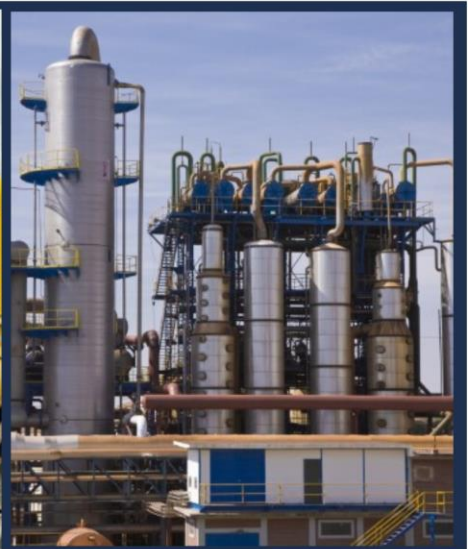




MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA  
SECRETARIA DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS

# ESTOCAGEM SUBTERRÂNEA DE GÁS NATURAL

Aspectos Gerais, Regulatórios,  
Estimativa de Custos e Simulação



Empresa de Pesquisa Energética

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - “*double sided*”)



# Estocagem Subterrânea de Gás Natural

GOVERNO FEDERAL

**Ministério de Minas e Energia**

**Ministro**

Wellington Moreira Franco

**Secretário Executivo**

Márcio Félix Carvalho Bezerra

**Secretário de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**

João Vicente de Carvalho Vieira



Empresa de Pesquisa Energética

*Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei n.º 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.*

**Presidente**

Reive Barros dos Santos

**Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais**

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

**Diretor de Estudos de Energia Elétrica**

Amílcar Gonçalves Guerreiro

**Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis**

José Mauro Ferreira Coelho

**Diretor de Gestão Corporativa**

Álvaro Henrique Matias Pereira

**Superintendente**

Giovani Vitória Machado

**Superintendente Adjunto**

Marcelo Ferreira Alfradique

**Consultor Técnico**

Gabriel de Figueiredo da Costa

**Equipe Técnica**

Ana Cláudia S. Pinto

Carolina O. de Castro

Cláudia Maria C. Bonelli

Henrique P. G. Rangel

Luiz Paulo B. da Silva

(Participação em versões preliminares)

Aline M. dos Santos

João Felipe G. de Oliveira

URL: <http://www.epe.gov.br>

**Sede**

SAN - Quadra 1 - Bloco B - Sala 100-A

70041-903 - Brasília - DF

**Escritório Central**

Av. Rio Branco, n.º 01 - 11º Andar

20090-003 - Rio de Janeiro - RJ

Rio de Janeiro  
9 de novembro de 2018

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - “*double sided*”)

# SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>9</b>
<b>2</b>	<b>ASPECTOS GERAIS DA ESGN</b>	<b>11</b>
2.1	DEFINIÇÕES E TIPOS DE ESGN	11
2.2	REQUISITOS PARA UM PROJETO DE ESGN	16
2.2.1	FASES DE UM PROJETO DE ESGN	17
2.2.2	CONDICIONANTES GEOLÓGICOS	17
2.2.3	INSTALAÇÕES DE ESGN	20
2.3	ASPECTOS AMBIENTAIS	24
2.4	PANORAMA NO MUNDO	27
<b>3</b>	<b>ASPECTOS REGULATÓRIOS</b>	<b>35</b>
3.1	EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL	35
3.2	REGULAÇÃO NO BRASIL	41
<b>4</b>	<b>ESTIMATIVA DE CUSTOS</b>	<b>45</b>
4.1	COMPOSIÇÃO DE CUSTOS	45
4.2	ESTIMATIVA DE CUSTOS POR TIPO DE ESGN	48
4.3	TEMPO DE CONSTRUÇÃO E DE OPERAÇÃO	51
<b>5</b>	<b>ESTUDO DE CASO: VIABILIDADE ECONÔMICA DE UM PROJETO DE ESGN NO BRASIL</b>	<b>53</b>
<b>6</b>	<b>ESTUDO DE CASO: SIMULAÇÃO DE ESTOCAGEM NA MALHA DE GASODUTOS NO BRASIL</b>	<b>61</b>
6.1	DETERMINAÇÃO DOS PARÂMETROS NECESSÁRIOS À MODELAGEM DA ESGN	61
6.2	MODELAGEM DOS DEMAIS ELEMENTOS DE INFRAESTRUTURA DE GÁS NATURAL	71
6.3	RESULTADOS DOS CASOS DE SIMULAÇÃO ANALISADOS	72
<b>7</b>	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS</b>	<b>80</b>
<b>8</b>	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b>	<b>83</b>

### Histórico de Revisões

Rev.	Data	Descrição
0	09/11/2018	Publicação original

## ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 - Características, vantagens e desvantagens dos principais tipos de ESGN	16
Tabela 2 - Distribuição dos tipos de ESGN e capacidade de gás útil por país em 2016	30
Tabela 3 - Distribuição dos tipos de instalações de ESGN por região	31
Tabela 4 - Projetos de estocagem em construção, planejados e potenciais em 2016	33
Tabela 5 - Comparação entre modelos regulatórios	40
Tabela 6 - Informações dos campos da consulta pública da ANP em 2016	43
Tabela 7 - Composição típica de CAPEX dos principais tipos de estocagem	47
Tabela 8 - Custos típicos de estocagem em função da profundidade e do volume de gás útil	48
Tabela 9 - Características técnicas de projeto de ESGN em campo depletado nos EUA	49
Tabela 10 - Estimativa de CAPEX de ESGN em campo depletado nos EUA	49
Tabela 11 - Estimativa de custos de investimento de ESGN em campo depletado na Espanha	50
Tabela 12 - Comparação entre estimativas de custo de projetos de ESGN em campos depletados	51
Tabela 13 - Características da Formação Água Grande no Campo de Santana	62
Tabela 14 - Composição do gás utilizado*	65
Tabela 15 - Dados de teste de pressão para o Campo de Beija Flor	68
Tabela 16 - Informações utilizados no cálculo das propriedades da ESGN	69
Tabela 17 - Informações calculadas para caracterização da ESGN	70
Tabela 18 - Resultados dos testes de caracterização da ESGN	72
Tabela 19 - Dados relativos ao Cenário 1 simulado	75
Tabela 20 - Dados relativos ao Cenário 2 simulado	77

# ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Esquema do processo de estocagem dos principais tipos de ESGN	14
Figura 2 - Fases e objetivos de projetos de ESGN	18
Figura 3 - Seção esquemática de um reservatório genérico	19
Figura 4 - Desenho esquemático de um sítio de ESGN em campo depletado	21
Figura 5 - Desenho esquemático de um sítio de ESGN em aquífero	22
Figura 6 - Desenho esquemático de um sítio de ESGN em caverna salina	23
Figura 7 - Modelo da planta de superfície de uma estocagem em aquífero	24
Figura 8 - Ilustração de poço com vazamento de gás na instalação de ESGN de <i>Aliso Canyon</i> , EUA	26
Figura 9 - Distribuição de sítios de estocagem por capacidade de gás útil no mundo	28
Figura 10 - Distribuição percentual de capacidade de gás útil dos sítios por regiões	29
Figura 11 - Dez países com as maiores capacidades de gás útil no mundo	31
Figura 12 - Mapa de localização das áreas das bacias de interesse para ESGN	42
Figura 13 - Fluxograma de custos de uma instalação de ESGN em campo depletado	46
Figura 14 - Fluxos de Caixa para diferentes tipos de ESGN	52
Figura 15 - Caso base: fluxo de caixa descontado de um projeto de ESGN	54
Figura 16 - Caso 1: arbitragem de preços de GNL	55
Figura 17 - Preços de GNL spot no Brasil	56
Figura 18 - Caso 2: venda de gás natural para UTEs	57
Figura 19 - Caso 3: <i>peak-shaving</i> para produtores de gás natural	57
Figura 20 - Caso 4: análise usando dados históricos	59
Figura 21 - Detalhe de parte da carta estratigráfica da Bacia do Recôncavo com destaque para a Formação Água Grande*	62
Figura 22 - Mapa de localização da área de estudo, na Bacia do Recôncavo, com destaque para a infraestrutura de gás natural existente	63
Figura 23 - Comparação entre vazões medidas e calculadas com dois valores de “k” ajustados	69
Figura 24 - Representação esquemática da ESGN modelada	70
Figura 25 - Representação simplificada da infraestrutura analisada	71
Figura 26 - Resultados dos 4 testes de caracterização da ESGN	73
Figura 27 - Representação da malha de gasodutos simulada no estudo de caso	74
Figura 28 - Rampa de acionamento das Térmicas instaladas na Bahia	75
Figura 29 - Queda de pressão nos dutos da região da Bahia	76
Figura 30 - Vazão de gás injetada na rede pela ESGN simulada	77
Figura 31 - Inventário da ESGN simulada	78
Figura 32 - Queda de pressão ao longo do tempo nos gasodutos da Bahia no Cenário 2	78



# 1 INTRODUÇÃO

A história e o desenvolvimento da estocagem subterrânea de gás natural (ESGN) é indissociável da do gás natural. Por se tratar de uma indústria de rede, a indústria de gás natural requereu desde o seu início tecnologias para lidar com o descasamento temporal e espacial da oferta e da demanda.

Os primeiros estudos sobre ESGN datam do início do século XX, sendo que o aumento do ritmo de implementação dessas instalações só ocorreu após a Segunda Guerra Mundial, junto ao desenvolvimento da indústria de gás natural, com destaque para América do Norte e Europa. A ESGN tornou-se, então, uma alternativa para garantir a segurança do suprimento de gás natural, além de assegurar flexibilidade nos momentos de pico de demanda, permitindo um melhor planejamento e controle das atividades da cadeia de gás natural. As experiências internacionais ratificam essas características da ESGN, especialmente onde há sazonalidades climáticas.

A estocagem tem sido essencial para a manutenção do fornecimento de gás durante o inverno em países com climas rigorosos, quando a demanda de gás chega a dobrar em relação aos níveis de consumo de períodos mais quentes, em muito impulsionadas pelo uso do gás em aquecedores residenciais. Na Europa, por exemplo, equivale a 27% do consumo neste período (EC, 2017). As instalações de armazenamento também são usadas em sinergia com os gasodutos para manter a flexibilidade operacional e o balanceamento da malha de gasodutos de transporte. No final da década de 1990, nos EUA, por exemplo, novas instalações de armazenamento de alta produtividade foram construídas como uma ferramenta de mitigação de riscos (FANG *et al.*, 2016).

No Brasil, esse papel tem sido feito pelo GNL. Os primeiros terminais de GNL começaram a operar visando à flexibilidade de oferta e à amenização da dependência do gás natural boliviano, tendo um papel estratégico na segurança energética. Nesta mesma época, o País já necessitava de outros meios que possibilitassem um suprimento capaz de atender a volatilidade da demanda termelétrica em épocas de escassez hídrica.

Com a política de desinvestimentos da Petrobras em curso, os terminais de GNL tenderão a atuar de forma diferente da atual como resultado da diversificação de agentes produtores e comercializadores de gás natural. Essa maior divisão dos riscos de operação da malha de gasodutos poderá alavancar a necessidade de utilização da ESGN, associadas a pontos estratégicos logísticos. Nesse sentido, a ESGN seria uma forma de garantir segurança de suprimento, possibilitando ainda o balanceamento da malha de gasodutos tanto no sentido de estocar excedentes ou injetando na rede em caso de eventuais dificuldades de fornecimento por parte de agentes carregadores ou produtores. Apesar da importância potencial da ESGN para a indústria de gás no Brasil, esta atividade ainda se encontra muito incipiente no país, carecendo de discussões sobre a sua regulamentação e de possíveis incentivos à pesquisa e implementação da atividade.

No que se refere à estruturação da presente Nota Técnica, o documento é dividido em sete capítulos. O Capítulo 2 discorre sobre os aspectos gerais da ESGN, que englobam: os conceitos básicos e os objetivos da atividade; as características dos principais tipos de estocagem; as condições necessárias para elaboração de um projeto de ESGN, que englobam principalmente os condicionantes geológicos e as instalações de superfície e subsuperfície; os aspectos ambientais associados e, finalmente, um panorama da ESGN no mundo. No Capítulo 3 são abordados os aspectos regulatórios dos principais países de referência em ESGN e o modelo regulatório atual no Brasil, bem como as modificações propostas pela Iniciativa Gás para Crescer. O Capítulo 4 comenta sobre as principais estimativas de custos associadas à construção e operação de uma ESGN no mundo. O Capítulo 5 analisa a viabilidade econômica de um projeto de ESGN no Brasil, com base em um estudo de caso. O Capítulo 6 apresenta um estudo de simulação termofluido-hidráulica de um sítio de estocagem localizado na Bahia na hipótese de sua conexão à malha de gasodutos de transporte. Finalmente, no Capítulo 7, traçam-se as considerações finais acerca das expectativas e suas possíveis implicações.

## 2 ASPECTOS GERAIS DA ESGN

Esse Capítulo aborda diversos aspectos relativos à ESGN, entre eles: sua definição e principais objetivos; os diferentes tipos de ESGN e suas características; os aspectos ambientais relativos à atividade e, por fim, um panorama da ESGN no mundo.

### 2.1 DEFINIÇÕES E TIPOS DE ESGN

A ESGN é definida como o armazenamento de grandes quantidades de gás natural, sob alta pressão, em estruturas geológicas naturais ou artificialmente construídas para essa finalidade, geralmente localizadas nas proximidades dos grandes centros consumidores industriais e urbanos, por razões estratégicas (GORAIEB *et al.*, 2005).

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

Uma instalação de ESGN tem como principal objetivo equilibrar o balanço de oferta e demanda de gás, principalmente em países com amplas variações sazonais. Neste sentido, a ESGN disponibiliza um serviço básico, que consiste no armazenamento de gás excedente disponibilizado pelo sistema de produção durante os períodos de primavera e verão (o qual não é utilizado pelo mercado em função da baixa demanda) e posterior fornecimento de gás (que o próprio sistema de produção não é capaz de fornecer) durante os períodos de outono e inverno para atendimento à alta demanda do mercado.

A ESGN pode também desempenhar o papel fundamental de segurança de suprimento em caso de acidentes e imprevistos. Neste serviço de reserva estratégica, o volume de gás que deve ser armazenado para este propósito é geralmente estabelecido pelas autoridades governamentais de cada país. Esta reserva só é retirada em circunstâncias não usuais, tais como invernos rigorosos ou escassez prolongada e significativa de importação ou produção de gás natural. Além disso, a ESGN pode atuar também no equilíbrio do fluxo de gás na rede de gasodutos de transporte e na manutenção do equilíbrio contratual (FERC, 2004; CONFORT, 2006; ENI, 2005).

Mais recentemente, a estocagem tem sido empregada com objetivos considerados menos tradicionais, entre eles: atuar como instrumento especulativo, armazenando gás quando há previsão de aumento de preço no futuro; operar como ferramenta na negociação e balizamento de preços e margens de lucratividade e, finalmente, atender o segmento de geração termelétrica (FERC, 2004; CEDIGAZ, 2013). A ESGN também pode oferecer serviços de *parking* (“estacionamento”), nos quais a injeção e retirada de gás são realizadas em períodos de tempo curtos, variando de uma semana a um mês. Este armazenamento permite que o carregador atenuar pequenos desequilíbrios temporários na oferta e demanda de gás,

evitando penalidades financeiras impostas pela transportadora ou pelo agente regulador (ENI, 2005).

A ESGN pode atuar, também, na suavização dos preços de GNL (MARTINS, 2012), os quais variam, por exemplo, em função das mudanças climáticas no Hemisfério Norte ou de desastres naturais, como o terremoto de Fukushima, no Japão, em 2011, seguido da desativação das usinas nucleares e aumento da demanda termelétrica a gás natural (EIA, 2015). O aumento da demanda mundial de GNL nesses períodos eleva seu preço e, portanto, uma estratégia para reduzi-lo seria a utilização de gás proveniente de instalações de ESGN em intervalos de demandas e preços mais altos do GNL.

Vale destacar que os objetivos, as quantidades e as localizações dos sítios de ESGNs em cada país variam em função: da existência de estruturas para armazenamento de gás natural; da reserva, produção e consumo desse combustível; da maturidade da indústria e das características climáticas (CONFORT e MOTHÉ, 2009; CEDIGAZ, 2016).

No setor de estocagem são empregados diversos termos técnicos para definir as propriedades e as características de uma instalação de ESGN. Em alguns casos estes termos possuem mais de uma definição, levando a interpretações inadequadas. Sendo assim, os principais são apresentados nos subitens a seguir (CONFORT, 2006; EDI, 2016):

- Gás de base (*cushion gas* ou *base gas*) - volume de gás natural que fica permanentemente estocado com o propósito de gerenciar o reservatório, isto é, manter sua pressão mínima adequada para fornecer a taxa de entrega requerida durante os períodos de retirada de gás. Também chamado de gás de colchão.
- Gás útil (*working gas* ou *top gas*) - volume de gás natural que fica temporariamente estocado com o propósito de ser retirado em uma data futura do reservatório, isto é, o volume máximo de gás que pode ser efetivamente movimentado. Fica situado acima do nível projetado para o gás de base. Também chamado de gás de trabalho.
- Taxa de retirada ou taxa de entrega (*deliverability*, *withdrawal rate* ou *send-out rate*) - quantidade de gás natural que pode ser retirada da instalação de ESGN em um dado período de tempo, a qual depende tanto das instalações de superfície e de subsuperfície quanto das limitações técnicas. A taxa de entrega de uma instalação é variável e depende de fatores como: o volume de gás no reservatório em um dado momento, o qual determina a pressão dentro do reservatório; a capacidade de compressão disponível ao reservatório; a configuração e as capacidades das instalações de superfície associadas ao reservatório. Geralmente, a taxa de entrega de um sítio varia diretamente com a quantidade de gás útil presente no reservatório.
- Inventário de gás ou volume de gás *in place*<sup>1</sup> (*gas inventory*) - quantidade total de gás natural em um reservatório de ESGN em um determinado momento, isto é, a soma do gás de base com o gás útil.

---

<sup>1</sup> Volume *in place* ou volume *in situ* é o volume de óleo ou gás natural estimados em uma determinada data, que estão contidos em reservatórios descobertos ou de existência inferida com base em critérios geológicos e estatísticos (ANP, 2000).

- Capacidade da ESGN ou inventário máximo - volume máximo de gás natural que pode ser armazenado em uma instalação de ESGN e é determinado pelas características físicas do reservatório.
- Taxa de injeção (*injection rate* ou *send-in rate*) - quantidade de gás natural que pode ser injetada em uma instalação de ESGN em um dado período de tempo, a qual depende tanto das instalações de superfície e de subsuperfície quanto das limitações técnicas. A taxa de injeção é inversamente proporcional à quantidade de gás útil presente no reservatório.
- Ciclo (*cycle*) - tempo teórico necessário para injeção ou retirada do gás útil de um reservatório de uma ESGN. O número de ciclos corresponde ao número de vezes em que o gás útil é injetado ou retirado em uma instalação de ESGN e é usualmente expresso em ciclos por ano.
- Duração (*duration*) - relação entre o gás útil e a taxa de retirada (ou taxa de injeção). Corresponde ao tempo requerido para retirar um determinado volume de gás útil a uma taxa de retirada nominal. Pode também corresponder ao tempo requerido para injetar um determinado volume de gás útil a uma taxa de injeção nominal. É um parâmetro efetivo para caracterizar as propriedades e o objetivo de uma instalação de ESGN. A duração de uma estocagem utilizada para balanceamento de oferta e demanda se situa na faixa de 60 a 100 dias.
- Reservatório para ESGN - corpo rochoso em subsuperfície que apresenta porosidade<sup>2</sup> e permeabilidade<sup>3</sup> adequadas para estocagem e movimentação de gases e fluidos. Trata-se de rochas sedimentares, como arenitos, calcários e dolomitos, que são reservatórios mais comuns porque tem melhor porosidade do que rochas ígneas e metamórficas. Um reservatório adequado para armazenamento subterrâneo de gás também deve ter uma camada de rocha impermeável (rocha selante) para reter este gás sem perdas.

As três principais formas de estocagem subterrânea de gás natural utilizadas atualmente no mundo são: campos depletados, aquíferos e cavernas salinas. Além destes três tipos mais comuns, existem também instalações de ESGN em cavernas rochosas e minas abandonadas.

Tradicionalmente, os campos depletados e aquíferos são tratados como reservatórios, enquanto que as cavernas salinas, por sua natureza litológica, são tratadas como formações selantes. Cada um destes tipos de ESGN possui características físicas e econômicas próprias que determinarão sua adequação para cada aplicação específica. A Figura 1 resume esquematicamente o processo de estocagem dos três principais tipos de ESGN, os quais serão descritos com mais detalhes nesta seção.

---

<sup>2</sup> Determina a quantidade de gás natural que pode ser armazenada no reservatório.

<sup>3</sup> Estabelece a taxa pela qual o gás pode ser escoado através da formação que, por sua vez, determina a taxa de retirada de gás do reservatório.

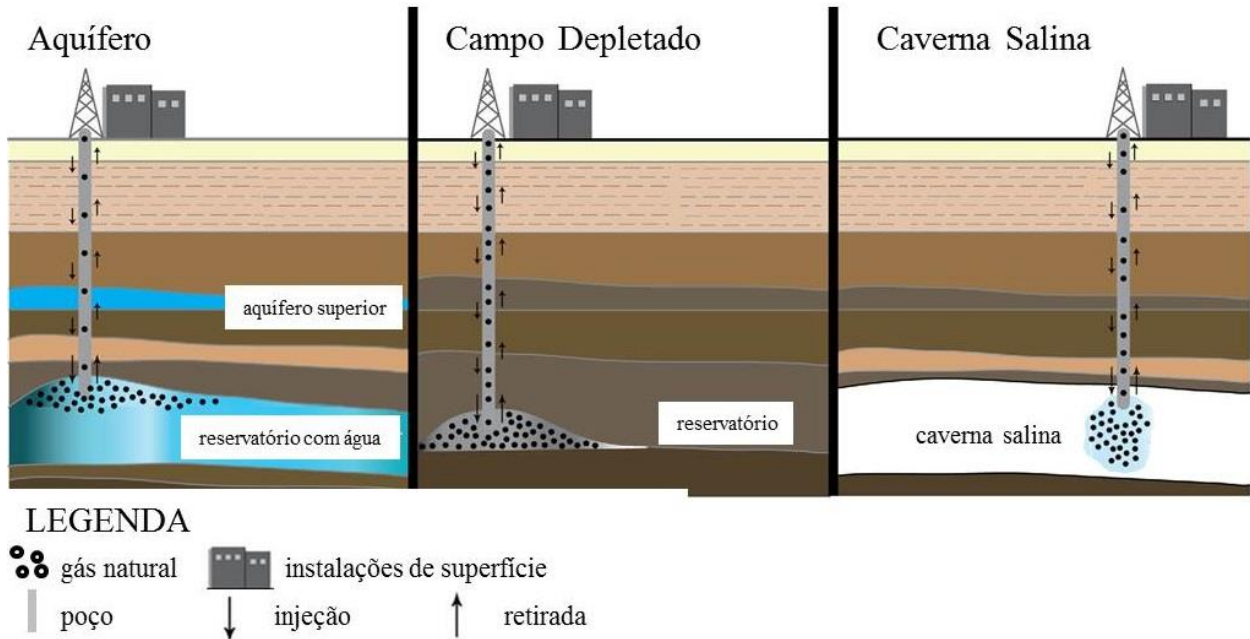


Figura 1 - Esquema do processo de estocagem dos principais tipos de ESGN

Fonte: Adaptado de PROCESI (2013).

