. No final de 2018, existiam 38 instalações em cavidades salinas, muito próximas de 45 instalações aquíferas que são utilizadas para o efeito (CEDIGAZ, 2019).

Gráfico 4.5: Instalações de armazenamento de gás natural nos EUA - 2018



Fonte: Elaboração própria, com dados da CEDIGAZ (2019).

Os EUA têm o maior mercado de consumo de gás natural do mundo, sendo grandes produtores e também importadores de gás natural (BP, 2020). Os sectores residencial e comercial têm uma forte sazonalidade e, o consumo no inverno pode ser sete vezes maior do que no verão, por isso a estrutura de armazenamento de gás no país visa principalmente equilibrar a oferta e a procura do mercado, atender ao consumo máximo e formar *stock* de contingência para emergências. Além disso, o armazenamento proporciona uma maior eficiência das indústrias, assegura a liquidez dos mercados e obtém vantagens comerciais através da venda de gás abastecido em períodos de preços mais elevados (Confort, 2006).

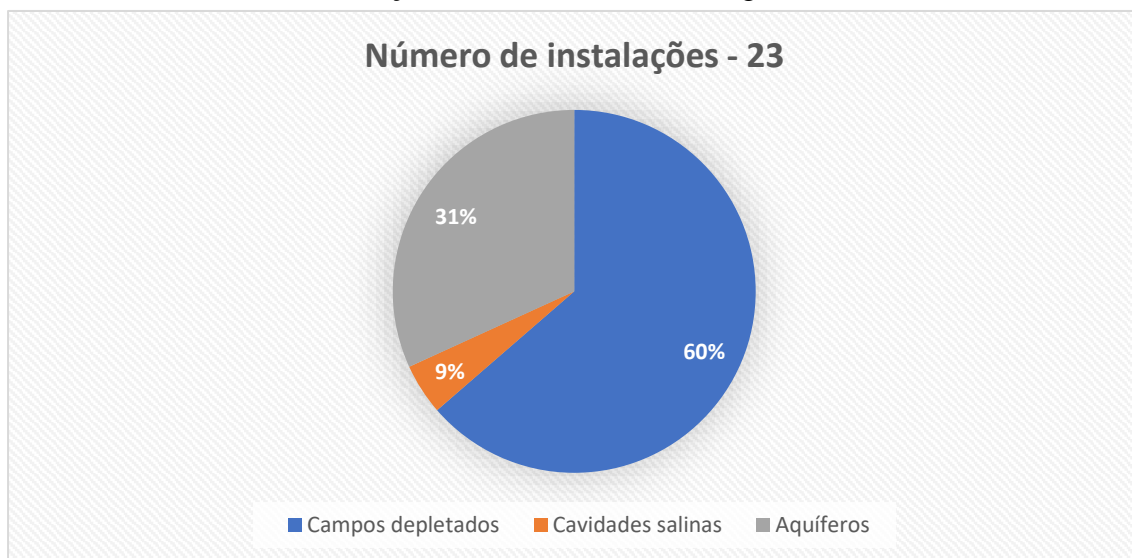
O sector de armazenamento subterrâneo de gás natural dos EUA está aberto a empresas privadas, proporcionando um ambiente de mercado competitivo, com uma grande participação de diversos agentes. As empresas que operam nesta atividade são

empresas de gasodutos interestaduais, empresas de distribuição local (LDC) e operadores independentes (Costa, 2018).

4.4.1.2 - Rússia

No final de 2018, a Rússia tinha um total de 23 locais de armazenamento, como mostra o gráfico 4.6, sendo que 14 estão instalados em campos esgotados, 7 em aquíferos e 2 instalações de cavidade salina, que acumulou um volume de 74,8 bcm de gás de trabalho (CEDIGAZ, 2019).

Gráfico 4.6: Instalações de armazenamento de gás natural na Rússia - 2018



Fonte: Elaboração própria, com dados da CEDIGAZ (2019)

Embora não tenha um número tão significativo de instalações como os EUA, a Rússia tem grandes volumes de gás de trabalho armazenado, colocando-o como o segundo país do mundo em termos de capacidade de armazenamento, atrás apenas dos norte-americanos.

As unidades subterrâneas de armazenamento de gás natural desempenham um papel crucial na logística da distribuição de gás natural na Rússia, fazendo parte do sistema unificado do fornecimento de gás (UGSS), através da extensa rede de gasodutos que ajuda a atenuar a flutuação sazonal no fornecimento de gás durante os períodos mais frios do ano (outono e inverno). A Rússia tem um pouco mais de 168.000 km de gasodutos, considerado a maior rede de gasodutos do mundo (Costa, 2018).

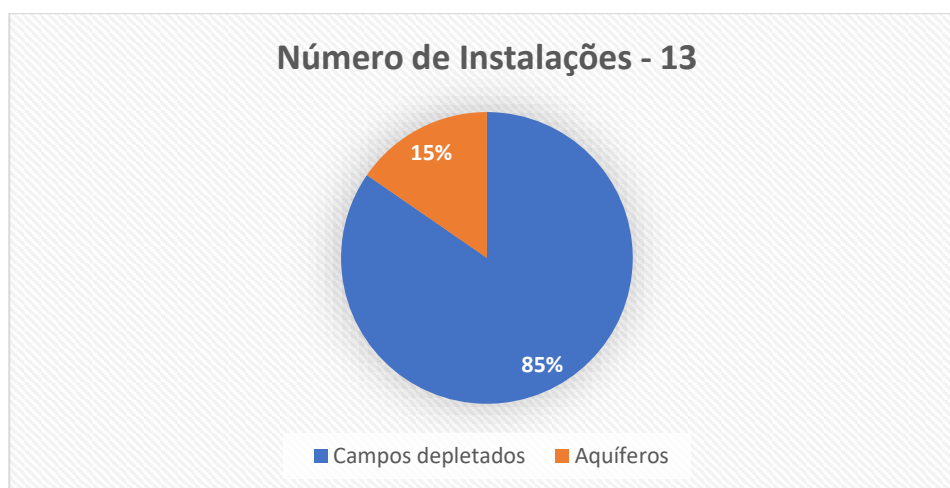
De acordo com Lima (2014), as principais estratégias das unidades subterrâneas de armazenamento de gás natural na Rússia são:

- Manutenção do equilíbrio sazonal do consumo interno;
- Equilibrar o consumo máximo de gás natural em tempos frios;
- Segurança do abastecimento através da UGSS;
- Redução dos picos de pressão nas linhas de transmissão de gás;
- Segurança das exportações de gás natural através de grandes gasodutos em caso de interrupções imprevistas;
- Equilíbrio sazonal das exportações; fornecimento adicional de gás natural em situações de emergência e para invernos rigorosos e também servir como reservas estratégicas.

4.4.1.3 - Ucrânia

A Ucrânia, por sua vez, no final de 2018 tinha 13 instalações, 11 em campos esgotados e 2 em aquíferos, armazenando cerca de 32,2 bcm de gás de trabalho, o que a coloca no terceiro lugar entre os países com maior capacidade de gás em funcionamento do mundo (CEDIGAZ 2019). O gráfico 4.7 mostra a distribuição percentual dos tipos de armazenamento na Ucrânia.

Gráfico 4.7: Instalações de armazenamento de gás natural na Ucrânia - 2018



Fonte: Elaboração própria, com dados da CEDIGAZ (2019)

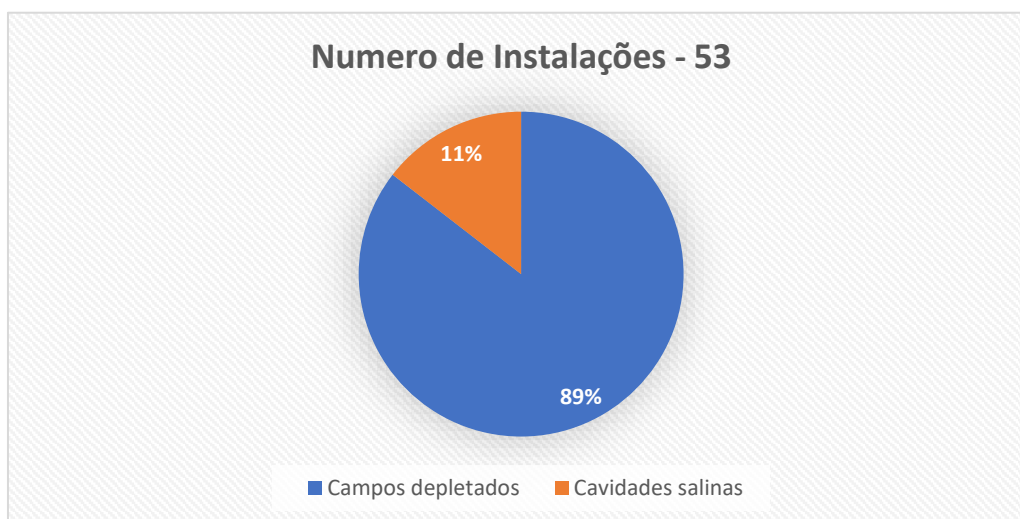
A integração das infraestruturas de transporte ucranianas no mercado europeu e a grande capacidade de gás útil para armazenamento no país aumentaram as suas possibilidades de troca de gás através de novas bases contratuais e acesso a novos mercados na Europa, pelo que a Ucrânia tem vindo a sofrer transformações na sua legislação sobre o mercado do gás, com vista a adaptar-se a este mercado (EPE, 2018).

Atualmente, o principal operador de instalações de armazenamento de gás na Ucrânia é a Ukrtransgaz, que tem 12 instalações, 10 em campos esgotados e 2 em aquíferos. Há um outro operador, o Chornomornaftogaz, responsável pelo armazenamento subterrâneo de gás num campo empobrecido na região da Crimeia, atualmente anexado pela Rússia, de acordo com dados da Gas Infrastructure Europe - GIE (2018).

4.4.1.4 - Canadá

O Canadá tem uma infraestrutura consolidada de armazenamento de gás subterrâneo, como se pode ver no gráfico 4.8, uma vez que tinha 53 instalações no final de 2018, das quais 47 estão alocadas em campos esgotados e 6 implantadas em cavidades salinas, que garantiram uma capacidade de gás de trabalho de 27,8 bcm (CEDIGAZ, 2019).

Gráfico 4.8: Instalações de armazenamento de gás natural no Canadá - 2018



Fonte: Elaboração própria, com dados da CEDIGAZ (2019).

De acordo com Costa (2018), as instalações de armazenamento canadianas são maioritariamente exploradas por empresas privadas, e os sítios de armazenagens localizados na região produtora no oeste do país têm como principal objetivo a gestão da produção e o abastecimento dos gasodutos. As instalações do leste do país, uma região consumista, visam quase exclusivamente satisfazer a procura durante o inverno nas províncias de Ontário e Quebec.

O país é pioneiro na construção e exploração de instalações de armazenamento de gás, além de ser um dos maiores consumidores e exportadores de gás natural do mundo,

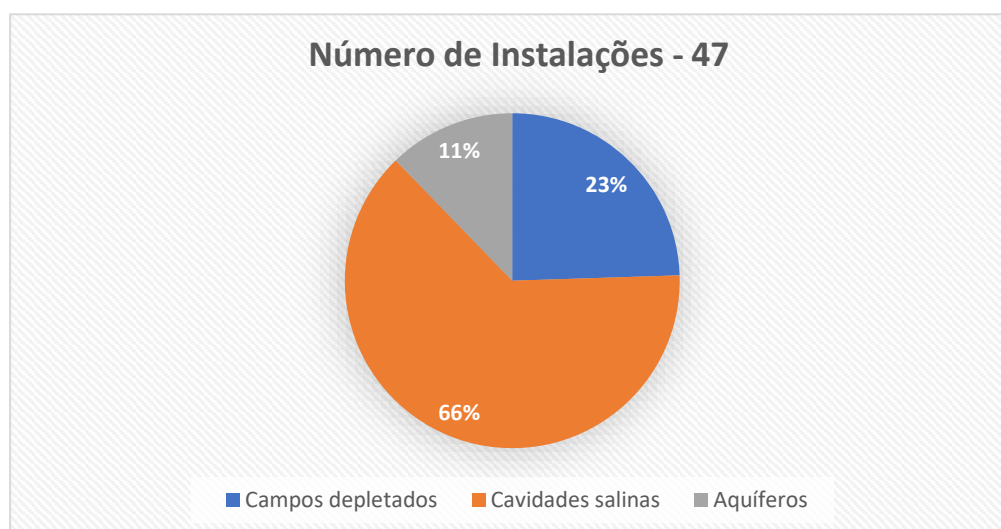
principalmente para os EUA, que tem um mercado com características muito semelhantes ao canadiano. O mercado canadiano do gás natural revela uma variação significativa da procura durante o ano, incrementada pelos sectores comerciais e residenciais que multiplicam o consumo até cinco vezes durante os invernos rigorosos (Confort, 2006).

Devido a esta variação do consumo, a principal utilidade das instalações de armazenamento de gás no Canadá é atender aos grandes picos de procura no inverno, a estação mais fria do ano. Outra utilização importante é assegurar o fornecimento do sistema de transporte e distribuição em caso de falhas técnicas ou mesmo de catástrofes naturais, bem como garantir a segurança do abastecimento das suas exportações. Os agentes de mercado utilizam as instalações para gerir o preço do gás natural, armazenando gás quando o preço é baixo e vendendo-o quando o preço sobe (Costa, 2018).

4.4.1.5 - Alemanha

No final de 2018, a Alemanha tinha 47 instalações subterrâneas de armazenamento de gás natural no país, com uma capacidade total de gás de trabalho de cerca de 24,3 bcm. A maioria das estruturas de armazenamento de gás situa-se em 31 cavidades salinas, 5 em aquíferos e outras 11 instalações em campos esgotados (CEDIGAZ, 2019). O gráfico 4.9 retrata a divisão dos tipos de instalações de armazenamento subterrâneo de gás na Alemanha.

Gráfico 4.9: Instalações de armazenamento de gás natural na Alemanha - 2018



Fonte: Elaboração própria, com dados da CEDIGAZ (2019).

Segundo Confort (2006), o armazenamento subterrâneo na Alemanha tem dois objetivos principais: manter os volumes necessários para os ajustamentos sazonais, que

são controlados por empresas suprarregionais, e manter instalações para satisfazer os picos diários de procura, normalmente operados por empresas locais, que também utilizam o armazenamento para tirar partido dos elevados preços do gás.

A Alemanha é o principal país da Europa na capacidade de gás de trabalho armazenada e o quinto no mundo, e é também o único país europeu a ter um número significativo dos três tipos de estruturas subterrâneas de armazenamento de gás natural devido às condições geológicas favoráveis (Lima, 2014).

As instalações pertencem e são operadas por várias empresas privadas e estão bem distribuídas geograficamente. Não existem requisitos obrigatórios de armazenamento de gás natural na Alemanha, sendo todos de propriedade privada. O acesso a esses sítios é estabelecido por acordos livremente negociados entre as partes interessadas e, em caso de conflitos relacionados com tarifas ou condições de acesso, o litígio é levado à autoridade federal anti truste (Confort, 2006).

4.5 - OUTRAS USOS PARA O ARMAZENAMENTO GEOLÓGICO

A possibilidade de utilizar o subsolo para o armazenamento geológico de algumas fontes de energia e também de resíduos já é uma realidade presente em alguns países, o que pode representar um elemento fundamental no desenvolvimento destas tecnologias, tendo em vista a viabilidade da sua implantação em larga escala. Aqui estão alguns exemplos no mundo.

4.5.1 - Ar Comprimido - CAES

Segundo Alves (2015), o armazenamento de energia sob a forma de ar comprimido (CAES), é uma tecnologia que permite o armazenamento de grandes volumes de ar comprimido em estruturas geológicas, geralmente em situações com baixa procura de energia, para que em momentos de pico de energia, o ar que é armazenado seja expandido, através do seu aquecimento e injetado numa turbina, para que a produção de eletricidade vá para a rede até chegar aos consumidores.

As estruturas geológicas têm sido utilizadas há muitos anos para o CAES, tendo começado em 1978, com a construção em cavidades salinas da fábrica de Huntorf em Bremen (Alemanha), que é a primeira instalação do género, ainda operacional e comercialmente viável, sendo usada na gestão da energia produzida nas usinas eólicas do Norte da Alemanha (Gimenez, 2014).

Nos EUA, existe uma instalação de CAES, a central de McIntosh, que foi construída num domo salino no sudoeste do Alabama e está em funcionamento desde 1991, com uma projeção de 26 horas de produção de energia (Alves, 2015).

Além destas instalações em funcionamento, de acordo com Réveillèree e Londe (2017), existem outros projetos no mundo em diferentes fases de desenvolvimento. Várias empresas tecnológicas têm investido em projetos de CAES, como a Storelectric, que planeia construir uma central de energia completamente renovável em Cheshire, no Reino Unido, e a Apex que planeia construir uma indústria de CAES no norte de Anderson, EUA (Yu *et al.*, 2019).

4. 5.2 - Biometano

A utilização do biogás como fonte de energia renovável é uma solução vantajosa em vários aspetos: reduz a dependência energética de fontes não renováveis, contribui para a gestão e tratamento de resíduos e ajuda a reduzir as emissões de GEE. Ao separar o metano do dióxido de carbono e outras impurezas, o biometano é gerado e permite a captura de CO₂, reduzindo ainda mais as emissões de GEE (Jardim, 2013).

Segundo a PROBIOGÁS (2016), após a remoção das impurezas do biogás e da geração de biometano, é possível a sua equivalência ao gás natural, permitindo assim a substituição ou mistura dos combustíveis, podendo mesmo ser injetado na rede de gás natural para grandes armazenamentos.

Esta também é uma orientação contida no relatório do Parlamento Europeu (2016) sobre a Estratégia da União Europeia para o GNL e para o Armazenamento de Gás Natural, onde os Estados-Membros são instruídos a promover a concessão de acesso indiscriminado do biometano à rede e instalações de armazenamento, desde que seja permanentemente compatível com as regras técnicas e as normas de segurança.

As mesmas técnicas utilizadas no armazenamento de gás natural podem ser realizadas no armazenamento de biometano, tais como os armazenamentos subterrâneos em rochas porosas ou em cavidades de sal. O armazenamento subterrâneo é feito sob altas pressões, entre 100 e 200 bar, o que implica custos elevados devido à necessidade de compressão, no entanto possibilita armazenar grandes quantidades de gás (PROBIOGÁS, 2016).

No Brasil, a Resolução nº 8/2015 da ANP regulamentou a utilização de biometano a partir de produtos e resíduos biológicos agropastoris e comerciais, e posteriormente, a Resolução nº 685/2017 da ANP regulamentou a utilização de biometano a partir de aterros sanitários e estações de tratamento de águas residuais, ambas destinadas ao uso veicular, instalações residenciais, industriais e comerciais, bem como obrigações relativas ao seu controlo de qualidade para a mistura de gás natural e a sua comercialização.

Estas resoluções apresentam as especificações necessárias para que o biometano contenha características que o torne permutável com gás natural em todas as suas aplicações, podendo, por conseguinte, ser injetado nas redes de gás natural e comercializado. A produção de biometano é regulada através da Resolução ANP nº 734/2018.

4.5.3 - Hidrogénio

O uso de formações geológicas para o armazenamento subterrâneo de hidrogénio é, consoante com Stetson *et al.* (2016), a única forma de armazenar grandes quantidades de hidrogénio em segurança, uma vez que impede o contacto com o oxigénio atmosférico, diminuindo o risco de explosão. Esta tecnologia já foi utilizada por países como os Estados Unidos da América, o Reino Unido e a Alemanha em estruturas de cavernas de sal, uma vez que elas são geralmente herméticas, com um elevado grau de limpeza e um risco muito baixo de contaminação.

O armazenamento subterrâneo de hidrogénio em formações subterrâneas tem despertado interesse nos últimos anos, sendo uma tendência atual, por duas razões principais: para a produção de combustíveis com elevadas especificações em refinarias nos EUA (que exigem um fornecimento contínuo de hidrogénio) e para o armazenamento de energia a médio e longo prazo na Alemanha (Wind *et al.*, 2016).

Alguns importantes projetos de armazenamento subterrâneo de hidrogénio foram lançados na Europa em 2012, como o Projeto H2STORE na Alemanha e o projeto europeu HyUnder, cujo objetivo era confirmar a atratividade desta tecnologia em relação aos aspetos técnicos, económicos e sociais. Este interesse europeu deveu-se às decisões políticas da Comissão Europeia em aumentar a quota de energias renováveis na matriz energética, com o hidrogénio a realçá-la como um transportador de energia ambientalmente limpo que não emite CO₂ nos ciclos da sua conversão de/para a eletricidade (Stetson *et al.*, 2016)

Segundo Silva (2017), o aumento da utilização de cavidades salinas para armazenamento de hidrogénio subterrâneo em larga escala vai impulsionar o desenvolvimento tecnológico e a consolidação desta técnica, permitindo a utilização de fontes de energia renováveis com vista à consolidação de uma política de descarbonização.

Nesse contexto, como Portugal está investindo em projetos para a utilização do hidrogénio “verde”, com base no programa do governo “Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H2)”, seria uma grande oportunidade de intensificar pesquisas neste tipo de estrutura geológica em território português, para o armazenamento subterrâneo dessa fonte de energia (Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2020).