A estocagem em campos depletados de óleo e gás natural é a forma mais utilizada de ESGN, empregada em um campo cuja produção terminou ou está próxima ao fim. Este tipo de estocagem é o mais fácil de ser implementado, uma vez que já se tem um acervo de conhecimento geológico significativo proveniente das investigações sísmicas realizadas nas etapas de exploração e produção do campo. Além disso, a conversão de um campo depletado para um sítio de ESGN é facilitada em função do aproveitamento dos poços, dos sistemas de coleta e das conexões pré-existentes (CONFORT, 2006; EIA, 2015).

Neste tipo de estocagem, o gás natural é mantido em estruturas rochosas porosas e permeáveis que já armazenaram hidrocarbonetos no passado, confinadas por rochas selantes de baixa permeabilidade. Vale ressaltar que nem todo campo depletado pode ser utilizado para estocagem de gás natural, pois a atividade de estocagem exige alta permeabilidade para promover as taxas de retiradas de gás natural, as quais são geralmente maiores que aquelas ocorridas durante a produção (CONFORT, 2006; NUNES, 2010).

Além das altas porosidade e permeabilidade, para que seja implementada uma instalação de ESGN deste tipo é importante avaliar sua proximidade aos consumidores e aos gasodutos existentes (NUNES, 2010). Quanto ao número de ciclos, esse tipo possui um número relativamente baixo e a taxa de retirada diária depende do grau de porosidade e permeabilidade da rocha, dos equipamentos de superfície, dos níveis de volume de gás de base e das características do escoamento de cada reservatório. Os sítios em campos depletados são projetados, geralmente, para uma injeção e uma retirada por ano. Sua capacidade de retenção, no entanto, é a maior dentre os tipos considerados. São usados, normalmente, para ajustes sazonais em mercados previsíveis e constantes, como os de países de estações bem definidas ou para constituir reservas estratégicas, embora haja ESGNs em

campos depletados com elevadas taxas de injeção e retirada, capazes de atender demandas termelétricas.

As maiores desvantagens da estocagem em campos depletados são: as incertezas da capacidade, pois há dificuldades na estimativa do volume retido pelas rochas; e a baixa taxa de retirada, não sendo adequada para atender picos de demandas elevadas de curto prazo.

Outro tipo de ESGN muito utilizado é o aquífero, que também constitui uma formação rochosa porosa e permeável, porém tal estrutura é portadora de água, a qual é deslocada, nos projetos de ESGN, para profundidades maiores à medida que o gás é injetado (SCHOPPE, 2010). A atividade só é permitida quando a salinidade da água a torna imprópria para o consumo humano (NUNES, 2010) e, por isso, os aquíferos tratados nesse documento são exclusivamente dessa categoria.

A estocagem em aquífero é baseada no mesmo conceito de campos depletados. Porém, representa a opção mais cara entre todos os principais tipos, pois requerem atividades de condicionamento mais complexas, assim como maiores estudos geológicos e sísmicos para definir a geometria da estrutura. Todavia, em alguns casos, o aquífero representa a única oportunidade geológica de estabelecer um sítio de ESGN a uma distância aceitável da malha de gasodutos de transporte e do mercado consumidor.

Além disso, os aquíferos requerem mais gás de base (50 - 80% da capacidade total) que outros tipos de ESGN, como campos depletados (50% da capacidade total) e cavernas salinas (20 - 30% da capacidade total). Somam-se a isso a possibilidade de restrições ambientais para o uso de aquíferos e um tempo de desenvolvimento longo, podendo chegar a mais de 10 anos desde o projeto até a entrada em operação (EDI, 2016).

A estocagem em cavernas salinas é realizada em estruturas construídas para este propósito, as quais são construídas por lixiviação com água de rochas salinas. Estas rochas podem ocorrer em camadas ou domos salinos, sendo esses últimos mais adequados aos projetos de ESGN devido à estrutura mais homogênea e dissolução mais uniforme (COSTA *et al.*, 2014). Durante o processo de construção das cavernas gera-se salmoura como resíduo, o qual pode ser utilizado por indústrias químicas, lançado ao mar ou disposto em aquíferos salinos (COSTA, 2018).

Como característica técnica importante, as cavernas de sal têm altas taxas de injeção e de retirada, pois há um volume considerável de gás útil em relação ao gás total, com consequente baixo volume de gás de base. Vale ressaltar que o custo de construção de uma caverna salina é maior que o da conversão de um campo depletado, mas por outro lado a possibilidade do gás poder ser injetado e retirado diversas vezes no ano (alto número de ciclos) reduz o custo unitário do volume de gás retirado. Entre as desvantagens deste tipo de ESGN, podem ser citadas: pequeno volume de estocagem de gás quando comparado aos outros dois tipos de estocagem e geração de uma quantidade razoável de resíduo (água salobra), a qual que deve ser descartada adequadamente (CONFORT, 2006).

Segundo Costa (2013), a ESGN em caverna de sal apresenta boa atratividade econômica para grandes volumes de gás armazenado, pois a capacidade é de 20 a 30% de gás de base e 70 a



80% de gás útil, que pode ser reciclado de 10 a 12 vezes por ano. Assim, essas estruturas têm altas taxas de entrega, ideais para demandas de pico diárias.

Além dos campos depletados, aquíferos e cavernas salinas, destacam-se as minas desativadas e as cavernas rochosas. As minas desativadas têm capacidade de retenção inferior, são mais rasas e têm pressões e volumes reduzidos em comparação com outros tipos de ESGN. Existem três minas de ESGN fora de operação, sendo uma na Bélgica, uma na Alemanha e outra nos Estados Unidos (LIMA, 2014). A estocagem em cavernas rochosas existe apenas na República Tcheca e na Suécia, necessitando do revestimento interno com aço para assegurar a estanqueidade do gás (EVANS, 2008). Essa técnica é uma alternativa mais cara para países cuja geologia não é favorável a ESGN, como no caso da Suécia (CONFORT, 2006). A Tabela 1 resume as características, vantagens e desvantagens dos três principais tipos de ESGN.

**Tabela 1 - Características, vantagens e desvantagens dos principais tipos de ESGN**

	Campo Depletado	Aquífero	Caverna Salina
<b>Uso Principal</b>	Ciclo Sazonal	Ciclo Sazonal	Picos de consumo
<b>Vantagens</b>	Instalação pronta e conhecida; grande capacidade de gás útil	Moderada capacidade de gás útil; adequado na ausência de campo depletado	Altas taxas de injeção e retirada; baixo volume de gás de base; alto número de ciclos
<b>Desvantagens</b>	Em geral, baixas taxas de injeção e retirada <sup>1</sup>	Alto custo de delimitação da estrutura; alto volume de gás de base; longo tempo de construção	Menor capacidade de gás útil; alto custo de operação
<b>Gás de base em relação à capacidade total (%)</b>	50	50 - 80	20 - 30
<b>Período de Injeção (dias)</b>	120 - 200	120 - 200	20
<b>Período de Retirada (dias)</b>	60 - 120	60 - 120	5 - 20
<b>Lead time<sup>2</sup> (anos)</b>	5-8	10-12	1-5

**Fonte:** Elaboração própria EPE, com base em FERC (2004) e EDI (2016).

<sup>1</sup> De forma menos comum têm-se também campos depletados com altas taxas de injeção e retirada.

<sup>2</sup> Lead time - Tempo que inclui as fases de planejamento, projeto e construção e comissionamento de uma instalação de ESGN.

## 2.2 REQUISITOS PARA UM PROJETO DE ESGN

Este Capítulo contempla as fases de um projeto de estocagem e os requisitos que devem ser considerados em um projeto de ESGN. Inicialmente serão abordados os aspectos geológicos e de engenharia de reservatório, que são essenciais na seleção da localização de um projeto de estocagem em um campo depletado ou um aquífero. Em seguida serão detalhadas as instalações de superfície e subsuperfície necessárias para operação de uma instalação de ESGN. É importante ressaltar que a seleção de qualquer locação de uma ESGN também



depende da distância do sítio à malha de gasodutos de transporte, à fonte de produção de gás natural e ao mercado consumidor.

### 2.2.1 FASES DE UM PROJETO DE ESGN

A pesquisa de sítios geológicos adequados para estocagem de gases compreende estudos em escalas crescentes de detalhamento, respeitando-se por exemplo, aspectos como corrosão de materiais, a pressão máxima e os coeficientes de transferência térmica dos gases (GIBSON-POOLE, 2009). Apesar desse estudo descrever as fases de um projeto de estocagem de dióxido de carbono, é possível assumir que os critérios de seleção de sítios para estocagem de gás natural são similares dada à natureza do produto armazenado.

Os diferentes estágios de avaliação das opções locais envolvem desde pesquisas mais amplas de caracterização regional até estudos detalhados que culminam na implementação do projeto. Essas fases incluem aspectos geológicos, geofísicos, geoquímicos, hidrogeológicos, econômicos, de engenharia e de avaliação de riscos. A Figura 2 resume essas diferentes escalas de estudos e os principais elementos que permitem avaliar adequadamente as alternativas para projetos de ESGN.

### 2.2.2 CONDICIONANTES GEOLÓGICOS

O objetivo desse item é apresentar um resumo dos conceitos técnicos sobre a caracterização e o acompanhamento da produção de reservatórios de gás natural, que podem ser encontrados de forma mais detalhada, por exemplo, em Schon (2014), Rosa *et al.* (2006) e Thomas (2001), provendo noções sobre os principais fatores geológicos que controlam, diretamente, a operação da ESGN em campos depletados. Estes fatores influenciam também nos resultados das simulações de ESGN, cuja metodologia será apresentada no Capítulo 6.

As principais fontes de informações geológicas para a caracterização dos reservatórios de gás natural candidatos à ESGN são os dados de poços incluindo-se, por exemplo: a perfilagem<sup>4</sup> e as amostras de rochas e de fluidos<sup>5</sup>. Tais dados permitem realizar as etapas de identificação das rochas e dos fluidos envolvidos, de delimitação das geometrias do reservatório e da rocha selante, de monitoramento das pressões e das vazões, entre outras. Por isso, os campos maduros<sup>6</sup> de gás natural, por possuírem conhecimento técnico mais avançado, maior proximidade aos centros consumidores de gás natural e a existência de instalações de superfície, foram selecionados para serem avaliados como alternativas de ESGN no Brasil.

A Engenharia de Reservatórios permite descrever o comportamento do óleo, do gás natural e da água no interior dos reservatórios, cujos perfis de produção variam em função da energia armazenada nos fluidos neles contidos no início da vida produtiva. Quanto maior o conhecimento sobre as características dos reservatórios, mais confiável será a previsão do seu

<sup>4</sup> Ferramentas e testes realizados durante a perfuração dos poços para identificar as rochas e avaliar seu potencial prospectivo.

<sup>5</sup> Neste contexto, fluido é definido como óleo, gás natural e água presentes nos poros da rocha.

<sup>6</sup> Nos campos maduros, a produção de óleo e/ou gás natural está em declínio, necessitando-se de métodos de recuperação secundária para que continuem economicamente viáveis.

comportamento e menores serão os custos com estudos e avaliações dessa natureza (ROSA *et al.*, 2006).

Fases	Objetivos e análises
Menor	<p><u>Escolha da bacia sedimentar</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- sismicidade (ambiente tectônico), tamanho da bacia, profundidade, intensidade de fraturas, regimes hidrodinâmicos e geotérmicos, acessibilidade, existência de recursos de petróleo e carvão, maturidade da indústria</li> </ul>
	<p><u>Seleção de sítios prospectivos</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- distâncias entre ofertas e demandas, profundidade do topo e espessura efetiva do reservatório, capacidade de estocagem, injetividade, recursos de petróleo existentes, áreas ambientais</li> </ul>
Maior	<p><u>Caracterização do sítio selecionado</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- modelos estrutural e estratigráfico: geometrias de camadas e de fraturas, ambientes de deposição e distribuições de fácies</li> <li>- injetividade: qualidade do reservatório, geometria e conectividade dos poros</li> <li>- capacidade de estanqueidade: pressões, movimentações e interações entre fluídos, capacidade de selagem, trapas</li> <li>- capacidade de estocagem: volume de poros e modelos 3D</li> </ul>
	<p><u>Detalhamento de Engenharia</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- fase de injeção: taxas ótimas, esquema de poços, padrões</li> <li>- pós-injeção: migração em longo prazo, dinâmica do comportamento de fluxo, varredura</li> <li>- modelos acoplados: transporte geoquímico reativo, simulações</li> </ul>
	<p><u>Condições socioeconômicas</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- aspectos econômicos: custos de capital, operacionais (compressão, transporte, injeção, entre outros)</li> <li>- riscos e incertezas: análise de riscos; indicadores de performance; margens de incertezas</li> <li>- controle e monitoramento: planejamento das operações para poços, instalações de superfície e atmosfera</li> </ul>
	<p><u>Decisão de comercialização</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- capacidade de estocagem provada: certificação de volume</li> <li>- implementação dos planos de monitoramento e verificação</li> <li>- seguros de custos de capital e operacional</li> <li>- seleção de esquema ótimo de injeção</li> <li>- cumprimento de todas as obrigações legais e ambientais</li> </ul>
	<p><u>Desenvolvimento</u></p>

Figura 2 - Fases e objetivos de projetos de ESGN

Fonte: Elaboração própria EPE, com base em GIBSON-POOLE (2009).

As caracterizações de reservatórios buscam representar as propriedades dos mesmos em um grau suficiente de detalhamento para os simuladores numéricos. O desafio desses modelos de caracterização é inferir como as previsões simuladas dos poços se relacionam com as séries históricas de produção (KLEIN, 2002). Segundo o mesmo autor, além da caracterização do reservatório baseada em conhecimentos de rochas e de fluidos, outro aspecto importante é a infraestrutura de produção e de recuperação dos fluidos produzidos.

As análises geológicas devem considerar as interpretações a partir da carta de eventos do sistema petrolífero, da história de soterramento e dos mapas de espessura e de contorno estrutural das litologias de interesse ao projeto. Entre as características das rochas perfuradas pelos poços que mais influenciam os resultados da simulação, citam-se como exemplos a porosidade, a permeabilidade, a saturação de fluidos e a pressão estática (ABRAHAM, 2015).

A porosidade absoluta é definida como a relação entre o volume total de vazios de uma rocha (volume poroso) e o seu volume total. Essa propriedade é medida através de amostras de rochas no laboratório, de perfilagem durante a perfuração ou de testes de pressão (ROSA *et al.*, 2006). Entretanto, nos cálculos de movimentação de fluidos, os parâmetros mais importantes são a permeabilidade, a relação entre os espaços vazios interconectados e o volume total da rocha (SCHON, 2014), conforme mostrado na Figura 3.

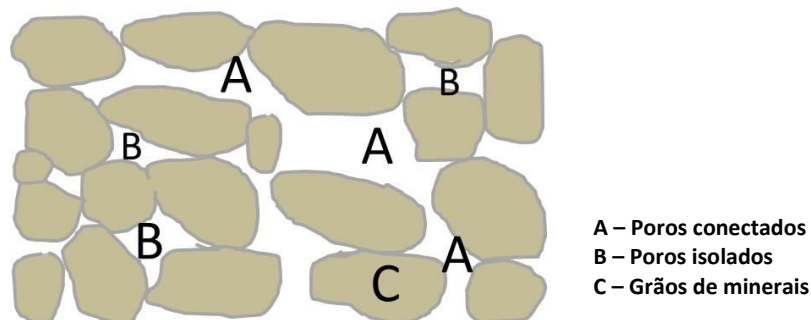


Figura 3 - Seção esquemática de um reservatório genérico

Fonte: Elaboração própria EPE.

A permeabilidade é o inverso da resistência que a rocha oferece ao fluxo de fluidos. Por simplificação, é empregada a equação de Darcy para fluxos isotérmicos, laminares e permanentes de fluidos incompressíveis, homogêneos e de viscosidade invariável com a pressão, em meios porosos homogêneos e que não reagem com o fluido (ROSA *et al.*, 2006). Essas condições não são todas, simultaneamente, satisfeitas nos reservatórios reais, mas as simulações precisam partir de equações mais simples para que o modelo se desenvolva até conseguir reproduzir a realidade com maior facilidade e coerência.

Em termos de tipos de rochas adequadas à estocagem, os arenitos e os calcários têm permeabilidades muito maiores do que o sal e são, portanto, reservatórios mais comuns de hidrocarbonetos. O sal também pode ser usado nos projetos de ESGN e atua como rocha selante nos sistemas petrolíferos. Em termos de armazenamento de gás natural, embora o sal seja facilmente dissolvido com água, proporcionando maiores volumes de gás natural

armazenados nas cavernas salinas, ele pode ter maiores heterogeneidades composicionais (variedades de haletos e de sulfatos) e geométricas, formando estruturas dômicas, tabulares ou lenticulares, por exemplo. Logo, a construção de ESGN em sal deve ser precedida de estudos geológicos mais detalhados do que aqueles necessários para campos depletados de gás natural, incluindo, por exemplo, o mapeamento tridimensional mais detalhado do sistema de fraturas que pode comprometer sua estanqueidade (STATES FIRST, 2017).

Segundo ROSA *et al.* (2006), a saturação de um determinado fluido em um meio poroso é a fração ou a porcentagem de poros ocupada pelo fluido. Em reservatórios de gás sem quantidade significativa de óleo, usa-se saturação de gás natural igual a 100%. Em reservatórios de óleo, quando a pressão cai abaixo da pressão inicial, durante a produção, a saturação de óleo pode ser obtida por balanço material.

Os reservatórios de ESGN devem ter, preferencialmente: porosidades acima de 8%, permeabilidade relativa ao gás maior do que 10 mD (mili Darcy) e pequenas quantidades de líquidos. Além dessas características, é preciso conhecer as pressões e as vazões envolvidas a fim de estimar os volumes de gás natural existentes, injetados, retirados e as especificações técnicas dos equipamentos (ABRAHAM, 2015).

A pressão estática (de formação) original é medida quando o reservatório está selado, em equilíbrio e a pressão é a mesma em todos os pontos. Ela é obtida por ferramentas descidas no poço, em teste de produção ou período de fluxo, cuja pressão cai na sua área de influência (GALP, 2014). Nos estudos de ESGN outra pressão importante a ser medida é a na cabeça do poço, ou seja, os registros nas válvulas redutoras de pressão da superfície.

### 2.2.3 INSTALAÇÕES DE ESGN

O processo de estocagem envolve as etapas de injeção, de estocagem subterrânea e de retirada. Na etapa de injeção, o gás natural proveniente da rede de gasodutos de transporte é inicialmente medido em uma estação de medição e, em seguida, conduzido para uma unidade de compressão, que eleva a pressão do gás até a pressão de injeção do sítio de estocagem. A partir daí o gás é injetado na instalação de estocagem através de um poço, que pode atuar como poço de injeção (modo injeção) ou de retirada (modo retirada). Após o período da estocagem, o gás retirado deve então ser tratado para retirada destes contaminantes, com o objetivo principal de especificação contratual do gás natural para uso posterior.

As facilidades necessárias para um projeto de instalação de ESGN compreendem basicamente os equipamentos requeridos para a injeção, a retirada e o tratamento subsequente do gás natural para posterior utilização. Podem ser subdivididos em instalações de subsuperfície e de superfície, que são descritas em detalhes nas práticas recomendadas API RP 1170 para cavernas salinas e API RP 1171 para campos depletados e aquíferos (EIA, 2018).

As instalações de subsuperfície abrangem os seguintes itens: poços de injeção e retirada<sup>7</sup>, poços de observação, poços de injeção de água e linhas de fluxo, entre outros. Já as

<sup>7</sup> A injeção e a retirada de gás natural são feitas pelos mesmos poços.

instalações de superfície incluem diversos elementos, principalmente: estações de medição, unidades de compressão, instalações de tratamento e conexões das instalações de tratamento e medição à rede de gasodutos de transporte. Cabe destacar que a seleção do processo de tratamento de gás dependerá do tipo de ESGN escolhido, conforme será mostrado a seguir (EDI, 2016; TIGF, 2016).

A Figura 4 apresenta um esquema de um sítio de estocagem em um campo depletado, com os componentes geológicos (reservatório e rocha selante), as instalações de subsuperfície (poços) e as de superfície (planta de tratamento de gás, compressores, entre outros).

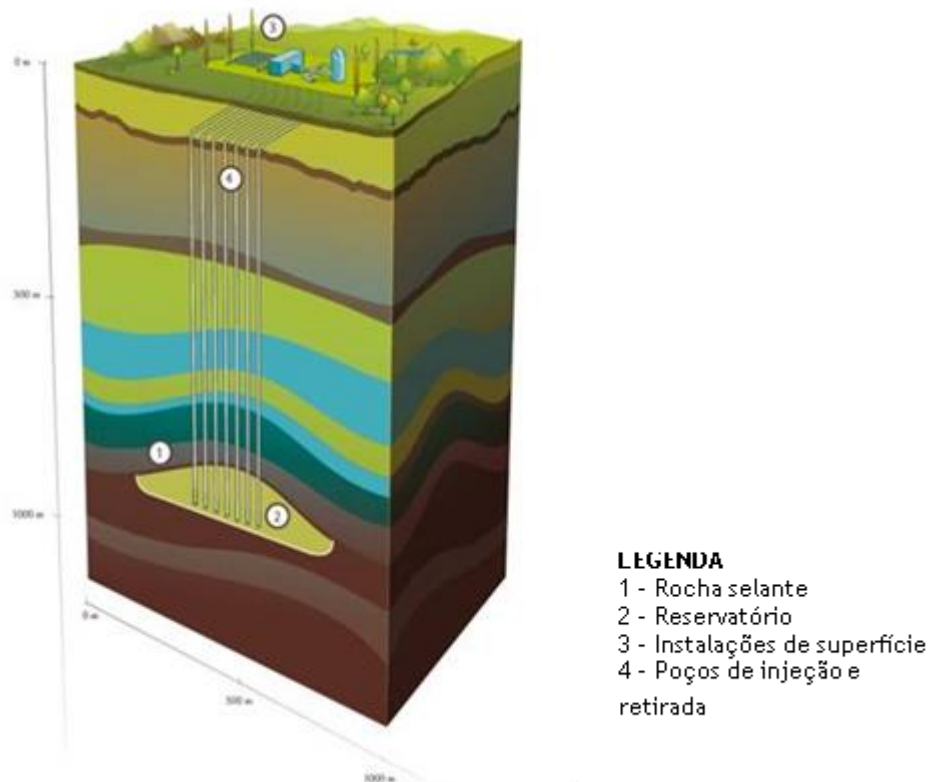


Figura 4 - Desenho esquemático de um sítio de ESGN em campo depletado

Fonte: Adaptado de STORENGY (2016a).

No caso de campos depletados, durante o período de estocagem, o gás natural entra em contato com o ambiente da rocha reservatório, que contém água e outros hidrocarbonetos residuais que ainda estão presentes nos poros do reservatório quando o campo produzia hidrocarbonetos. Sendo assim, a planta de tratamento de gás para este tipo de ESGN deve ser adequada principalmente para remoção de ambos os contaminantes (EDI, 2016).