Por outro lado, uma recente pesquisa desenvolvida pela Universidade de Edimburgo, chamado projeto HyStorPor, visa a utilização de reservatórios porosos para o armazenamento do hidrogénio, uma vez que essas rochas são mais abundantes no mundo do que as formações salinas. Tal projeto, com previsão de término para 2023, apresenta como principais desafios e objetivos: i) identificar a existência de reações químicas e microbianas entre a rocha, os fluidos e o hidrogénio; ii) determinar os fluxos de migração do hidrogénio no reservatório; iii) estimar os volumes de armazenamento e retirada de hidrogénio e iv) ampliar o conhecimento da sociedade sobre o uso do hidrogénio. (Edlmann *et al.*, 2019)

O armazenamento subterrâneo de hidrogénio pode variar consoante as composições dos gases armazenados juntamente com os métodos de conversão energética e, de acordo com Stetson *et al.*, (2016) pode ser de quatro tipos: armazenamento subterrâneo de hidrogénio puro; armazenamento subterrâneo de uma mistura com gás natural pobre em hidrogénio; armazenagem subterrânea de uma mistura rica em hidrogénio, CO, CH₄ e CO₂ e armazenamento subterrâneo num reservatório de aquífero ou gás esgotado de uma mistura de hidrogénio e CO₂.

4.5.4 - CO₂

A captura e armazenamento geológico de dióxido de carbono é considerada uma tecnologia capaz de reduzir as emissões de CO₂ em larga escala, necessário para atingir objetivos de longo prazo na mitigação do aquecimento global (IEA, 2020). De acordo com Santi, (2019) o CCS consiste na captura de CO₂ de grandes fontes estacionárias, para

posterior compressão, transporte e armazenamento geológico em rochas com alta porosidade.

O armazenamento geológico de CO₂ ganhou importância desde a década de 1990, porque para além de reinjetar um dos GEE no subsolo, a tecnologia está associada à estratégia de aumentar o fator de recuperação dos campos de produção de petróleo, aumentando a sua produtividade (RCGI, 2020).

As cavidades salinas foram identificadas como uma das melhores opções para armazenamento subterrâneo de gás devido a excelentes capacidades de vedação de rochas salgadas e propriedades mecânicas interessantes, tais como a auto-cura quando danificadas ou fissuradas (RCGI, 2018).

Em abril de 2018, de acordo com a base de dados do Laboratório Nacional de Tecnologia Energética (NETL), existiam 305 projetos totais de CCS em mais de 30 países em seis continentes. Embora vários projetos ainda estejam em fase de planeamento e desenvolvimento e muitos tenham sido concluídos, 37 projetos estão a capturar ativamente e/ou a injetar CO₂.

No Brasil, de acordo com o GCCSI, existe conhecimento de dois projetos de armazenamento de CO₂ com o objetivo de os utilizar na recuperação avançada de petróleo (EOR); o Projeto do Campo de Miranga e o Projeto do Campo de Lula. O Projeto do Campo Miranga, iniciou em 2009 na Bacia do Recôncavo, tendo como objetivo testar a tecnologia para utilização em futuros projetos nos campos da Bacia do Santos, tendo sido concluída uma fase de injeção; atualmente este projeto está encerrado. O projeto de Lula na Bacia de Santos utiliza CO₂ para injeção diretamente nos reservatórios do campo de Lula desde 2013, com o objetivo de melhorar a recuperação do petróleo (GCCSI, 2020).

Esta tecnologia já está incorporada nas atividades das companhias petrolíferas, bem como na utilização de armazenamento subterrâneo como descarte de CO₂, tais como:

- ✓ o projeto Sleipner, que injeta CO₂ numa formação salina *offshore* na Noruega;
- ✓ o projeto Aquistore no Canadá numa formação salina profunda;
- ✓ as instalações da Quest em Alberta, também no Canadá, que capturou e injetou mais de 5 milhões de toneladas de CO₂ (Shell, 2020).

O Projeto Sleipner é o mais antigo projeto conhecido de injeção de CO₂, operado pela Equinor no Mar do Norte, iniciado em 1996, sendo a primeira demonstração mundial de captura de dióxido de carbono e armazenamento subterrâneo. Estima-se que durante este período tenha sido injetado num reservatório de arenito, cerca de um milhão de toneladas de CO₂ por ano. Essa injeção está a ser monitorizada através da obtenção de dados sísmicos e, ao modelar a distribuição de CO₂ injetado, é possível identificar a localização exata da superfície da pluma de CO₂, confirmando o seu confinamento em segurança no interior do reservatório de armazenamento (BGS, 2020)

O Aquistore é um projeto contínuo desenvolvido pela *Petroleum Technology Research Centre* (PTRC) no Canadá, onde é feita a medição, a monitorização e a verificação do comportamento de CO₂ injetado e armazenado no subsolo a 3,4 km de profundidade. O CO₂ é oriundo da instalação de captura de carbono de barragem de fronteira da SaskPower (perto de Estevan, Saskatchewan), e apresenta viabilidade técnica e económica, além de fornecer conhecimento e servir como uma solução segura e viável para reduzir os gases com efeito de estufa (PTRC, 2020).

A instalação CCS da Quest, é operada pela Shell em nome do *Projeto Athabasca Oil Sands* e está localizada perto de Edmonton (em Alberta no Canadá), demonstrando que a captura em larga escala de CO₂ é uma medida segura e eficaz para reduzir as emissões de CO₂ provenientes de fontes industriais. A instalação foi implantada no final de 2015, e capturou mais de 5 milhões de toneladas de CO₂ armazenando em segurança a uma profundidade de 2 km (Shell, 2020).

4.5.5 - Resíduo Nuclear

A necessidade de conferir um destino adequado aos resíduos nucleares, levou vários países ao estudo do armazenamento subterrâneo, como solução definitiva, que poderá durar milhares de anos. A maioria destes estudos são desenvolvidos pelo projeto Mont Terri, localizado na Suíça e que conta com 21 organizações de nove países, que realizam pesquisas sobre um tipo de argila conhecida como "Opalinus", tendo em vista um armazenamento subterrâneo seguro de resíduos radioativos de baixo, médio e alto nível (MONT TERRI, 2020).

Existem alguns exemplos de projetos no mundo que pretendem utilizar o armazenamento subterrâneo para este tipo de atividade. A Finlândia tem um projeto, chamado Onkalo, para depósito permanente de rejeitados de alta atividade, derivados do

combustível queimado dos seus reatores nucleares. De acordo com Okono (2019), o depósito ficará a 500 m de profundidade, perfurado em uma rocha granítica, cujo início de operação está previsto para 2023.

Nos EUA, de acordo com a Agência de Proteção Ambiental – EPA (2020), um projeto localizado a 300 metros do topo da Montanha Yucca, no estado de Nevada, receberia combustível nuclear usado e resíduos radioativos de alto nível (HLW), com um limite de armazenamento de 77.000 toneladas de resíduos radioativos.

Na Alemanha, o conceito atual prevê o armazenamento intermédio de elementos de combustível radioativo nas centrais nucleares e aí deve permanecer até serem transferidos para um repositório final, em local que ainda não foi definido (BGZ, 2020). De acordo com a BGZ, empresa criada para garantir um armazenamento intermédio fiável e seguro na Alemanha, existem instalações de armazenamento intermédio para resíduos radioativos de baixo e médio nível. Desde 2019, a BGZ opera a instalação de armazenamento de resíduos em Gorleben e no armazenamento provisório de Ahaus, estando prevista a transferência para a BGZ das 12 instalações intermédias de armazenamento das centrais nucleares alemãs.

Em França, existe também um projeto de construção do Centro Industrial de Armazenamento Geológico (Cigeo), aprovado em julho de 2016. A estrutura ficará localizada a 500 metros de profundidade, com uma capacidade de armazenamento de 80.000 metros cúbicos de resíduos nucleares (Okono, 2019).

No Brasil, o Conselho Nacional de Energia Nuclear (CNEN) é o organismo responsável pela regulação e supervisão da utilização da energia nuclear, incluindo a adequada eliminação de resíduos radioativos. A recolha e armazenamento de resíduos radioativos é, em conformidade com a Lei n.º 10.308/2001, uma atividade de exclusiva responsabilidade jurídica da CNEN que se aplica as instalações que geram resíduos radioativos e que exigem um destino adequado. Os resíduos radioativos atualmente produzidos, por serem de atividades baixas e médias, são recolhidos e armazenados em depósitos intermédios existentes em unidades técnico-científicas da CNEN (CNEN, 2020).

Quanto aos resíduos de alta atividade, oriundos da fissão de urânio, o Brasil ainda não os possui, de acordo com a CNEN (2020), por isso estão a ser feitas avaliações quanto a melhor estrutura geológica para este fim.

5 - ASPETOS REGULAMENTARES DO ARMAZENAMENTO GEOLÓGICO DE GÁS NATURAL NO MUNDO

Os aspetos relacionados com a regulação das atividades de armazenamento subterrâneo do gás natural continuam a ser constantemente melhorados, procurando sempre estar alinhados com as orientações do mercado do gás de uma forma mais ampla e com as características de cada país, como o seu potencial geológico, os objetivos da sua utilização e a necessidade de participação do Estado nestas atividades.

Assim, em geral, a legislação relativa ao armazenamento subterrâneo de gás natural acompanhou o processo de liberalização do mercado do gás, nomeadamente as regras de acesso de terceiros a estruturas de armazenamento, sendo este fundamental para a distribuição do gás para diversos sectores, principalmente comerciais e residenciais, através das redes de transportes (CEDIGAZ, 2010).

Para o desenvolvimento deste trabalho, será abordada a estrutura regulamentar relativa ao armazenamento subterrâneo de gás natural, em relação aos principais elementos considerados na legislação dos países que utilizam esta tecnologia, nomeadamente: a existência de uma entidade reguladora no sector do gás, que inclui a atividade de armazenagem; os instrumentos de regulação do acesso de terceiros às instalações; os tipos de acesso adotados pelos países; os modelos de regime de contratação na operação das atividades; a existência de separações físicas e legais (unblinding) das atividades de transporte e armazenamento, bem como a existência de reservas de segurança para garantia do abastecimento.

5.1 - EUA

A regulamentação da indústria do gás natural nos Estados Unidos tem uma longa e conturbada história. O atual ambiente regulamentar é muito menos rigoroso e depende mais da competitividade do mercado do que no passado. Nos últimos vinte anos, registaram-se mudanças drásticas em todo o sector, fruto de uma longa evolução regulamentar (Naturalgas, 2013).

A Lei do Gás Natural americana (*Natural Gas Act*), apresenta na secção 7 as disposições relativas ao armazenamento subterrâneo de gás, embora tenha abordado principalmente as questões do transporte de gás natural (Confort, 2017). Os regulamentos dos EUA sobre o armazenamento subterrâneo de gás natural estabelecem competência

para a Comissão Reguladora Federal da Energia (FERC) regular e fiscalizar as instalações que são operadas por empresas interestaduais ou prestadores de serviços no comércio interestadual.

Por outro lado, deve referir-se que as instalações pertencentes a companhias de distribuição locais (LDC), que operam apenas dentro de um Estado, são autorizadas e regulamentadas por organismos ou comissões estaduais. Como exemplo, temos a Agência Estadual do Texas, a *Railroad Commission of Texas* (RRC), que estabeleceu a regra 95 para o armazenamento de hidrocarbonetos líquidos (bruto, NGL e GPL) em cavernas de sal, regra 96 para armazenamento de gás natural em reservatórios esgotados e regra 97 para armazenamento de gás natural em cavernas de sal (RRC, 2020).

Tendo em conta a pluralidade dos Estados e os respectivos regulamentos, este estudo abordará apenas o regulamento a nível federal, levado a cabo pela FERC. É importante referir que esta diversidade regulamentar cria, por vezes, limitações de atuação, como o caso da PHMSA, que regula as infraestruturas situadas acima do solo de instalações de armazenamento subterrâneo que fazem parte da rede interestadual de gás natural (nível federal), mas não atinge as partes subterrâneas, que estão sujeitas às normas estaduais.

Esta é também uma razão para as queixas de entidades ligadas à preservação ambiental e social, como a *Earthworks* (2020), que citam que os riscos ambientais e para a saúde são agravados pela falta de fiscalização regulamentar clara e consistente, uma vez que apenas as instalações de superfície tem normas específicas ao nível federal, o que não ocorre com os equipamentos subterrâneos, que são vinculadas às agências estaduais e às comissões de serviços públicos. Com isso muitas instalações subterrâneas estão sem manutenção e fiscalização.

Quando o gás natural era uma mercadoria regulamentada, o armazenamento fazia parte do produto vendido por operadores de gasodutos aos concessionários de distribuição. Tudo isto mudou em 1992, com a introdução da Ordem 636 da FERC, que abriu o mercado do gás natural à desregulamentação (Naturalgas, 2013). Com base neste novo regulamento, verificou-se uma reestruturação dos serviços oferecidos pelas empresas de gasodutos, que foram obrigadas a separar os serviços de armazenamento e venda de gás natural do serviço de transporte (Confort, 2017).

Assim, as instalações de armazenamento de gás natural que pertenciam às empresas de gasodutos interestaduais deveriam permitir o acesso indiscriminado, com o objetivo de promover uma maior competitividade no sector. Os compradores de serviços interestaduais normalmente negociam contratos individuais com empresas de armazenamento, sujeitos a taxas de prestadores de serviços, aprovados pela FERC. No caso de haver uma limitação na capacidade de armazenamento, é feito um processo de licitação, no qual os vencedores são os que fazem as melhores ofertas.

O despacho de 2006, da FERC, promoveu alterações nas políticas de preços para garantir o acesso não discriminatório e estabeleceu igualmente as condições e taxas cobradas pelos serviços de armazenamento como não discriminatórias, não restritivas e justas para todas as partes. Atualmente, muitas instalações operadas por gasodutos intraestaduais e operadores independentes também oferecem acesso, principalmente instalações ligadas a centros de consumo de gás natural. Estas alterações visaram facilitar o desenvolvimento de novas capacidades de armazenamento de gás natural, protegendo ao mesmo tempo os clientes (FERC, 2019).

Com a aprovação da Lei da Política Energética de 2005 (Energy Policy Act), o Congresso alterou a Lei do Gás Natural e ordenou que a FERC coordenasse a revisão ambiental e o processamento de todas as licenças federais relativas à infraestrutura de gás natural, mantendo um registo consolidado para qualquer recurso ou revisão judicial subsequente. Assim, a FERC pode emitir um certificado ao interessado que pretenda construir ou operar uma instalação de armazenamento de gás interestadual sob a forma de um certificado de conveniência pública e necessidade, em conformidade com a alínea c) do artigo 7º da Lei do Gás Natural. Após publicidade e participação num processo de revisão ambiental, o interessado que detém o certificado recebe autorização da FERC para a construção ou exploração da instalação (FERC, 2020).

Há outras ordens da FERC relativas às atividades de armazenamento subterrâneo de gás natural que têm um viés na simplificação dos procedimentos, como a Ordem 757 de 2012, que isenta as empresas de armazenamento de gás da apresentação semestral de relatórios, que são frequentemente redundantes.

Além da FERC, existem outras agências federais com competência para estabelecer regras específicas para o sector, como a Environmental Protection Agency (EPA), responsável pela legislação ambiental e a Pipeline and Dangerous Materials

Safety Administration (PHMSA), responsável pelas regras de segurança aplicáveis aos gasodutos e instalações de armazenamento subterrâneo.

A EPA, por exemplo, emitiu regras finais para reduzir as emissões de poluentes atmosféricos perigosos, incluindo os originados nas operações em instalações de armazenamento de gás natural. Estas regras aplicam a secção 112 da Lei do Ar Limpo (EPA, 2016).

Outra preocupação da EPA está relacionada com as fontes subterrâneas de água potável - *underground sources of drinking water* (USDW), porque considera que as instalações de armazenamento de gás subterrâneo "têm um potencial de contaminação das águas subterrâneas utilizáveis" quando o gás vaza para o solo circundante ou através de formações rochosas. Assim, foram editadas várias normas (40 CFR partes 144, 145, 146, 147 e 148) regulamentando o controlo de injeção subterrânea, através da regulação da construção, operação e encerramento de poços de injeção.

A PHMSA, devido a uma fuga de gás natural ocorrida em 2015 numa instalação perto de Aliso Canyon, Califórnia, emitiu em janeiro de 2020 a regra final sobre a segurança de instalações de armazenamento subterrâneo de Gás natural - *Safety of Underground Natural Gas Storage Facilities* (PHMSA, 2020).

5.2 - RÚSSIA

Atualmente, o Ministério da Energia da Federação Russa é o órgão executivo responsável pela implementação da regulação do sector do petróleo, gás e combustíveis, que desde 2008 define a política energética daquele país (MINENERGO, 2016).

Na Rússia, o UGSS cobre toda a cadeia de valor do gás natural, nomeadamente as instalações de produção, transformação, transporte, armazenamento e distribuição de gás natural. Este Sistema é controlado pela empresa *Open Joint Stock Company Gazprom* (Gazprom), que é responsável pelo seu funcionamento, manutenção e segurança (Gazprom, 2020).

De acordo com a Yafimava (2015), a reestruturação da Gazprom conduziu à separação legal dos transportes, com a criação da Gazprom Transgaz em 2005, e ao armazenamento de gás em 2007, com a criação da Gazprom UGS.

A rede de transportes está totalmente integrada e amplamente ramificada através da utilização de múltiplos gasodutos e rotas de transmissão paralelas, bem como de interligações e instalações de armazenamento (Gazprom, 2020).

A Resolução 858/1997, estabeleceu orientações e condições para o acesso de terceiros ao Sistema Unificado de Fornecimento de Gás Natural, nomeadamente: existência de acordos entre a Gazprom e terceiros interessados; capacidade disponível do sistema unificado durante o período proposto pela parte interessada; e o cumprimento dos parâmetros e especificações técnicas determinadas pela Gazprom.

Assim, não existe um procedimento único em relação aos pedidos de acesso, uma vez que deve haver negociação entre a Gazprom e os terceiros interessados, além de que as tarifas são regulamentadas, caracterizando o regime de acesso como híbrido, porque tem ambos os tipos de regimes, negociados e regulados (Yafimava, 2015). Em 1999, a Lei Federal de Fornecimento de Gás estabeleceu a obrigação da Gazprom permitir o acesso não discriminatório às instalações de armazenamento de gás.

As operações de armazenamento subterrâneo de gás na Rússia são autorizadas pelo Serviço Federal de Supervisão Ecológica e Nuclear, que também assegura o cumprimento dos requisitos legais relativos as condições de trabalho, da segurança industrial e ecológica. A Agência Federal para o uso do subsolo, por outro lado, supervisiona o cumprimento dos requisitos legais relativos à utilização do subsolo e ao cumprimento de contratos e licenças na execução de trabalhos exploratórios (Gazprom, 2015).

5.3 - UNIÃO EUROPEIA

É importante referir a União Europeia neste estudo, uma vez que a mesma estabeleceu Diretivas para a introdução de regras comuns aos Estados-Membros em matéria de transporte, distribuição, fornecimento e armazenamento de gás natural, com o objetivo de garantir o acesso ao mercado e permitir uma concorrência leal e não discriminatória em todos os países membros.

No que se refere à regulamentação das atividades de armazenamento subterrâneo de gás natural, algumas regras relativas a aspetos importantes foram estabelecidas pela União Europeia, sendo as principais, a Diretiva 2009/73/CE e o Regulamento nº 994/2010.

A Diretiva 2009/73/CE estabelece regras comuns para o mercado interno do gás natural e, no que diz respeito à prevista no artigo 33, o acesso de terceiros às instalações de armazenamento de gás deve ser concedido sempre que seja tecnicamente e/ou economicamente necessário otimizar a utilização do sistema com vista ao fornecimento de clientes. Permite igualmente que os Estados-Membros escolham se o acesso de terceiros às suas instalações de armazenagem será negociado, regulado ou ambos, com base em mecanismos objetivos, transparentes e não discriminatórios (Confort, 2017).

Como definido no Parlamento Europeu (EP, 2009), caso a opção seja pelo acesso negociado, os operadores, ou as empresas de gás natural, e os clientes interessados devem sempre agir baseados na boa fé. Além disso, os reguladores exigirão que os operadores das instalações de armazenagem e as empresas de gás natural publiquem as suas principais condições comerciais para a utilização do armazenamento e sejam atualizados anualmente.

Por outro lado, se o acesso for regulado, este será baseado em tarifas publicadas ou em outros termos e obrigações de utilização da instalação. As autoridades reguladoras ou os Estados-Membros devem consultar os sistemas para definir estas tarifas ou as metodologias para o seu cálculo. Para os acessos negociados e regulados, os Estados-Membros são obrigados a publicar os critérios de determinação do regime de acesso e a divulgar as instalações existentes (EP, 2009).

No artigo 36, a Diretiva confere aos Estados-Membros a possibilidade de suspensão temporária do *unblinding* e permissão de acesso a terceiros para novas instalações de armazenamento de gás, sob determinadas condições: (i) o investimento promove a concorrência no fornecimento de gás e aumenta o nível de segurança do aprovisionamento, (ii) suspende temporariamente a obrigação de desvinculação e livre acesso e (iii) não há danos à concorrência (Confort, 2017).