A Figura 5 ilustra o desenho esquemático de um aquífero com seus principais componentes: reservatório, rocha selante, poços de injeção/retirada, poços de observação e instalações de superfície. Durante a fase de injeção de gás em um aquífero, o gás natural desloca a água da parte superior do reservatório e preenche os poros originalmente preenchidos com água



(GORAIEB *et al.*, 2005; ENI, 2005). Neste caso, a planta de tratamento de gás deve ser adequada principalmente para remoção de água, uma vez que o gás retirado da instalação não contém outros hidrocarbonetos além do gás natural injetado (EDI, 2016).

Vale ressaltar que a instalação de poços de observação estrategicamente localizados na vizinhança do reservatório de uma ESGN em aquífero é muito importante para detecção de vazamento de gás natural. Estes poços de observação podem ser instalados acima, abaixo ou ao lado do reservatório, dependendo da geologia de cada projeto de ESGN e dos potenciais fluxos migratórios do reservatório para outra formação (STATES FIRST, 2017).

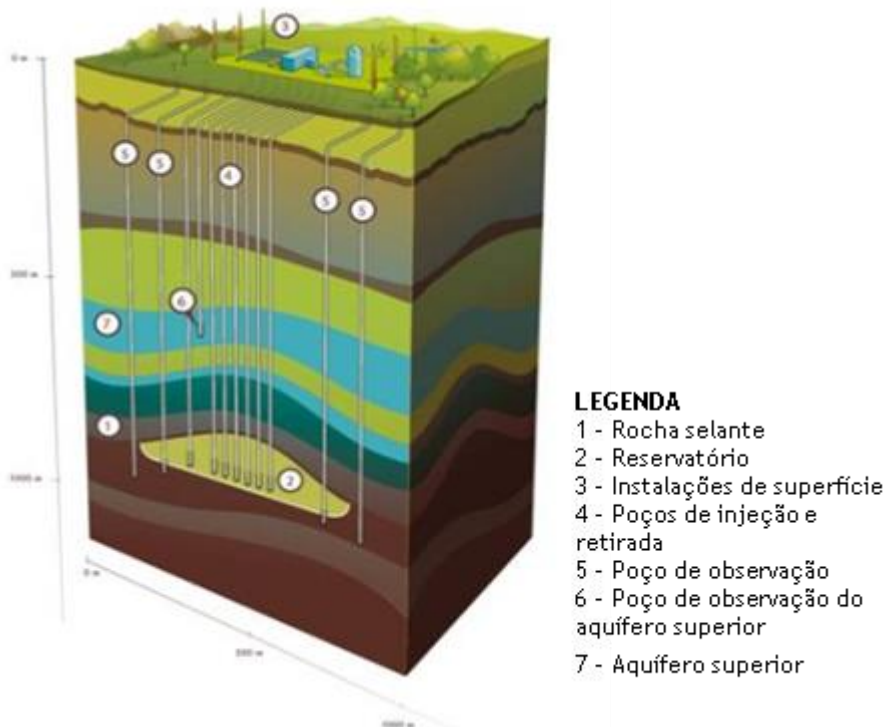


Figura 5 - Desenho esquemático de um sítio de ESGN em aquífero

Fonte: Adaptado de STORENGY (2016b).

A Figura 6 apresenta em desenho esquemático de um sítio de estocagem em caverna salina, com os componentes geológicos (domo de sal e caverna salina), as instalações de subsuperfície (poços) e as de superfície (planta de tratamento de gás, compressores, entre outros). Da mesma forma que ocorre com a ESGN em aquíferos, as plantas de tratamento para sítios de ESGN em cavernas salinas devem ser adequadas principalmente para remoção de água (EDI, 2016).

O tratamento de gás natural para remoção de água e condensados é realizado principalmente através de três processos: absorção com trietilenoglicol (TEG), separação a baixas temperaturas e adsorção com adsorventes sólidos, como sílica gel ou zeólitas. O primeiro processo é frequentemente utilizado para remoção de água do gás natural contaminado proveniente de aquíferos e cavernas salinas. Já o segundo e o terceiro processos são aplicados

para remoção tanto de água quanto de condensados, e são utilizados para gás natural contaminado proveniente de campos depletados.

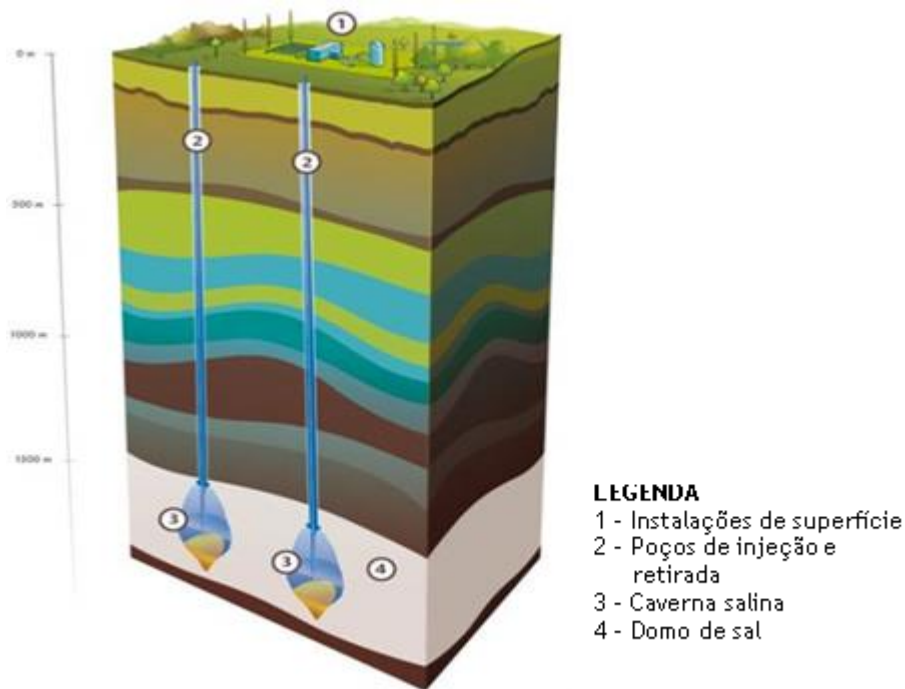
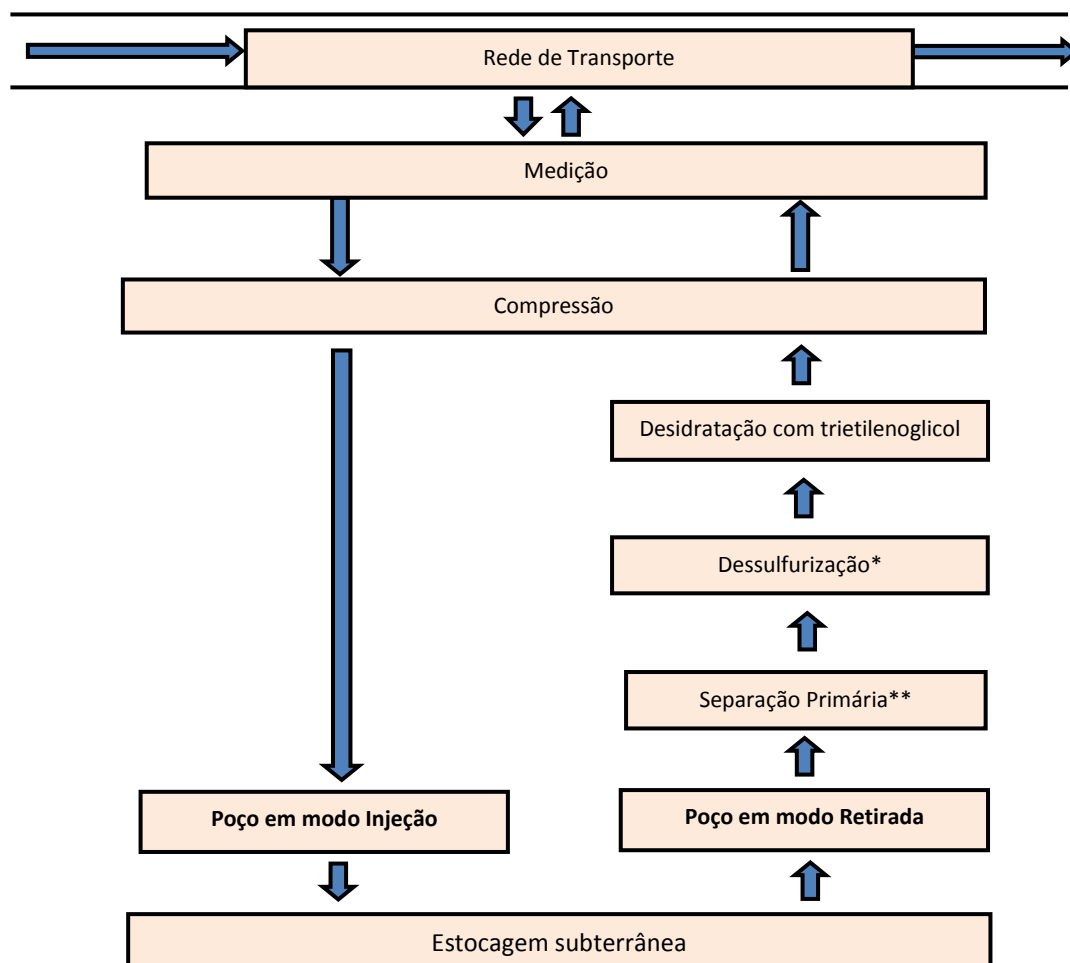


Figura 6 - Desenho esquemático de um sítio de ESGN em caverna salina

Fonte: Adaptado de STORENGY (2016c).

O processo de absorção com TEG envolve a desidratação do gás natural através da absorção do vapor d'água por este solvente, o qual tem afinidade química com a água. Quanto à separação a baixas temperaturas, ocorre uma redução rápida da pressão do gás e consequente queda da temperatura e, com isso, o vapor d'água se torna líquido e pode ser separado. Com essa técnica, também é possível recuperar condensados. Os principais processos criogênicos usados nestas plantas de gás natural são a expansão Joule-Thomson e a turboexpansão. Por último, há o processo de adsorção, no qual um adsorvente sólido é utilizado com o objetivo de reter seletivamente os compostos a serem separados, geralmente água e condensados. No caso da presença de outras impurezas no gás natural estocado, como o ácido sulfídrico, podem ser ainda necessários sistemas de tratamento auxiliares, como a dessulfurização (EDI, 2016). A Figura 7 resume um modelo de uma instalação de superfície de uma ESGN em aquífero.



\* Remoção de H<sub>2</sub>S, se necessário;

\*\*Separação entre água e gás natural por gravidade

Figura 7 - Modelo da planta de superfície de uma estocagem em aquífero

Fonte: Adaptado de TIGF (2016).

## 2.3 ASPECTOS AMBIENTAIS

A necessidade de contenção do gás natural no reservatório é um requisito básico para uma instalação de ESGN durante a sua construção, operação e fechamento. Os principais riscos ambientais associados a estas instalações estão relacionados ao vazamento de gás da estrutura de estocagem, atingindo aquíferos de água potável ou a superfície terrestre e a atmosfera, representando um significativo risco à segurança, meio ambiente e saúde. Assim, cada instalação de ESGN necessita de uma avaliação técnica para identificação destes potenciais vazamentos e caminhos de migração de gás no sentido de provar que a formação geológica relativa à instalação é estanque ao gás natural.

Em geral, o monitoramento é uma parte importante da análise de risco e dos processos de avaliação das instalações dos projetos de ESGN. No caso de campos depletados e aquíferos, este monitoramento envolve principalmente a avaliação da integridade da rocha selante e dos poços de injeção / retirada. Quanto às cavernas salinas, a integridade dos poços de injeção /



retirada e a estanqueidade da caverna salina são avaliados. Também é desejável a instalação de poços de observação com o intuito de verificar o comportamento do reservatório de estocagem e de identificar potencial vazamento de gás (EDI, 2016).

Sobre os impactos ambientais das ESGNs, os mesmos variam para cada tipo e dependem da fase do projeto: construção, montagem, testes e operação. Nos aquíferos, existe muita discussão a respeito da contaminação da água subterrânea. Como citado anteriormente, os aquíferos destinados para estocagem possuem níveis de salinização que os tornam impróprios para consumo humano. Para se assegurar disso, e comprovar sua viabilidade econômica, são necessários longos períodos de estudos ambientais antes da aprovação do projeto pelos órgãos competentes.

Por outro lado, as cavernas de sal são as que demandam maior atenção quanto aos impactos ambientais durante sua implementação, pois é preciso captar uma quantidade considerável de água para construção das cavernas, além de rejeitar grande quantidade de água salgada posteriormente. A depender da origem da água utilizada, pode haver rebaixamento dos lençóis freáticos e impactos negativos na vegetação da superfície. Além disso, a rejeição da salmoura é feita no mar a fim de minimizar os impactos ambientais; entretanto, para não destruir as comunidades marinhas locais, o monitoramento constante da qualidade da água salgada (nível de solubilidade, pH, acidez, etc.) naquela região é essencial. A solução que algumas empresas têm praticado são acordos com produtores de sal para se instalarem nos arredores das cavernas e aproveitarem economicamente o material produzido durante a formação das cavernas da ESGN. Quanto aos campos depletados, os principais impactos ambientais já foram causados na perfuração dos poços durante o desenvolvimento dos campos, sendo assim são mais atenuados na fase de operação da ESGN (NUNES, 2010).

De uma forma geral, os riscos para todos os tipos de ESGN estão relacionados ao sistema geológico, às infraestruturas de superfície e as de subsuperfície. Tais infraestruturas e equipamentos, relativos ao sistema de engenharia, desempenham um papel preponderante no desenvolvimento de uma instalação e seus componentes estão intrinsecamente ligados ao sistema geológico. Vale ressaltar que os acidentes mais comuns geralmente estão associados a falhas nos equipamentos (válvulas, tubos e compressores) ou a falhas humanas (utilização inadequada, erro de projeto, práticas operacionais equivocadas). Raramente, esses acidentes estão ligados a fenômenos naturais extremos, como por exemplo, atividades sísmicas (EVANS, 2008; KEELEY, 2008).

As falhas mecânicas mais frequentes estão associadas a eventos como corrosão, vibração ou impacto externo e tendem a comprometer principalmente os componentes como dutos, flanges, válvulas, compressores, etc. Essas falhas podem ocasionar dano físico (quebra de estruturas e componentes, explosões, acidentes) ou vazamento de gás natural. Dentre as principais consequências das falhas mecânicas, podemos citar a eventual emissão de metano e dióxido de carbono para a atmosfera, migração do gás para poços produtores próximos e contaminação da água subterrânea (EVANS, 2008).

Em 2008, a *British Geological Survey* (BGS) realizou uma compilação de incidentes relacionados a vazamento de gás natural em instalações de ESGN ao redor do mundo. Ao todo

foram reportadas 64 ocorrências em instalações de ESGN de variadas causas e consequências, sendo que 27 ocorreram em cavernas salinas, 16 em aquíferos, 16 em campos depletados e 5 em outros tipos de ESGN. Estes acidentes foram causados basicamente por: falhas na cavidade de estocagem, falhas no poço de injeção / retirada e problemas na infraestrutura de superfície (KEELEY, 2008).

Em outubro de 2015 ocorreu um acidente em uma instalação de ESGN em *Aliso Canyon*, na Califórnia, EUA, envolvendo o vazamento de gás natural durante aproximadamente 4 meses, levando à declaração de estado de emergência na região. O governo federal dos EUA criou uma força tarefa que emitiu um relatório destinado a ajudar a reduzir o risco de futuros acidentes semelhantes. Este relatório foi realizado com base nos seguintes aspectos: integridade física dos poços nas instalações; confiabilidade do suprimento de gás natural pelas instalações e os impactos ambientais e na saúde pública, associados ao acidente ocorrido. O resultado foi o planejamento de ações regulatórias com o objetivo de garantir a segurança das ESGNs em todo o país, além do desenvolvimento de normas de regulação e segurança (DOE, 2016; EUA, 2016).

A Figura 8 apresenta o esquema do poço com vazamento de gás a partir de uma falha no revestimento, relativo à instalação de ESGN na qual ocorreu o acidente de 2015 nos EUA.

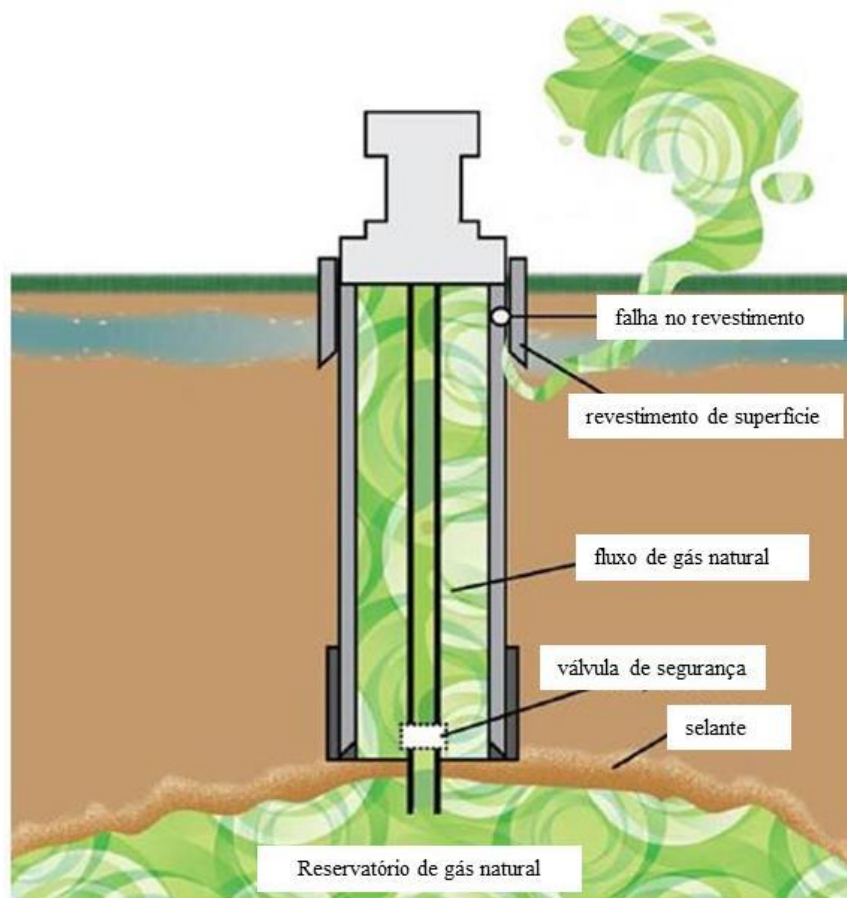


Figura 8 - Ilustração de poço com vazamento de gás na instalação de ESGN de *Aliso Canyon*, EUA  
Fonte: Adaptado de MADDAUS (2015).

## 2.4 PANORAMA NO MUNDO

A tecnologia de ESGN é quase tão antiga quanto o transporte de gás natural em dutos (FERC, 2015a). Em 1915, foi desenvolvido um experimento que conduziu ao primeiro sítio de estocagem de gás natural em um campo depletado, localizado no distrito de *Welland County*, no Canadá. No ano seguinte, foi construída a primeira instalação comercial de ESGN, em um campo depletado próximo à cidade de Buffalo, no Estado de Nova York, EUA (KEELEY, 2008). Nas décadas seguintes, houve poucos avanços na tecnologia de ESGN, até que, em 1946, foi realizado, em Kentucky, EUA, o primeiro armazenamento em um aquífero. A partir da década de 50, essa tecnologia foi desenvolvida também em outros países, como França, Alemanha e Rússia (GORAIEB *et al.*, 2005).

Anteriormente utilizada para armazenamento de resíduos industriais, na década de 50, com o avanço da tecnologia, a armazenagem em cavernas se propagou rapidamente em vários países europeus e da América do Norte, passando a ser usada também para gás liquefeito de petróleo (GLP) e outros hidrocarbonetos leves. Na década seguinte, esta tecnologia foi adaptada para o gás natural, que começou a ser armazenado nos Estados Unidos e Canadá. A ESGN em cavidades salinas foi empregada, pela primeira vez, em 1961, no Condado de *Saint Clair*, em Michigan, EUA. Em 1970 e 1971, foram construídas cavernas com essa finalidade em *Tersanne*, na França, e em *Honigsee*, na Alemanha, respectivamente (CONFORT, 2006; COSTA, 2013).

O primeiro registro de ESGN utilizando minas abandonadas foi feito em 1963, também nos EUA, em *Leyden*, no Colorado. Existem poucas instalações dessa natureza: além dos EUA, havia armazenamento de gás natural em minas de carvão na Bélgica e em uma mina de potássio na Alemanha, ambas desativadas (CONFORT, 2006).

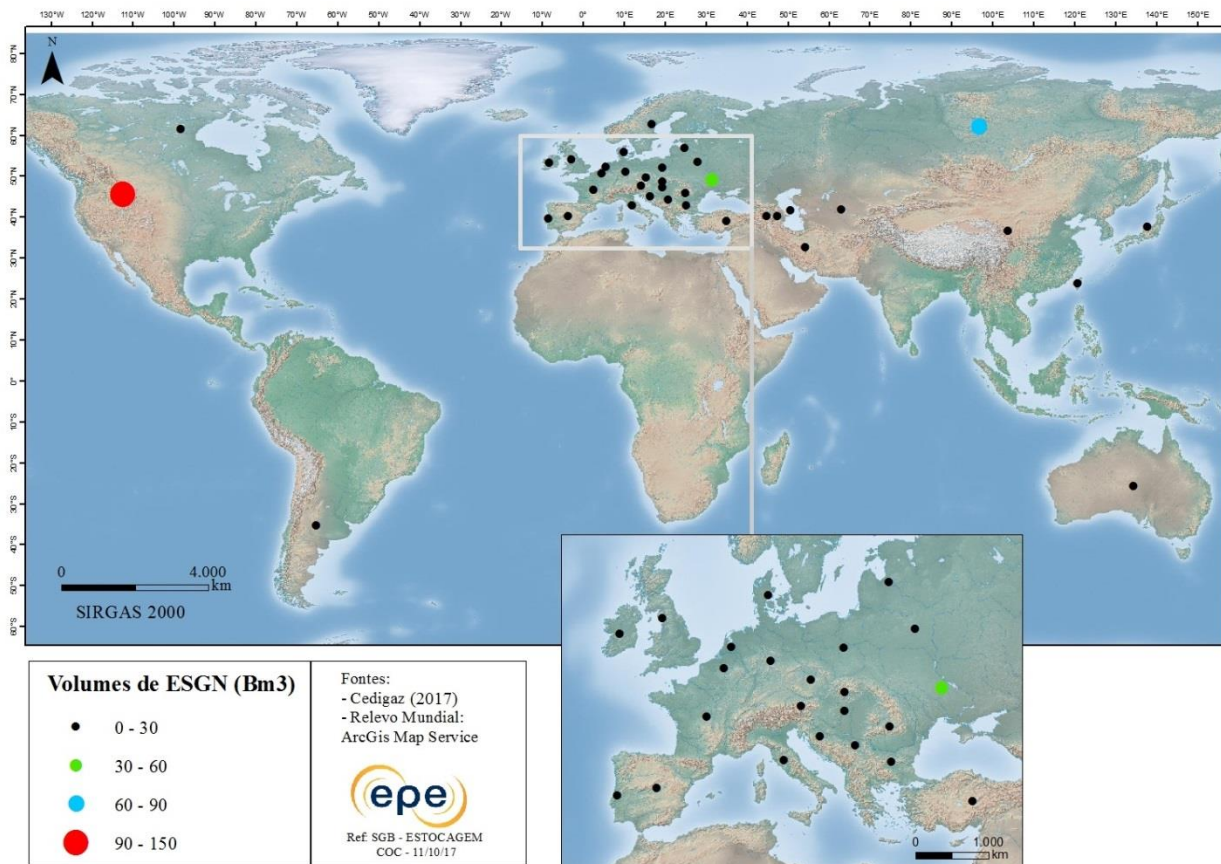
No aspecto tecnológico, não aconteceram grandes evoluções até os dias de hoje. A mais recente tecnologia desenvolvida para o armazenamento de gás foi o método de estocagem em cavernas rochosas, desenvolvido na Suécia entre 1999 e 2002 (COSTA, 2013).

A taxa de crescimento das instalações de ESGN aumentou logo depois da Segunda Guerra Mundial, uma vez que a indústria de gás natural detectou que o aumento da demanda de gás, provocado pela sazonalidade climática, não poderia ser atendido apenas por meio da malha de gasodutos. Nesta época, a tecnologia necessária para construção de grandes gasodutos para atendimento a regiões consumidoras ainda não estava disponível. A fim de poder atender a esses aumentos, a alternativa de construção de sítios de ESGN foi considerada uma boa opção.

Atualmente, as instalações de ESGN no mundo estão distribuídas por cinco regiões: Américas (América do Norte e América do Sul), Europa, Comunidade dos Estados Independentes (CEI)<sup>8</sup>, Ásia-Oceania e Oriente Médio (CEDIGAZ, 2017). A Figura 9 ilustra a distribuição de sítios de estocagem em relação à capacidade de gás útil no mundo. É possível observar a predominância de instalações com maiores capacidades de gás útil na América do Norte,

<sup>8</sup> Organização regional formada por onze repúblicas que pertenciam à antiga União Soviética: Armênia, Azerbaijão, Bielorrússia, Cazaquistão, Quirguistão, Moldávia, Rússia, Tajiquistão, Uzbequistão, Turcomenistão e Ucrânia.

Europa e CEI, nas quais se encontram países em que a sazonalidade é um fator preponderante.



**Figura 9 - Distribuição de sítios de estocagem por capacidade de gás útil no mundo**

Fonte: Elaboração própria EPE, com base em CEDIGAZ (2017).

A Figura 10 ilustra a distribuição percentual de capacidade de gás útil dos sítios por regiões em 2016. A maior parte desta capacidade (93%) concentra-se nos três mercados mundiais de gás desenvolvidos: Américas (com América do Norte representando 99,9%), Europa e CEI. A Ásia-Oceania, que constitui um dos novos e crescentes mercados de gás, representa 5% da capacidade de gás útil, enquanto que o Oriente Médio representa 2%. O valor percentual representado pela América do Sul, com apenas uma instalação de ESGN na Argentina, é inferior a 0,1%. Vale ressaltar que ocorreu um aumento de 21% na capacidade mundial de gás útil entre 2010 e 2016, motivado principalmente pelo crescimento da atividade de estocagem na Europa. A taxa de crescimento anual da capacidade foi de 3,4% entre 2010 e 2015, enquanto que este valor caiu para 2,6% em 2016 (CEDIGAZ, 2017).

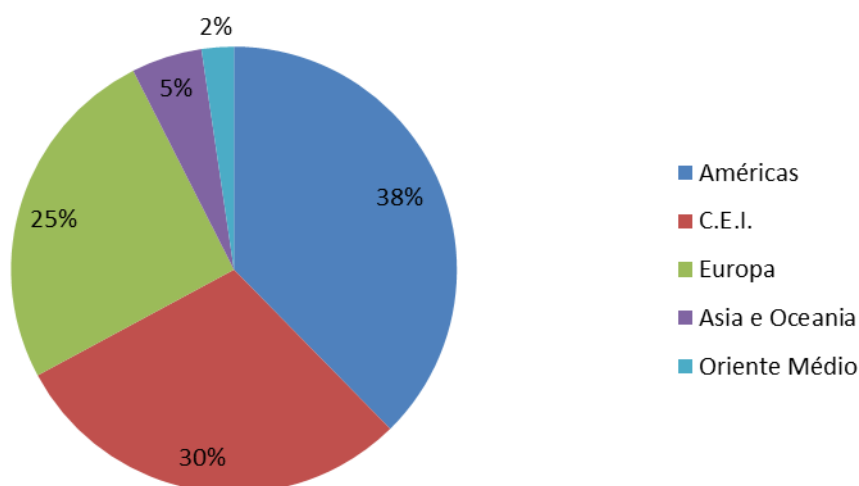


Figura 10 - Distribuição percentual de capacidade de gás útil dos sítios por regiões

Fonte: Elaboração própria EPE, com base em CEDIGAZ (2017).

A Tabela 2 ilustra a distribuição mundial dos tipos de instalações de ESGN e capacidade de gás útil por país. Pode-se observar pela tabela que, no final de 2016, existiam 672 instalações de ESGN em operação no mundo, representando uma capacidade de gás útil global de 424 bilhões de m<sup>3</sup> (bcm). Quanto ao número de sítios de estocagem, nota-se uma predominância de instalações em campos depletados, com 498 unidades (74% do total), os quais são principalmente utilizados para atenuar problemas de sazonalidade na demanda de gás natural e que permitem estocar um grande volume de gás natural. As cavernas salinas estão em segundo lugar, com 95 unidades (14% do total), permitindo altas taxas de injeção e retirada de gás natural e, em terceiro lugar, encontram-se os aquíferos, com 77 sítios. Ainda há a presença de 2 cavernas rochosas em dois países da Europa: República Tcheca e Suécia (CEDIGAZ, 2017).

Tabela 2 - Distribuição dos tipos de ESGN e capacidade de gás útil por país em 2016

País	Campos Depletados	Aquíferos	Cavernas Salinas	Outros	Total	Capacidade de gás útil (bcm)
<b>Américas</b>						
EUA	311	44	37	0	392	133,9
Canadá	53	0	9	0	62	25,7
Argentina	1	0	0	0	1	0,1
<b>Europa</b>						
Alemanha	12	6	31	0	49	23,9
Itália	12	0	0	0	12	17,2
Holanda	4	0	1	0	5	14,3
França	0	10	3	0	13	11,7
Áustria	9	0	0	0	9	8,4
Hungria	5	0	0	0	5	6,3
República Tcheca	6	1	0	1*	8	3,5
Eslováquia	3	0	0	0	3	3,4
Romênia	7	0	0	0	7	3,2
Polônia	7	0	2	0	9	3,2
Turquia	1	0	0	0	1	2,7
Espanha	3	1	0	0	4	2,6
Letônia	0	1	0	0	1	2,3
Reino Unido	3	0	6	0	9	1,4
Dinamarca	0	1	1	0	2	1,0
Bélgica	0	1	0	0	1	0,7
Croácia	1	0	0	0	1	0,6
Bulgária	1	0	0	0	1	0,6
Sérvia	1	0	0	0	1	0,5
Portugal	0	0	1	0	1	0,2
Suécia	0	0	0	1*	1	0,0
<b>Comunidade dos Estados Independentes</b>						
Rússia	14	7	1	0	22	76,4
Ucrânia	11	2	0	0	13	32,2
Uzbequistão	3	0	0	0	3	5,4
Arzeibaijão	2	0	0	0	2	4,8
Cazaquistão	1	2	0	0	3	4,7
Armênia	0	0	1	0	1	0,1
Quirgustão	1	0	0	0	1	0,1
Bielorrússia	1	1	1	0	3	1,5
<b>Ásia-Oceania</b>						
China	8	0	1	0	9	14,3
Austrália	7	0	0	0	7	6,1
Japão	5	0	0	0	5	1,1
Nova Zelândia	1	0	0	0	1	0,3
Taiwan	1	0	0	0	1	0,0
<b>Oriente Médio</b>						
Irã	2	0	0	0	2	6,6
Abu Dhabi	1	0	0	0	1	3,3
<b>Total</b>	<b>498</b>	<b>77</b>	<b>95</b>	<b>2</b>	<b>672</b>	<b>424,3</b>

\* Caverna Rochosa

Fonte: Elaboração própria EPE, com base em CEDIGAZ (2017).



A Tabela 3 resume a distribuição percentual de tipos de instalações de ESGN por região. Observa-se pela Tabela que os campos depletados possuem maior participação percentual em todas as regiões. Em relação aos aquíferos e cavernas salinas, a participação difere significativamente entre as regiões apresentadas. É possível constatar que as cavernas salinas possuem maior participação que os aquíferos no total de ESGN, tanto na Europa (31,5%) e na América do Norte (10,1%), pois a liberalização do mercado de gás nestas regiões aumentou a importância deste tipo de instalação (CEDIGAZ, 2017). Observa-se que esta tendência se inverte no caso da CEI, com maior participação de aquíferos em relação às cavernas salinas. No caso da Ásia-Oceania e Oriente Médio, os campos depletados possuem participação ainda mais concentrada.

Tabela 3 - Distribuição dos tipos de instalações de ESGN por região

Regiões	Participação (%)			
	Campos Depletados	Aquíferos	Cavernas Salinas	Outros
Américas	80,2	9,7	10,1	0,0
Europa	52,4	14,7	31,5	1,4
CEI	68,8	25,0	6,2	0,0
Ásia e Oceania	95,7	0,0	4,3	0,0
Oriente Médio	100,0	0,0	0,0	0,0

Fonte: Elaboração própria EPE, com base em CEDIGAZ (2017).

A Figura 11 apresenta os dez países com as maiores capacidades de gás útil no mundo em 2017.

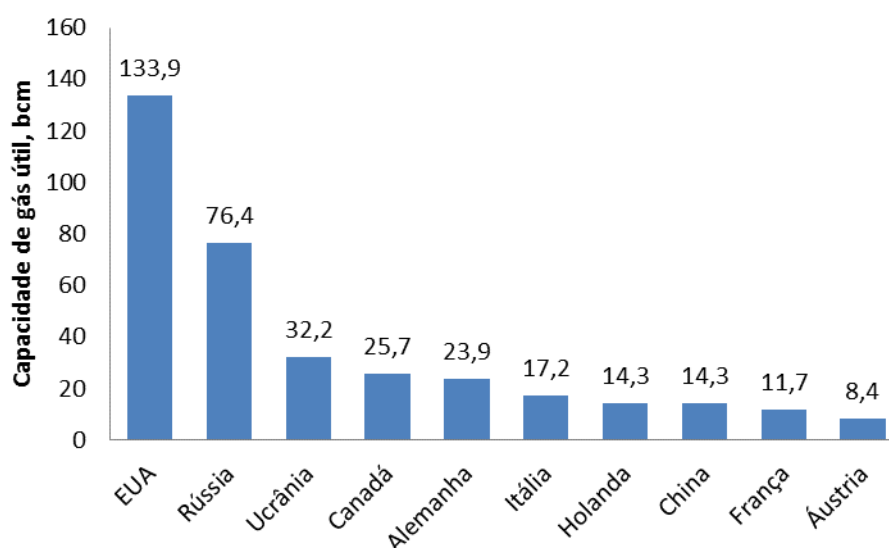


Figura 11 - Dez países com as maiores capacidades de gás útil no mundo

Fonte: Elaboração própria EPE, com base em CEDIGAZ (2017).

Conforme mostrado na Figura 11, os países que se destacam são: EUA, Rússia, Ucrânia, Canadá, Alemanha, Itália, Holanda, China, França e Áustria. Na América do Norte, os EUA são o país de destaque em relação à estocagem, com maior capacidade e maior número de instalações no mundo. A implementação desta grande capacidade nos EUA, bem como seu grande número de instalações, foi resultado de uma infraestrutura de transporte bem desenvolvida e de um mercado consumidor forte e distribuído no extenso território norte-americano (CONFORT, 2006). Já o desenvolvimento de ESGN no Canadá ocorreu principalmente para suprir os grandes picos de demanda no inverno para os setores residencial e comercial (CGA, 2016).

Em relação à CEI, os países com maiores capacidades de gás útil são a Rússia e a Ucrânia. No caso da Rússia, a estocagem desempenha um papel crucial na cadeia de gás do país, permitindo amortecer as flutuações sazonais na demanda de gás durante os períodos mais frios do ano, reduzir as cargas de pico ao longo do Sistema Unificado de Suprimento de Gás e fornecer maior flexibilidade e confiabilidade ao suprimento (GAZPROM, 2016a). Quanto à Ucrânia, a integração da infraestrutura de transporte ao mercado europeu e a grande capacidade de gás útil para estocagem no país aumentaram suas possibilidades de intercâmbio de gás através de novas bases contratuais e acesso a novos mercados na Europa (PIRANI e YAFIMAVA, 2016).

Na Europa, os países que se sobressaem em relação à ESGN são Alemanha, Itália e França, que possuem uma indústria de gás natural mais madura, bem como Holanda e Áustria, que realizaram a expansão e o comissionamento de alguns de seus sítios de estocagem desde 2013. Já na Ásia / Oceania, a China ocupa um lugar de destaque no setor de ESGN, muito embora seja reportado pela CEDIGAZ que os números oficiais, fornecidos pelas empresas CNPC (*China National Petroleum Corporation*) e Petrochina e/ou baseados em informações publicadas pelas mesmas, fazem referência à capacidade útil projetada e não à capacidade útil real, além de incluir algumas instalações em desenvolvimento (CEDIGAZ, 2017).

A Tabela 4 ilustra os projetos de ESGN em construção, planejados e potenciais no final de 2016. Em relação ao número de sítios de ESGN em construção no mundo, no final de 2016 havia 48 projetos, os quais incluíam 15 novos sítios de estocagem e 33 expansões de sítios pré-existentes, com possibilidade de adição de 25 bcm de capacidade de gás útil à capacidade total. Estas instalações estão distribuídas entre Europa, 35%; Oriente Médio, 23%; CEI, 22%; Ásia-Oceania, 18%; e América do Norte, 2%; e a maior parte desses projetos está prevista para entrada em operação entre 2020 e 2025. Cabe destacar que a Itália concentra a maior capacidade de gás útil em desenvolvimento na Europa e que países com consumo emergente e crescente de gás natural, como os das regiões do Oriente Médio e Ásia-Oceania, apresentam alta participação percentual na adição de capacidade de gás útil (CEDIGAZ, 2017).

Dados da CEDIGAZ indicam que há 106 projetos de ESGN em diferentes estágios de desenvolvimento: 90 planejados e 16 em potencial. A realização destes projetos adicionaria 52 bcm de capacidade de gás útil à capacidade total. Pode-se observar que os dados relevantes se concentram na Europa, CEI e América do Norte; por outro lado, há alguns projetos anunciados que não informaram a capacidade de gás útil estimada.



Tabela 4 - Projetos de estocagem em construção, planejados e potenciais em 2016

País	Número de sítios			Capacidade de gás útil (bcm)		
	Construção	Planejados	Potenciais	Construção	Planejados	Potenciais
<b>Américas</b>						
EUA	2	9	0	0,3	1,2	0
Canadá	1	0	0	0,2	0	0
México	0	1	0	0	n.i.*	0
Brasil	0	2**	0	0	2,2	0
<b>Europa</b>						
Alemanha	3	2	0	1,5	2,1	0
Itália	7	13	0	4,0	5,5	0
Holanda	0	1	0	0	0,1	0
França	2	0	0	0,2	0	0
República Tcheca	2	1	0	0,5	0,2	0
Eslováquia	0	2	0	0	0,9	0
Romênia	2	5	0	0,2	1,6	0
Polônia	3	4	0	0,4	0,9	0
Turquia	3	4	1	1,2	7,0	1,0
Espanha	0	1	0	0	0,2	0
Letônia	0	3	0	0	0,5	0
Reino Unido	2	8	0	0,3	7,3	0
Dinamarca	0	0	0	0	0	0
Bélgica	0	0	0	0	0	0
Croácia	1	1	0	n.i.*	n.i.*	0
Bulgária	0	2	0	0	0,5	0
Sérvia	1	0	0	0,4	0	0
Portugal	1	1	0	0,1	0,1	0
Suécia	0	0	0	0	0	0
Albânia	0	0	2	0	0	1,3
Bósnia	0	0	1	0	0	0,1
Grécia	0	1	0	0	0,4	0
Lituânia	0	1	0	0	0,5	0
<b>Comunidade dos Estados Independentes</b>						
Rússia	4	6	11	3,9	6,6	3,6
Ucrânia	0	0	0	0	0	0
Uzbequistão	0	0	0	0	0	0
Arzeibaijão	1	1	0	1,0	0,3	0
Cazaquistão	1	0	0	n.i.*	0	0
Armênia	1	0	0	0,1	0	0
Quirgustão	0	0	0	0	0	0
Georgia	0	1	0	0	0,3	0
Bielorrússia	1	0	0	0,5	0	0
<b>Ásia-Oceania</b>						
China	6	11	0	4,6	7,9	0
Austrália	0	5	0	0	0,2	0
Coreia do Sul	0	1	0		n.i.*	0
<b>Oriente Médio</b>						
Irã	4	3	0	5,6	0	0
<b>África</b>						
Marrocos	0	0	1	0	0	n.i.*
<b>Total</b>	<b>48</b>	<b>90</b>	<b>16</b>	<b>25,0</b>	<b>46,5</b>	<b>6,0</b>

\* não informado

\*\* Embora não especificado em CEDIGAZ (2017), existe hoje o projeto da STOGAS em Campo de Santana (STOGAS, 2015) e já houve estudos por parte da Petrobras quanto a implementação de cavernas salinas no Brasil (PETROBRAS, 2015), onde especula-se que seja na região do Sergipe, na mina de Taquari-Vassouras, hoje arrendada pela Vale (VALE, 2013).

Fonte: Elaboração própria EPE, com base em CEDIGAZ (2017).

Estimativas da CEDIGAZ indicam que a capacidade global de gás útil irá aumentar de 424 bcm, no final de 2016, para valores entre 547 a 640 bcm, em 2035, o que representa uma possibilidade de ampliação na faixa de 30 a 50%. A maior parte desse crescimento está associada ao surgimento de novos mercados de estocagem na Ásia-Oceania, Oriente Médio e potencialmente na América Central e na América do Sul. Por outro lado, é previsto que o crescimento de capacidade de estocagem em mercados de gás maduros (América do Norte, maior parte da Europa e CEI) será limitado. A alta faixa de incerteza para 2035 se deve a dúvidas quanto à disponibilidade de sítios com aspectos geológicos apropriados, a restrições econômico-financeiras e à competição com outras fontes alternativas de flexibilidade. Neste último caso, cabe ressaltar que muitos projetos planejados até 2015 em países do Sul e Sudeste da Ásia, América Central e América do Sul não se materializaram, pois tais países decidiram construir terminais de regaseificação de GNL para importação de gás natural (CEDIGAZ, 2016; CEDIGAZ, 2017).

### 3 ASPECTOS REGULATÓRIOS

Neste Capítulo, discorre-se sobre os modelos regulatórios dos principais países referência em ESGN no mundo e a atual situação regulatória da ESGN no Brasil, além das modificações propostas por meio da Iniciativa Gás para Crescer.

#### 3.1 EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL

O arcabouço regulatório sobre ESGN no mundo acompanhou o processo de liberalização do setor de gás, principalmente quanto às regras de acesso de terceiros a instalações de ESGN. Tal acesso é reconhecido pelas autoridades públicas como um componente essencial para o suprimento de gás a diversos setores através da rede de transporte, especialmente aos setores comercial e residencial (CEDIGAZ, 2010).

Inicialmente, será abordado a estrutura regulatória da União Europeia (UE), que traçou diretivas que nortearam a regulação do setor de estocagem e de toda a cadeia de gás natural de seus Estados-Membros, como Alemanha, França e Itália. Em seguida, serão apresentados os arranjos regulatórios dos Estados Unidos e da Rússia. Os itens analisados em cada país incluem: o órgão regulador do setor de gás; os instrumentos de regulação de acesso a terceiros e os tipos de acesso adotados pelo país; a existência de *unbundling*<sup>9</sup> de atividades de transporte e de estocagem; o regime de contrato de operação das instalações e, finalmente, a adoção ou não de medidas obrigatórias de segurança de suprimento.

O arranjo regulatório da atividade de ESGN na União Europeia compreende principalmente a Diretiva 2009/73/EC e a Regulação 994/2010, além de um Guia de Boas Práticas de Acesso de Terceiros para Operadores dos Sistemas de Estocagem (*Guidelines for Good TPA Practice for Gas Storage System Operators*, GGSSO).

A Diretiva 2009/73/EC<sup>10</sup> determina no artigo 33 que o acesso de terceiros às instalações de estocagem seja concedido quando for técnica e/ou economicamente necessário para permitir a utilização eficiente da rede<sup>11</sup>, tendo em vista o abastecimento dos clientes. Estabelece que tais procedimentos sejam baseados em mecanismos objetivos, transparentes e não discriminatórios. Propõe também que os Estados-Membros possam escolher se o acesso de terceiros às suas instalações de ESGN será negociado, regulado ou ambos (EP, 2009).

---

<sup>9</sup> Separação entre as empresas com atividades de transporte, estocagem e GNL e as empresas com atividades de produção e comercialização. Pode-se tratar de *unbundling* legal, no qual as empresas apenas necessitam se tratar de pessoas jurídicas separadas, ou *unbundling* completo, no qual as empresas também não podem possuir participação acionária umas nas outras.

<sup>10</sup> A Diretiva 2009/73/EC revogou a Diretiva 2003/55/EC, que estabeleceu o *unbundling* legal de atividades do setor de gás natural, a criação de órgãos reguladores e as regras específicas relativas ao acesso de terceiros a sítios de ESGN e a Diretiva 98/30/EC, que introduziu o conceito de mercado único de gás natural na eu..

<sup>11</sup> Qualquer rede de transporte ou distribuição, instalação de GNL e/ou instalação de ESGN pertencente/ou explorada por uma empresa de gás natural.

No caso de acesso negociado, os operadores (ou empresas de gás natural) e os interessados elegíveis devem negociar este acesso através de contratos baseados na boa fé. Além disso, os órgãos reguladores devem exigir a publicação das principais condições de utilização da instalação, com atualização anual. Vale ressaltar que tais órgãos não têm o poder de revisar as tarifas. Já o acesso regulado é concedido com base em tarifas publicadas e/ou em termos e obrigações para uso da instalação. As entidades reguladoras ou os Estados-Membros devem consultar os usuários dos sistemas para definir estas tarifas ou as metodologias para o seu cálculo. Em ambos os casos, os países da UE são obrigados a publicar os critérios de determinação do regime de acesso e a divulgar as instalações existentes (EP, 2009; EP, 2010).

De acordo com o artigo 35 da mesma Diretiva, o acesso às instalações de ESGN pode ser recusado pelas mesmas razões que nas redes de transporte, isto é, falta de capacidade, obrigações de serviço público que lhes tenham sido atribuídas ou ainda com base em dificuldades econômicas e financeiras no âmbito de contratos *take or pay*. Já segundo o artigo 36, novas instalações de ESGN podem ser isentas de permitir o acesso a terceiros, por período definido, sob determinadas condições (EP, 2009).