Existe um Guia de Boas Práticas de Acesso de Terceiros para Operadores de Sistemas de Armazenamento (GGPSSO), que foi publicado inicialmente em 2005 e revisto em 2011, elaborado com o objetivo de garantir que os operadores destes sistemas fornecem serviços de armazenamento subterrâneo de gás natural aos utilizadores de forma transparente, não discriminatória e eficaz, incluindo mecanismos de atribuição de capacidades e procedimentos de gestão do congestionamento da capacidade. Outro

objetivo é a cooperação entre os operadores de armazenamento e transportes, o que permite uma utilização e equilíbrio eficientes dos dois sistemas de armazenamento.

5.4 - ALEMANHA

Na Alemanha, a entidade reguladora dos sectores do gás natural e da eletricidade é a Agência Federal de Eletricidade, Gás, Telecomunicações, Correios e Caminhos-de-ferro (Bundesnetzagentur - BNetzA), cujo principal objetivo é manter e promover a concorrência nos chamados mercados de rede. As autoridades reguladoras dos Estados alemães monitorizam os requisitos relativos ao acesso às infraestruturas de transporte e armazenamento de gás por empresas cujas redes de abastecimento se situam dentro das fronteiras do país.

A Lei da Indústria de Energia - EnWG (2005) no seu §28, em conformidade com as Diretivas da União Europeia, define as formas de acesso às instalações de armazenamento, em que os operadores dos sistemas de armazenamento subterrâneo devem conceder a outras empresas o acesso aos seus sistemas e serviços auxiliares em condições técnicas e económicas razoáveis e não discriminatórias, desde que seja necessário para um acesso eficiente à rede, devendo ser negociado.

Os operadores de instalações de armazenamento podem recusar o acesso se demonstrarem que o mesmo não é possível ou não é razoável por razões operacionais ou outras, e a rejeição deve ser justificada por escrito. Além disso, são obrigados a publicar a localização da instalação de armazenamento com informações sobre as capacidades disponíveis, às quais o acesso negociado deve ser concedido e os seus termos e condições essenciais disponibilizados na Internet. Os operadores do sistema de armazenamento consultam os utilizadores de armazenamento ao estabelecer os termos e condições essenciais (EnWG, 2005).

A Lei da Indústria Energética exige igualmente a separação legal, funcional e contabilística das atividades de rede e armazenamento de outras atividades de uma empresa verticalmente integrada e compreende regras que garantam a preservação da informação (Confort e Mothé, 2009).

A operação de uma instalação de armazenamento subterrâneo requer uma autorização federal da autoridade de mineração baseada na Lei Federal de Mineração (Bundesberggesetz, BBergG) e numa agência de energia do Estado alemão a que a

instalação pertence. Todos os operadores de instalações de armazenamento na Alemanha pertencem a empresas privadas e não existem instalações estratégicas de armazenamento ou reserva no país (BMW, 2019).

Em termos ambientais, a Portaria para a avaliação do impacto ambiental dos projetos mineiros, UVP-V Bergbau (1990), exige que os projetos de armazenamento subterrâneo para o gás natural com capacidade superior a 100 milhões de metros cúbicos fiquem sujeitos à avaliação de impacto ambiental.

Para além destes requisitos específicos para as atividades de armazenamento subterrâneo de gás, existem outros instrumentos regulamentares no qual todas as atividades devem estar adequadas, tais como a Lei de Controlo de Emissões (Bundes-Immissionschutzgesetz - BImSchG), a Lei de Conservação da Natureza (Bundesnaturschutzgesetz, BNatSchG) e a Lei da Água (Wasserhaushaltsgesetz, WHG), por exemplo.

5.5 - FRANÇA

Em França, os sectores do gás natural e o da eletricidade são regulados pela Comissão de Regulação da Energia (CRE), cujo principal objetivo é assegurar que todos os operadores do mercado do gás tenham acesso não discriminatório, justo e transparente às infraestruturas de gás, com vistas a abrir o mercado à concorrência e, assim, beneficiar os consumidores. Outra função importante da agência é determinar as regras e tarifas de acesso a infraestruturas subterrâneas para armazenamento de gás natural (CRE, 2020).

Na sequência da publicação da primeira Diretiva da União Europeia que estabelece regras comuns aos Estados-Membros em relação ao mercado do gás natural, foram implementados vários atos normativos em França, tais como a Lei nº 2004-803, que estabeleceu o acesso de terceiros à atividade de armazenamento de gás no país, para além da separação das atividades de transporte e armazenagem (Confort e Mothé, 2009).

O Decreto nº 2014-328 visou reforçar a segurança no fornecimento de gás, exigindo que os operadores de armazenamento subterrâneo divulgassem todas as semanas na Internet, as capacidades de armazenamento que possuíam, por categoria e por local ou grupo de instalações de armazenamento, bem como o nível de reservas de gás, para além de prever a manutenção dos níveis de armazenamento para garantir o fornecimento de gás natural aos clientes quando necessário (Légifrance, 2020).

A Lei n.º 2015-992 estabeleceu os princípios de um novo modelo regulamentar para garantir condições de acesso transparentes, objetivas e não discriminatórias, bem como para tornar os sistemas de armazenamento individuais menos complexos. Posteriormente, a Lei n.º 2017-1839 efetuou alterações ao Código de Energia e implementou o acesso regulado aos locais de armazenamento subterrâneos de gás natural, além de estabelecer o leilão de capacidade de armazenamento e outras medidas relacionadas com a segurança do abastecimento, que incluem: a regulação das receitas dos operadores com vista a garantir um pagamento justo pelo serviço de armazenamento e manutenção em funcionamento de determinadas infraestruturas necessárias à segurança do abastecimento (CRE, 2020).

A atividade de armazenagem subterrânea de gás natural em França é efetuada através de um Contrato de Concessão com um prazo inicial de até 50 anos, emitido por decreto do Conselho de Estado, nos termos do artigo L132-11 do Código Mineiro (Légifrance, 2020).

5.6 - ITÁLIA

O organismo responsável pela regulação no sector do gás natural em Itália é a Autoridade Reguladora da Energia, Redes e Ambiente (ARERA), que tem por função assegurar a promoção da concorrência e da eficiência nos serviços públicos e proteger os interesses dos utilizadores e dos consumidores (ARERA, 2020).

O Decreto-Lei n.º 164/2000 estabeleceu, com base na Diretiva n.º 98/30/CE da União Europeia, a garantia de acesso não discriminatório às estruturas de armazenamento subterrâneo de gás natural, para além das regras de liberalização do mercado do gás no país, apresentando características de separação das atividades de transporte e armazenamento de gás, entre outras (Confort e Mothé, 2009).

Em Itália, o sistema de acesso a terceiros é regulado, as empresas devem adotar o seu próprio código de armazenamento de formato padrão, que é periodicamente aprovado pela entidade reguladora, que também publica uma série de regulamentos para melhorar o sector, como a Resolução 182/2015/R/gás, em que foram definidos mecanismos regulamentares para reduzir as barreiras à entrada no serviço de armazenamento de gás em favor de novos agentes, de forma a promover uma maior presença de operadores no país. Mais recentemente, a Resolução 419/2019/R/gás aprovou os critérios de regulação e qualidade tarifária do serviço de armazenamento de gás natural pelo quinto período

regulamentar, que inclui os anos de 2020 a 2025. Posteriormente, a Resolução 535/2019/R/gás aprovou as receitas de referência do serviço de armazenamento de gás natural para o ano de 2020 (ARERA, 2020).

A exploração de instalações de armazenamento de gás subterrâneo em Itália é feita em regime de concessão, emitida pelo Ministério do Desenvolvimento Económico (MiSE), com o acordo do Ministério do Ambiente, por um período máximo de 30 anos, podendo ser renovada uma vez por mais 10 anos, de acordo com o Decreto-Lei n.º 18/2012. Existe uma reserva de gás estratégica com a função de apoio ao sistema nacional de gás natural em situações de emergência, que só pode ser utilizado por decisão do MiSE. Este gás é propriedade do operador e, por conseguinte, não está disponível no mercado (MiSE, 2020).

5.7 - PORTUGAL

Embora Portugal não esteja incluído entre os países com maior volume de gás de trabalho nem em quantidades de estruturas subterrâneas de armazenamento de gás natural, é relevante fazer alguns comentários referentes ao sistema regulamentar português, uma vez que se trata de um mercado de uso específico, prestação de serviço público, num único tipo de instalação de armazenamento, em cavidades salinas.

Em Portugal, cabe à Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), a regulação das atividades dos sectores da eletricidade, gás natural e GPL. A competência da ERSE para as atividades de gás natural teve origem em 2002.

As bases gerais da organização e funcionamento do Sistema Nacional de Gás Natural só foram estabelecidas pelo Decreto-Lei n.º 140/2006, tendo sido atribuída competência à ERSE para a elaboração, aprovação e aplicação do regulamento tarifário sectorial, entre outros.

O Regulamento n.º 435/2016, aprovado pela ERSE, promoveu melhorias no acesso às redes, infraestruturas e interligações do sector do gás natural, a fim de estabelecer, de acordo com critérios objetivos, transparentes e não discriminatórios, as condições técnicas e comerciais de acesso às instalações de armazenamento subterrâneo de gás natural (ERSE, 2020).

Para além destes regulamentos, a Portaria n.º 181/2012, consoante as disposições contidas no n.º 2 do artigo 63.º do Decreto-Lei n.º 140/2006, aprova o Regulamento de

Armazenamento Subterrâneo de Gás Natural, que contém as disposições relativas à atividade de investigação, à conceção, construção e exploração de cavidades em formações salinas em território nacional para o armazenamento subterrâneo de gás natural, aplicável às instalações em funcionamento, em construção ou a construir, bem como às instalações de superfície.

A atividade de armazenamento subterrâneo de gás natural é efetuada ao abrigo de um regime de concessão de serviço público por um período de 40 anos, podendo o acesso às instalações ser feito sob a forma de acesso negociado com os respetivos operadores, de acesso regulado ou, mesmo, de uma combinação de ambos (Neves, 2012). Prevê-se a criação de reservas de segurança, com base no artigo 47º do Decreto-Lei nº 140/2006.

O quadro 5.1 apresenta os principais aspetos regulamentares considerados em cada país analisado.

Quadro 5.1 - Descrição dos principais aspetos regulamentares dos países analisados.

País	Entidade Reguladora	Principal instrumento de regulação do acesso	Acesso de terceiros às instalações da ESGN	Regime de contratos de exploração	Medidas obrigatórias de segurança do fornecimento	Separação de atividades	Prazo inicial
EUA	Comissão Reguladora Federal da Energia - FERC	Ordem FERC 678	Negociado	Autorização	Não tem	Total	Nd
Rússia	Ministério da Energia da Federação Russa	Resolução 858 / 1997	Híbrido (negociado /regulamentado)	Autorização	Não tem	Parcial	Nd
Alemanha	Agência Federal de Eletricidade, Gás, Telecomunicações, Redes Postais e Ferrovias - BNetzA	Lei da Indústria Energética de 2005	Negociado	Autorização	Não tem	Total	Nd
França	Comissão de Regulação energética – CRE	Lei n.º 2017-1839	Regulado	Concessão	Tem	Total	50 Anos
Itália	Entidade Reguladora das Redes de Energia e Ambiente – ARERA	Decreto-Lei n.º 164/2000	Regulado	Concessão	Tem	Total	30 Anos
Portugal	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos – ERSE	Regulamento n.º 435/2016	Híbrido (negociado /regulamentado)	Concessão	Tem	Parcial	40 Anos

Fonte: EPE (2018) adaptado.

6 – A LEGISLAÇÃO DO GÁS NATURAL NO BRASIL APLICÁVEL AO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

A indústria do gás natural no Brasil tem vindo a desenvolver-se ao longo das últimas décadas, após ser considerado um subproduto do petróleo. Até o início da década de 1990, não tinha valor comercial e a sua produção estava maioritariamente associada ao petróleo, sendo por isso, geralmente injetada no próprio reservatório, ou ventilada/queimada em unidades de produção.

De facto, antes da rotura constitucional do monopólio, a indústria do gás natural foi estruturada verticalmente, sendo a Petrobras responsável pela exploração, produção, importação e transporte. Apenas no final da década de 1990, com a promulgação da Lei n.º 9478/1997, conhecida no Brasil como Lei do Petróleo, se deu início a um conjunto de medidas e publicações legislativas, que continuam até hoje, com vista a promover uma maior competição em atividades potencialmente concorrenciais e a regular as atividades naturalmente monopólicas, visando o melhor uso do gás natural na matriz energética nacional e nos benefícios para os consumidores.

A Lei n.º 9478/1997 trouxe avanços não só em relação às atividades da indústria do gás natural, mas principalmente na estrutura administrativa da política energética brasileira, com a criação do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE):

LEI Nº 9478 DE 6 DE AGOSTO DE 1997

(...)

CAPÍTULO II

Do Conselho Nacional de Política Energética

Art. 2º Fica criado o Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, vinculado à Presidência da República e presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia, com a atribuição de propor ao Presidente da República políticas nacionais e medidas específicas destinadas a:

I - promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do País, em conformidade com os princípios enumerados no capítulo anterior com o disposto na legislação aplicável;

(...)

IV - estabelecer diretrizes para programas específicos, como os de uso do gás natural, do carvão, da energia termonuclear, dos biocombustíveis, da energia solar, da energia eólica e da energia proveniente de outras fontes alternativas; (Redação dada pela Lei nº 11.097, de 2005).

Nesta disposição que trata da criação do CNPE, foram definidas importantes atribuições ao órgão pelo legislador, que interessa a esta discussão, nomeadamente: promover a utilização racional dos recursos energéticos do país e estabelecer orientações para programas de utilização de gás natural e outras fontes de energia alternativas.

Além disso, a questão relacionada com o armazenamento subterrâneo de gás natural, que no Brasil é tratado como "estocagem subterrânea de gás natural - ESGN" é apresentado na Lei, inicialmente no art. 6º da Seção II, através da sua definição:

SEÇÃO II

Das Definições Técnicas

Art. 6º - Para os fins desta Lei e de sua regulamentação, ficam estabelecidas as seguintes definições:

(...)

XXIII - Estocagem de Gás Natural: armazenamento de gás natural em reservatórios próprios, formações naturais ou artificiais.

Outro avanço importante da Lei nº 9478/1997 foi a criação no Brasil da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, entidade reguladora do petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis, com a missão de promover a regulação, contratação e a fiscalização das atividades económicas que fazem parte da indústria do petróleo, gás natural e biocombustíveis:

CAPÍTULO IV

Da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Redação dada pela Lei nº 11.097, de 2005)

SEÇÃO I

Da Instituição e das Atribuições

Art. 7º Fica instituída a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, entidade integrante da Administração Federal Indireta, submetida ao regime autárquico especial, como órgão regulador da indústria do petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis, vinculada ao Ministério de Minas e Energia. (Redação dada pela Lei nº 11.097, de 2005)

Art. 8º A ANP terá como finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis, cabendo-lhe: (Redação dada pela Lei nº 11.097, de 2005)

(...)

No capítulo relativo às questões da refinação de petróleo e do processamento de gás natural, no artigo 53 e nos seus parágrafos, é indicada a possibilidade de autorização da atividade de armazenamento geológico do gás natural, desde que sejam cumpridos os requisitos técnicos, econômicos e legais, a ser estabelecido pela ANP:

CAPÍTULO VI

Do Refino de Petróleo e do Processamento de Gás Natural

Art. 53. Qualquer empresa ou consórcio de empresas que atenda ao disposto no art. 5º poderá submeter à ANP proposta, acompanhada do respectivo projeto, para a construção e operação de refinarias e de unidades de processamento e de estocagem de gás natural, bem como para a ampliação de sua capacidade.

§ 1º A ANP estabelecerá os requisitos técnicos, econômicos e jurídicos a serem atendidos pelos proponentes e as exigências de projeto quanto à proteção ambiental e à segurança industrial e das populações.

§ 2º Atendido o disposto no parágrafo anterior, a ANP outorgará a autorização a que se refere o inciso V do art. 8º, definindo seu objeto e sua titularidade.

(...)

Apesar da existência, embora tímida, de disposição na Lei do Petróleo para o exercício de atividades de armazenamento geológico de gás natural, a verdade é que não houve interesse dos agentes de mercado na implementação de uma atividade de armazenamento de gás na altura, talvez devido à ausência de uma estrutura robusta e diversidade de agentes no sector do gás natural, ou à falta de um regulamento específico que apresentasse os requisitos técnicos, económicos e legais para a construção e exploração da atividade.

Apesar dos avanços promovidos pela regulamentação da Lei n.º 9.478/97, uma vez que após a criação da ANP foi emitida uma série de normas para as atividades de processamento de gás natural, importação de gás natural, construção e exploração de gasodutos, entre outros, era evidente a necessidade de uma Lei que tratasse das especificidades da indústria do gás natural como fonte de energia primária (ANP, 2009).

Nesse sentido, em março de 2009 foi publicada a Lei nº 11.909/2009, também conhecida como "Lei do Gás", que regula as atividades relacionadas com o transporte, tratamento, processamento, armazenamento, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural:

LEI Nº 11909, DE 4 DE MARÇO DE 2009

Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, bem como sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural; altera a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências.

CAPÍTULO I

DISPOSIÇÕES PRELIMINARES

Art. 1º Esta Lei institui normas para a exploração das atividades econômicas de transporte de gás natural por meio de condutos e da importação e exportação de gás natural, de que tratam os incisos III e IV do caput do art. 177 da Constituição Federal, bem como para a exploração das atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural.

§ 1º As atividades econômicas de que trata este artigo serão reguladas e fiscalizadas pela União, na qualidade de poder concedente, e poderão ser exercidas por empresa ou consórcio de empresas constituídos sob as leis brasileiras, com sede e administração no País.

§ 2º A exploração das atividades decorrentes das autorizações e concessões de que trata esta Lei correrá por conta e risco do empreendedor, não se constituindo, em qualquer hipótese, prestação de serviço público.

(...)

A Lei do Gás representou um avanço para o quadro jurídico em vigor, com os princípios básicos de promoção da livre concorrência no mercado do gás natural e da garantia do abastecimento interno, contemplando igualmente as atividades de armazenamento subterrâneo de gás natural, alterando a sua definição em relação à Lei do Petróleo e incluindo a possibilidade de armazenamento em reservatórios artificiais:

Art. 2º Ficam estabelecidas as seguintes definições para os fins desta Lei e de sua regulamentação:

(...)

X - Estocagem de Gás Natural: armazenamento de gás natural em reservatórios naturais ou artificiais;

Além disso, existe um capítulo específico dedicado ao armazenamento subterrâneo de gás natural, estabelecendo a possibilidade de adoção de dois modelos de regimes para o exercício da atividade, que podem ocorrer através de uma concessão de uso, precedido de licitação sob a forma de concorrência, ou através de uma autorização, dependendo do caso.

Outros pontos importantes que caracterizaram as alterações introduzidas pela Lei do Gás dizem respeito: i) quem definirá as formações geológicas que serão objeto da concessão; ii) a forma como será o acesso de terceiros às instalações de armazenamento subterrâneo; iii) quem será o proprietário de gás natural armazenado em formações geológicas; iv) como serão disponibilizados os dados geológicos das áreas com potencial de armazenamento e; v) quem autorizará a realização de pesquisas exploratórias não exclusivas.

CAPÍTULO IV

DA ESTOCAGEM E DO ACONDICIONAMENTO DE GÁS NATURAL

Art. 37. A atividade de estocagem de gás natural será exercida por empresa ou consórcio de empresas, desde que constituídos sob as leis brasileiras, com sede e administração no País, por conta e risco do empreendedor, mediante concessão, precedida de licitação, ou autorização.

Art. 38. O exercício da atividade de estocagem de gás natural em reservatórios de hidrocarbonetos devolvidos à União e em outras formações geológicas não produtoras de hidrocarbonetos será objeto de concessão de uso, precedida de licitação na modalidade de concorrência, nos termos do § 1º do art. 22 da Lei nº 8.666, de 21 de junho de 1993, devendo a exploração se dar por conta e risco do concessionário.

*§ 1º Caberá ao Ministério de Minas e Energia ou, mediante delegação, à ANP definir as formações geológicas referidas no **caput** deste artigo que serão objeto de licitação.*

§ 2º A ANP elaborará os editais e promoverá a licitação para concessão das atividades de estocagem de que trata o **caput** deste artigo.

§ 3º A ANP, mediante delegação do Ministério de Minas e Energia, celebrará os contratos de concessão para estocagem de gás natural.

§ 4º Caberá ao Ministério de Minas e Energia, ouvida a ANP, fixar o período de exclusividade que terão os agentes cuja contratação de capacidade de estocagem tenha viabilizado ou contribuído para viabilizar a implementação de instalação de estocagem de que trata o **caput** deste artigo.

§ 5º O gás natural importado ou extraído, nos termos do art. 26 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e armazenado em formações geológicas naturais não constitui propriedade da União, conforme o art. 20 da Constituição Federal.

Art. 39. A ANP disponibilizará aos interessados, de forma onerosa, os dados geológicos relativos às áreas com potencial para estocagem de gás natural, para a análise e confirmação de sua adequação.

§ 1º A realização das atividades de pesquisas exploratórias não exclusivas necessárias à confirmação da adequação das áreas com potencial para estocagem dependerá de autorização da ANP.

§ 2º Todos os dados obtidos nas atividades exploratórias de que trata o § 1º deste artigo serão repassados, de forma não onerosa, para a ANP.

Art. 40. A estocagem de gás natural em instalação diferente das previstas no art. 38 desta Lei será autorizada pela ANP, nos termos da legislação pertinente.

(...)

Para além do capítulo específico relativo ao armazenamento subterrâneo do gás, as disposições finais e transitórias da Lei do Gás alteraram a redação de alguns artigos da Lei do Petróleo, estabelecendo atribuições à ANP para a realização de uma série de atividades ligadas ao armazenamento de gás:

CAPÍTULO VIII

DISPOSIÇÕES FINAIS E TRANSITÓRIAS

(...)

Art. 58. Os arts. 2º, 8º, 23, 53 e 58 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, passam a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 8º (...)

XXIII - regular e fiscalizar o exercício da atividade de estocagem de gás natural, inclusive no que se refere ao direito de acesso de terceiros às instalações concedidas;

XXIV - elaborar os editais e promover as licitações destinadas à contratação de concessionários para a exploração das atividades de transporte e de estocagem de gás natural;

XXV - celebrar, mediante delegação do Ministério de Minas e Energia, os contratos de concessão para a exploração das atividades de transporte e estocagem de gás natural sujeitas ao regime de concessão;

Sem dúvida que a Lei nº 11.909/2009 trouxe um grande avanço para o segmento do gás natural através de uma legislação própria, especialmente para as atividades de transporte de gás, no entanto ainda existem algumas lacunas e também a falta de detalhe e clareza na redação de alguns artigos, possibilitando interpretações diferentes do significado pretendido.

No que diz respeito ao armazenamento de gás natural, não é claro, por exemplo, quais as instalações que fazem parte do regime de autorização, uma vez que o art. 40 se refere a que tal ocorreria numa "instalação não prevista no artigo 38". Outro ponto obscuro da Lei foi a ausência de algumas regras relacionadas com o pagamento no caso de acesso de terceiros às instalações.

Devido a estas lacunas na Lei do Gás, foi apresentado o projeto de Lei nº 6407/2013, no Congresso Nacional, que ainda está em curso, com vista a complementar algumas disposições da Lei, bem como a inserir propostas para a melhoria do sector do gás natural, de forma a atrair mais agentes e aumentar a competitividade do mercado do gás natural no Brasil.

6.1 - REGULAMENTAÇÃO ATUAL DO ARMAZENAMENTO GEOLÓGICO DE GÁS NATURAL NO BRASIL

Em todo o caso, com base na disposição legal existente, a Lei do Gás, foi possível iniciar as discussões com vista à regulamentação do capítulo sobre o armazenamento subterrâneo de gás natural. Neste caso, foram abertas duas frentes de trabalho para analisar as possibilidades de aplicação dos regimes de contratação de atividades indicados pelo legislador, autorização ou concessão.

6.1.1 Regime de Autorização

Relativamente ao modelo de autorização proposto, procedeu-se a uma análise sistemática do artigo 40 da Lei do Gás, ao contrário senso do artigo 38, sendo possível que o regime de autorização para o armazenamento subterrâneo de gás natural se aplique aos reservatórios produtores de hidrocarbonetos que ainda não tenham sido devolvidos à União, ou seja, aplicar-se-ia apenas aos titulares do direito de exploração e produção de petróleo e gás natural com contrato em vigor.

Neste contexto, o artigo 40 da Lei nº 11909/2009 foi regulamentado através da Resolução nº 17/2015 da ANP, que trata da apresentação dos Planos de Desenvolvimento dos campos de produção de petróleo e/ou gás natural, e reúne informações técnicas, operacionais, económicas e ambientais relacionadas com a exploração de um campo petrolífero, incluindo o seu abandono.

Ou seja, neste caso, o armazenamento de gás num reservatório de um campo de produção seria uma atividade adicional para a exploração de recursos petrolíferos ou de gás, não se caracterizando como uma atividade independente, como pode ser inferido a partir do artigo 12 da Resolução:

RESOLUÇÃO ANP Nº 17 DE 18 DE MARÇO DE 2015
(...)

Art. 12. A Autorização para a Estocagem Subterrânea de Gás Natural (ESGN) prevista no Plano de Desenvolvimento se dará juntamente à aprovação do Plano de Desenvolvimento.

(...)

Assim, como medida de autorização de uma instalação de armazenamento subterrâneo de gás natural num reservatório situado num campo ainda produtor, é necessário apresentar uma série de documentos e informações técnicas específicas, previstas no anexo da Resolução, para análise e autorização da ANP, que terá lugar em conjunto com a aprovação do Plano de Desenvolvimento do Campo.

(...)

8. Estocagem Subterrânea de Gás Natural (ESGN)

8.1. Se o Plano de Desenvolvimento incluir previsão de Estocagem Subterrânea de Gás Natural (ESGN), os seguintes aspectos devem ser apresentados.

8.1.1. A descrição dos Reservatórios e aquíferos a serem utilizados para estocagem de Gás Natural deverá incluir:

- descrição dos Reservatórios a serem utilizados para estocagem de Gás Natural, incluindo a profundidade de topo e de base, a área da projeção do Reservatório na superfície, seu histórico de Produção, os contatos de fluidos atuais;*
- interpretação sísmica e estrutura, mostradas em mapas e figuras apropriadas;*
- interpretação geológica e descrição da estratigrafia, correlações geológicas que indiquem continuidades e heterogeneidades;*
- as variáveis petrofísicas importantes para a estocagem, obtidas por amostragens, análises PVT e testes de poços associados e as tabelas de propriedades petrofísicas dos poços estimativa dos volumes remanescentes in situ e níveis*

de incerteza associados e o procedimento usado para essa estimativa;

- *as hipóteses adotadas para o desempenho dos poços quanto à injetividade e à produtividade e os procedimentos para gerenciamento deste desempenho;*
- *descrição da modelagem do Reservatório, a presença de aquífero e sua influência, os métodos analíticos ou a simulação numérica usada na modelagem;*
- *a curva de Produção de óleo remanescente no Reservatório;*
- *limitações e incertezas de qualquer natureza (geológicas, locais, mercadológicas, tecnológicas, etc.) que poderão afetar a eficácia ou a viabilidade econômica do processo de estocagem.*

8.1.2. Descrever o processo de estocagem a ser instalado fornecendo;

- *o investimento previsto;*
- *o fluxograma simplificado do processo;*
- *o cronograma do projeto;*
- *a localização e a situação dos poços existentes a serem usados na ESGN;*
- *poços adicionais a serem perfurados, poços a serem convertidos e seus objetivos, incluindo os poços de monitoramento;*
- *a descrição da completação dos poços destinados ao processo;*
- *a capacidade de estocagem, especificado os Volumes de Gás de Base e de Gás Útil;*
- *a pressão máxima de estocagem e o procedimento para sua determinação;*
- *as vazões máximas de injeção e de retirada de Gás Natural;*
- *o projeto de monitoramento do Reservatório e dos aquíferos, do próprio Reservatório e do aquífero superior;*

- *o sistema de medição específico para ESGN;*
- *o projeto básico de processamento de fluidos da ESGN;*
- *o projeto básico dos dutos que farão a movimentação dos fluidos na ESGN.*

8.1.3. Apresentar um sumário do plano de gerenciamento da ESGN.

Com base neste regime de contratação, apenas um projeto foi autorizado, localizado no Campo de Santana, na Bahia, cujo Plano de Desenvolvimento foi aprovado pela ANP, através da Resolução de Diretoria n.º 863/2015, conforme se indica na figura 1 do anexo. O operador do Campo é a empresa Santana Exploração e Produção de Óleo e Gás Lda., no entanto o projeto de armazenamento subterrâneo de gás ainda não foi implementado (ANP, 2015).

6.1.2 Regime de Concessão

Quanto ao modelo de concessão da atividade de armazenamento subterrâneo de gás natural, prevista no artigo 38 da Lei do Gás, foram realizados estudos para a sua regulamentação, que incluiu a Análise de Impacto Regulatório (AIR) da edição de uma norma específica para este tipo de regime. No âmbito desta análise, no final de 2015, foi realizado o seminário de armazenamento subterrâneo de gás natural, com a participação de entidades da administração pública, representantes de universidades e empresas que trabalham neste segmento.

Após o seminário e a conclusão dos trabalhos de análise de impacto regulatório, ficou evidenciada a necessidade da continuidade da atuação da ANP em relação à definição de procedimentos para a realização de um evento de licitação; além disso, foram apresentadas algumas áreas de campos devolvidos ou em processo de devolução, para que as empresas pudessem manifestar interesse na sua aquisição numa oferta futura.

A consulta de interesses foi realizada no período de 15/09/2016 a 14/12/2016, em que foram disponibilizados informações e dados de nove áreas, que foram selecionadas de acordo com os seguintes critérios:

- Localização em áreas de bacias sedimentares maduras;
- Áreas com dados de reservatórios, histórico de produção e proximidade a estruturas de gás existentes ou centros de consumo;

- Áreas com reservatórios com gás natural.

A proposta de consulta de interesse sustentou ainda que, após a manifestação das empresas, as áreas indicadas seriam submetidas à análise e parecer do órgão ambiental competente, com vista a verificar a viabilidade de um futuro processo de licenciamento ambiental, para posteriormente a ANP apresentar uma proposta com as áreas adequadas ao Ministério das Minas e Energia (MME).

Acontece que, nessa mesma época, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), emitiu a Resolução nº 10, de 14 de dezembro de 2016, com propostas de alteração da legislação em vigor para a Indústria do Gás Natural com vista a atrair investimentos no sector:

*RESOLUÇÃO CNPE Nº 10, DE 14 DE
DEZEMBRO DE 2016*

“Estabelece as diretrizes estratégicas para o desenho de novo mercado de gás natural, cria o Comitê Técnico para o Desenvolvimento da Indústria do Gás Natural no Brasil, com o objetivo de propor medidas que garantam a transição gradual e segura para a manutenção do adequado funcionamento do setor de gás natural e de avaliar a possibilidade de aceleração da transição, e dá outras providências.”

(...)

Devido à publicação daquela resolução, foram suspensas todas as atividades desenvolvidas pela ANP com vista à regulamentação do regime de concessão de armazenamento subterrâneo de gás natural, uma vez que algumas das orientações estratégicas constantes da resolução se referem-se diretamente aos regimes de contratação das atividades de armazenamento subterrâneo de gás natural:

Art. 2º São diretrizes estratégicas para o desenho de novo mercado de gás natural no Brasil:

(...).

XI - reavaliação dos modelos de outorga de transporte, armazenamento e estocagem, levando em consideração o desenho de novo mercado de gás natural;

XII - revisão do planejamento de expansão do sistema de transporte, que poderá considerar instalações de armazenamento e estocagem, além de maior integração com o planejamento do setor elétrico;

XIII - estímulo ao desenvolvimento de instalações de estocagem de gás natural;

(...)

Com base na Resolução nº 10/2016 do CNPE, no início de 2017 foi criado um Comitê Técnico para o desenvolvimento da Indústria do Gás Natural (CT-GN), cujo objetivo era propor medidas para a transição gradual e segura ao funcionamento deste sector (do gás natural), o que já vinha ocorrendo através do Projeto de Lei nº 6407/2013 e da Iniciativa do Governo Federal "Gás para Crescer", com o objetivo de tornar o mercado do gás natural mais competitivo, com uma maior pluralidade de agentes:

“O CT-GN deverá apresentar ao Ministério de Minas e Energia, para fins de posterior encaminhamento ao Congresso Nacional, pela Presidência da República, no prazo de até cento e vinte dias da publicação desta Resolução, proposição de medidas necessárias ao aprimoramento do marco legal do setor de gás natural, com base nas diretrizes estratégicas de que trata o art. 2º”.

Este Comitê Técnico foi dividido em oito subcomissões temáticas, nas quais o armazenamento subterrâneo de gás natural foi incluído em conjunto com o transporte de gás natural no Subcomité SC-2. Participaram nas discussões as empresas de gás natural, as entidades governamentais e as associações que representam os vários segmentos da indústria do gás natural.

Com base nas orientações emanadas da Resolução CNPE, este subcomité reuniu-se várias vezes para avaliar as propostas de melhoria da Lei n.º 11909/2009, nomeadamente no que se refere à pertinência da adoção de regimes de autorização e

concessão para a atividade de armazenamento de gás subterrâneo, uma vez que alguns representantes entenderam que a coexistência de ambos os modelos gerava incertezas, principalmente devido à falta de clareza na sua aplicação. Outro ponto que mereceu uma análise aprofundada diz respeito à garantia de acesso de terceiros às instalações e os impactos financeiros que isso poderia ter no agente que tinha feito um investimento na construção e exploração da estrutura.

Assim, o subcomité SC-2 finalizou os estudos com a elaboração de um relatório contendo as principais observações e sugestões de texto, para a melhoria da legislação sobre o transporte e o armazenamento subterrâneo de gás natural. Este relatório foi encaminhado para o Congresso Nacional em meados de 2017, juntamente com os relatórios dos outros subcomités, a utilizar nos estudos do projeto de lei existente.

Entre as principais sugestões enviadas pelo subcomité SC-2 relativas ao armazenamento subterrâneo de gás natural, destacam-se as seguintes sugestões:

- Definição de regras específicas de concessão, baseadas em concessões de exploração e produção, para reservatórios de hidrocarbonetos devolvidos à União e outras formações geológicas não produtoras de hidrocarbonetos;
- Regime de autorização para reservatórios de hidrocarbonetos já concedidos para atividades de exploração e produção (E&P);
- Critérios para julgar a oferta, considerando o programa geral de trabalho e investimentos propostos, entre outros;
- Acesso não discriminatório de terceiros, de acordo com o regulamento da ANP.

No Congresso Nacional, o substituto do Projeto de Lei n.º 6407/2013, que já estava em andamento, incorporou algumas sugestões do relatório do CT-GN. No entanto, no que diz respeito ao modelo de subvenção para a implementação da atividade, foi decidido manter apenas o regime de autorização para todos os tipos de estruturas geológicas, produtores ou não de hidrocarbonetos. Na sua versão mais recente, aprovada na Câmara dos Deputados, em 01/09/2020, o texto apresenta a seguinte redação:

*PROJETO DE LEI N° 6407, DE 24 DE SETEMBRO
DE 2013*

(...)

CAPÍTULO IV

DA ESTOCAGEM SUBTERRÂNEA DE GÁS NATURAL

Art. 20. A empresa ou consórcio de empresas, constituído sob as leis brasileiras, com sede e administração no País, poderá receber autorização da ANP para exercer a atividade de estocagem subterrânea de gás natural, devendo essa atividade se dar por conta e risco do interessado.

§ 1º Compete à ANP definir as formações geológicas e as regras para a outorga de autorização de que trata o caput.

§ 2º Não constitui atividade de estocagem subterrânea de gás natural, nos termos da presente Lei, a reinjeção de gás natural em reservatórios produtores com o fito de evitar descarte ou de promover a recuperação secundária de hidrocarbonetos.

§ 3º A autorização para atividade de estocagem subterrânea de gás natural somente será revogada nas hipóteses dispostas no art. 10 desta Lei.

Art. 21. A ANP disponibilizará aos interessados, de forma onerosa, os dados geológicos relativos às áreas com potencial para estocagem subterrânea de gás natural para análise e confirmação de sua adequação.

§ 1º A realização das atividades de pesquisas exploratórias não exclusivas necessárias à confirmação da adequação das áreas com potencial para estocagem dependerá de autorização da ANP.

§ 2º Os dados obtidos nas atividades exploratórias de que trata o § 1º deste artigo serão repassados, de forma não onerosa, para a ANP.

Art. 22. Fica assegurado o acesso de terceiros às instalações de estocagem subterrânea de gás natural, nos termos da regulação da ANP.

Parágrafo Único. Caberá à ANP estabelecer o período em que o acesso às instalações não será obrigatório, levando em conta os investimentos que viabilizaram sua implementação.

Art. 23. O gás natural importado ou extraído nos termos das Leis nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e nº 12.276, de 30 de junho de 2010, e armazenado em formações geológicas não constitui propriedade da União, a que alude o art. 20 da Constituição Federal.

§ 1º O armazenador de gás natural não poderá retirar da formação geológica volume de gás natural superior ao originalmente armazenado.

§ 2º A infração ao disposto no § 1º deste artigo sujeitará o infrator às penalidades de cancelamento automático da autorização e às penalidades previstas no art. 2º da Lei nº 8.176, de 8 de fevereiro de 1991.

Para além da tramitação deste projeto de lei, que ainda precisa de ser analisado pelo Senado Federal e pela Presidência da República, foi lançado em 2019 um outro programa pelo Governo Federal, o "Novo Mercado de Gás", que procura implementar as medidas para estabelecer um novo mercado de gás natural com foco nas normas infralegais e com uma estratégia mais comercial com os Estados e com os agentes dominantes do mercado (MME, 2020). A figura 6.2 apresenta uma cronologia com os principais marcos legais relativos à indústria do gás natural no Brasil.

MARCOS DO GÁS NATURAL NO BRASIL

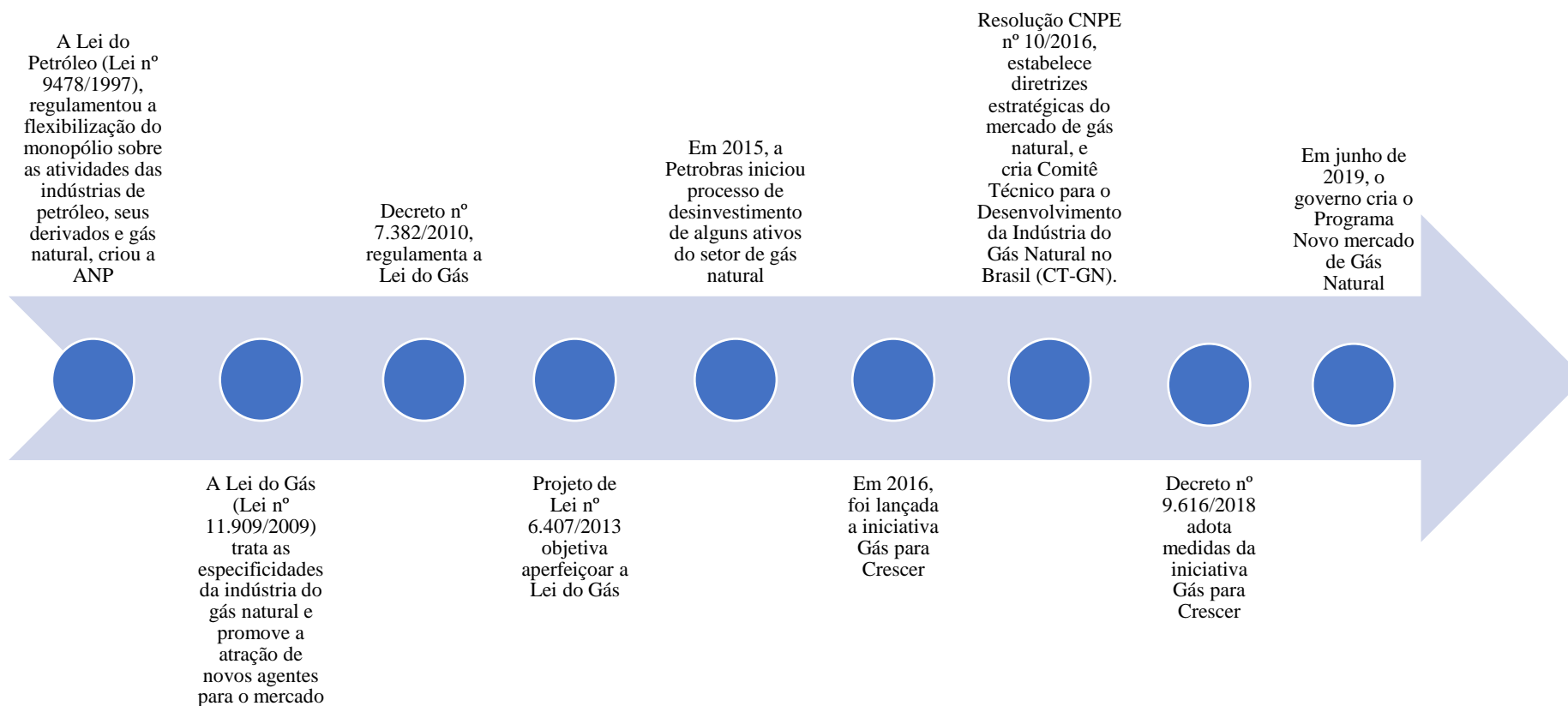


Figura 6.1: Cronologia dos principais marcos da indústria do gás natural no Brasil. Elaboração própria (2020)

7 – RECOMENDAÇÕES PARA A REGULAÇÃO DO ARMAZENAMENTO GEOLÓGICO DE GÁS NATURAL NO BRASIL

A indústria do gás natural no mundo já passou por várias etapas no seu desenvolvimento, encontrando-se em diferentes fases de maturação, dependendo das características económicas, sociais, políticas e tecnológicas de cada país. Um aspeto importante para o seu desenvolvimento é a existência de um sistema regulamentar adequado, com regras claras e objetivas e de fácil aplicação para os agentes económicos, transmitindo a segurança jurídica necessária para atrair investimentos no sector e, ao mesmo tempo, para garantir a segurança e bem-estar da sociedade.