A Regulação 994/2010 dispõe sobre a necessidade de diversificação de fontes de suprimento para a segurança de suprimento da União Europeia, o que inclui o investimento em instalações de estocagem nos Estados-Membros. Também estabelece padrões de segurança de suprimento, o que pode incluir capacidade de estocagem adicional, contratos de suprimento de gás e outras medidas escolhidas para garantia deste suprimento (EC, 2015). Já o Guia de Boas Práticas de Acesso de Terceiros a Operadores dos Sistemas de Estocagem, lançado em março de 2005 e revisado em 2011, tem como objetivo assegurar que os operadores destes sistemas forneçam os serviços de estocagem aos usuários de forma transparente, não-discriminatória e efetiva, incluindo mecanismos de alocação de capacidade e procedimentos de gestão de congestionamento de capacidade. Prevê ainda a cooperação entre operadores de estocagem e de transporte, a fim de garantir o uso eficiente e o balanceamento dos dois sistemas (ERGEG, 2005; CEER 2011).

A seguir será comentado o arcabouço regulatório de alguns países membros da União Europeia, como Alemanha, França e Itália. Com relação à Alemanha, o órgão que regula os setores de gás natural e eletricidade é a Agência Federal de Redes de Eletricidade, Gás, Telecomunicações, Correios e Linhas Férreas (*Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, BNetzA*). As autoridades regulatórias dos estados alemães monitoram os requisitos relativos ao unbundling e ao acesso às infraestruturas de transporte e estocagem (CONFORT e MOTHÉ, 2009; GROEBEL, 2013). A Diretiva 2003/55/EC foi implementada através de emendas no *Energy Industry Act* ou *German Energy Law (Energiewirtschaftsgesetz, EnWG)*, as quais estipularam o acesso de terceiros a sítios de estocagem no país (NEUMANN, 2008; UNECE, 2013). A portaria alemã *Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV)*, publicada em 2005, estipulou que os interessados no acesso entrassem em acordo com o operador de estocagem, o qual deveria publicar seus termos e condições gerais de operação, configurando o acesso negociado. A portaria também estabeleceu os princípios de solicitação de capacidade de estocagem e de reserva de capacidade (NEUMANN, 2008).

A operação de uma instalação de estocagem requer autorização a nível federal do *German Federal Mining Act (Bundesberggesetz, BBergG)* e de uma agência de energia do estado alemão ao qual a instalação pertence (NEUMANN, 2008; DINGER, 2018). Quanto às medidas de segurança de suprimento, não há requisitos compulsórios de ESGN na Alemanha e todos os sítios são de propriedade privada (IEA, 2014).

Quanto à França, os setores de gás natural e eletricidade são regulados pela Comissão de Regulação de Energia (*Commission de Régulation de l'Énergie - CRE*). A Diretiva 2003/55/EC foi implementada pelo Ato nº 2004-803, que instituiu o acesso de terceiros à atividade de estocagem no país, além do *unbundling* entre as atividades de transporte e estocagem, entre outros (CONFORT e MOTHÉ, 2009).

O Decreto nº 2006-1034, alterado pelo Decreto nº 2014-328, estabeleceu o acesso negociado, porém com prioridade de acesso a fornecedores que vendessem gás a clientes domésticos e de interesse geral. Previa também a manutenção de determinados níveis de estocagem em períodos específicos para garantir o fornecimento de gás natural aos clientes (CEDIGAZ, 2010; UNECE, 2013; RUBIO, 2018). Entretanto, em 2015, o setor de estocagem começou a passar por uma reforma, sob a Lei nº 2015-992, que estabeleceu os princípios de um novo arcabouço regulatório de acesso para garantir condições transparentes, objetivas e não discriminatórias e reduzir a complexidade dos sistemas de obrigação de estocagem individuais.

No final de 2017 esta reforma regulatória culminou na publicação da Lei nº 2017-1839, que modificou o tipo de acesso a instalações de ESGN, implementando o acesso regulado. Esta Lei estabeleceu um leilão de capacidade de estocagem e novas medidas relativas à segurança de suprimento, entre outras determinações. As disposições relativas à segurança de suprimento incluem: regulação das receitas dos operadores a fim de garantir um pagamento justo pelo serviço de estocagem e manutenção em operação de determinadas infraestruturas de ESGN consideradas estratégicas (CRE, 2017; RUBIO, 2018). Em março de 2018, o órgão regulador deliberou sobre as tarifas para uso das infraestruturas de ESGN pertencentes a Storengy, TIGF e Géométhane (CRE, 2018).

É importante comentar que a construção e a operação dos sítios de estocagem são sujeitas à concessão do Ministério de Minas e Energia da França, a qual já contempla o direito de uso da terra para tal construção (RUBIO, 2018).

Em relação à Itália, o órgão regulador responsável pelo setor de gás natural, além dos setores elétrico, hídrico e de resíduos, é a Autoridade Regulatória para Redes de Energia e de Meio Ambiente (*Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente*) desde janeiro de 2018. Vale ressaltar que, até dezembro de 2017, o órgão regulador se chamava Autoridade Regulatória para Energia Elétrica, Gás e Sistema Hídrico (*Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas e il sistema idrico*, AEEGSI) (ARERA, 2018a; ARERA, 2018b). A Diretiva 98/30/CE da UE foi implementada na Itália pelo Decreto Lei nº 164/2000 (Decreto *Letta*), que estabeleceu a garantia de acesso não discriminatório a instalações de ESGN, além de regras para liberalização do mercado de gás no país, abordando aspectos de *unbundling* das atividades de transporte e estocagem, entre outros (CONFORT e MOTHÉ, 2009).

O país adotou o sistema de acesso regulado a terceiros, no qual as empresas devem adotar seu próprio código de estocagem em formato padrão aprovado pelo órgão regulador (CEDIGAZ, 2010; CIMINELLI, 2018). Em relação às tarifas, o órgão regulador emitiu a Resolução 531/2014 que aprovou as tarifas das empresas de estocagem para seus serviços durante o período de 2015 a 2018. Vale ressaltar que o Decreto Lei nº 130/2010 foi publicado no sentido de aumentar a capacidade das instalações e melhorar os serviços de estocagem (CIMINELLI, 2018).

A operação de sítios de ESGN na Itália é feita em regime de concessão, emitida pelo Ministério de Desenvolvimento Econômico (*Ministero dello Sviluppo Economico - MiSE*), de acordo com o Decreto Lei nº 93/2011. Esta operação depende de avaliação de impacto ambiental (CEDIGAZ, 2010; ALVINO, 2018). Vale ressaltar que a Itália adota medidas de segurança de suprimento através do destino exclusivo de parcela da capacidade de estocagem para situações de emergência, sendo estes volumes, então, inacessíveis em condições normais de mercado (CEER, 2015).

Em seguida, serão apresentados os arcabouços regulatórios dos Estados Unidos e da Rússia, países que possuem as maiores capacidades de gás útil no mundo, conforme comentado no Capítulo 2.4. Em relação aos EUA, as instalações de ESGN operadas por companhias interestaduais ou fornecedoras de serviços no comércio interestadual são reguladas pela Comissão Federal Reguladora de Energia (*Federal Energy Regulatory Commission - FERC*), enquanto os sítios operados e/ou mantidos por companhias de atuação local ou apenas estadual são autorizados e regulados por Agências dos Estados Americanos ou Comissões (CONFORT e MOTHÉ, 2009; JAMES, 2018). Por outro lado, a segurança das instalações de ESGN é coordenada pela Agência de Administração da Segurança de Dutos e Materiais Perigosos (*Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration, PHMSA*) (JAMES, 2018).

A partir de 1992, com a emissão da FERC *Order* 636, as instalações de ESGN pertencentes a companhias de gasodutos interestaduais devem permitir acesso, com o objetivo de promover maior competitividade no setor (FERC, 1992). Geralmente, os compradores de serviços interestaduais de estocagem negociam contratos individuais com empresas de estocagem, que estão sujeitas a tarifas do prestador de serviços, conforme aprovado pela FERC. Quando há capacidade limitada para estocagem, a alocação é realizada através de processo de licitação, no qual os vencedores são aqueles que fazem as melhores ofertas (JAMES, 2018). Ainda com relação ao acesso, a FERC *Order* 678, de 2006, prevê alterações nas políticas de preço para garantir o acesso não discriminatório. Dispõe também que as condições e as taxas cobradas por serviços de estocagem sejam não discriminatórias, não restritivas e justas para todas as partes (FERC, 2006; JAMES, 2018). Atualmente, muitas instalações operadas por gasodutos intraestaduais e operadores independentes também oferecem acesso, principalmente aqueles sítios ligados a centros de consumo de gás natural (EIA, 2015).

Nos termos da seção 7c do *Natural Gas Act*, a FERC pode emitir um certificado ao interessado que queira construir ou operar um sítio de estocagem interestadual na forma de um certificado de conveniência pública e necessidade. Após publicidade e participação em um processo de revisão ambiental, o interessado detentor do certificado recebe a autorização da FERC para construção ou operação da instalação (FERC, 2018). Em relação à coordenação

entre as operações dos sistemas de gás natural e de eletricidade nos EUA, a FERC *Order* 809, de 2015, dispõe que as alterações nos cronogramas e nos agendamentos de operação de gasodutos de transporte e sítios de estocagem devem proporcionar uma operação mais eficiente e integrada entre os sistemas (FERC, 2015b).

A questão do vazamento de gás na instalação de ESGN em *Aliso Canyon* em 2015, conforme comentado no Capítulo 2.3, atraiu bastante atenção do país, levando ao Senado dos EUA a promulgar o *Safe Pipes Act* em 2016. Esta Lei estabeleceu novos requisitos de segurança para instalações de ESGN (interestaduais e intraestaduais), assim como a necessidade de relatórios de segurança e de determinados eventos, como mudança de operador ou construção de uma nova instalação de ESGN. Neste contexto, a PHMSA publicou no final de 2016 um documento sobre segurança de instalações de ESGN (*Safety of Underground Natural Gas Storage Facilities*), o qual originou no início de 2017 uma petição para reconsideração de suas regras, uma vez que podem impactar os custos e as operações das instalações de ESGN já existentes (OFR, 2017; JAMES, 2018).

Em relação à Rússia, o órgão executivo responsável pela implementação da regulação do setor de óleo, gás e combustíveis é o Ministério de Energia da Federação Russa (*Ministerstvo Énergetiki - Rossijskoj Federacii*) (MINENERGO, 2016). A Resolução 858, de julho de 1997, dispõe sobre o acesso a terceiros ao Sistema Unificado de Suprimento de Gás Natural (*Unified Gas Supply*, UGS), um complexo único que engloba produção, processamento, transporte, estocagem e distribuição de gás natural, que é controlado pela empresa Gazprom, sendo então a responsável pela sua operação, manutenção e segurança (YAFIMAVA, 2015; GAZPROM, 2016a).

A rede de transporte é totalmente integrada através do uso de gasodutos múltiplos e paralelos, além de interconexões e sítios de estocagem. A reestruturação da Gazprom levou ao *unbundling* legal do transporte, em 2005, e da estocagem, em 2007, com a criação da Gazprom Transgaz e Gazprom UGS, respectivamente (YAFIMAVA, 2015; GAZPROM, 2016b).

O acesso de terceiros ao UGS está sujeito principalmente às seguintes condições: existência de acordos entre a Gazprom e terceiros interessados; capacidade disponível do sistema unificado durante o período proposto pelo interessado; atendimento a parâmetros e especificações técnicas determinadas pela Gazprom. A Resolução 858 não prevê um procedimento único para lidar com os pedidos de acesso a terceiros. Vale ressaltar que, além da existência de negociação entre a Gazprom e terceiros, ocorre regulação de tarifas (YAFIMAVA, 2015). Sendo assim, o acesso possui características de ambos os regimes (negociado e regulado), podendo ser caracterizado como híbrido. Vale ressaltar que a Lei de Suprimento de Gás (*Gas Supply Law*), de 1999, prevê a obrigação da Gazprom em prover acesso de terceiros não discriminatório ao UGS (JOSEFSON, 2018).

É importante destacar ainda que a operação de ESGN no país requer autorização do Serviço Federal de Supervisão de Ecologia, Tecnologia e Nuclear (*Federal Service for Ecological Technological and Nuclear Supervision - Rostekhnadzor*) (JOSEFSON, 2018).

A Tabela 5 apresenta um breve resumo dos principais aspectos dos modelos regulatórios dos países abordados neste estudo.



Tabela 5 - Comparação entre modelos regulatórios

País	Órgão Regulador	Principal instrumento de regulação de acesso	Acesso de terceiros às instalações de ESGN	Regime de contrato de operação	Medidas de segurança de suprimento obrigatórias
Alemanha	Agência Federal de Redes de Eletricidade, Gás, Telecomunicações, Correios e Linhas Férreas	<i>Energy Industry Act</i>	Negociado	Autorização	Não possui
França	Comissão de Regulação de Energia	Lei nº 2017-1839	Regulado	Concessão	Estocagem estratégica para situações de emergência
Itália	Autoridade Regulatória para Redes de Energia e de Meio Ambiente	Decreto Lei nº 164/ 2000 (Decreto <i>Letta</i> )	Regulado	Concessão	Estocagem estratégica para situações de emergência
EUA	Comissão Federal Reguladora de Energia*	<i>FERC Order 636 e FERC Order 678</i>	Negociado	Autorização	Não possui
Rússia	Ministério de Energia da Federação Russa	Resolução nº 858 / 1997	Híbrido (negociado / regulado)	Autorização	Não possui

\* Regulamenta as instalações de ESGN operadas por companhias interestaduais ou fornecedoras de serviços de comércio interestadual. Os sítios operados e/ou mantidos por companhias de atuação local ou estados são regulados por Agências dos Estados Americanos ou Comissões.

Fonte: Elaboração própria EPE.



### 3.2 REGULAÇÃO NO BRASIL

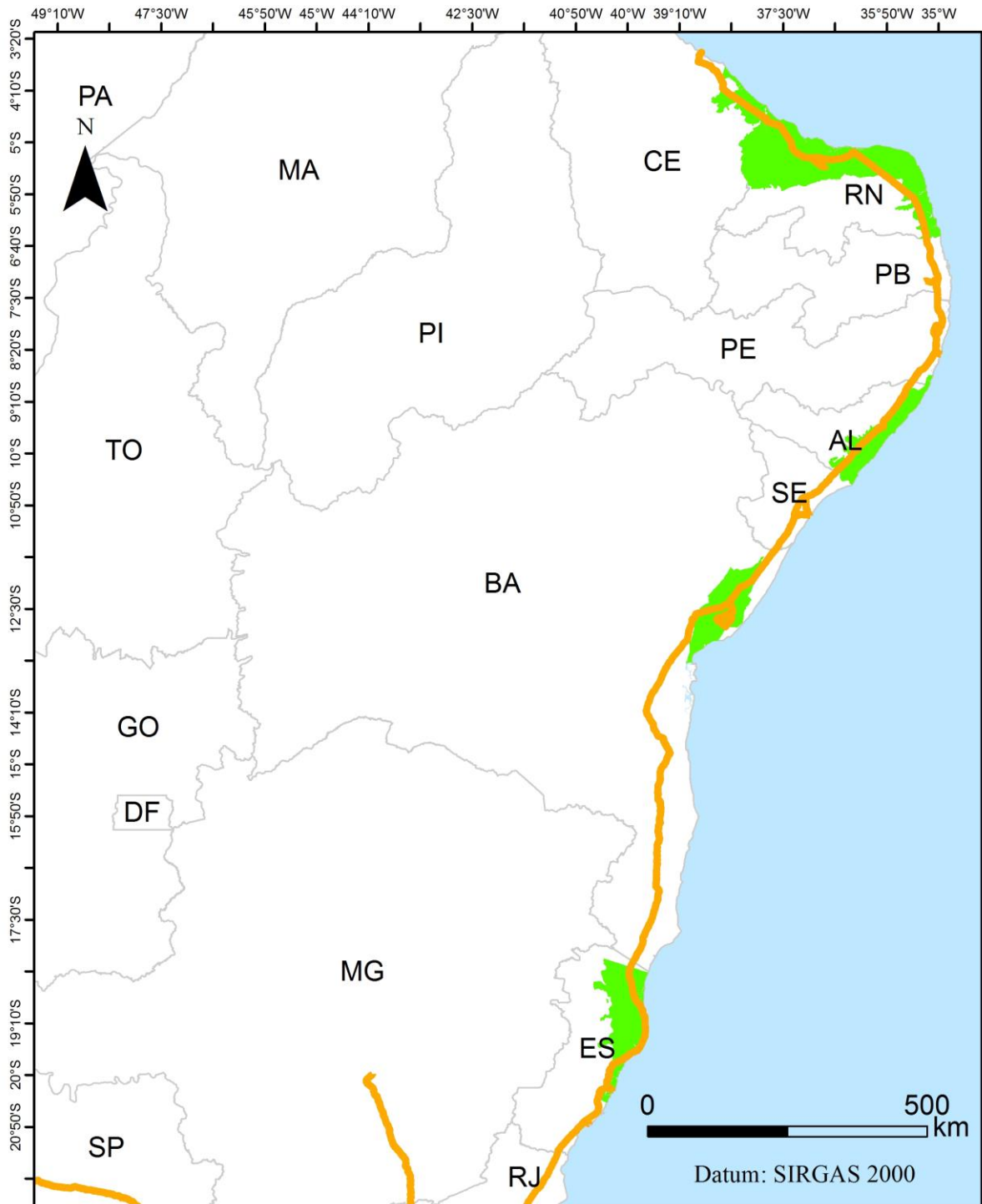
De acordo com o artigo 37 da Lei nº 11.909/2009 (Lei do Gás), a atividade de ESGN no Brasil será exercida por empresa ou consórcio de empresas, desde que constituídos sob as leis brasileiras, com sede e administração no País, por conta e risco do empreendedor, mediante concessão, precedida de licitação, ou autorização. Assim, a Lei prevê a possibilidade de serem adotados dois regimes jurídicos.





Quanto ao regime de concessão, o artigo 38 desta Lei estabelece que o exercício da atividade de ESGN em reservatórios de hidrocarbonetos devolvidos à União e em outras formações geológicas não produtoras de hidrocarbonetos será objeto deste regime, precedida de licitação, cabendo a ANP definir as formações geológicas, elaborar e promover as licitações. Com relação ao regime de autorização, o artigo 40 institui que a atividade de ESGN em instalação diferente da prevista no artigo 38 será autorizada pela ANP, o que se aplicaria, portanto, a campos concedidos. Já o artigo 41 institui o regime de autorização também para as atividades de acondicionamento (BRASIL, 2009).

A regulação do regime de autorização para ESGN foi aprovada pela Resolução ANP nº 17/2015 que trata, entre outros dispositivos, da atividade de estocagem nos planos de desenvolvimento e produção dos campos concedidos. Até o momento, a ANP emitiu apenas uma autorização, para o Campo de Santana/BA, cujo plano foi aprovado pela ANP em 2015. O concessionário do campo é a empresa Santana Exploração e Produção de Óleo e Gás Ltda, pertencente ao grupo Stogas (ANP, 2015; ANP, 2016; STOGAS, 2015).

Por outro lado, a regulamentação do regime de concessão para a atividade de estocagem foi objeto de uma das ações da Agenda Regulatória 2015-2016 da ANP, cujo objetivo foi instituir um cenário que sustentasse o surgimento e a expansão do mercado de ESGN no Brasil (ANP, 2017a). No contexto de regulamentação deste regime, foi realizada uma consulta pública pela ANP entre setembro e dezembro de 2016, na qual foram disponibilizados para a manifestação de interesse 9 campos depletados, devolvidos ou em processo de devolução, localizados em 4 bacias terrestres: Cidade de Sebastião Ferreira e Lagoa Pacas (bacia de Alagoas); Lagoa Parda Sul e Mosquito (bacia do Espírito Santo); Acauã Leste (bacia Potiguar) e, por fim, Camaçari, Lagoa Verde, Pojuca Norte e Miranga Leste (bacia do Recôncavo) (ANP, 2017b).

A Figura 12 ilustra a localização das áreas das bacias de interesse para ESGN, enquanto a Tabela 6 apresenta as principais informações dos 9 campos da consulta pública.



<ul style="list-style-type: none"> <li> Gasodutos de transporte</li> <li> Áreas das bacias em estudo</li> <li> Limites estaduais</li> </ul>	<p><b>FONTES:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- EPE/SIGAS: gasodutos e instalações</li> <li>- ANP/BDEP: campos de produção</li> </ul>	 <p>Ref: SGB ESTOCAGEM COC - 19/10/16</p>
--	--	--

**Figura 12 - Mapa de localização das áreas das bacias de interesse para ESN**  
 Fonte: Elaboração própria EPE, com base em ANP (2017b).

Tabela 6 - Informações dos campos da consulta pública da ANP em 2016

Bacia	Campos	N° poços perfurados	Fluido principal	Área (km <sup>2</sup> )	Início de produção	Volume <i>in situ</i> (milhões de m <sup>3</sup> )
Potiguar	Acauã Leste	2	Óleo	11,5	2007	1,4
Alagoas	Cidade Sebastião Ferreira	3	Gás	2,5	1999	380
	Lagoa Pacas	2	Gás	3	2010	41,6
Recôncavo	Camaçari	7	Gás	8	1968	396,7
	Lagoa Verde	4	Gás	3,9	n.i.*	169,9
	Pojuca Norte	6	Gás	5,1	1965	36,3
	Miranga Leste	3	Óleo	0,9	1992	4,7
Espírito Santo	Lagoa Parda Sul	5	Óleo	1,7	1981	194
	Mosquito	7	Óleo	11,9	1998	45,2

**Nota:** Todos os campos tiveram como operadora a empresa Petrobras, exceto os da Bacia de Alagoas, que foram operados pela Petrosynergy

\* não informado

**Fonte:** ANP (2017b).

De acordo com ANP (2017b), atualmente, os estudos para regulamentação da ESGN sob o regime de concessão estão temporariamente suspensos em função das propostas da Iniciativa Gás para Crescer, criada em 2016 e formalizada pela Resolução nº 10, de 14 de dezembro de 2016, do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). Esta Resolução teve como principais objetivos a elaboração de diretrizes estratégicas para o desenho de um novo mercado de gás natural e a criação do Comitê Técnico para o Desenvolvimento da Indústria do Gás Natural (CT-GN). Foram criados 8 subcomitês dentro do CT-GN, com participação intensa de diversos agentes do setor, e que tinham como objetivo propor medidas concretas de aprimoramento do arcabouço normativo dos diversos setores da cadeia de gás, estabelecendo-se um mercado de gás natural com diversidade de agentes, liquidez, competitividade, acesso à informação e boas práticas, que contribuísse para o desenvolvimento do País, além de elaborar relatórios contendo estas propostas (BRASIL, 2016; MME, 2017b).

Em 2017 o Subcomitê SC-2, sob o tema “Transporte e Estocagem”, apresentou as diretrizes para o estímulo ao desenvolvimento de instalações de ESGN, inclusive reavaliação do modelo de outorga, tendo em vista o desenho do novo mercado de gás natural. Em suma, a proposta de alteração da Lei 11.909/2009 referente à atividade de ESGN teve como principais objetivos: tornar mais claras as diferenças entre ESGN e acondicionamento de gás natural, como também a aplicabilidade dos regimes de autorização e concessão; possibilitar procedimentos de licitação mais condizentes com a realidade da atividade e garantir o acesso de terceiros às instalações em nível legal (MME, 2018).