Neste contexto, a atividade de armazenamento subterrâneo de gás natural tem acompanhado todo o processo de evolução da indústria do gás, já estando bastante consolidada a nível mundial, quer em termos de utilização, métodos e tipos de instalação, quer pelas normas para a sua implantação e funcionamento.

No Brasil ocorre o mesmo. Embora ainda não exista uma legislação específica que contemple as atividades de armazenamento subterrâneo de Gás Natural, a verdade é que, ao longo das últimas duas décadas, este tema tem sido recorrente nos debates para a melhoria da indústria do gás natural no Brasil, estando por isso bem estruturado para a sua implementação.

7.1 - PRINCIPAIS ASPETOS REGULATÓRIOS

A pesquisa efetuada permite estabelecer uma correlação entre os principais aspetos regulamentares relacionados com o armazenamento subterrâneo de gás natural nos países analisados e as normas existentes ou as propostas a implementar no caso brasileiro. Na legislação dos países analisados, as principais preocupações regulamentares dizem respeito a:

- existência de um órgão regulador independente no sector do gás;
- disposições relativas ao modelo de contrato para a operação das instalações;
- existência de instrumentos de regulação do acesso a terceiros e os tipos de acesso adotados pelo país;
- existência de medidas de segurança obrigatórias de abastecimento;
- prazo para o funcionamento da atividade; e

- existência de uma separação das atividades de transporte e armazenagem dos outros elos da cadeia de gás natural.

Assim, tendo em conta os aspetos acima mencionados com vista à consolidação de um regulamento para as atividades de armazenamento geológico de gás natural no Brasil, sugere-se a seguinte estrutura:

7.1.1 - Autoridade Reguladora

Em relação à autoridade reguladora responsável pelas atividades de armazenamento geológico de gás natural no Brasil, a Lei do Gás conferiu competência expressa à ANP para celebrar contratos de concessão (art. 38, § 3) quando se tratar de reservatórios de hidrocarbonetos devolvidos à União e outras formações geológicas que não produzem hidrocarbonetos, como também para emitir autorização (art. 40) quando o armazenamento ocorrer numa instalação diferente das previstas no art. 38:

LEI Nº 11909, DE 4 DE MARÇO DE 2009

(...)

§ 3º A ANP, mediante delegação do Ministério de Minas e Energia, celebrará os contratos de concessão para estocagem de gás natural.

Art. 40. A estocagem de gás natural em instalação diferente das previstas no art. 38 desta Lei será autorizada pela ANP, nos termos da legislação pertinente.

(...)

Ou seja, fica claro na leitura dos artigos da Lei do Gás, acima referidos, que a ANP tem competência legal para autorizar, ou conceder, para além de regular e fiscalizar as atividades de armazenamento geológico de gás natural. Como estas atividades ocorrem predominantemente em reservatórios esgotados de hidrocarbonetos, cerca de 74% no mundo, como já foi apresentado no gráfico 4.4, não haverá dificuldade na análise e autorização para projetos neste tipo de estrutura pela ANP, estando intrinsecamente ligados à atuação na gestão de contratos de campos petrolíferos e/ou de gás natural.

7.1.2 - Regime de contratação

Antes de apresentar as considerações sobre o tipo de contratação identificada como a mais adequada para a atividade de armazenamento geológico de gás natural no

Brasil, é importante contextualizar brevemente os tipos de atos administrativos propostos pelo legislador para esta atividade e as suas peculiaridades.

Sem entrar na discussão doutrinária sobre a propriedade e utilização do subsolo, se o gás armazenado subterrâneo deve ser caracterizado como depósito, ou se a atividade seria uma prestação de serviço público, a verdade é que a Lei do Gás (Lei n.º 11909/2009) indicou a existência de dois regimes de contratação possíveis ao exercício da atividade de armazenamento geológico de gás natural no Brasil, que são autorização e concessão de uso precedido de licitação.

No direito administrativo brasileiro, em regra, a autorização é um ato administrativo discricionário, unilateral e precário, "através do qual o Poder Público possibilita ao requerente o exercício de uma determinada atividade, serviço ou utilização de determinados bens privados ou públicos, do seu interesse exclusivo ou predominante, que a lei condiciona a aquiescência prévia da Administração" (Meirelles, 2009: p. 190).

Por outro lado, a concessão de uso pode ser definida como uma modalidade de contrato administrativo, submetida ao regime jurídico do direito público, assinada por um órgão ou entidade da administração pública, cujo objetivo é o uso privado do bem público. A concessão de uso tem um carácter jurídico obrigatório, não tem carácter precário, como a autorização de uso, pode ser onerosa ou gratuita e deve ser precedida de licitação, com exceção das hipóteses legais que permitem a contratação direta (Luft, 2017).

Ou seja, de uma forma simplista, as principais diferenças entre estes atos administrativos são o facto de a concessão ser um contrato entre as partes, precedido de uma licitação com prazo certo e, a autorização ser um ato unilateral da administração pública, sem prazo determinado.

Como foi possível analisar no Quadro 5. 1, os principais países do mundo em relação ao número de instalações de armazenamento subterrâneo de gás natural ou volume de gás de trabalho armazenado, dividem-se quanto ao regime de contratação da atividade, que é emitido diretamente pela autoridade reguladora de cada país ou pelo respetivo ministério.

A sugestão para o Brasil é que se adote exclusivamente o modelo de autorização, que já se encontra contemplado parcialmente no ordenamento jurídico brasileiro, através da disposição expressa no art. 40 da Lei n.º 11909/2009 e aplicado ao único caso de armazenamento de gás natural que foi autorizado no Brasil.

Esta escolha está alinhada com os avanços nas discussões para um novo mercado de gás no Brasil, corroborado pelo substitutivo do Projeto de Lei nº 6407/2013, cuja tendência é avançar para a implementação do regime de autorização, como o único modelo para a instalação e operação das estruturas de armazenamento subterrâneo de gás natural, o que contribuirá para a simplificação e rapidez do processo.

O modelo de concessão proposto na Lei do Gás exigiria a existência de todo um processo de licitação, com definição de regras específicas para a seleção do vencedor, para além da necessidade de a ANP realizar estudos técnicos e económicos anteriores, incluindo, por exemplo, a avaliação dos volumes e capacidades de injeção e retirada de gás (o que implicaria custos elevados para minimizar o risco e gerar atratividade para os agentes interessados).

No modelo de autorização para a pesquisa e posterior operação das instalações de armazenamento geológico de gás natural, todos os estudos, planeamento e atividades necessárias serão realizados pelo agente em causa, que poderá assim realizar as suas análises de viabilidade técnica e económica de uma forma mais segura e realista, incluindo a existência de potenciais mercados e permitindo adaptar a sua estratégia de negócio.

Além disso, a ANP já dispõe da Resolução nº 52/2015, que é específica para a autorização de algumas atividades da indústria do Gás Natural, como a autorização para a construção, ampliação e exploração de gasodutos, o que facilitaria a adequação desta norma para a inclusão deste regime numa atividade de armazenamento subterrâneo de gás natural.

7.1.3 - Garantia de acesso

Garantir o acesso de terceiros às estruturas de armazenamento é um dos principais pontos que são tratados na legislação dos diferentes países. O acesso não discriminatório é uma condição estabelecida pela grande maioria, a fim de permitir o fornecimento justo e transparente de infraestruturas de gás, abrindo o mercado à concorrência e beneficiando com isso os consumidores. Esta é uma premissa das regras dos países da União Europeia, que pode ser regulada ou negociada entre as partes em alguns casos.

Os utilizadores das instalações de armazenamento geológico de gás natural devem ter livre acesso ao sistema de transporte de gás natural, a ponto de permitir a injeção e a

remoção do gás das estruturas de armazenamento. Para que isso ocorra de forma não discriminatória, a informação sobre a capacidade da estrutura deve estar à disposição das partes interessadas. Também as tarifas para a sua utilização devem ser justas, garantindo um ambiente competitivo e transparente.

A proposta a ser implantada no Brasil consiste em garantir o acesso não discriminatório às instalações, mas deverá ser possível ao operador obter o retorno financeiro dos investimentos realizados na implementação da atividade. Nesses casos, as tarifas de utilização e parte da capacidade das estruturas devem ser inicialmente negociadas entre as partes, podendo a ANP ser chamada a arbitrar um valor se não houver acordo.

Será necessário estabelecer uma regra específica relativa às condições de acesso de terceiros às instalações de armazenamento, contendo todas as informações necessárias sobre os aspectos técnicos e contratuais em que o acesso às estruturas de armazenamento e redes de transporte e distribuição será realizado.

7.1.4 - Volume estratégico

No que diz respeito à obrigação de manter um volume armazenado por razões estratégicas, observa-se que o tema não é consensual, existindo países que não apresentam qualquer tipo de obrigação e outros que apresentam esta determinação, cabendo aos operadores de instalações dedicar uma parte do volume de gás ao armazenamento estratégico do país, que não pode ser comercializado.

Para o Brasil, inicialmente com o objetivo de desenvolver a atividade e atrair empresas interessadas, este requisito não seria adequado, à primeira vista, uma vez que ainda é um mercado desconhecido, cuja atividade estará totalmente ligada à livre iniciativa. Deverá ser estabelecido um prazo, a partir do qual, com o incremento das atividades e o aumento do número de operadores, deverá ser exigido deles um volume estratégico de armazenamento para fazer face a eventuais imprevistos.

7.1.5 - Prazo de atividade

Outro aspecto considerado na regulamentação das atividades subterrâneas de armazenamento de gás natural diz respeito ao tempo de funcionamento da atividade, que tem impacto direto no tempo de retorno do investimento para a sua implementação.

Geralmente, os prazos variam de 30 a 50 anos quando o regime utilizado é o de concessão, geralmente com a possibilidade de prorrogação.

Como a proposta para o Brasil é a de que o modelo seja o da autorização, não haveria, em princípio, definição de um prazo para o exercício da atividade, que pode ser revogado em determinadas condições; além disso, a atividade deve ser monitorizada ao longo da sua vida útil, principalmente em termos de manutenção da integridade das instalações, o que garante a segurança operacional da estrutura.

7.1.6 - Separação de atividades - *unblinding*

Nos mercados bem estabelecidos do gás natural, como no caso dos países da União Europeia, a existência de *unblinding* entre todos os segmentos da indústria, além de ser uma diretiva é também uma situação característica dos mercados liberalizados do gás. A existência de uma boa diversidade de operadores permite aos consumidores escolherem os prestadores de serviços, sendo, portanto, natural e ideal que os operadores de sistemas de armazenamento sejam independentes, tanto a nível comercial como legal.

Em relação ao Brasil, devido à redução da participação da Petrobras em alguns ativos de transporte e distribuição de gás, será ainda necessário desenvolver e fortalecer todo o sector do gás natural, com a diversificação dos agentes. No segmento de armazenamento subterrâneo de gás natural, será necessário um esforço ainda maior, tendo em vista ser uma atividade pioneira e que terá de ser estabelecida. Assim, no início, para apoiar a participação dos agentes na atividade, pode ser permitida a participação de empresas pertencentes ao sector do transporte de gás natural.

Posteriormente, já com um mercado estabelecido ou após um período previamente estabelecido, os operadores de sistemas de armazenamento devem também estar desvinculados de outros agentes, garantindo a total independência legal e comercial da atividade.

7.2 - OUTROS ASPETOS A TER EM CONTA NA REGULAÇÃO

Em linhas gerais, a regulação da atividade de armazenamento subterrâneo de gás natural no Brasil pode seguir as orientações acima referidas. São orientações estruturantes, bem consolidadas nos países que têm este tipo de atividade e já discutidas e incorporadas em algumas das propostas para a regulação do tema no Brasil.

No entanto, há outros aspetos que devem ser tidos em conta na estrutura da regulação e no licenciamento da atividade, a fim de transmitir maior segurança e clareza aos empreendedores e uma maior rapidez na análise dos projetos.

7.2.1 - Expansão da capacidade

A possibilidade de expandir a capacidade de uma instalação de armazenamento subterrâneo de gás natural depende da existência da procura no mercado e da existência de condições para tal na estrutura geológica utilizada.

Neste caso, o operador da atividade deverá propor esta expansão no âmbito dos planos e programas submetidos à ANP, com justificações fundamentadas e demonstração da manutenção das condições de segurança das instalações, devendo também publicitar os novos volumes e a capacidade da estrutura.

7.2.2 - Propriedade do gás natural subterrâneo

É essencial que a regulamentação do armazenamento subterrâneo de gás natural torne explícito que esta atividade não se caracteriza como uma atividade de produção de gás natural, mas simplesmente de armazenamento. O gás natural injetado na instalação não pode ser enquadrado como recurso mineral, pelo que não é propriedade da União uma vez que já foi produzido noutra localização.

Por outro lado, é igualmente importante referir que, em circunstância alguma, os volumes de gás removidos das estruturas geológicas podem ser superiores aos volumes injetados.

7.2.3 - Incidência de participações governamentais

Uma vez que o gás natural injetado e armazenado em estruturas geológicas, para o efeito não é caracterizado como um recurso mineral, nem a atividade pode ser enquadrada como uma atividade produtora de gás natural, não existe possibilidade de incidência de participações governamentais para atividades de armazenamento subterrâneo de gás natural.

Além disso, o gás natural injetado na estrutura geológica, se vier do Brasil, já recolheu impostos e participações governamentais no momento da sua produção, e uma nova tributação não é adequada.

7.2.4 - Aspectos técnicos da atividade

Na parte da regulação que trata do detalhe técnico para o exercício da atividade, poderão ser utilizadas as referências já existentes, com as necessárias adaptações, do capítulo referente à autorização do armazenamento geológico de gás natural previsto na Resolução ANP nº 17/2015; bem como as da Resolução ANP nº 52/2015, relativa à regulamentação para autorização de construção, ampliação e operação de diversos tipos de instalações de petróleo, seus derivados, gás natural, inclusive liquefeito (GNL), biocombustíveis e demais produtos regulados pela ANP.

7.2.5 - Outras autoridades envolvidas no licenciamento da atividade

É importante notar que a estrutura regulamentar proposta define claramente a competência da ANP para a autorização da atividade de armazenamento geológico de gás natural. No entanto, o processo de autorização requer a participação de outros organismos que terão competências específicas no processo de licenciamento da atividade.

Para que não ocorram sobreposições de competências, estabelecimento de regras específicas ou duplicação de requisitos e exigências ao operador, será necessário definir fluxos e procedimentos entre os vários órgãos que devem licenciar a atividade, ou emitir pareceres favoráveis à sua instalação e operação.

Para a adequada implementação dos regulamentos, existem algumas peculiaridades que requerem ajustamentos, como no caso das atividades de armazenamento subterrâneo de gás natural em cavidades salinas – estruturas amplamente utilizadas no mundo e que têm obtido um grande desenvolvimento nos últimos anos, permitindo obter altas taxas de injeção e de retirada.

Como observado no ponto 4.2.3, as cavidades salinas são geralmente construídas através da dissolução, sendo considerada uma atividade mineira, que no Brasil é regulada pela Agência Nacional de Mineração (ANM), que tem como atribuições promover a gestão dos recursos minerais da União, regular e fiscalizar as atividades de investigação mineral e extração de substâncias minerais, entre outras, conforme previsto na Lei n.º 13575/2017:

LEI Nº 13.575, DE 26 DE DEZEMBRO DE 2017.

(...)

Art. 2º A ANM, no exercício de suas competências, observará e implementará as orientações e diretrizes fixadas no Decreto-Lei nº 227, de 28 de fevereiro de 1967 (Código de Mineração), em legislação correlata e nas políticas estabelecidas pelo Ministério de Minas e Energia, e terá como finalidade promover a gestão dos recursos minerais da União, bem como a regulação e a fiscalização das atividades para o aproveitamento dos recursos minerais no País (...)

Assim sendo, no caso de uma instalação de armazenamento geológico de gás natural utilizar uma estrutura de cavidade salina, será necessário realizar dois processos distintos: primeiro solicitar à ANM a autorização para a investigação mineral e posterior concessão da exploração mineira da sal-gema para a abertura das cavidades salinas; seguidamente requerer à ANP autorização para a instalação e exploração do armazenamento geológico de gás natural, que pode ser concomitante com a aplicação de concessão mineira.

Todo este processo pode ser bastante demorado. Para além dos procedimentos necessários para obter as autorizações, ainda será preciso obter as licenças ambientais adequadas para cada atividade, uma vez que deverá haver parecer favorável do órgão ambiental para a atividade de extração mineral da sal-gema (que quando feito por dissolução gera o descarte de grandes volumes de água com elevada salinidade). Posteriormente será necessário outro licenciamento ambiental para a implementação da atividade de armazenamento de gás natural.

Uma forma de mitigar esta possível demora é promover uma melhor articulação entre as agências nos processos de licenciamento, situação já prevista na Lei nº 13.848/2019, denominada Lei das Agências Reguladoras que, no capítulo IV, estabelece a possibilidade de instituir atos normativos conjuntos:

CAPÍTULO IV

DA ARTICULAÇÃO ENTRE AGÊNCIAS REGULADORAS

Art. 29. No exercício de suas competências definidas em lei, duas ou mais agências reguladoras poderão editar atos normativos conjuntos dispondo sobre matéria cuja disciplina envolva agentes econômicos sujeitos a mais de uma regulação setorial.

§ 1º Os atos normativos conjuntos deverão ser aprovados pelo conselho diretor ou pela diretoria colegiada de cada agência reguladora envolvida, por procedimento idêntico ao de aprovação de ato normativo isolado, observando-se em cada agência as normas aplicáveis ao exercício da competência normativa previstas no respectivo regimento interno.

§ 2º Os atos normativos conjuntos deverão conter regras sobre a fiscalização de sua execução e prever mecanismos de solução de controvérsias decorrentes de sua aplicação, podendo admitir solução mediante mediação, nos termos da Lei nº 13.140, de 26 de junho de 2015 (Lei da Mediação), ou mediante arbitragem por comissão integrada, entre outros, por representantes de todas as agências reguladoras envolvidas.

Art. 30. As agências reguladoras poderão constituir comitês para o intercâmbio de experiências e informações entre si ou com os órgãos integrantes do Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência (SBDC), visando a estabelecer orientações e procedimentos comuns para o exercício da regulação nas respectivas áreas e setores e a permitir a consulta recíproca quando da edição de normas que impliquem mudanças nas condições dos setores regulados.

O trabalho coordenado entre os diferentes órgãos de decisão, com a definição clara das funções de cada instituição e um fluxo de trabalho que permita a utilização dos dados

e informação existentes, permitirá um ganho significativo de tempo nas análises, resultando na expedição mais rápida das licenças e, portanto, no início das atividades.

Outra possibilidade de armazenamento geológico de gás natural é através da utilização de aquíferos que, como analisado no ponto 4.2.2, devem ser compostos por águas impróprias para consumo. No caso da utilização deste tipo de estrutura, deve ser feita uma análise em relação à localização do aquífero, uma vez que o sistema jurídico brasileiro não prevê este tipo de utilização. De acordo com o art. 26, inciso I da Constituição Federal, as águas subterrâneas são consideradas ativos estaduais, portanto a gestão e a concessão para a sua utilização, incluindo a perfuração de poços, são competências dos Estados.

CAPÍTULO III

Dos Estados Federados

(...)

Art. 26. Incluem-se entre os bens dos Estados:

I– as águas superficiais ou subterrâneas, fluentes, emergentes e em depósito, ressalvadas, neste caso, na forma da lei, as decorrentes de obras da União;

(...)

Cabe à Agência Nacional de Água e Saneamento Básico (ANA), a elaboração de estudos que forneçam informações para incentivar a gestão integrada e sustentável dos recursos hídricos superficiais e subterrâneos. O Serviço Geológico do Brasil (CPRM) é o organismo responsável pela monitorização da qualidade das águas subterrâneas, tendo um sistema de informação composto por uma base de dados de poços permanentemente atualizada.

Similarmente à abertura das cavidades salinas, para a utilização de um aquífero com vista à implementação de uma instalação de armazenamento geológico de gás natural, é necessário um parecer favorável do órgão ambiental competente. Certamente não será uma tarefa fácil, uma vez que existe uma grande preocupação com os impactos ambientais das atividades da indústria do petróleo e do gás natural.

As outras modalidades conhecidas de armazenamento geológico de gás natural – cavernas rochosas e minas exauridas – ainda são bastante incipientes no mundo. A sua

avaliação enquanto possibilidade de utilização como estruturas de armazenamento subterrâneo de gás natural, necessitará de procedimentos conjuntos com os órgãos que têm competência relacionada com o assunto.

Nos casos que envolvem cavernas naturais, o organismo responsável é o Centro Nacional de Investigação e Conservação de Cavernas (CECAV), que tem os objetivos definidos na Portaria ICMBio nº 16/2015:

PORTARIA ICMBio Nº 16, DE 02 DE MARÇO DE 2015

Dispõe sobre a atualização da denominação, da localização e das atribuições dos Centros Nacionais de Pesquisa e Conservação no âmbito do Instituto Chico Mendes e dá outras providências.

Art. 1º Atualizar a denominação, localização e as atribuições dos Centros Nacionais de Pesquisa e Conservação, conforme discriminado abaixo:

(...)

III - Centro Nacional de Pesquisa e Conservação de Cavernas - CECAV, com o objetivo de realizar pesquisas científicas e ações de manejo para conservação dos ambientes cavernícolas e espécies associadas, assim como auxiliar no manejo das Unidades de Conservação federais com ambientes cavernícolas, por meio de estudos e monitoramento para conservação e uso sustentável do seu patrimônio espeleológico;

(...)