Após exaustivos debates dentro da Iniciativa do Gás para Crescer, o Governo Brasileiro encaminhou ao Congresso Nacional estudos e propostas de aprimoramentos legais e/ou infralegais elaboradas no âmbito desta Iniciativa com o propósito de contribuir com a elaboração do Substitutivo ao Projeto de Lei nº 6.407 de 2013 (Apensado o Projeto de Lei nº 6.102/2016).

O relatório final do Subcomitê SC-2 conferiu maior clareza à aplicação dos regimes de outorga para a atividade de ESGN, e a proposta em tramitação foi construída de modo a estabelecer exclusivamente o regime de autorização. O novo texto legal aprovado pelo relator do processo no início de novembro de 2018, última atualização antes desta publicação, prevê, no Capítulo IV, Artigo 23, que a atividade de ESGN em reservatórios de hidrocarbonetos devolvidos à União e em outras formações geológicas não produtoras de hidrocarbonetos seria objeto de autorização a ser outorgada pela ANP à empresa ou consórcio de empresas constituídos sob as leis brasileiras, com sede e administração no País, por conta e risco do empreendedor. Neste caso, competiria a ANP definir as formações geológicas e as regras para a outorga de autorização.

Ainda de acordo com a proposta aprovada pelo relator, o Artigo 24 estabelece que a ANP disponibilizaria aos interessados, de forma onerosa, os dados geológicos relativos às áreas com potencial para ESGN, para análise e confirmação de sua adequação. Ressalta-se que a realização das atividades de pesquisas exploratórias não exclusivas, necessárias à confirmação da adequação das áreas com potencial para estocagem, dependeria de autorização da ANP. O Artigo 25 do Substitutivo ainda asseguraria o acesso de terceiros às instalações de ESGN, nos termos da regulação da ANP.

Por fim, o Artigo 26 estabelece que o gás natural importado ou extraído, nos termos das Leis nº 9.478, de 6 de agosto de 1997 (Lei do Petróleo) e nº 12.276, de 30 de junho de 2010, que esteja armazenado em formações geológicas, não constituiria propriedade da União a que alude o Artigo 20 da Constituição Federal. Assim sendo, o armazenador de gás natural não poderá retirar da formação geológica volume de gás natural superior ao originalmente armazenado, sendo que a infração ao disposto 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 (BRASIL, 2016).

Atualmente o Substitutivo ao Projeto de Lei nº. 6407/2013 (Apensado PL 6.102/16) se encontra em tramitação no Congresso Nacional e ainda não possui data definida para votação<sup>12</sup>.

---

<sup>12</sup> Vide: <http://www.camara.gov.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=593065>.

## 4 ESTIMATIVA DE CUSTOS

Neste Capítulo pretende-se apresentar a composição típica de custos referentes à construção e operação de uma instalação de ESGN, desde a perfuração dos poços até a construção das instalações de superfície. Além disso, serão apresentados dois estudos de caso, desenvolvidos por Abraham (2015) e Herrera (2004), que contemplam estimativas de custo de estocagem em campos depletados, sendo um nos Estados Unidos e um na Espanha.

### 4.1 COMPOSIÇÃO DE CUSTOS

A análise dos parâmetros econômicos de um projeto de ESGN se faz necessária para possibilitar a avaliação da existência de mercado para a implementação de uma nova instalação, além do retorno financeiro para o projeto em função de condicionantes e do risco financeiro do projeto. Nesta análise, diversos custos precisam ser considerados, sendo agrupados em dois grandes grupos: custo total de investimento (CAPEX) e custo operacional (OPEX). Dentro do CAPEX, os custos podem ser distribuídos em três subgrupos:

- custos de aquisição - custos associados à aquisição da área na qual será desenvolvida a estocagem (exemplo: aquisição do campo depletado), abandono<sup>13</sup> dos poços e recuperação do gás remanescente na acumulação adquirida;
- custos de desenvolvimento - custos de perfuração de novos poços, do controle dos poços, da construção das linhas e gasodutos, da faixa de servidão e das instalações de superfície bem como custos ambientais; e
- custo de gás de base - custo relativo à parcela de gás que precisa ser adquirida para manter a pressão mínima no reservatório e que assegura as retiradas de gás útil à pressão desejada.

O OPEX representa os custos necessários para manter a instalação funcionando, como por exemplo, energia para a estação de compressão, operação e de manutenção das instalações de superfície e dos dutos (ANYADIEGWU, 2012).

A Figura 13 ilustra os principais custos associados a uma instalação de ESGN em um campo depletado.

---

<sup>13</sup> Série de operações destinadas a restaurar o isolamento entre os diferentes intervalos permeáveis do poço, podendo ser permanente (quando não houver interesse de retorno ao poço) ou temporário (quando por alguma razão houver interesse).

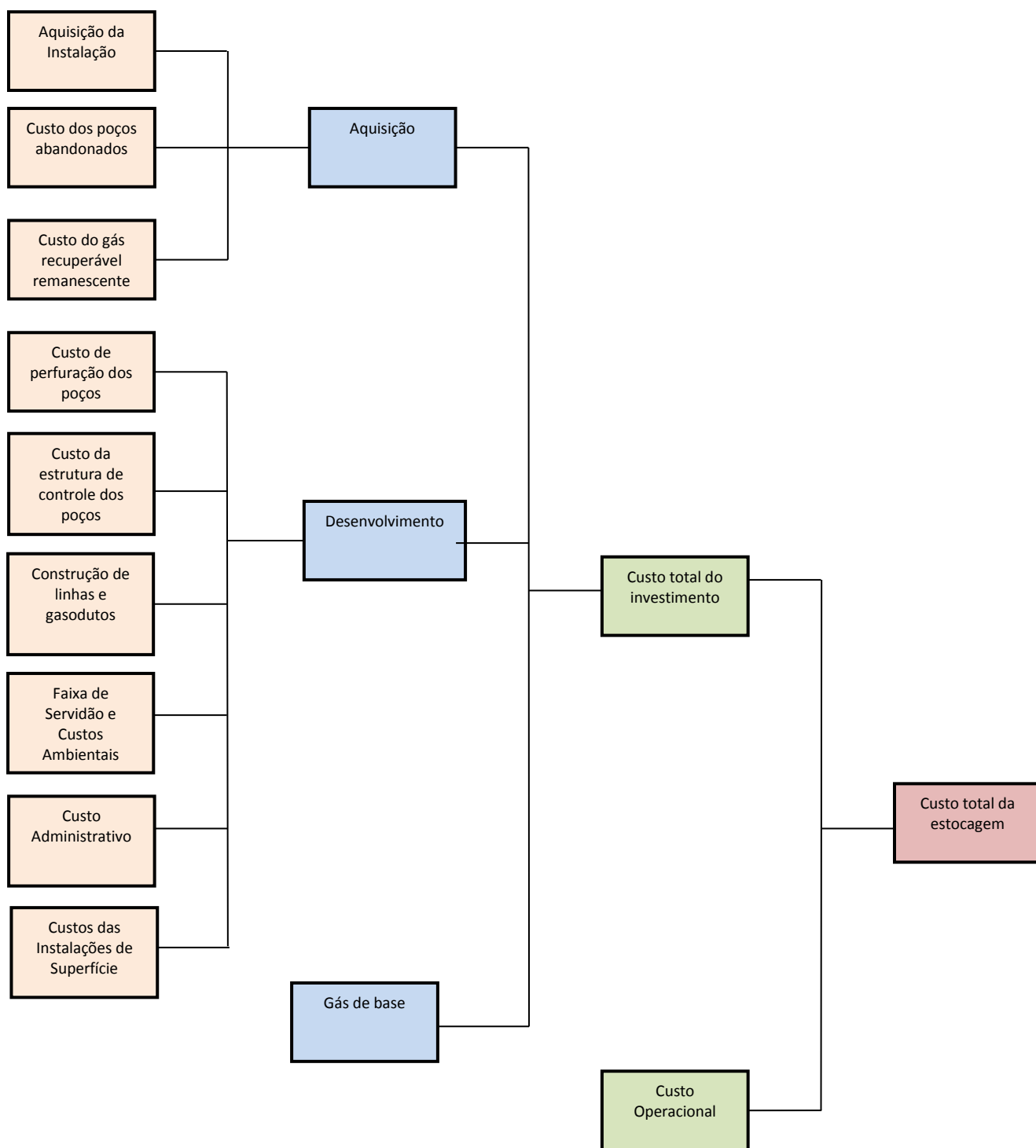


Figura 13 - Fluxograma de custos de uma instalação de ESGN em campo depletado

Fonte: Adaptado de ANYADIEGWU *et al.* (2012).

Os custos de uma instalação de ESGN dependem de diversos fatores, entre eles: o tipo de ESGN utilizada; as propriedades geológicas do reservatório (no caso de campos depletados e aquíferos); o processo de lixiviação (para cavernas salinas); a localização da instalação, em

relação à rede de gasodutos de transporte; a infraestrutura existente; a capacidade total de estocagem e a quantidade de gás de base, entre outros. Os custos de investimento possuem grande variabilidade em função da grande quantidade de itens que os influencia, mas mesmo assim, é possível estimar a distribuição percentual média dos custos dos principais elementos constituintes de uma instalação (MUÑOZ, 2012; EDI, 2016). A Tabela 7 apresenta a composição típica dos custos de investimento dos principais tipos de estocagem.

Tabela 7 - Composição típica de CAPEX dos principais tipos de estocagem

Elementos	Campos Depletados	Aquíferos	Cavernas Salinas
Poços	23%	33%	15%
Lixiviação	-	-	32%
Gás de base	27%	27%	12%
Unidade de Compressão	16%	13%	18%
Unidade de Desidratação	8%	7%	8%
Edificações	6%	5%	6%
Tubulação	6%	4%	4%
Unidades Auxiliares	7%	5%	3%
Outros	7%	6%	2%

Fonte: Elaboração própria EPE, com base em MUÑOZ (2012).

Pode-se notar que a composição de custos típica para aquíferos é muito parecida com a distribuição de campos depletados, uma vez que possuem regimes construtivos semelhantes. No caso de aquíferos, os custos da perfuração dos poços são superiores, visto que todos os poços precisam ser perfurados, enquanto é possível, algumas vezes, reaproveitar os poços existentes na estocagem em campos depletados. Para ambos os tipos de ESGN, observa-se que o custo do gás de base representa uma parcela significativa do CAPEX total (27%). Estima-se que os custos das instalações de superfície em campos depletados e aquíferos sejam de 50% e 40% do custo total, respectivamente. Em ambos os casos, o principal constituinte é a unidade de compressão.

No caso de cavernas salinas, a distribuição de custos de investimento é diferente, pois devem ser adicionados os custos com o processo de lixiviação, o qual necessita de uma quantidade considerável de água e, em contrapartida, produz também uma grande quantidade de salmoura. Analogamente ao caso de reservatórios porosos, os custos das instalações de superfície representam 41% do custo total, sendo que o principal constituinte é também a unidade de compressão. Com relação aos custos das instalações de subsuperfície, o principal representante é a lixiviação, com 32% (MUÑOZ, 2012). Segundo alguns autores, a parcela do custo de investimento do gás de base em instalações de ESGN pode ser bastante significativa, variando entre 20% e 60% do custo total (EDI, 2016).



## 4.2 ESTIMATIVA DE CUSTOS POR TIPO DE ESGN

Os custos em uma instalação de ESGN dependem fundamentalmente de dois parâmetros: profundidade e volume de gás útil. Na Tabela 8 é possível comparar os custos de investimento e de operação para os principais tipos de estocagem reportados por Muñoz (2012), em função destes parâmetros. Vale ressaltar que os custos de investimento mais recentes estão na mesma ordem de grandeza de Muñoz (2012), conforme endossado por Abraham (2015), EDI (2016) e EIA (2018) para todos os tipos de ESGN.

Tabela 8 - Custos típicos de estocagem em função da profundidade e do volume de gás útil

Tipo de ESGN	Profundidade (m)	Volume de gás útil (milhões de m <sup>3</sup> )	Custo de investimento (U\$/m <sup>3</sup> )	Custo de operação (U\$/m <sup>3</sup> )
Campo Depletado	< 1.000	500 - 1.000	0,14 - 0,17	0,008 - 0,017
	1.000 - 2.000	500 - 1.000	0,10 - 0,30	0,010
	> 2.000	500 - 1.000	0,07 - 0,36	0,006 - 0,016
Aqüífero	> 1.000	< 500	0,42 - 0,66	0,019
		500 - 1.000	0,22 - 0,42	0,006 - 0,020
		> 1.000	0,12 - 0,26	-
Caverna Salina	< 1.000	< 500	0,94	0,054 - 0,170
	1.000 - 2.000	-	0,49 - 0,62	-

Fonte: Elaboração própria EPE, com base em MUÑOZ (2012).

Pode-se observar que a ESGN em campos depletados possui o menor custo de investimento, em média, quando comparada aos demais tipos, já que usualmente possui infraestrutura existente. Nota-se também que, para uma dada faixa de volume de gás útil em campos depletados (500 a 1.000 milhões de m<sup>3</sup>), o intervalo típico de custos de investimento aumenta com o aumento da profundidade. Já no caso de aquíferos, observa-se que o custo de investimento, por m<sup>3</sup>, é reduzido com o aumento do volume de gás útil. Por outro lado, a ESGN em cavernas salinas possui o maior custo de investimento. É reportado que as ESGNs em cavernas salinas só são economicamente viáveis em aplicações que ofereçam um valor alto por unidade de capacidade de gás útil ou que necessitem múltiplos ciclos por ano, reduzindo o custo de operação destes serviços, tornando-as competitivas com outros tipos de ESGN. As cavernas salinas necessitam que seja realizado o processo de lixiviação, que envolve a injeção de água e a extração de salmoura, portanto a proximidade de um local fornecedor de água ou de um consumidor de salmoura pode acarretar em uma redução nos custos (MUÑOZ, 2012). Com base nos diversos casos resumidos na Tabela 8, estima-se que o OPEX monta a 7% a.a do CAPEX, no caso de campos depletados.

No sentido de se estimar uma tarifa de estocagem para projeto em um campo depletado, Abraham (2015) realizou um estudo de viabilidade econômica de uma ESGN hipotética em um campo depletado nas Montanhas Rochosas, EUA. As características técnicas do projeto em questão se encontram na Tabela 9.

Os fatores considerados para a análise econômica foram os seguintes: os custos de construção, de administração do capital, de acesso e faixa de servidão, de manutenção e operação, de ligação e abandono, de integridade e de perfuração de novos poços, as taxas federais e estaduais e o preço do gás de base. Para os cálculos dos custos gerais de construção, foi considerada a região das Montanhas Rochosas. A Tabela 10 detalha a estimativa de custos de investimento para este projeto de ESGN em campo depletado.

Tabela 9 - Características técnicas de projeto de ESGN em campo depletado nos EUA

Características técnicas do projeto	Valores
Capacidade total da ESGN (milhões de m <sup>3</sup> )*	1.682
Volume de gás de base (milhões de m <sup>3</sup> )	841
Taxa máxima de retirada (milhões de m <sup>3</sup> /dia)**	8
Taxa mínima de retirada (milhões de m <sup>3</sup> /dia)***	2,4
Número de poços de injeção / retirada	30
Número de unidades de desidratação	6
Número de unidades de medição	2
Número de unidades de compressão	1

\* Volume *in place* do reservatório

\*\* Taxa máxima à pressão de reservatório de 61 kgf/cm<sup>2</sup> (absoluta)

\*\*\* Taxa mínima à pressão de reservatório de 30,5 kgf/cm<sup>2</sup> (absoluta)

Fonte: Elaboração própria EPE, com base em ABRAHAM (2015).

Tabela 10 - Estimativa de CAPEX de ESGN em campo depletado nos EUA

RUBRICAS	US\$ mi (2011)
Poços	18,11
Faixa de Servidão	0,15
Meio Ambiente	3,50
Estação de Compressão	25,00
Medição e Regulação	4,00
Unidade de Desidratação	1,62
Gasodutos	29,76
Gás de base	118,10
Custo administrativo	8,88
Contingência (25%)	20,53
<b>Total</b>	<b>229,65</b>

Fonte: ABRAHAM (2015).

A estimativa da tarifa de estocagem do projeto foi realizada por Abraham (2015) através de um estudo considerando-se três cenários, em função de dois parâmetros: taxa interna de retorno (TIR) e procedência do fornecimento do gás de base, sendo mantida a duração do contrato em 15 anos. Os cenários foram os seguintes: cenário 1: TIR de 13% e gás de base sendo fornecido pelo operador; cenário 2: TIR de 10% e gás de base sendo fornecido pelo operador; e cenário 3: TIR de 13% e gás de base sendo fornecido pelos clientes. Foi observado que apenas no cenário 3 a tarifa ficou abaixo de um dólar por MMBtu, que foi definido como objetivo na análise de viabilidade e, mesmo nesse caso, os clientes deveriam fornecer o gás de base. O autor concluiu que a estocagem estudada não era viável economicamente naquele momento do estudo.

Já no estudo de Muñoz (2012), considera-se que a taxa mínima de atratividade para que se invista neste tipo de atividade econômica é de 12% ao ano, por isso os estudos de viabilidade que resultaram em uma TIR menor que 12% foram considerados inviáveis.

Herrera (2004) analisou a viabilidade econômica de uma estocagem hipotética em um campo depletado na Espanha. O reservatório estudado tinha as seguintes características: capacidade máxima de estocagem de 2.225 milhões de m<sup>3</sup>; taxas máximas de injeção e de retirada de 13 e 20 milhões de m<sup>3</sup>/dia, respectivamente; pressão mínima na entrada da planta de tratamento de 45 kg/cm<sup>2</sup>; pressões máxima e mínima de injeção na cabeça do poço de 280 Kg/cm<sup>2</sup> e 100 Kg/cm<sup>2</sup>, respectivamente.

A estocagem hipotética incluía um projeto de poço e de uma planta de tratamento, na qual os seguintes itens foram considerados: prevenção da formação de hidratos; ajuste de ponto de orvalho de hidrocarbonetos; ajuste de ponto de orvalho de água e estabilização dos condensados. Na planta de tratamento foi projetada a instalação de uma unidade Joule-Thomson, condensando todos os compostos mais pesados e cumprindo com as especificações para o transporte. Os condensados estabilizados seriam transportados para uma estação e posteriormente para a refinaria mais próxima, enquanto que os condensados leves seriam reaproveitados para o sistema de gás combustível da planta. O sistema de compressão teria a configuração de duas turbinas e quatro compressores. A Tabela 11 apresenta as estimativas de custos de investimento (CAPEX) na instalação de ESGN projetada, realizada utilizando-se o programa Questor.

Tabela 11 - Estimativa de custos de investimento de ESGN em campo depletado na Espanha

RUBRICAS	US\$ mi (2004)
Poços	60,2
Estação de Compressão	14,1
Medição	1,2
Desidratação	10,1
Unidade Joule-Thomson	4,6
Frete de equipamentos de instalações de superfície	2,0
Materiais para instalações de superfície	12,5
Fabricação de equipamentos para instalações de superfície	13,1
Construção da planta de tratamento	31,6
Outros equipamentos e utilidades das instalações de superfície	9,2
Estudos de engenharia, supervisão, certificação e seguros	14,7
Linha de exportação de condensado	6,9
Gasodutos	55,2
Custo administrativo	7,4
Contingência (15%)	26,1
<b>Total</b>	<b>268,9</b>

Fonte: Adaptado de HERRERA (2004).

Pode-se notar que não foi levado em conta neste projeto de ESGN o custo do gás de base, que é um componente de alto custo em um projeto deste porte. Os custos operacionais (OPEX) deste projeto de campo depletado na Espanha, estimados em US\$ 26,3 milhões/ano através do programa Questor, incluíram custos de operação das instalações de ESGN e dos

compressores; custos de manutenção de poços e custos com pessoal, inspeções, consumíveis, logística, seguro e administração. Quanto à tarifa de estocagem, foi calculado um valor mínimo de US\$ 0,0036/m<sup>3</sup>, onde a TIR mínima exigida foi de 12%. Foi concluído também que o projeto não poderia ter valor superior a US\$ 284 milhões, caso contrário seria economicamente inviável.

Em relação à estimativa de custos de implantação de ESGN no Brasil, a empresa Stogas estima um custo de investimento do Campo de Santana da ordem de 100 milhões de dólares (ABEGAS, 2016). Ainda segundo esta empresa, o Campo de Santana terá capacidade de gás útil de 120 milhões de m<sup>3</sup> (STOGAS, 2015). Considerando-se que um campo depletado necessita de aproximadamente 50% de gás de base no reservatório para manter a pressão (EDI, 2016), estima-se que a capacidade total de estocagem neste campo será de 240 milhões de m<sup>3</sup>.

A Tabela 12 apresenta uma comparação entre os estudos de caso de ESGN em campos depletados acima reportados. É possível observar que os custos das instalações de ESGN em campos depletados variam bastante, pois há diversas condições que podem causar tais variações, tais como a capacidade total da ESGN; a geologia do campo; as quantidades de poços a serem abandonados ou perfurados e, finalmente, as plantas de tratamento e as unidades de compressão que serão necessários para a instalação. Ou seja, entende-se que cada instalação de estocagem precisa ser estudada separadamente com suas devidas particularidades sendo levadas em consideração.

Tabela 12 - Comparação entre estimativas de custo de projetos de ESGN em campos depletados

Projeto de ESGN	Capacidade total da ESGN (milhões de m <sup>3</sup> )	Taxa de injeção (milhões de m <sup>3</sup> /dia)	Taxa de retirada (milhões de m <sup>3</sup> /dia)	CAPEX (US\$ mi)	Tarifa de estocagem (US\$/MMBtu/mês)
Abraham (2015)	1.682	8	-	230 <sup>14</sup>	0,083 <sup>15</sup>
Herrera (2004)	2.225	13	20	269 <sup>16</sup>	0,10*
Stogas (2015) e Abegas (2016)	240	1 - 2	2 - 3	100	0,5 <sup>17</sup>

\* Herrera (2004) estimou a tarifa de estocagem em US\$ 0,0036/m<sup>3</sup>, que foi convertida para US\$/MMBtu, utilizando-se o fator de conversão de 1 MMBtu = 26,83 m<sup>3</sup>.

Fonte: Elaboração própria EPE, com base em ABRAHAM (2015), HERRERA (2004), STOGAS (2015) e ABEGAS (2016).

### 4.3 TEMPO DE CONSTRUÇÃO E DE OPERAÇÃO

Muñoz (2012) reporta um tempo de construção de três anos e meio a cinco anos para ESGN em campos depletados, de forma geral. Já um estudo realizado pela EDI (2016) reporta tempos

<sup>14</sup> Estimativa de custo de investimento do projeto, considerando-se o custo do gás de base. Ano base: 2011.

<sup>15</sup> Tarifa máxima aceitável para viabilizar o projeto.

<sup>16</sup> Estimativa de custo de investimento do projeto, sem considerar o custo do gás de base. Ano base: 2014.

<sup>17</sup> Estimativa própria, com CAPEX informado em ABEGAS (2016). Para maiores detalhes, ver Capítulo 4.3.

de construção para instalações de ESGN de diversos tipos, na Europa. Os *lead-times* reportados (tempos que incluem as fases de planejamento, projeto e construção) são de 1 a 5 anos, de 10 a 12 anos e de 5 a 8 anos para cavernas salinas, aquíferos e campos depletados, respectivamente, conforme já mostrado na Tabela 1 (FERC, 2004; EDI, 2016). Embora haja um tempo de planejamento e projeto grandes, principalmente para aquíferos e para campos depletados, somente a etapa de construção destes dois tipos de ESGN levaria cerca de 3 anos. Já no caso das cavernas salinas, praticamente todo o tempo de 1 a 5 anos seria utilizado na construção em si, com um pequeno tempo de projeto.