Após 2008, com a publicação do Decreto nº 6.640/2008, as cavernas passaram a ser classificadas de acordo com o seu grau de relevância (máximo, alto, médio e baixo), permitindo o processo de licenciamento ambiental para a implementação de alguma atividade, com exceção das grutas de grau máximo. O CECAV não tem competência de licenciamento ambiental, sendo nestes casos da responsabilidade do IBAMA.

DECRETO Nº 6.640, DE 7 DE NOVEMBRO DE 2008

(...)

"Art. 2º A cavidade natural subterrânea será classificada de acordo com seu grau de relevância em máximo, alto, médio ou baixo, determinado pela análise de atributos ecológicos, biológicos, geológicos, hidrológicos, paleontológicos, cênicos, histórico-culturais e socioeconômicos, avaliados sob enfoque regional e local.

(...)

"Art. 4º A cavidade natural subterrânea classificada com grau de relevância alto, médio ou baixo poderá ser objeto de impactos negativos irreversíveis, mediante licenciamento ambiental.

(...)

Relativamente à utilização de minas exauridas para armazenamento geológico de gás natural no Brasil, embora não exista uma previsão concreta, foi materializada uma recente possibilidade no novo Código Mineiro, Decreto n.º 9406/2018, com a inclusão do inciso III, no §3 do Art. 5, que fornece a indicação para a futura utilização da área:

DECRETO Nº 9406 DE 12 DE JUNHO DE 2018

(...)

§ 3º O fechamento da mina pode incluir, entre outros aspectos, os seguintes:

(...)

III - a aptidão e o propósito para o uso futuro da área; e

(...)

Assim, durante o processo de encerramento de uma atividade mineira, é possível indicar zonas com características favoráveis ao armazenamento geológico de gás natural junto à ANM – facilitando a utilização futura destas zonas com procedimentos mais simples em relação às cavidades salinas, uma vez que não seria necessário emitir a concessão de lavra mineira.

7.2.6 - Licenciamento Ambiental

Em geral, o pedido de licenciamento ambiental constitui uma condição prévia para a solicitação de autorização para o exercício de uma atividade efetiva ou potencialmente poluente. Constitui um ponto crítico para a instalação e exploração de uma atividade, uma vez que uma manifestação negativa, ou mesmo a imposição de restrições ao seu exercício, pode conduzir à sua inviabilidade técnica/econômica.

A Resolução do Conselho Nacional do Ambiente (CONAMA) nº 237/1997, determina o âmbito de aplicação da competência dos organismos de licenciamento, sejam municipais, estaduais ou federais. Em resumo, o licenciamento ambiental para atividades relacionadas com a indústria petrolífera é da responsabilidade dos Órgãos Estaduais do Ambiente (OEMA), quando a atividade está localizada na porção terrestre e apenas num Estado. Quando a atividade está localizada no mar, ou quando ultrapassa os limites de mais de um Estado, a competência de licenciamento ambiental é da responsabilidade do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA):

RESOLUÇÃO CONAMA Nº 237, DE 19 DE DEZEMBRO DE 1997

(...)

Art. 4º. Compete ao Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis - IBAMA, órgão executor do SISNAMA, o licenciamento ambiental, a que se refere o artigo 10 da Lei nº 6.938, de 31 de agosto de 1981, de empreendimentos e atividades com significativo impacto ambiental de âmbito nacional ou regional, a saber:

I - localizadas ou desenvolvidas conjuntamente no Brasil e em país limítrofe; no mar territorial; na plataforma continental; na zona econômica exclusiva; em terras indígenas ou em unidades de conservação de domínio da União;

II - localizadas ou desenvolvidas em dois ou mais Estados;

III - cujos impactos ambientais diretos ultrapassem os limites territoriais do País ou de um ou mais Estados;

IV- destinados a pesquisar, lavrar, produzir, beneficiar, transportar, armazenar e dispor material radioativo, em qualquer estágio, ou que utilizem energia nuclear em qualquer de suas formas e aplicações, mediante parecer da Comissão Nacional de Energia Nuclear - CNEN;

(...)

Art. 5º. Compete ao órgão ambiental estadual ou do Distrito Federal o licenciamento ambiental dos empreendimentos e atividades:

I - localizados ou desenvolvidos em mais de um Município ou em unidades de conservação de domínio estadual ou do Distrito Federal;

II - localizados ou desenvolvidos nas florestas e demais formas de vegetação natural de preservação permanente relacionadas no artigo 2º da Lei nº 4.771, de 15 de setembro de 1965, e em todas as que assim forem consideradas por normas federais, estaduais ou municipais;

III - cujos impactos ambientais diretos ultrapassem os limites territoriais de um ou mais Municípios;

IV - delegados pela União aos Estados ou ao Distrito Federal, por instrumento legal ou convênio.

Neste sentido, uma vez que a atividade de armazenamento geológico do gás natural pertence à cadeia de valor do gás natural, dependendo da localização da atividade será necessário obter a licença ambiental a nível estadual ou federal, o que pode gerar algumas distorções na sua análise. Normalmente, as OEMA não contêm uma estrutura muito robusta para o licenciamento ambiental relacionado com as atividades da indústria petrolífera, o que não ocorre com o IBAMA, que tem um sector específico de licenciamento dessas atividades.

Além disso, para atividades com pouca ou nenhuma experiência anterior, como é o caso do armazenamento geológico de gás natural no Brasil, inicialmente os processos de licenciamento podem ser muito morosos devido ao desconhecimento dos métodos e técnicas utilizadas no seu funcionamento.

A fim de minimizar as distorções das análises, bem como nivelar os conhecimentos técnicos através do intercâmbio de informação, mais uma vez a Lei das Agências Reguladoras estabeleceu a possibilidade de celebrar acordos com as agências de proteção ambiental, com vista a contribuir para um processo de licenciamento ambiental mais rápido:

CAPÍTULO V

DA ARTICULAÇÃO DAS AGÊNCIAS REGULADORAS COM OS ÓRGÃOS DE DEFESA DO CONSUMIDOR E DO MEIO AMBIENTE

(...)

Art. 33. As agências reguladoras poderão articular-se com os órgãos de defesa do meio ambiente mediante a celebração de convênios e acordos de cooperação, visando ao intercâmbio de informações, à padronização de exigências e procedimentos, à celeridade na emissão de licenças ambientais e à maior eficiência nos processos de fiscalização.

Sem dúvida, este tipo de articulação será fundamental para o desenvolvimento da atividade de armazenamento geológico de gás natural, especialmente na sua fase inicial de implementação no país, quer devido a dúvidas quanto ao funcionamento das instalações, quer pela ausência de peritos neste tipo de licenciamento. Este trabalho ordenado e participativo entre as várias instituições pode diminuir o número de exigências, reduzindo o tempo do processo de licenciamento e otimizando as inspeções das atividades.

7.2.7 - Percepção Pública

Este é um aspeto de grande importância na implementação de projetos que utilizam o subsolo para o armazenamento de gás, energia ou resíduos, uma vez que a resistência da comunidade diretamente afetada pelo empreendimento pode tornar-se um obstáculo, por vezes intransponível, levando ao cancelamento dessas atividades (Câmara, Netto, Câmara e Andrade, 2020).

Existem exemplos por todo o mundo, como o que ocorreu no Projeto Castor, em Espanha, em 2013. Segundo Ruiz-Barajas *et al.* (2017), um reservatório empobrecido foi utilizado para a atividade de armazenamento geológico de gás natural. Poucos dias após o início da injeção de gás foi sentida vibração sísmica, gerando uma grande preocupação e manifestação por parte da população, o que levou à suspensão das atividades.

Outros exemplos de manifestações populares contra o armazenamento de dióxido de carbono são citados pela *Carbon Capture and Sequestration Technologies* (CCST, 2016), como as de Barendrecht na Holanda, Janschwalde na Alemanha e Peterhead no Reino Unido.

Atualmente no Brasil, dada a relevância da questão, o disposto na Lei n.º 9784/1999 (que regula o processo administrativo no seio da administração pública federal), permite a realização de audições públicas sobre o processo.

LEI Nº 9784 DE 29 DE JANEIRO DE 1999

(...)

Art. 32. Antes da tomada de decisão, a juízo da autoridade, diante da relevância da questão, poderá ser realizada audiência pública para debates sobre a matéria do processo.

Normalmente, tanto na elaboração de atos normativos como na análise do licenciamento ambiental de atividades efetiva ou potencialmente poluentes, são realizadas consultas e audições públicas. No entanto, embora estas audições públicas estejam abertas à participação da sociedade, em regra, são realizadas apenas com representantes dos sectores envolvidos na atividade a implementar, sem grande envolvimento das comunidades onde esses empreendimentos se situarão.

Assim, é essencial incluir, na estrutura regulamentar, uma previsão expressa que determine a realização prévia de um inquérito de percepção pública com a comunidade onde será posteriormente desenvolvido o projeto de armazenamento geológico de gás natural/energia, o qual servirá de apoio para a tomada de decisão na audiência pública e posteriormente na autorização da atividade.

Face ao exposto, para além de outros aspetos importantes que devem ser considerados, é assim possível estabelecer as orientações mínimas necessárias à estruturação da regulamentação e do licenciamento da atividade de armazenamento geológico do gás natural no Brasil. O quadro 7.1 sintetiza os aspetos a considerar na regulação de armazenamento geológico de gás natural.

Quadro 7.1: Aspetos a Considerar na Regulação de Armazenamento Geológico de Gás Natural.

	Proposições	Diplomas Legais Existentes e Aplicáveis	Situação Atual/Observações	Status
Órgão Regulador Responsável	ANP	Art. 38 § 3º e art. 40 da Lei nº 11909/2009	Já previsto em Lei	
Acesso de terceiros às instalações	Negociado	Art. 58, XXIII da Lei nº 11909/2009 e Art.22, parágrafo Único do Projeto de Lei nº 6407/2013	Deverá ser elaborado regramento específico pela ANP	
Regime de Contratação	Autorização	Art. 40 da Lei nº 11909/2009 e art. 20 do Projeto de Lei nº 6407/2013	Já previsto em Lei	
Prazo da atividade	Sem prazo definido	Art. 20, § 3º do Projeto de Lei nº 6407/2013	Já previsto em Lei.	
Medidas de Segurança de Suprimento obrigatórias	Não	Art. 50 da Lei 11909/2009 e Art. 34 do Projeto de Lei nº 6407/2013	Não deve ser exigido até a consolidação da atividade. Necessita incluir na regulamentação	
Separação das Atividades	Parcial (somente será possível vinculação com o segmento de transporte)	Art. 5, §1º do Projeto de Lei nº 6407/2013	Deverá ser estabelecido um prazo para a exigência da separação total das atividades	
Ampliação de Capacidade	Possível	ND	Tem que estabelecer as condições em que será permitida	
Propriedade do Gás Natural no Subsolo	Operador	Art. 38 §5º da Lei nº 11909/2009 e Art. 23 do Projeto de Lei nº 6407/2013	Já previsto em Lei	
Incidência de participações governamentais	Não	Art. 38 §5º da Lei nº 11909/2009 e Art. 23 do Projeto de Lei nº 6407/2013	Já previsto em Lei	
Aspetos técnicos para autorização da atividade	Adequar as Resoluções existentes	Resolução ANP nº 17/2015 e Resolução ANP nº 52/2015	Necessita adequar as Resoluções da ANP	
Outras autoridades envolvidas no licenciamento da Atividade	Depende da estrutura geológica utilizada. (ver Quadro 7.2) ANM/ANA/CPRM/CECAV/Órgãos Estaduais de Águas	Art. 2º da Lei nº 13.575/2017- ANM Art. 26, I da Constituição Federal - Órgãos Estaduais de Águas	Será necessário o estabelecimento de procedimentos conjuntos entre os órgãos envolvidos na análise dos projetos	
Licenciamento Ambiental	Depende da localização da instalação (IBAMA e OEMA)	Arts. 4º e 5º da Resolução CONAMA nº 237/1997	Será necessário o estabelecimento de procedimentos conjuntos entre os órgãos envolvidos na análise dos projetos	
Perceção Pública	Pesquisa prévia	ND	Apesar de haver previsão de realização de audiências públicas, há necessidade de maior envolvimento da população diretamente envolvida com o empreendimento. Por isso sugere-se inserir uma pesquisa de perceção pública prévia a implantação da atividade.	

Fonte: Elaboração própria (2020)

Legenda: ■ Não precisa de ajustes ■ Necessita de ajustes na regulamentação ■ Necessita ser inserido na regulamentação

7.3 - AVALIAÇÃO E PROPOSTAS

Assim, a autorização para o funcionamento das atividades de armazenamento geológico de gás natural não constitui um problema para a indústria do gás natural no Brasil, especialmente para projetos cujas instalações se encontram em áreas de campos esgotados de petróleo e/ou gás natural, uma vez que deverão ser analisadas e autorizadas de forma mais expedita pela ANP, que tem um vasto conhecimento técnico destas áreas.

Com a aquisição de conhecimentos especializados na análise e autorização destes projetos, as demais instalações a projetar noutras estruturas geológicas minimizarão as dificuldades para a sua implementação; no entanto, é necessário contornar todos os desafios de interface entre as agências envolvidas no licenciamento da atividade, para garantir a rapidez e simplicidade indispensáveis ao desenvolvimento deste mercado.

A figura 7.1 apresenta um fluxo genérico que o operador deve seguir ao solicitar a autorização da ANP para a investigação e exploração da atividade de armazenamento geológico de gás natural. Salienta-se a necessidade de obter previamente as outras licenças e autorizações dos respetivos órgãos competentes, em função do tipo de estrutura geológica utilizada.

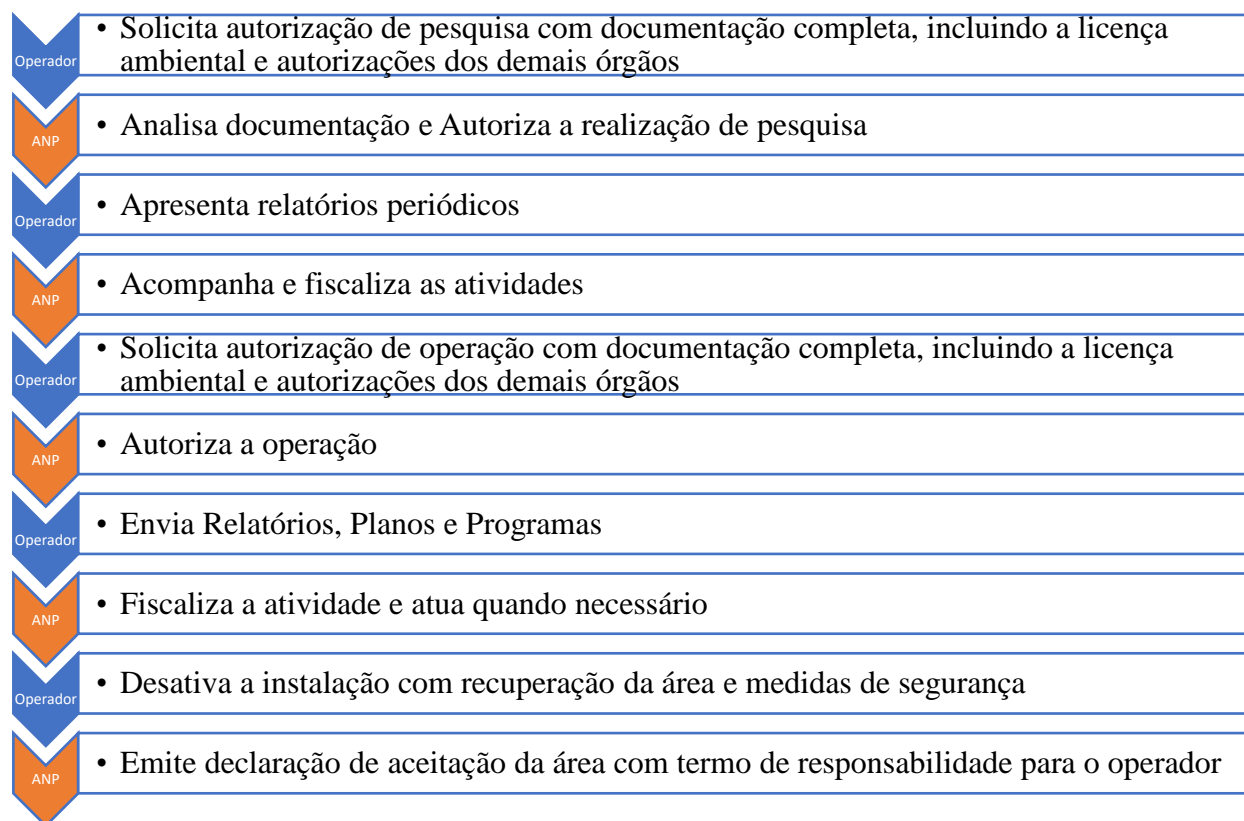


Figura 7.1: Fluxograma esquemático para pedido de autorização de armazenamento geológico de gás natural. Elaboração própria (2020)

Seguem-se algumas observações e propostas relativas ao pedido para obtenção de autorização para o armazenamento subterrâneo de gás natural, junto das principais autoridades competentes de cada uma das estruturas geológicas normalmente utilizadas para o efeito. O quadro 7.2 apresenta esta informação sintetizada:

- Campos esgotados – no caso das instalações em campos de petróleo esgotados, será suficiente uma melhor articulação entre a ANP e as OEMA e o IBAMA, de modo a definir um melhor fluxo de trabalho para o licenciamento ambiental; do ponto de vista técnico a ANP já possui a competência e informação necessárias para autorizar a atividade;
- Cavidades Salinas – para instalações em cavidades salinas, serão necessárias autorizações de investigação e posterior exploração mineira da sal-gema pela ANM, com a respetiva licença ambiental para a atividade mineira, além de autorização da ANP para a atividade de armazenamento geológico de gás natural com a devida licença ambiental emitida pelo órgão ambiental competente;
- Aquíferos – no caso de um projeto de armazenamento geológico de gás natural em aquíferos, deverá ser obtida a outorga para o uso de água subterrânea junto aos órgãos estaduais responsáveis pela gestão das águas, que tem esta competência constitucional, para além da autorização da ANP e da licença ambiental;
- Cavernas rochosas – se a atividade de armazenamento geológico de gás natural utilizar cavernas rochosas naturais, o operador deve obter a licença ambiental do IBAMA com o parecer favorável do Centro de Estudos de Cavernas (CECAV) e a autorização da ANP. Se a proposta for a construção de cavernas, o procedimento deve ser o mesmo das cavidades salinas, envolvendo a ANM no processo;
- Minas exauridas – no caso de projetos de instalações de armazenamento geológico de gás natural em minas exauridas, a ANM deve emitir um parecer sobre a aptidão da área para a ANP poder autorizar a atividade, devendo a mesma possuir a Licença Ambiental emitida pelo órgão ambiental competente.

Quadro 7.2: Propostas das autoridades competentes no licenciamento da atividade por tipo de Estrutura Geológica

Tipo de Formação	Propostas das principais autoridades competentes no licenciamento por tipo de Estrutura Geológica			
	Agências Reguladoras	Agências Federais Envolvidas	Agências Estaduais envolvidas	Licenças
Campos esgotados	ANP	IBAMA	OEMA	Autorização de Operação (ANP) Licença Ambiental
Cavidades salinas	ANP/ANM	IBAMA	OEMA	Autorização de pesquisa e lavra (ANM)/ Licença Ambiental / Autorização de operação (ANP)
Aquíferos	ANP/ANA	IBAMA/CPRM	OEMA/Organização Estatal da Água (OEA)	Outorga para uso da água (OAS)/ Licença Ambiental/ Autorização de Operação (ANP)
Cavernas rochosas	ANP	IBAMA/CECAV	OEMA	Licença Ambiental com parecer CECAV / Autorização de operação (ANP)
Minas exauridas	ANP/ANM	IBAMA	OEMA	Parecer de Aptidão de Área (ANM)/Licença Ambiental/Autorização de operação

Fonte: Elaboração própria (2020).

Estas considerações visam introduzir, de forma simplificada, os procedimentos que deverão ser definidos e detalhados entre os envolvidos no processo de autorização da atividade de armazenamento geológico de gás natural no Brasil. Este processo deverá ter como premissa a simplificação dos procedimentos, a racionalização dos requisitos, a ação colaborativa e a celeridade na análise dos processos.

Adicionalmente, é importante salientar que a proposta regulamentar apresentada para o armazenamento geológico de gás natural, poderá servir como referência para uma regulamentação mais abrangente da utilização do subsolo, que inclua por exemplo o ar comprimido (CAES), o hidrogênio, o biometano, o CO₂ e resíduos nucleares.

7.4 - AVALIAÇÃO E PROPOSTAS SOBRE OUTROS USOS DO SUBSOLO

O aproveitamento do subsolo para o armazenamento subterrâneo de energia alarga as possibilidades de utilização, proporcionando uma diversificação dos serviços oferecidos, resultando num melhor desenvolvimento do sector energético, aumentando a sua flexibilidade e garantindo ao consumidor uma energia de qualidade com maior segurança no seu abastecimento.