Os fluxos de caixa reportados por EDI (2016) consideram um tempo de vida útil de 30 anos, ou seja, o projeto deve se pagar em pelo menos 30 anos, incluindo o tempo de planejamento e projeto. Já Muñoz (2012) afirma que os tempos de vida útil das instalações de ESGN variam de 30 a 40 anos e utiliza nas análises um tempo de operação de 30 anos, o que favorece a recuperação dos investimentos em relação aos 20 a 22 anos considerados por EDI (2016).

Os fluxos de caixa apresentados no EDI (2016) são mostrados na Figura 14.

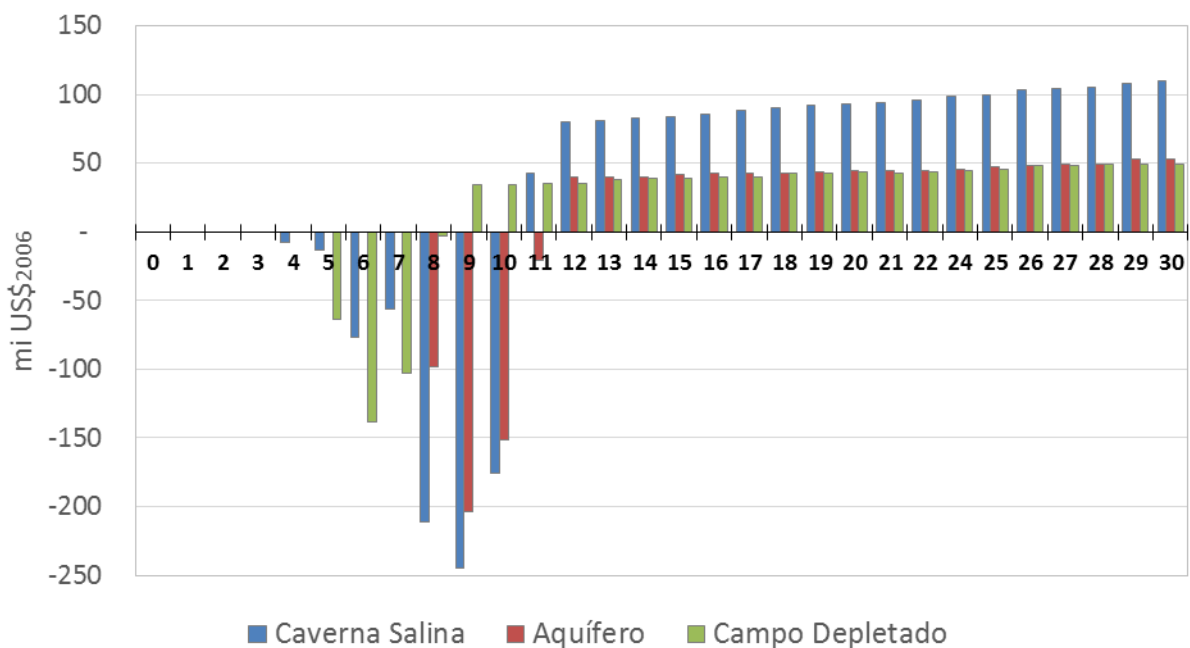


Figura 14 - Fluxos de Caixa para diferentes tipos de ESGN

Fonte: adaptado de EDI (2016).

## 5 ESTUDO DE CASO: VIABILIDADE ECONÔMICA DE UM PROJETO DE ESGN NO BRASIL

Com base nas informações de CAPEX e OPEX coletadas na literatura, assim como os parâmetros típicos foi realizado um estudo de viabilidade econômica de um projeto de ESGN com características similares ao Campo de Santana, na Bacia do Recôncavo (BA), utilizando-se a metodologia de fluxo de caixa descontado. Conforme já mostrado na Tabela 12, a empresa Stogas estima um custo de investimento do Campo de Santana da ordem de 100 milhões de dólares, com capacidade de gás útil de 120 milhões de m<sup>3</sup> e capacidade total de estocagem de 240 milhões de m<sup>3</sup> (STOGAS, 2015). O estudo foi realizado considerando-se um Caso Base e quatro casos, cujas premissas são apresentadas a seguir.

No Caso Base, utilizando-se as características do Campo de Santana, foi avaliada a viabilidade de um projeto de ESGN com 30 anos de duração, sendo 3 de construção e 27 de operação. Nesta etapa, foi estimado o preço mínimo da reserva da capacidade de armazenamento, em US\$/MMBtu/mês, para que o projeto se viabilizasse. Foi considerado que não seriam cobradas taxas de injeção e retirada separadamente, estando ambas embutidas no valor de armazenamento. Neste Caso Base, foram considerados valores de TIR de 10% e de 15%, calculando-se a tarifa de reserva de capacidade da estocagem em US\$/MMBtu/mês.

Nos demais casos, foi considerado que a empresa operadora do projeto, ou mesmo outra empresa que contratasse a capacidade de ESGN, implementaria estratégias adicionais concomitantes à estocagem propriamente dita, provendo assim diferentes serviços ao mercado durante a vida útil do projeto de ESGN. Estas estratégias teriam duração de 1 ano cada, deveriam remunerar adequadamente os custos da estocagem conforme estimado no Caso Base, e poderiam ser: arbitragem de preços de gás natural (Caso 1), venda de gás natural para UTEs (Caso 2) ou *peak-shaving*<sup>18</sup> para produtores de gás natural (Caso 3). Para isso, foram construídos fluxos de caixa adicionais baseados nos modelos de negócio considerados. Além disso, no Caso 4, foi realizada uma análise detalhada, considerando os dados históricos de preços de gás natural e GNL, assim como a demanda termelétrica reportada no Brasil de 2010 a 2017. Assim, buscou-se avaliar a viabilidade econômica de uma instalação de ESGN que tivesse operado durante este período.

Nestes 4 casos, utilizou-se a tarifa de ESGN calculada com uma TIR de 10%, uma vez que o agente envolvido na parte comercial da estocagem teria um contrato firme de reserva de capacidade junto à empresa que construiu a ESGN, reduzindo assim os riscos desta parte do projeto. Ainda em relação a estes casos, a Média Ponderada de Custo de Capital (*Weighted*

---

<sup>18</sup> Atenuação de picos tanto de produção quanto de demanda. Pela demanda encontra-se geralmente relacionado à elevados níveis de consumo que ocorrem em dado momento, de forma rápida. Pelo lado da produção de gás natural, são aqueles que ocorrem logo após a perfuração de novos poços produtores, ou durante o pico de produção que ocorre nos anos iniciais da vida útil do campo.

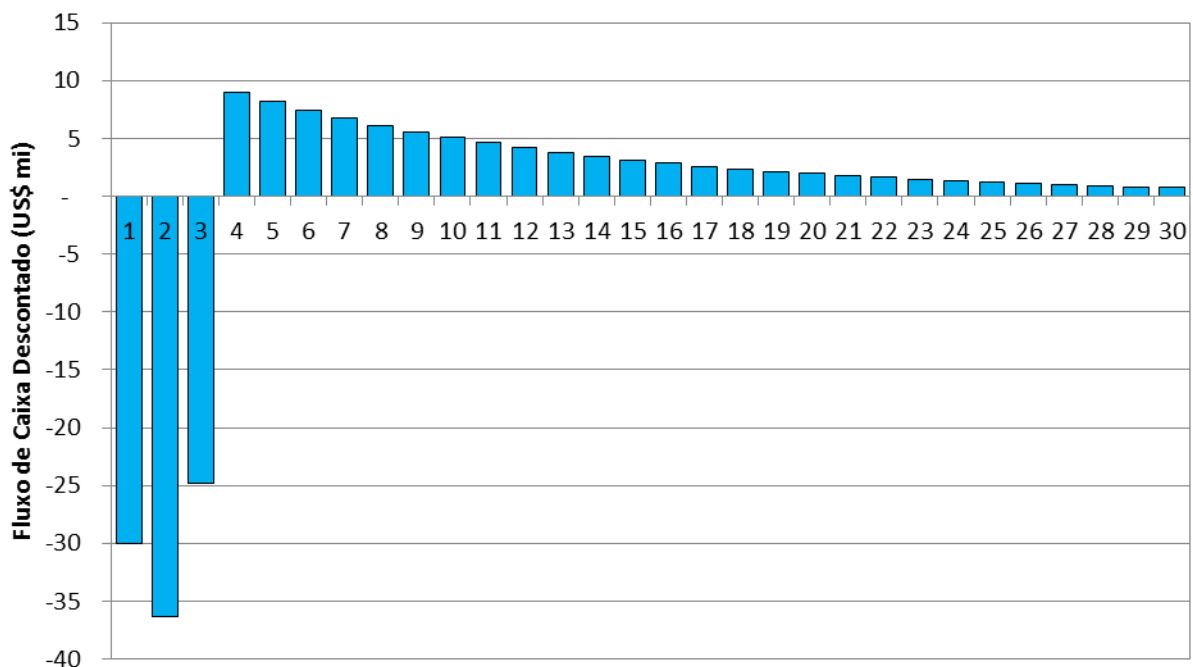
*Average Cost of Capital* - WACC<sup>19</sup>) foi fixada em 10% ao ano e, em todos os casos, fixou-se o Imposto de Renda em 25% e a Contribuição Social sobre Lucro Líquido (CSLL) em 9%. Os resultados obtidos não incluem valores de Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), Programas de Integração Social (PIS)/Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) e Imposto sobre Serviços (ISS). O Caso Base, assim como os Casos 1 a 4, serão descritos a seguir, assim como as premissas utilizadas e os resultados obtidos.

### **Caso Base: viabilidade de um projeto de ESGN**

Conforme já comentado, foi considerado um projeto com características similares ao do Campo de Santana, com capacidade de 120 milhões de m<sup>3</sup> de gás útil e 120 milhões de m<sup>3</sup> de gás de base. Utilizaram-se valores de CAPEX total de US\$ 100 milhões, já incluindo o gás de base, e de OPEX anual de US\$ 7 milhões (7% do CAPEX, conforme a média das estimativas apresentadas por Muñoz, 2012). Considerou-se a construção em 3 anos, com dispêndios de 30%, 40% e 30% no primeiro, segundo e terceiro anos, respectivamente.

Utilizando-se uma TIR de 10%, obteve-se como resultado uma tarifa de US\$ 0,47 /MMBtu/mês, considerando-se apenas pagamento pela reserva de capacidade de gás útil de 120 milhões de m<sup>3</sup>. Este cálculo foi refeito considerando uma TIR de 15% (faixa superior de TIR reportada na literatura) e, neste caso, obteve-se uma tarifa de US\$ 0,63 /MMBtu/mês.

A Figura 15 apresenta o fluxo de caixa descontado do projeto, por ano.



**Figura 15 - Caso base: fluxo de caixa descontado de um projeto de ESGN**

Fonte: Elaboração própria EPE.

<sup>19</sup> Taxa que mede a remuneração requerida sobre o capital investido em uma determinada empresa ou entidade com fins lucrativos. Representa a média ponderada dos custos dos diversos componentes de financiamento utilizados por uma empresa para financiar suas necessidades financeiras.



### Caso 1: arbitragem de preços de GNL

No Caso 1, foi considerado que o operador da instalação de estocagem faria arbitragem de preços de GNL, comprando este insumo quando o mercado estivesse em baixa, estocando-o na forma gasosa, e vendendo-o na forma de gás natural, em território nacional, quando o GNL estivesse em alta no mercado global. Alternativamente, a empresa que realizaria esta operação seria diferente do operador da instalação de ESGN e, neste caso, haveria pagamento da tarifa de estocagem (estimada no Caso Base) à empresa de ESGN.

Considerou-se que haveria compra de gás natural durante 9 meses do ano, para venda durante 3 meses, quando o preço do GNL no mercado mundial estaria mais alto (inverno no hemisfério Norte). A Figura 16 ilustra a dinâmica de injeção e retirada de gás natural considerada durante o ano, por mês, assim como a variação anual do inventário.

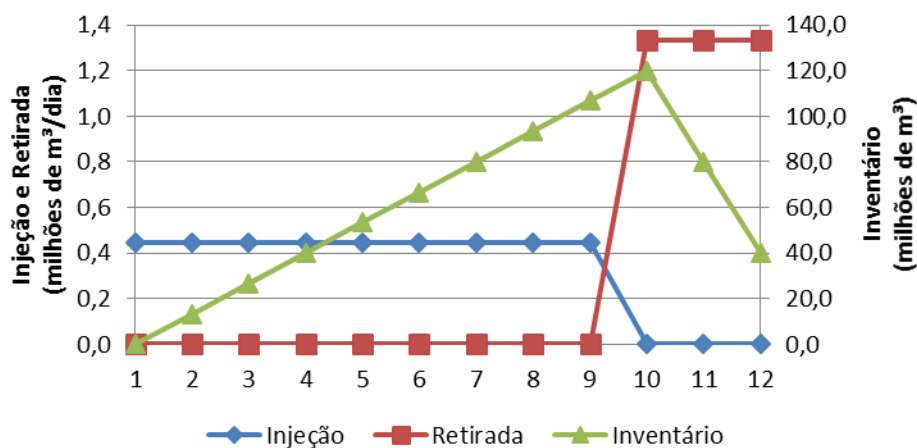


Figura 16 - Caso 1: arbitragem de preços de GNL

Fonte: Elaboração própria EPE.

Considerou-se um preço de GNL de US\$ 6,00 /MMBtu (valor FOB médio do GNL comprado pelo Brasil no primeiro semestre de 2017, nos meses em que há compra do mesmo (MME, 2017b), o que leva a um preço de gás natural de US\$ 7,00 /MMBtu após internação e regaseificação. Neste caso, estimou-se que o projeto seria viabilizado caso haja uma diferença de cerca de US\$ 6,16 /MMBtu entre os preços de compra e venda de gás natural. Ou seja, o projeto se torna viável caso o preço FOB do GNL no mercado mundial ou o preço do GNL, já regaseificado e internado no Brasil variem em US\$ 6,16 /MMBtu ou mais entre os meses de inverno no hemisfério Norte e o restante do ano.

Cabe ressaltar que já houve diferenças desta ordem de grandeza entre os preços máximo e mínimo das cargas de GNL contratadas pelo Brasil no mercado *spot* nos últimos anos, tendo havido também diferenças importantes nos preços médios mensais para o mesmo ano, conforme apresentado na Figura 17. Porém, atualmente, o mercado global de GNL encontra-

se com uma situação favorável de oferta, e são esperadas menores variações nos preços de GNL no inverno do que as que ocorreram nos últimos anos, o que pode tornar o cenário representado neste Caso 1 inviável economicamente, devido à possibilidade de que a variação nos preços do GNL não ocorra na amplitude necessária.

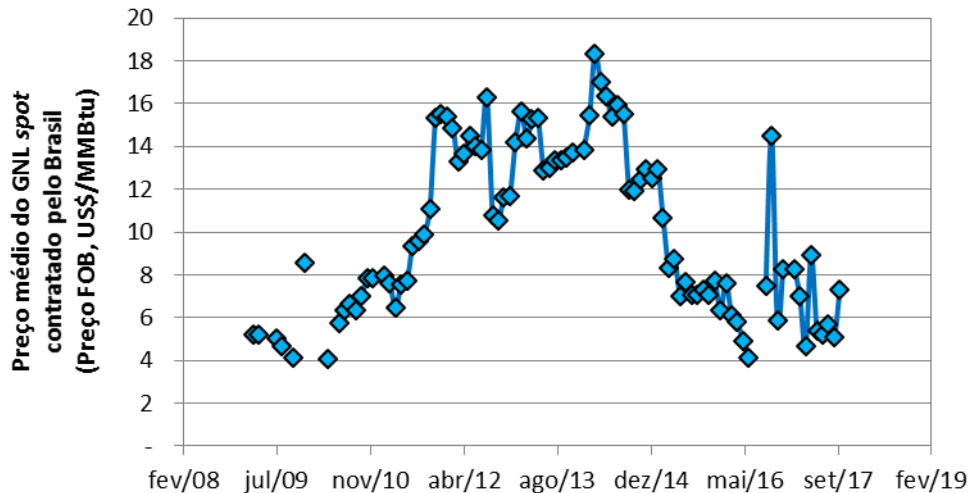


Figura 17 - Preços de GNL spot no Brasil

Fonte: Elaboração própria EPE, com base em MME (2017a).

### Caso 2: venda de gás natural para UTEs

No Caso 2, foi considerado que o operador da instalação de estocagem, ou outro agente comercializador, compraria gás natural em base firme, e venderia para uma UTE quando esta necessitasse despachar. Considerou-se que o volume de gás natural consumido pela UTE seria de 2,4 milhões de m<sup>3</sup>/d e que a UTE operaria por dois meses no ano. Sendo assim, a compra de gás natural em base firme pela empresa avaliada seria de 0,4 milhões de m<sup>3</sup>/d, durante todo o ano, e este gás natural seria injetado no reservatório, conforme mostrado na Figura 18. Cabe ressaltar que, nos meses 11 e 12, quando a UTE fosse acionada, a empresa continuaria comprando um volume de 0,4 milhões de m<sup>3</sup>/dia e repassando-o direto para a UTE, portanto, a retirada da estocagem seria de apenas 2,0 milhões de m<sup>3</sup>/d.

Considerou-se um preço de compra de gás natural de US\$ 7,00 /MMBtu, o mesmo preço do GNL após internação e regaseificação considerado no Caso 1. Neste caso, estimou-se que o projeto se viabilizaria caso a diferença entre os preços de venda e de compra do gás pela empresa fosse igual ou maior que US\$ 5,15 /MMBtu. Em outras palavras, caso a UTE esteja disposta a pagar, em um contrato flexível com o responsável pela ESGN, um valor US\$ 5,15 /MMBtu maior do que o valor de compra de gás natural na modalidade firme por este agente junto a seus fornecedores, o negócio se viabilizaria.

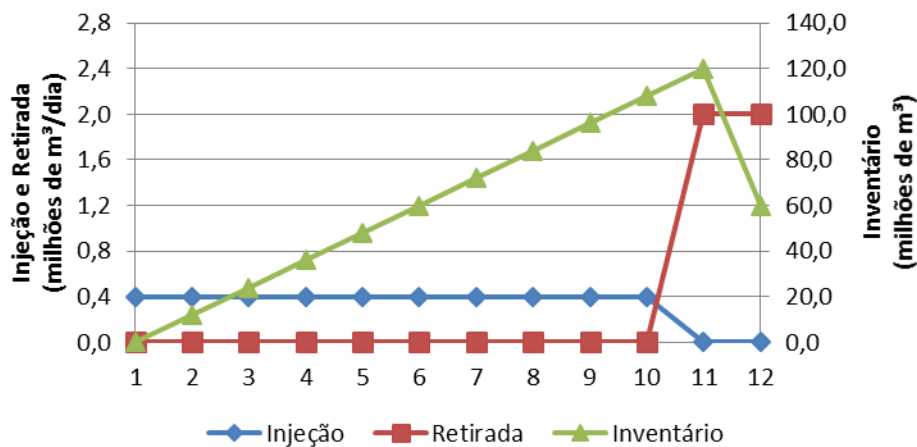


Figura 18 - Caso 2: venda de gás natural para UTEs

Fonte: Elaboração própria EPE.

**Caso 3: *peak-shaving* para produtores de gás natural**

No Caso 3, foi considerado que o operador da instalação de estocagem, ou outro agente comercializador, faria um acordo com um produtor de gás natural, armazenando volumes de gás natural que fossem produzidos acima dos volumes dos contratos que este produtor tenha celebrado com seus clientes, e fornecendo novamente este gás natural quando a produção ocorresse abaixo dos volumes contratados. Isto permitiria ao produtor honrar seus contratos de fornecimento em base firme, reduzindo seu risco e ao mesmo tempo aproveitando o gás natural produzido em situações de pico (por exemplo, logo após a completação de novos poços de produção, quando a produção total do campo tem aumento significativo). Considerou-se que a produção oscilaria durante o ano em até 1 milhão de m³/d (ou 30 milhões de m³ por mês), sendo 6 meses acima e 6 meses abaixo dos volumes contratados, conforme mostrado na Figura 19.

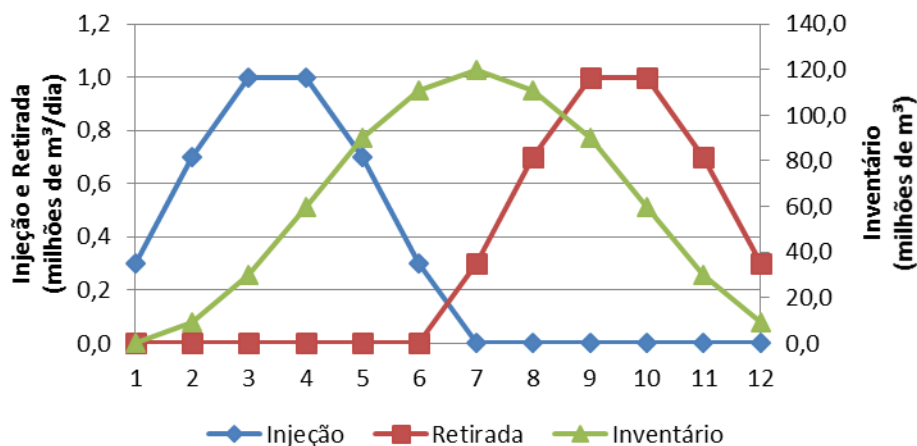


Figura 19 - Caso 3: *peak-shaving* para produtores de gás natural

Fonte: Elaboração própria EPE.

Neste caso, estimou-se que o projeto se viabilizaria caso fosse cobrado do produtor de gás natural um valor de cerca de US\$ 5,75 /MMBtu, sendo que este valor seria cobrado apenas uma vez para cada parcela de gás natural injetada e, posteriormente, retirada. Alternativamente, esta cobrança poderia ser distribuída entre tarifas de injeção, armazenamento e retirada, dependendo do acordo entre o prestador de serviço e o produtor de gás natural. Esta estratégia pode vir a aprimorar a viabilidade econômica de um projeto de E&P, principalmente no caso de gás natural associado, quando há risco de perda de receita devido à não exploração do petróleo.

#### **Caso 4: análise usando dados históricos**

Além dos três estudos de caso já apresentados, buscou-se avaliar se um projeto de ESGN poderia ter se mostrado viável para atender à demanda termelétrica do estado do Rio de Janeiro (considerando o fornecimento de gás para UTEs pela CEG e pela CEG-Rio) de 2010 a 2017 (oito anos de fornecimento). Neste caso, o agente comercial que tem capacidade reservada na instalação de ESGN compraria gás natural em base firme, aos mesmos preços que foram praticados para as Companhias Distribuidoras Locais (CDLs) neste período, e venderia às UTEs pelos preços de GNL que foram observados no mesmo período.