Neste contexto, é importante iniciar uma discussão sobre a necessidade de implementar um regulamento próprio relativo à utilização do subsolo para o armazenamento de outras fontes de energia, ou mesmo aproveitar a atual proposta de regulação do gás natural e alargar o seu âmbito de aplicação, permitindo uma ação proactiva em relação a um novo desenho da matriz energética, já em desenvolvimento nalguns países. Além disso, é importante considerar a utilização do subsolo como uma forma de eliminação de resíduos, como o CO₂.

Como apresentado no ponto 4.5, existem algumas atividades que usam ou podem usar o armazenamento subterrâneo como elemento pertencente ao seu negócio e que exigirá, no caso do Brasil, também um regulamento que estabeleça os procedimentos necessários para a sua utilização.

Logicamente, será necessário aprofundar os estudos relativos à utilização de estruturas geológicas para armazenamento de energia, tendo em conta a especificidade de cada uma das atividades. Será necessária a participação de vários órgãos no processo de autorização e licenciamento da atividade como ANP, ANM, ANEEL, IBAMA, OEMA, entre outros.

Como sugestão para o início destes estudos, segue-se uma avaliação preliminar das possibilidades de definição da competência reguladora destas atividades, com base nas propostas de armazenamento geológico do gás natural, de forma a manter coerência e uniformidade nos procedimentos:

- CAES – as instalações de CAES existentes no mundo estão geralmente associadas a centrais de produção eólica ou fotovoltaica, que no caso brasileiro são autorizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), de acordo com a Resolução Normativa nº 876/2020 (estabelece os requisitos e procedimentos necessários para obter autorização para exploração e alterar a capacidade instalada

de centrais eólica, fotovoltaica, termoelétrica e outras fontes alternativas, bem como para a comunicação da implementação de centrais geradoras com reduzida capacidade instalada).

Assim, uma vez que o armazenamento de ar comprimido proveniente de centrais eólicas e fotovoltaicas é posteriormente convertido em eletricidade para distribuição na rede, nada mais adequado que a autorização, regulação e supervisão da atividade de armazenamento subterrâneo do CAES fique vinculada à ANEEL. Além disso será necessária a participação da ANM no processo de autorização com o respetivo licenciamento ambiental, da mesma forma que ocorre na atividade de armazenamento de gás natural.

- Hidrogénio – no caso do hidrogênio, tal como foi identificado, o armazenamento subterrâneo é geralmente subdividido entre dois fins principais – a utilização para a produção de combustíveis com especificações elevadas (que exigem um fornecimento contínuo de hidrogénio, como ocorre nas refinarias dos EUA) e para o armazenamento de energia a médio e longo prazo (de acordo com os projetos existentes na Alemanha).

Neste sentido, poderia ser utilizado este raciocínio e, dependendo do destino que é dado ao hidrogénio armazenado, a atividade seria autorizada, regulada e supervisionada pela ANP - no caso de utilização em refinarias, uma vez que se trata de uma atividade já pertencente à sua jurisdição. Por outro lado, se o armazenamento de hidrogénio for utilizado como fonte de produção de eletricidade, como acontece na Alemanha, a competência de autorização, regulação e supervisão seria da responsabilidade da ANEEL.

Também nestes casos será necessária a participação dos órgãos com competências no licenciamento de atividades de armazenamento subterrâneo, nomeadamente a ANM e a órgão ambiental competente, que pode ser estadual ou federal, neste caso, o IBAMA.

Além disso, é necessário aprofundar estudos sobre as formas de obter hidrogénio, uma vez que existe no Mali, em África, um projeto de hidrogénio natural operado pela Petroma. Resta saber a quem esta atividade estaria subordinada se ocorresse no Brasil e se esse mesmo organismo seria também responsável pela regulação da atividade de armazenamento;

- Biometano – conforme anteriormente mencionado (ponto 4.5.2), já existe regulamentação no Brasil para a utilização de biometano e também para a sua produção, cuja atividade é regulada e supervisionada pela ANP.

Assim, é natural que a autorização para o armazenamento subterrâneo de biometano, isoladamente, ou misturado com gás natural, desde que apresente as especificações técnicas necessárias, seja efetuada pela ANP, incluindo esta previsão na regulação do armazenamento geológico de gás natural.

- CO₂ – o armazenamento subterrâneo de CO₂ tem sido utilizado em larga escala no mundo, principalmente como um método de recuperação avançada de petróleo (EOR) na produção de hidrocarbonetos e também para minimizar a emissão desses gases para a atmosfera.

Desse modo, esta atividade pode ser mais detalhada no regulamento sobre o armazenamento subterrâneo de gás natural da ANP, uma vez que grande parte dos projetos existentes no mundo são desenvolvidos por empresas petrolíferas, quer para otimização da produção de petróleo quer para dar um destino adequado ao CO₂, evitando assim o pagamento de taxas elevadas cobradas por alguns países pela queima ou ventilação do gás proveniente de atividades industriais.

A estrutura regulamentar da ANP contém uma disposição relativa à utilização de CO₂ em projetos relacionados com a EOR, autorizados no âmbito da análise dos Planos de Desenvolvimento dos campos petrolíferos e/ou de gás natural. No caso de eliminação de CO₂, pode ser incorporado no futuro regulamento relativo à armazenagem subterrânea de gás natural e, tal como acontece com as fontes de energia, obter as outras autorizações para a instalação e exploração da atividade quando necessário;

- Resíduos Nucleares – de acordo com a Lei n.º 10.308/2001, a recolha e armazenamento de resíduos radioativos é uma atividade da responsabilidade jurídica da CNEN, que deve ainda conceber, construir e instalar depósitos intermédios e finais de resíduos radioativos, com as licenças adequadas exigidas.

Por outras palavras, trata-se de uma atividade que já está disciplinada, cuja competência para a construção de um depósito final de resíduos radioativos é exclusiva da CNEN, que deve ser articulada com os outros organismos de

licenciamento nos seus domínios de funcionamento, como a ANM (para obter autorização relacionada com a construção de uma estrutura subterrânea, com a remoção de substâncias minerais) e o IBAMA (com o licenciamento ambiental).

No entanto, este tema deve ser aprofundado em função da indicação do tipo de estrutura geológica a utilizar para a armazenagem dos resíduos, uma vez que, se indicado, por exemplo, reservatórios esgotados para a realização do projeto, seria necessária a participação da ANP nesta análise.

O quadro 7.3 apresenta de forma esquemática as proposições dos principais agentes governamentais que estariam envolvidas no processo de licenciamento de atividades de armazenamento geológico de energia e resíduos no Brasil.

Quadro 7.3: Propostas dos principais agentes governamentais no licenciamento do armazenamento geológico de energia e resíduos no Brasil

Tipo de Uso do Subsolo	Proposições dos principais agentes governamentais para as Atividades de Armazenamento de Energia e Resíduos no Subsolo			
	Agências Reguladoras	Órgãos Federais Envolvidos	Órgãos Estaduais Envolvidos	Regulações sectoriais existentes
CAES	ANEEL/ANM	IBAMA	OEMA	Resolução Normativa nº 876/2020 - ANEEL Resolução CONAMA nº 237/1997, arts. 4º e 5º / Art. 2º da Lei nº 13.575/2017- ANM
Hidrogênio	ANP/ANEEL/ANM	IBAMA	OEMA	Resolução Normativa nº 876/2020 - ANEEL/ Resolução CONAMA nº 237/1997, arts. 4º e 5º - IBAMA e OEMA / Art. 2º da Lei nº 13.575/2017- ANM
Biometano	ANP/ANM	IBAMA	OEMA	Resolução ANP nº 8/2015/ Resolução ANP nº 685/2017/ Resolução ANP nº 734/2018. Resolução CONAMA nº 237/1997, arts. 4º e 5º - IBAMA e OEMA / Art. 2º da Lei nº 13.575/2017- ANM
CO ₂	ANP/ANM	IBAMA	OEMA	Portaria ANP nº 100/2000 Art. 2º da Lei nº 13.575/2017- ANM Resolução CONAMA nº 237/1997, arts. 4º e 5º - IBAMA e OEMA
Resíduo Nuclear	CNEN/ANM/ANTT/ ANTAq/ANAC	IBAMA/DPC da Marinha do Brasil	-	Lei nº 10.308/2001 - CNEN/ Art. 2º da Lei nº 13.575/2017- ANM, além da Resolução 5232 da ANTT (Agência Nacional de Transportes terrestres), RBAC 175 da ANAC (Agência Nacional de Aviação Civil), NORMAM 01, 02 e 29 da Diretoria de Portos e Costas da Marinha do Brasil e Resolução 1765 da ANTAq (Agência Nacional de Transportes Aquaviários) relativos ao transporte do material radioativos

Fonte: Elaboração própria (2020).

8- CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Ao longo deste trabalho verifica-se que a sociedade atual está cada vez mais dependente da energia para satisfazer as suas necessidades atuais e as constantes inovações tecnológicas. No entanto, as principais fontes de energia ainda provêm dos combustíveis fósseis, que se manterão durante alguns anos, continuando com a emissão de gases com efeito de estufa e contribuindo para o aquecimento global.

Assim, para que as fontes de energia renováveis assumam o papel desejado na matriz energética global, o gás natural será de importância fundamental para a transição energética de baixo carbono. Podendo substituir outros combustíveis fósseis, por um nível mais baixo de emissões poluentes, permite assim a consolidação do desenvolvimento de tecnologias alternativas bem como a melhoria da sua atratividade económica.

Para o bom funcionamento de um sistema integrado de gás natural, o armazenamento subterrâneo desempenha um papel importante, proporcionando maior fiabilidade e flexibilidade ao sistema (de gás natural), além de promover um maior equilíbrio entre a oferta e a procura na sua utilização.

Um número significativo de países já utiliza tecnologias de armazenamento geológico de gás natural há muito tempo, possuindo conhecimentos avançados na implementação e exploração destas atividades, contribuindo para satisfazer as necessidades de utilização do gás natural.

A fim de atingir os objetivos deste estudo, foi possível analisar o regulamento sobre o armazenamento subterrâneo de gás natural naqueles países e observar que os mesmos foram desenvolvidos e melhorados ao longo dos anos, juntamente com toda a regulamentação do sistema de gás natural. Foram identificados os aspetos considerados mais importantes nos seus regulamentos, que se baseiam principalmente em garantir o acesso indiscriminado às instalações e da separação em relação às outras atividades da cadeia do gás natural, proporcionando um maior fornecimento de energia e aumentando a concorrência na prestação do serviço.

No Brasil, o armazenamento subterrâneo de gás natural ainda precisa ser desenvolvido, tanto em relação às questões de mercado como em relação à criação de uma regulamentação própria e mais abrangente para o segmento, que transmita segurança aos agentes com interesse em investir na atividade e promova o bem-estar à sociedade.

O levantamento da estrutura regulamentar brasileira em relação ao armazenamento geológico de gás natural permitiu verificar a existência de uma breve menção ao tema na Lei do Petróleo em 1997, passando por um maior detalhe na Lei do Gás de 2009, onde foram estabelecidas algumas orientações para a sua regulação, permitindo a realização de estudos para a elaboração de resoluções pela ANP.

No entanto, devido às alterações de entendimento destinadas a um novo mercado do gás natural, foram criados outros fóruns de discussão, suspendendo o trabalho que estava a ser desenvolvido e propondo avanços e alterações nas normas atuais, que estão a ser materializados na nova Lei do Gás, em fase final de aprovação no Congresso Nacional.

A atual estrutura regulamentar brasileira inclui apenas um dos modelos de contratação previstos na Lei do Gás para a atividade, que é a autorização, ainda assim limitada aos detentores de contratos de concessão em vigor para a exploração e produção de petróleo e gás natural em reservatórios empobrecidos. Por isso, existe uma limitação normativa para a utilização em larga escala do armazenamento subterrâneo de gás natural no Brasil, tanto do ponto de vista da estrutura geológica como em relação a outros agentes interessados na realização da atividade.

No entanto, esta limitação pode ser ultrapassada, porque com base na avaliação da regulação dos países analisados e nos estudos e trabalhos realizados no Brasil até agora, foi possível estabelecer orientações e definir os principais aspetos a considerar na elaboração de um regulamento brasileiro para o armazenamento geológico de gás natural. Para isso é necessário adaptar os regulamentos já existentes e realizar o alinhamento com o projeto de Lei n.º 6407/2013 que está prestes a ser aprovado, o que permitirá colmatar esta lacuna existente e promover avanços significativos no mercado brasileiro de gás.

Com estas medidas, as atividades de armazenamento subterrâneo de gás natural poderão ser implementadas em larga escala no Brasil, contemplando as várias estruturas geológicas utilizadas para o efeito, sem restrições aos agentes interessados na exploração da atividade, através de um quadro regulamentar claro, consistente e alinhado com os regulamentos existentes nos principais países que têm este tipo de atividade.

Adicionalmente aos estudos realizados para o desenvolvimento deste trabalho sobre o armazenamento de gás natural, verificou-se que vários países já desenvolvem projetos e utilizam estruturas geológicas como instalações de armazenamento subterrâneo

de hidrogénio, ar comprimido, biometano, CO₂ e resíduos nucleares, conferindo uma valoração do potencial de utilização do subsolo e promovendo o desenvolvimento de novas tecnologias.

Assim, foi identificada uma oportunidade para avançar em estudos para a diversificação do uso do subsolo, considerando o armazenamento geológico de outras fontes de energia, ou mesmo resíduos, de forma a antecipar uma discussão que está a ganhar cada vez mais espaço nas mesas de debate dos sectores energéticos mundiais – uma vez que ainda não existe uma disposição legal para o desenvolvimento destas atividades no Brasil.

Com base na premissa dos dados obtidos a partir de projetos de armazenamento geológico existentes, de outras fontes de energia e resíduos, este estudo identificou quais as autoridades governamentais que têm as suas atividades relacionadas com as várias atividades analisadas, e com isso foi possível propor os agentes que deveriam participar mais ativamente no processo regulamentar e posterior autorização para o exercício destas atividades no Brasil.

Neste sentido, esta dissertação delineou um esboço preliminar dos tipos de atividades que poderiam beneficiar de uma regulamentação mais abrangente relativa ao armazenamento subterrâneo, incluindo o modelo regulamentar proposto para o gás natural, como nos casos de biometano e CO₂, e sugere a participação de outras autoridades governamentais na elaboração das normas relativas ao armazenamento geológico de hidrogénio, ar comprimido e resíduos nucleares.

Como sugestão de continuidade e complementaridade desta investigação, devem ser aprofundados estudos relativos à regulamentação existente nos países que dispõem de estruturas geológicas de armazenamento de energia e resíduos, nomeadamente às autoridades competentes para o licenciamento dos projetos de CAES e do hidrogénio, tendo em conta a ocorrência natural de hidrogénio e outras formas de obtenção. Isto porque, dependendo do órgão responsável pela gestão da atividade, esta mesma autoridade pode também ser responsável pela regulação da atividade de armazenamento, caso ocorra.

Outro ponto que merece mais discussão e estudos diz respeito à necessidade de incluir mecanismos para obter a perceção pública de projetos de armazenamento geológico de uma forma ampla, para que o desconhecimento do tema pela sociedade a

ser diretamente afetada, não se torne um obstáculo à implementação de tais atividades no Brasil.

9 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Abreu, Percy Louzada de., (1999). Gás Natural: o combustível do novo milênio. Porto Alegre: Plural Comunicação.

ALEMANHA. (2005). Lei de Fornecimento de Eletricidade e Gás (Energy Economics Act- EnWG). Disponível em: http://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/index.html Acesso em 13/05/2020

Almeida, E. F; Colomer, M., (2013). Indústria do Gás Natural: Fundamentos Técnicos e Econômicos. Rio de Janeiro, Synergia, FAPERJ IE/UFRJ, UFF.

Almeida, J. R. U. C., (2008). “Importância da flexibilidade na oferta e na demanda de gás natural: o caso do mercado brasileiro”, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ.

Alves, J.F.S.S., (2015). Análise da viabilidade de armazenamento de energia sob a forma de ar comprimido em cavernas subterrâneas. Dissertação de Mestrado. Universidade de Évora.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica, (2020). Resolução Normativa nº 876/2020. Estabelece os requisitos e procedimentos necessários à obtenção de outorga de autorização para exploração e à alteração da capacidade instalada de centrais geradoras Eólicas, Fotovoltaicas, Termelétricas e outras fontes alternativas e à comunicação de implantação de centrais geradoras com capacidade instalada reduzida. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2020876.pdf> Acesso em 15/08/2020

ANP, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, (2000). Portaria ANP nº 9/2000. Aprova o Regulamento Técnico de Reservas de Petróleo e Gás Natural, o qual define os termos relacionados com as reservas de petróleo e gás natural, estabelece critérios para a apropriação de reservas e traça diretrizes para a estimativa das mesmas.

ANP, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, (2008). Resolução ANP nº 16/2008. Estabelece no Regulamento Técnico parte integrante desta Resolução, a especificação do gás natural, nacional ou importado, a ser comercializado em todo o território nacional.

ANP, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, (2009). Nota Técnica nº 013/2009. Evolução da indústria brasileira de gás natural: aspectos técnico-econômicos e jurídicos Superintendência de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural.

ANP, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, (2015a). Aprovação do Plano de Desenvolvimento do Campo de Santana - Bacia do Recôncavo. Disponível em: http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll?f=templates&fn=default.htm&vid=Reu_Dir:v_atas Aprovação PD de Santana - acessado em 5/06/2020

ANP, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, (2015). Resolução ANP nº 8/2015 – Resolução para biometano oriundo de produtos e resíduos orgânicos

agropastoris e comerciais destinado ao uso veicular e às instalações residenciais, industriais e comerciais a ser comercializado em todo o território nacional.

ANP, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, (2015). Resolução ANP nº 17/2015. Aprova os Regulamentos Técnicos dos Planos de Desenvolvimento que definem conteúdos e estabelece procedimentos quanto à forma de apresentação dos Planos de Desenvolvimento para os Campos de Petróleo e Gás Natural de Grande Produção e Pequena Produção.

ANP, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, (2015). Resolução ANP nº 52/2015. Estabelece a regulamentação para a construção, a ampliação e a operação de instalações de movimentação de petróleo, seus derivados, gás natural, inclusive liquefeito (GNL), biocombustíveis e demais produtos regulados pela ANP.

ANP, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. (2017). Resolução ANP nº 685/2017 Estabelece as regras para aprovação do controle de qualidade e a especificação do biometano oriundo de aterros sanitários e de estações de tratamento de esgotos destinado ao uso veicular e às instalações residenciais, industriais e comerciais a ser comercializado em todo o território nacional.

ANP, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, (2018). Resolução ANP nº 734/2018. Regulamenta a autorização para o exercício da atividade de produção de biocombustíveis e a autorização de operação da instalação produtora de biocombustíveis.

ANP, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, (2019). Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis.

ANP, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, (2020). Estudo sobre o aproveitamento do Gás natural do Pré-Sal, Rio de Janeiro. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/arquivos/estudos/aproveitamento-gn-pre-sal.pdf> Acesso em 17/04/2020

Appi, C.J., Iyomasa, W.S., Goraieb, L., (2005). Estocagem subterrânea de gás natural: tecnologia para suporte ao crescimento do setor de gás natural no Brasil”, Páginas e Letras Editora Ltda, 1º edição, São Paulo, Brasil.

BGS, British Geological Survey, (2020). CO₂ storage: Sleipner field beneath the North Sea. Disponível em: <https://www.bgs.ac.uk/science/CO2/home.html> Acesso em 27/07/2020.

BP, British Petroleum, (2019). Statistical Review of World Energy. Londres. Disponível em: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html> Acesso em 15/04/2020

BRASIL, (1997). Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências.

BRASIL, (2001). Lei nº 10.308, de 20 de novembro de 2001. Estabelece normas para o destino final dos rejeitos radioativos produzidos em território nacional, incluídos a seleção de locais, a construção, o licenciamento, a operação, a fiscalização, os custos, a indenização, a responsabilidade civil e as garantias referentes aos depósitos radioativos.

BRASIL, (2008). [Decreto nº 6.640, de 07 de novembro de 2008](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2008/Decreto/D6640.htm). Dispõe sobre a proteção das cavidades naturais subterrâneas existentes no território nacional. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2008/Decreto/D6640.htm Acesso em: 17/09/2020

BRASIL, (2009). Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009. Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, bem como sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural; altera a Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências.

BRASIL, (2013). Substitutivo ao Projeto de Lei Nº 6.407, de 2013 (Apensado: PL nº 6.102/2016). Dispõe sobre medidas para fomentar a Indústria de Gás Natural e altera a Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009. Disponível em: <https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=593065> Acesso em 18/09/2020

BRASIL, (2017). Lei nº 13.575, de 26 de dezembro de 2017. Dispõe sobre a criação da Agência Nacional de Mineração (ANM).

BRASIL, (2018). [Decreto nº 9.406, de 12 de junho de 2018](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2018/Decreto/D9406.htm). Regulamenta o Código de Mineração. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2018/Decreto/D9406.htm Acesso em: 17/09/2020

BRASIL, (2019). Lei nº 13.848, de 25 de junho de 2019. Dispõe sobre a gestão, a organização, o processo decisório e o controle social das agências reguladoras.

Câmara, G.A.B., Netto, A.L., Câmara, R.J.B., Andrade, J.C, (2020). Relatório de suporte aos “Policy Makers” para subsidiar políticas públicas de incentivo ao armazenamento de energia/resíduos com o uso do subsolo no Brasil. UFBA. Salvador, Brasil.

CCST – CARBON CAPTURE USE AND STORAGE, (2016). Ficha Técnica de Barendrecht: Projeto de captura e armazenamento de dióxido de carbono. Disponível em: <https://sequestration.mit.edu/tools/projects/barendrecht.html>. Acesso em: 29/09/2020.

CCST – CARBON CAPTURE USE AND STORAGE, (2016). Ficha Técnica de Vattenfall Janschwalde: Projeto de captura e armazenamento de dióxido de carbono. Disponível em: https://sequestration.mit.edu/tools/projects/vattenfall_janschwalde.html. Acesso em: 29/09/2020.

CCST – CARBON CAPTURE USE AND STORAGE, (2016). Ficha do Projeto Peterhead: Projeto de captura e armazenamento de dióxido de carbono. Disponível em: <https://sequestration.mit.edu/tools/projects/peterhead.html>. Acesso em: 29/09/2020.

CEDIGAZ, Centre International d'Information sur le Gaz Naturel et tous Hydrocarbures Gazeux, (2010). Underground gas storage in the world. Paris.

CEDIGAZ, Centre International d'Information sur le Gaz Naturel et tous Hydrocarbures Gazeux. (2017) Overview of Underground Gas Storage in the World –Status. Paris.

Confort, M.J.F. (2006). Estocagem Geológica de Gás Natural e seus aspectos técnicos e regulatórios internacionais, Dissertação de Mestrado, Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Brasil.

Confort, M. J. F. ; Maculan, B. D. ; Mothe, C. G., (2006). Levantamento das Principais Formas de Estocagem Subterrânea de Gás Natural no Mundo. In: Rio Oil & Gas Conference, 2006, Rio de Janeiro. Technical Papers.

Confort, M. J. F., (2017). Estocagem Subterrânea de Gás Natural: Upstream e Downstream. In: X Congresso Brasileiro de Regulação - ABAR, Florianópolis. Anais, v. 1. p. 266-280.

Confort, M.J.F.; Mothé, C.G., (2009). International Regulatory Aspects on Underground Natural Gas Storage and the New Brazilian Natural Gas Act. In: 24th World Gas Conference. Buenos Aires, Argentina. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/266493723_International_Regulatory_Aspects_on_Underground_Natural_Gas_Storage_and_the_New_Brazilian_Natural_Gas_Act Acessado em 22/07/2020

Costa. P. V. M., (2013). Uso estratégico de espaço subterrâneo para estocagem de gás em cavernas abertas por dissolução de rocha salina. Tese de Mestrado em Engenharia Industrial -.Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro – PUC/RJ.

Costa, Pedro Vassalo Maia da, (2018). Potencial de Estocagem Subterrânea de Gás Natural em Cavernas de Sal Abertas por Dissolução em Domo Salino *Offshore* no Brasil. Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, Tese de doutorado. Programa de Planejamento Energético.

Costa, A.M., Amaral, C.S., Poiate JR., E., (2014). Caverns & Storage: Storage caverns in salt formations. World Tunnel Congress, Tunnels for Energy, Iguassu Falls, Brazil.

Edlmann, K. et al., (2019). HyStorPor - Hydrogen Storage in Porous Media, University of Edinburgh. Scotland. Disponível em: <https://gow.epsrc.ukri.org/NGBOViewGrant.aspx?GrantRef=EP/S027815/1> Acesso em 08/02/2021

EIA, US Energy Information Administration, (2015). The basics of underground natural gas storage. Disponível em: <<https://www.eia.gov/naturalgas/storage/basics/>>. Acesso em: 22/04/2020.

EP, European Parliament, (2009). Directive 2009/73/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 2003/55/EC. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX%3A32009L0073> Acesso em 08/05/2020

EP, European Parliament, (2010). Regulamento n° 994/2010 relativo a medidas destinadas a garantir a segurança do aprovisionamento de gás e que revoga a Directiva 2004/67/CE. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32010R0994&from=EN> acessado em 13/05/2020.

EP, European Parliament, (2016). Report on EU strategy for liquefied natural gas and gas storage (2016/2059(INI)). Committee on Industry, Research and Energy. Disponível em: https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/A-8-2016-0278_PT.html Acesso em 24/07/2020

EPA, United States Environmental Protection Agency, (2016) Instalações de transmissão e armazenamento de gás natural: Normas nacionais de emissão para poluentes atmosféricos perigosos (NESHAP). Disponível em: <https://www.epa.gov/stationary-sources-air-pollution/natural-gas-transmission-and-storage-facilities-national-emission> . Acesso em 25/08/2020

EPE, Empresa de Pesquisa Energética, (2018). Estocagem Subterrânea de Gás Natural: Aspectos gerais, regulatórios, estimativa de custos e simulação, Rio de Janeiro, RJ.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética, (2019). Balanço Energético Nacional - Relatório Síntese, ano base 2018, Rio de Janeiro, RJ.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética, (2020). Balanço Energético Nacional - Relatório Síntese, ano base 2019, Rio de Janeiro, RJ.

ERSE, Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, (2016). Regulamento n.º 435/2016. Aprovação do Regulamento de Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações do setor do gás natural. Disponível em: <https://dre.pt/home/-/dre/74385179/details/5/maximized> Acesso em 10/08/2020

Evans, D.J., (2008). An appraisal of underground gas storage technologies and incidents, for the development of risk assessment methodology, Prepared by the British Geological Survey for the Health and Safety Executive.

Fernández y Fernández, Eloi; Pedrosa Júnior, Oswaldo A.; Pinho, António Correia de., (2009). Dicionário do petróleo em língua portuguesa: exploração e produção de petróleo e gás: uma colaboração Brasil, Portugal e Angola. Rio de Janeiro: Lexiikon, PUC-Rio, 635 p.

Fernández y Fernández, Eloi; Almeida, Edmar de; Souza, Reinaldo; Maçaira, Paula; Pedrosa, Oswaldo, (2020). O gás natural e a transição energética. Rio de Janeiro. valor econômico. Disponível em <https://valor.globo.com/opiniaao/coluna/o-gas-natural-e-a-transicao-energetica.ghtml> Acesso em 03/03/2020

FGV ENERGIA, Fundação Getúlio Vargas Energia, (2014). Caderno de Gás Natural. Rio de Janeiro, FGV. ISSN 2358-5277

Fioreze et al., (2013). Gás natural: potencialidades de utilização no Brasil. Rev. Elet. em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental. v(10), nº 10, p. 2251-2265 (e-ISSN:2236-1170). Disponível em <http://cascavel.ufsm.br/revistas/ojs2.2.2/index.php/reget>. Acesso em 16/07/2020.

FRANÇA, (2014). Decreto nº 2014-328, de 12 de março de 2014, que altera o Decreto nº 2006-1034, de 21 de agosto de 2006, sobre o acesso a armazenamentos subterrâneos de gás natural. Disponível em:

[https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000028720629&cat](https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000028720629&categorieLien=id)
[egorieLien=id](#) Acesso em 18/08/2020

GALP, (2018). O Futuro do gás natural na transição energética global discutido em Lisboa. Disponível em:

<https://www.galp.com/corp/Portals/0/Recursos/Media/SharedResources/Comunicados/PT/2018/2018%2011%2028%20LNG%20Summit.pdf> Acesso em 02/03/2020

GCCSI, Global Carbon Capture Storage Institute, (2020). Facilities Database. Disponível em: <https://co2re.co/FacilityData>. Acesso em 01/06/2020.

Gimenez, Diogo Sousa Mendes de Reinaldo, (2014). Análise da Viabilidade de Armazenamento Energético Através de Gás Comprimido em Cavidades Salinas para Integração de Energias Renováveis. Dissertação de Mestrado. Universidade Técnica de Lisboa.

Goraieb, C.L., Altmann R.G., Da Silva C.P. et al., (2005). “Estocagem Subterrânea de Gás Natural: Um estudo de viabilidade voltado para a complementação do sistema elétrico interligado brasileiro”. 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás – IBP, Salvador, Brasil.

IEA, International Energy Agency, (2018). World Energy Outlook. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2018> . Acesso em 10/03/2020

IEA, International Energy Agency, (2019). World Energy Outlook. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019> . Acesso em 10/03/2020

IEA, International Energy Agency, (2019). CCUS in Clean Energy Transitions, Part of [Energy Technology Perspectives](#). Disponível em <https://www.iea.org/reports/ccus-in-clean-energy-transitions> Acesso em 29/09/2020

IPCC, Intergovernmental Panel on Climate Change, (2019). Special Report On Climate Change And Land. Land–Climate interactions. Disponível em: <https://www.ipcc.ch/srccl/chapter/chapter-2/> Acesso em 27/08/2020

ITÁLIA, (2000). Decreto Legislativo 23 de Maio de 2000, nº 164. Dispõe sobre a Liberalização do mercado interno do gás natural. Disponível em: <http://www.parlamento.it/parlam/leggi/deleghe/00164dl.htm> Acesso em 18/05/2020

Jardim, Miguel Alexandre Cabrita, (2013). Valorização Económica do Biogás: Geração Elétrica vs. Produção de Biometano para Injeção na Rede. Dissertação de Mestrado. Instituto Politécnico de Setubal.

Lima, C.G., (2014). Estocagem Subterrânea de Gás Natural: Um estudo do potencial dos campos depletados da Bacia do Recôncavo. Dissertação de Mestrado Universidade Técnica de Lisboa.

Luft, Rosângela, (2017). Concessão de Uso. Tomo Direito Administrativo e Constitucional, Edição 1, São Paulo. Enciclopédia jurídica da PUC/SP.

Magoon L.B. & Dow W.G., (1994). The Petroleum System. In: Magoon L.B. & Dow W.G. (eds.). The Petroleum System-from source to trap. AAPG/Datapages Combined Publications Database Memoir, 60:3-24.

Mansson, L., Marion, P., Johansson, J., (2006), "Demonstration of the LRC Gas Storage Concept in Sweden". 23rd World Gas Conference, Proceedings & Committee Reports, IGU, Amsterdam.

Meirelles, Hely Lopes, (2009). Direito Administrativo Brasileiro. 35ªed. São Paulo: Ed. Malheiros, pág 190.

MIT, Massachusetts Institute of Technology, (2011). The future of Natural Gas. Estados Unidos: MIT, ISBN (978-0-9828008-3-6).

Neiva, J., (1997), Conheça o Gás Natural. 1ª ed. Rio de Janeiro: Editora Grifo.

Neves, Marta Petrucci Cruz, (2012). A Regulação do Gás Natural: Estarão os proveitos permitidos às empresas distribuidoras acima do custo marginal? Uma análise da perda de bem-estar .Dissertação de Mestrado em Economia. Universidade do Porto.

Nunes, Pedro David Vidal Correia, (2010). Potencial de Armazenamento Subterrâneo em Cavidades Salinas de Gás Natural em Portugal. Universidade Nova de Lisboa.

Okuno, Emico, (2019). Rejeitos radioativos. Jornal da Universidade de São Paulo, USP. Disponível em: jornal.usp.br/?p=255800 Acesso em 25/07/2020

PHMSA, Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration, (2020). Regra final para instalações subterrâneas de armazenamento de gás natural. Disponível em: <https://www.phmsa.dot.gov/news/phmsa-issues-final-rule-underground-natural-gas-storage-facilities>. Acesso em 09/09/2020

Press, F.; Siever, R.; Grotzinger, J.; Jordan, T.H., (2006). Para entender a terra. 4ª Edição. Trad. Menegat, R.; Fernandes, P.C.D.; Fernandes, L.A.D.; Porcher, C.C. Porto Alegre, Bookman.

Probiogás, (2016). Biometano como combustível veicular. Brasília: Probiogás.

PTRC, Petroleum Technology Research Centre, (2020). Aquistore: Leading the World in Deep Saline CO₂ Geological Storage. Disponível em: <https://ptrc.ca/projects/co2-eor-and-storage/aquistore> Acesso em 24/07/2020

RCGI, Research Centre for Gas Innovation, (2020). Estudo confirma tendência de expansão do uso das tecnologias de CCS. Disponível em: <https://www.rcgi.poli.usp.br/pt-br/study-confirms-trend-to-expand-the-use-of-ccs-technologies/> Acesso em 24/07/2020

Réveillère, A., Londe, L. (2017). Compressed air energy storage: a new beginning? Paper Presented at the SMRI Fall. Technical Conference, Munster, Germany.

Rocha, Haline, (2016). Estudo geológico do potencial de exploração e produção de gás natural não convencional na bacia do Paraná: avaliação da viabilidade no abastecimento

da usina termoelétrica de Uruguaina (RS). Dissertação de mestrado. Universidade de São Paulo, USP.

Rostirolla, Sidnei Pires, (1999). Análise de incertezas em sistemas petrolíferos. Revista Brasileira de Geociências 29(2):261-270.

Ruiz-Barajas, S., Sharma, N., Convertito, V., Zollo, A., & Benito, B. (2017). Temporal evolution of a seismic sequence induced by a gas injection in the Eastern coast of Spain. Scientific reports, 7(1), a-15

Santi, Andrea Callioli, (2019). Factors impacting multi-layer plume distribution in CO2 storage reservoirs, Dissertação de Mestrado, Universidade de Lisboa.

Santos, E. M. dos; Zamalloa, G. C.; Villanueva, L. D.; Fagá, M. T. W., (2020). Gás Natural: estratégias para uma energia nova no Brasil. São Paulo: Annablume, Fapesp, Petrobras.

Silva, Gabriela Nascimento da, (2017). Produção de hidrogênio renovável via Power to gas para mitigação de emissões de CO2 do refino do petróleo e maior aproveitamento da energia eólica. Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE. Dissertação de mestrado

Stetson, N. T.; Mcwhorter, S.; Ahn, C. C., (2016). “Introduction to hydrogen storage.” In: Compendium of Hydrogen Energy. Published by Elsevier Ltd.

TCE, Tribunal de Contas Europeu, (2019). Energias eólica e solar para a produção de eletricidade: é necessário tomar medidas significativas para cumprir as metas da UE. Disponível em: <https://op.europa.eu/webpub/eca/special-reports/wind-solar-power-generation-8-2019/pt/> Acesso em 28/06/2020

Toscano, Suzana. (2019). Gás Natural, peça chave da transição energética. AGN – Associação Portuguesa de Empresas de Gás Natural. Disponível em: <https://www.dinheirovivo.pt/opiniao/gas-natural-peca-chave-da-transicao-energetica/> Acesso em 27/03/2020

Wind, J., (2016). Compendium of Hydrogen Energy Volume 4: Hydrogen Use, Safety and the Hydrogen Economy. In: Woodhead Publishing Series in Energy: Number 86. Editado por: Michael Ball, Angelo Basile, T. Nejat Veziroğlu. Elsevier.

Yafimava, K., (2015). Evolution of gas pipeline regulation in Russia: Third party access, capacity allocation and transportation tariffs. Disponível em: < <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2015/03/NG-95.pdf>>. Acesso em: 18/06/2020

Yu Q., Wang Q., Tan X., Fang. G., Meng J., (2019). A review of compressed-air energy storage. Journal of Renewable Sustainable Energy 11, doi: 10.1063/1.5095969

WEBGRAFIA

a) ANP – Definição e Composição do Gás Natural <http://www.anp.gov.br/gas-natural>
Acesso em 28/03/2020

b) ANP – Gás Natural, indústria de rede <http://www.anp.gov.br/movimentacao-estocagem-e-comercializacao-de-gas-natural/transporte-de-gas-natural> Acesso em 8/04/2020

c) ANP – Fase de Exploração <http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/fase-de-exploracao> Acesso em 28/03/2020

d) ANP – Fase de Produção <http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/fase-de-producao> Acesso em 28/03/2020

ARERA - <https://www.arera.it/it/index.htm> Acesso em 18/05/2020

BGZ - <https://bgz.de/en/interim-storage/> Acesso em 20/06/2020

BMW - <https://www.bmw.de/Redaktion/EN/Downloads/P/preventive-action-plan-for-gas-for-the-federal-republic-of-germany.html> Acesso em 03/08/2020

CNEN - <http://www.cnen.gov.br/armazenamento-de-rejeitos-radiativos> Acesso em 20/06/2020

CRE - <https://www.cre.fr/Gaz-naturel/Reseaux-de-gaz-naturel/Stockage> Acesso em 08/08/2020

Diário do pre-sal – Sistema Petrolífero <https://diariodopresal.wordpress.com/petroleo-e-gas/> Figura de sistema petrolifero Acesso em 5/04/2020

Earthworks - https://www.earthworks.org/issues/gas_storage/ Acesso em 07/07/2020

EPA - <https://www.epa.gov/radiation/what-yucca-mountain-repository> Acesso em 19/06/2020

EPE - <https://brazilfullstream.wordpress.com/2019/12/04/segundo-epe-brasil-mais-que-duplicara-producao-de-gas-natural-ate-2030/> Acesso em 02/03/2020

FERC - <https://www.ferc.gov/industries-data/natural-gas/natural-gas-storage> Acesso em 22/04/2020

GALP – Cadeia de valor do gás natural <https://www.galp.com/corp/pt/sobre-nos/o-que-fazemos/gas-power/fundamentos-do-gas-natural-e-da-eletricidade> Acesso em 17/04/2020

GAZPROM - Open Joint Stock Company Gazprom. Disponível em: <https://www.gazprom.com/about/production/underground-storage/> Acesso em 10/05/2020

GIE- <https://www.gie.eu/index.php/gie-publications/databases/storage-database> Acesso em 03/05/2020

ICMBIO - <https://www.icmbio.gov.br/cecav/> Acesso em 10/07/2020

IEA - <https://brazilfullstream.wordpress.com/2018/11/14/gas-natural-deve-ultrapassar-carvao-como-segunda-maior-fonte-de-energia-em-2030-diz-iea/> Acesso em 02/03/2020

MINENERGO - Ministério de Energia da Federação Russa Disponível em: <https://minenergo.gov.ru/node/987> Acesso em: 15/06/2020

MISE - <https://unmig.mise.gov.it/index.php/it/dati/stoccaggio-del-gas-naturale> Acesso em 18/05/2020

MMA – Ministério do Meio ambiente, Conferências do Clima <https://www.mma.gov.br/clima/convencao-das-nacoes-unidas/conferencia-das-partes.html> Acesso em 20/03/2020

MMA - Ministério do Meio Ambiente, <https://www.mma.gov.br/clima/convencao-das-nacoes-unidas/acordo-de-paris> Acesso em 22/03/2020

NATURALGAS - <http://naturalgas.org/overview/background/> Acesso em 20/03/2020

NETL – Armazenamento CO2 <https://netl.doe.gov/coal/carbon-storage/worldwide-ccs-database> Acesso em 03/08/2020

ONU – Organização das Nações Unidas, Saída dos Estados Unidos do acordo de Paris https://treaties.un.org/Pages/ViewDetails.aspx?src=TREATY&mtmsg_no=XXVII-7-d&chapter=27&clang=en Acesso em 27/08/2020

ONU – Organização das Nações Unidas, Resultado da COP 25 <https://news.un.org/pt/story/2019/12/1698001> Acesso em 27/08/2020

PORTUGAL - Resolução do Conselho de Ministros n.º 53/2020, Aprova o Plano Nacional Energia e Clima 2030 (PNEC 2030) - <https://dre.pt/web/guest/pesquisa/-/search/137618093/details/normal?q=Resolu%C3%A7%C3%A3o+do+Conselho+de+Ministros+n.%C2%BA%2053%2F2020> - Acesso em 08/02/2021

PORTUGAL - Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2020, Aprova o Plano Nacional do Hidrogénio - <https://dre.pt/home/-/dre/140346286/details/maximized> Acesso em 08/02/2021

Projeto MontTerri - <https://www.mont-terri.ch/en/homepage.html> Acesso em 19/06/2020

RRC – Legislação Texas <https://rrc.texas.gov/oil-gas/> Acesso em 08/09/2020

SHELL – Projeto Quest https://www.shell.ca/en_ca/about-us/projects-and-sites/quest-carbon-capture-and-storage-project.html Acesso em 02/07/2020

UNFCCC – Ratificação Acordo de Paris <https://unfccc.int/process/the-paris-agreement/status-of-ratification> Acesso em 27/08/2020

UVP-V Bergbau – <http://www.gesetze-im-internet.de/uvpbergbv/index.html#BJNR014200990BJNE000100328> Acesso em 01/10/2020

10 - ANEXO



RESOLUÇÃO DE DIRETORIA

Processo Nº: 48610.000011/2012

Reunião de Diretoria Nº: 823

Data: 28/10/2015

RD - 863/2015

ASSUNTO: Aprovação do Plano de Desenvolvimento do Campo de Santana - Bacia do Recôncavo

RESOLUÇÃO: A Diretoria da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, com base na Proposta de Ação nº 941, de 22 de outubro de 2015, resolve:

Aprovar o Plano de Desenvolvimento e, conseqüentemente, o projeto de Estocagem Subterrânea de Gás Natural no Campo de Santana (Contrato de Concessão nº 48000.003692/97-80), operado pela Santana OeG.

LUCIANA GONÇALVES DE MATTOS VIEIRA

SECRETÁRIA EXECUTIVA

Figura 1: Aprovação do Plano de Desenvolvimento do Campo de Santana
Fonte: ANP (2015).