Em cada ano, foi considerada a compra de volumes fixos das CDLs, que seriam repassados diretamente para as UTEs, sendo que os excedentes seriam estocados. Por outro lado, nos meses em que a demanda das UTEs fosse maior que os volumes comprados, seria retirado gás natural da ESGN para supri-las. Os volumes de compra foram definidos a cada ano de forma que a capacidade total necessária do inventário fosse minimizada. Isso resultou em uma capacidade de ESGN necessária de cerca de 1 milhão de m<sup>3</sup> de gás útil, que corresponde a 5% da demanda diária máxima (que é de cerca de 20 milhões de m<sup>3</sup>/d). Este percentual é menor do que aquele observado em países com maior necessidade de segurança de suprimento (EUA 18%, França 29%, Alemanha 24%; CEDIGAZ, 2015), e por isso foi considerado factível.

Mesmo com a capacidade de gás útil necessária sendo cerca de 8 vezes maior do que a do Campo de Santana, com possíveis ganhos de escala (e, portanto, uma tarifa de estocagem menor que os US\$ 0,47 /MMBtu/mês estimados no Caso Base), optou-se por utilizar a mesma tarifa de estocagem estimada anteriormente, uma vez que esta capacidade também poderia estar dividida por 8 projetos similares ao do Campo de Santana, e não necessariamente provir de um único projeto. Na Figura 20, são apresentados os volumes comprados por ano, os volumes entregues às UTEs e a variação do inventário na ESGN.

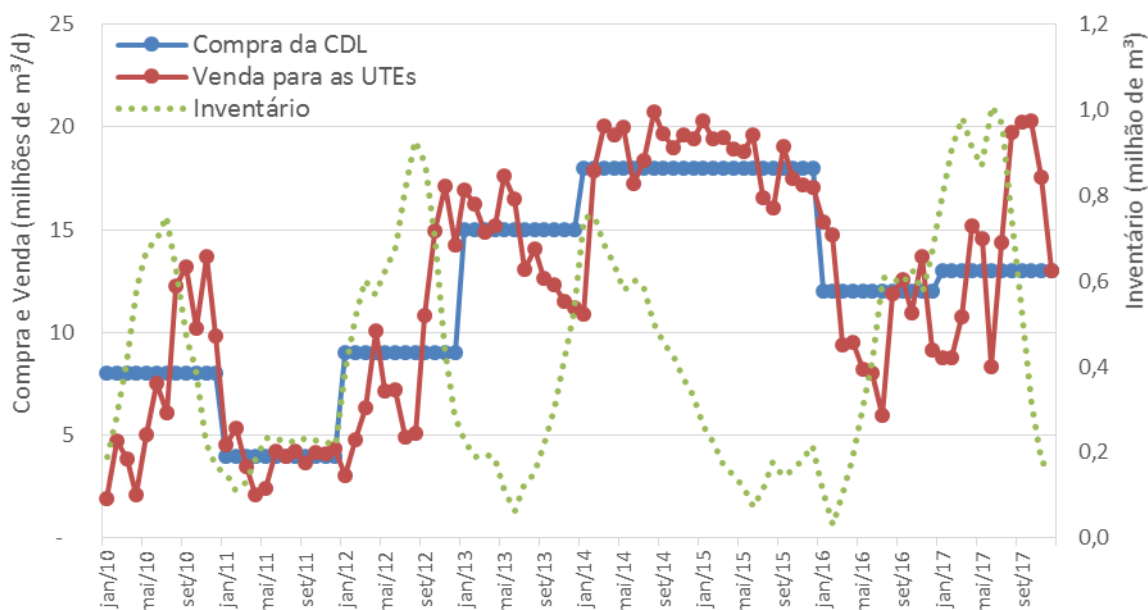


Figura 20 - Caso 4: análise usando dados históricos

Fonte: Elaboração própria EPE.

Considerando-se estes condicionantes, os cálculos foram realizados para um preço de venda do gás natural para as térmicas igual ao preço FOB do GNL em cada mês, acrescido de US\$ 0,30 /MMBtu de frete e US\$ 0,77 /MMBtu de regaseificação (EPE, 2017). O VPL resultante do projeto foi de cerca de US\$ 790 milhões, ou US\$ 99 milhões por ano. Concluiu-se, portanto, que esta estratégia seria viável para este cenário.

Os resultados da análise econômica permitem concluir que, com base nos parâmetros adotados, uma instalação de ESGN se tornaria viável caso cobrasse uma tarifa de US\$ 0,47 a US\$ 0,63 /MMBtu/mês. Além disso, realizando-se estratégias comerciais e oferecendo-se serviços a diversos tipos de clientes, o projeto seria viável caso a diferença entre os preços do gás natural injetado e retirado da ESGN, ou entre os preços do gás natural comprado e vendido pelo agente comercializador que utilizasse a ESGN, fosse de cerca de 5 a 6 US\$/MMBtu. A análise usando dados históricos permitiu concluir que um projeto de ESGN com cerca de 1 milhão de m<sup>3</sup> de gás útil teria sido viável caso este operasse entre 2010 e 2017 para atendimento às UTEs do estado do Rio de Janeiro, de acordo com o histórico de preços e condicionantes de mercado, principalmente devido ao fato de o preço do GNL no mercado internacional ter ultrapassado o preço do gás natural nacional na maior parte deste período.

Deve ser apontado que a análise apresentada possui algumas limitações, principalmente quanto ao CAPEX e ao OPEX utilizados, que foram estimados com base na literatura, porém podem apresentar variações consideráveis para cada projeto específico. Além disso, as estratégias de monetização dos projetos de ESGN podem ser diferentes das aqui apontadas, assim como o WACC adotado nas análises de viabilidade, que é influenciado pela análise de risco do empreendedor.

Além disso, há outras incertezas que influenciam bastante na viabilidade econômica deste tipo de projeto. Uma delas é o preço de venda do gás natural para as UTEs. Caso as UTEs

paguem ao mercado preços de gás natural compatíveis com os do GNL importado, poderiam escolher comprar de um operador de ESGN caso este ofertasse gás natural a um valor igual ou menor. Porém, caso mesmo sendo atendidas por GNL estas UTEs paguem preços compatíveis com o do gás natural nacional, a viabilidade de ESGN se torna mais desafiadora.

Uma segunda incerteza concerne à incidência de margem de distribuição e impostos sobre os preços de gás natural de forma duplicada: uma vez no momento da compra pelo agente comercial que tem capacidade reservada na instalação de ESGN, e outra no momento da venda para o consumidor. Caso isso ocorra, a viabilidade do projeto seria prejudicada, já que estas parcelas seriam pagas em dobro, e assim deveria haver uma maior diferença entre os preços de compra e venda do gás natural para que o negócio se viabilizasse.

## 6 ESTUDO DE CASO: SIMULAÇÃO DE ESTOCAGEM NA MALHA DE GASODUTOS NO BRASIL

Este Capítulo aborda a avaliação do potencial de um projeto de ESGN através de modelagem como um campo depletado, utilizando simulações termofluido-hidráulicas transientes para fins de balanceamento dos gasodutos de transporte e da garantia de suprimento da demanda.

Objetiva-se verificar o comportamento da infraestrutura de gás existente com uma ESGN hipotética, analisando os seus impactos, principalmente em termos de pressão e volume nos pontos sensíveis da malha de gasodutos da Bahia, levando-se em consideração todas as demandas termelétricas do estado e o terminal de GNL ali instalado (Terminal de Regaseificação de GNL da Bahia, TRBA).

Neste contexto, realizou-se um estudo de caso, empregando a modelagem e o cenário de oferta e demanda obtidos a partir de EPE (2017), para os valores de projeção relativos ao ano de 2026. O estudo de caso foi dividido em dois cenários, sem ESGN e com ESGN, com o intuito de verificar o comportamento da infraestrutura de gás existente em relação à instalação desta ESGN hipotética. Adicionalmente, avaliou-se a sinergia entre a estocagem subterrânea de gás e o GNL em relação à logística deste energético.

Por fim, embora seja mais comum o uso de cavernas salinas para auxiliar no atendimento de demandas termelétricas, considerou-se como premissa que a ESGN modelada em um campo depletado teria capacidade para atender a demandas destes tipos na região analisada. Isso se justifica pela taxa de retirada considerada possuir valores próximos a demanda a ser atendida na região estudada.

### 6.1 DETERMINAÇÃO DOS PARÂMETROS NECESSÁRIOS À MODELAGEM DA ESGN

Lima (2014) avaliou o potencial de alguns campos depletados de óleo e de gás natural para projetos de ESGN na Bacia do Recôncavo, na Bahia. Entre as conclusões, o autor considerou os campos de Dias D'Ávila, de Fazenda Gameleira e de Lagoa Verde com maior potencial para serem transformados em ESGN por apresentarem as melhores porosidades e permeabilidades. Os campos do Vale do Quiricó, Miranga Leste e Fazenda Azevedo Oeste ainda produzem óleo, por isso, nesse momento, não seriam candidatos para instalações de ESGN. Além disso, esses campos necessitariam de tratamento adicional para retirada do óleo. Os campos de Beija-Flor e de Caracatu, apesar de possuírem bons valores de porosidade, apresentam valores extremamente baixos para a permeabilidade, postergando-se os estudos destes campos e fazendo com que tenham menor atratividade.

Optou-se nesta Nota Técnica pela análise de ESGN em um campo com características similares ao campo de Santana, localizado na Bacia do Recôncavo, no qual se encontra o único projeto de ESGN em desenvolvimento no Brasil e, portanto, com um estágio mais avançado de maturidade. Este campo entrou em operação em 1963, tendo como objetivo principal a



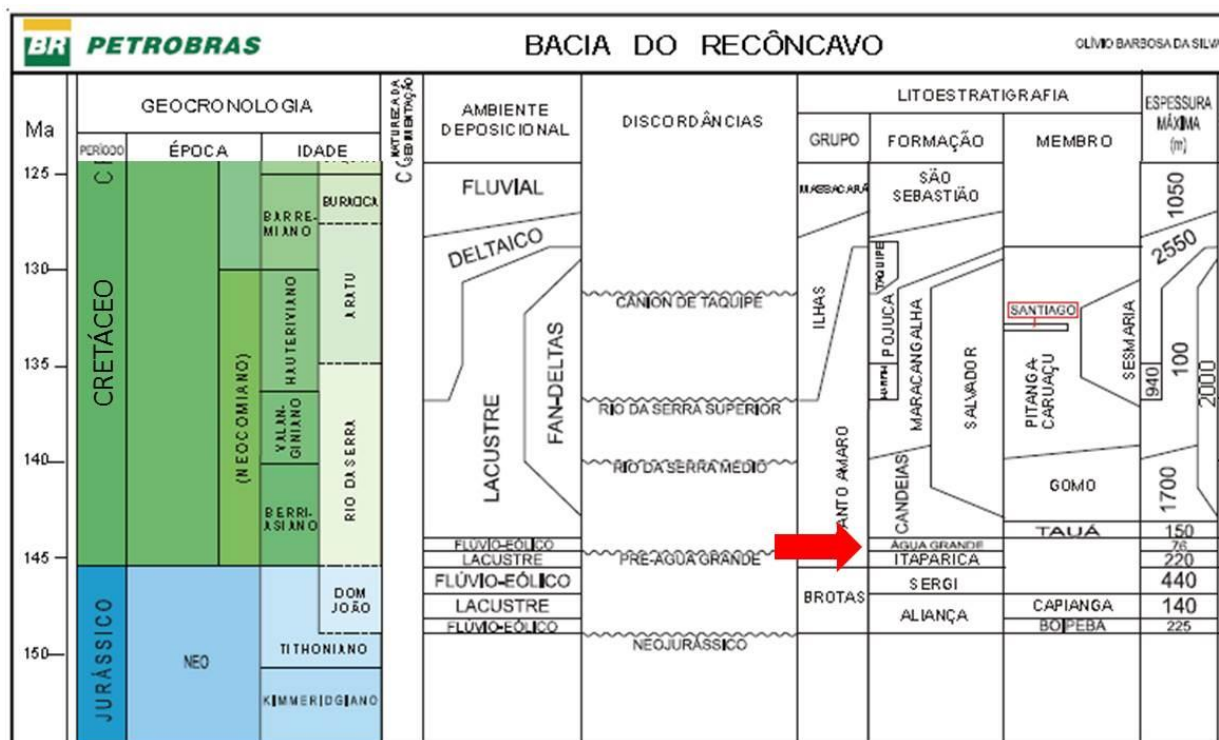
produção de óleo na Formação Água Grande (STOGAS, 2015), cujas principais características estão na Tabela 13. Tais características foram obtidas a partir do resumo do sumário executivo do Plano de Desenvolvimento, elaborado pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

Tabela 13 - Características da Formação Água Grande no Campo de Santana

Propriedade	Valor
Área	26,93 km <sup>2</sup>
Número de poços perfurados/produtores	54/6
Porosidade	13 - 15 %
Permeabilidade	178 - 239 mD
Volume in place de óleo (31/12/2014)	3,4 milhões de m <sup>3</sup>
Volume in place de gás (31/12/2014)	357 milhões de m <sup>3</sup>

Fonte: Elaboração própria EPE, com base em ANP (2016).

Em termos geológicos, os arenitos de origem fluvial e eólica da Formação Água Grande são mostrados na Figura 21 (SILVA *et al.*, 2007).



\*As demais unidades não foram representadas.

Figura 21 - Detalhe de parte da carta estratigráfica da Bacia do Recôncavo com destaque para a Formação Água Grande\*

Fonte: SILVA *et al.* (2007).

A modelagem e avaliação da ESGN teórica em campo depletado foi realizada utilizando parâmetros da literatura internacional e dados de Engenharia de Reservatórios de campos depletados situados na Bacia do Recôncavo, com destaque para o campo de Santana (ANP,

2016; STOGAS, 2015). A Figura 22 apresenta a localização de campos dessa bacia e a infraestrutura de gás natural próxima.

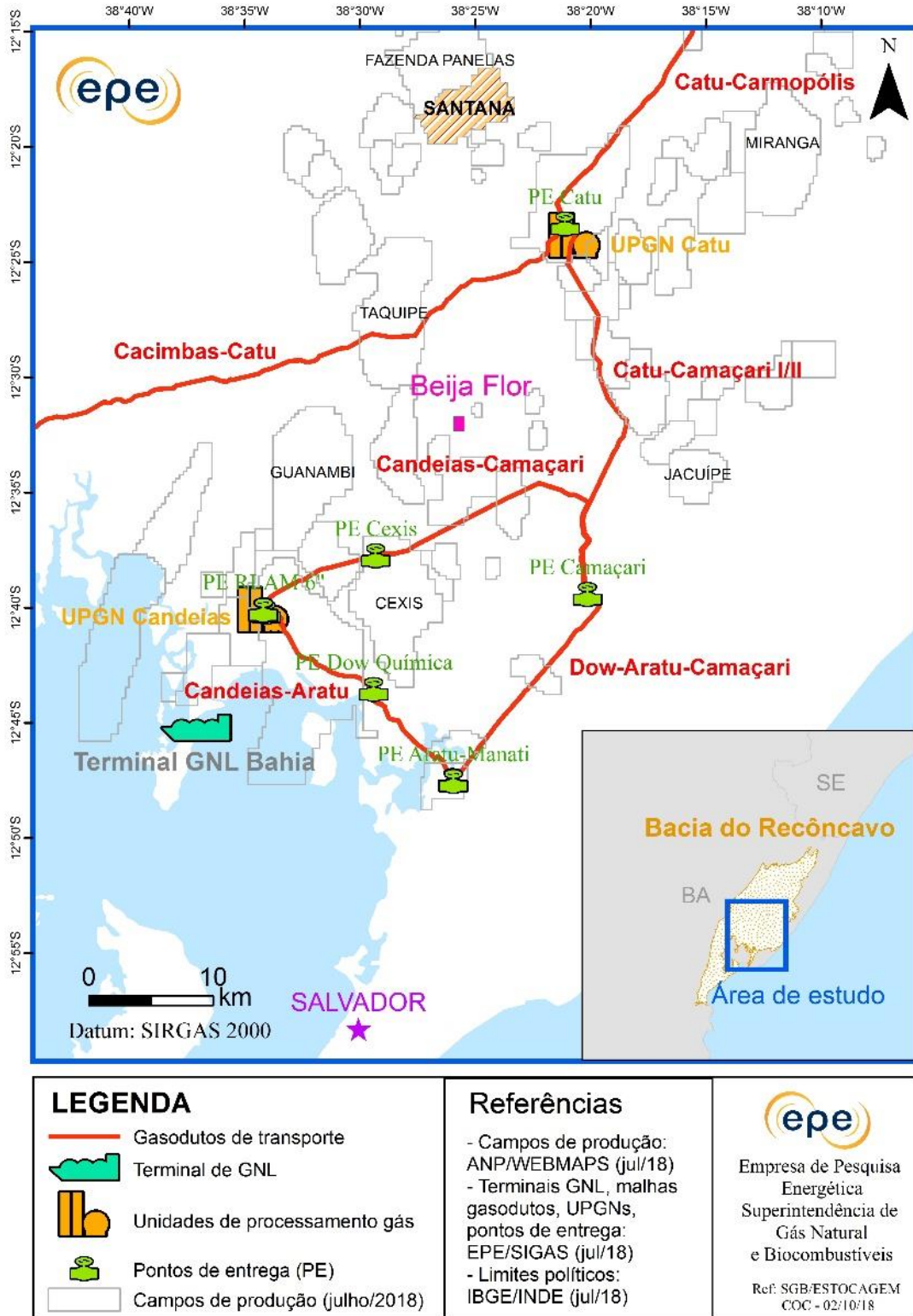


Figura 22 - Mapa de localização da área de estudo, na Bacia do Recôncavo, com destaque para a infraestrutura de gás natural existente  
Fonte: Elaboração própria EPE.

Embora tenham sido utilizadas algumas características desses campos, outros parâmetros geológicos e de Engenharia foram estimados com base na experiência internacional. Além da ESGN, de forma a avaliar o potencial do uso desta infraestrutura na malha de gasodutos da Bahia, foram modelados os demais elementos necessários à avaliação da região, tais como: pontos de entrega, gasodutos, compressores, UPGNs e o TRBA, em termos de pressões, vazões e temperaturas mínimas e máximas.

A fim de se modelar a ESGN, foi necessário estimar alguns parâmetros geológicos relacionados ao reservatório para que se pudessem determinar suas características relevantes como, por exemplo, a taxa de retirada e a capacidade de estocagem do reservatório. Verificou-se também a sinergia entre os suprimentos advindos através de gás regaseificado no terminal de GNL na Baía de Todos os Santos, das Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs) da região e da ESGN estudada no atendimento das demandas.

O software utilizado nas simulações foi o Pipeline Studio® 4.1.0.0, o qual foi alimentado com as informações solicitadas, de acordo com o estudo conduzido. Para a realização da modelagem da ESGN no referido software, foram definidas como variáveis de entrada: (i) composição média do gás a ser estocado, (ii) pressão estática média do reservatório, (iii) capacidade máxima de estocagem, (iv) volume de gás de colchão, (v) taxas de injeção e retirada, (vi) volume total do reservatório e (vii) volume poroso do reservatório. Para estimá-las, utilizaram-se informações divulgadas pela empresa Stogas e dados públicos de poços em formações geológicas próximas à Formação Água Grande, principal objetivo exploratório do Campo de Santana. Além dessas variáveis, parâmetros de correlação de vazão, a serem utilizados na equação para cálculo das taxas de injeção e retirada, foram definidos com base em métodos estatísticos e recomendações de estudos internacionais.

Estes dados de entrada e parâmetros de correlação foram obtidos através das informações públicas provenientes de documentos disponíveis no sítio eletrônico da ANP (para o campo de Santana e outros) (ANP, 2018), bem como das apresentações disponibilizadas pela Empresa Stogas (STOGAS, 2015) e serão listados na Tabela 16, ao final da seção. Adicionalmente, informações pertinentes ao reservatório foram estimadas através de cálculos de Engenharia de Reservatórios.

#### **i. Composição média do gás natural a ser estocado**

A composição média do gás natural foi a mesma utilizada nas simulações da malha de gasodutos publicadas em EPE (2017) e se encontra na Tabela 14.

Tabela 14 - Composição do gás utilizado\*

Componente	Fração molar (%)
Metano	92,42
Etano	5,42
Propano	1,60
Isobutano	0,27
N-butano	0,27
Pentano	0,01
Nitrogênio	0,01

\* Estimativa realizada pela EPE, baseado em resultados de simulações da malha.

Fonte: Elaboração com base em EPE (2017).

## ii. Pressão estática inicial do reservatório e pressão na cabeça do poço

A pressão estática inicial do reservatório representa a pressão no reservatório antes da produção, de modo que sua determinação foi necessária para permitir o dimensionamento da ESGN, em termos de volume de estocagem e taxas máximas de injeção e de retirada.

Utilizou-se o valor de 250 kgf/cm<sup>2</sup> para representar a pressão estática média do reservatório com base em informações sobre a Formação Candeias, obtidas a partir de Lima (2014). Esta escolha se justifica pela sua proximidade à Formação Água Grande, onde se localiza o campo de Santana, e por não terem sido encontrados dados públicos para este campo. Em função de alterações que possam ter ocorrido no reservatório durante o período de produção, adotou-se o valor de 225 kgf/cm<sup>2</sup>, 90% do anterior, para a pressão estática inicial da ESGN simulada. Por fim, para a pressão na cabeça do poço, adotou-se o valor de 60 kgf/cm<sup>2</sup>.

## iii. Capacidade máxima de estocagem, gás de colchão e taxas de injeção e retirada

O valor de capacidade máxima da estocagem foi estimado a partir da informação do volume de gás útil informado por STOGAS (2015), que considera um volume útil de 120 milhões de m<sup>3</sup> para seu projeto no campo de Santana. Empregou-se a premissa de que, como em campos depletados o gás de colchão representa em torno de 50% do volume total do reservatório, de acordo com FERC (2004) e EDI (2016), a capacidade máxima do reservatório equivaleria a 240 milhões de m<sup>3</sup>.

Já, o gás de colchão foi obtido através da subtração entre a capacidade máxima calculada do reservatório (240 milhões de m<sup>3</sup>) e o volume útil (120 milhões de m<sup>3</sup>) definido a partir de STOGAS (2015), obtendo-se o valor de 120 milhões de m<sup>3</sup>.

As taxas de injeção e retirada foram obtidas de ANP (2016) sendo, respectivamente, 1,4 milhões de m<sup>3</sup>/dia e 2,7 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Esses valores se encontram dentro das faixas adotadas por STOGAS (2015) de 1 a 2 milhões de m<sup>3</sup>/dia para injeção e 2 a 3 milhões de m<sup>3</sup>/dia para retirada.

#### iv. Determinação do Volume Total do Reservatório

O cálculo do volume total do reservatório foi realizado através da resolução da Equação 1 e da Equação 2. Enquanto a Equação 1 permite determinar o fator volume de formação<sup>20</sup> nas condições do reservatório, a Equação 2 permite relacionar este fator, o volume de gás armazenado, a porosidade e a saturação de gás do reservatório, o que possibilita calcular o volume total do reservatório. A Equação 1 e a Equação 2 se encontram a seguir:

$$G = \frac{V_r \phi S_{gi}}{B_{gi}} \quad (1)$$

$$B_{gi} = \frac{P_{std} Z T}{T_{std} P} \quad (2)$$

Onde;

G - Volume de gás “in place” no reservatório, MMm<sup>3</sup>;  
 V<sub>r</sub> - Volume do reservatório, MMm<sup>3</sup>;  
 φ - Porosidade, %;  
 V<sub>p</sub> - Volume de poros, MMm<sup>3</sup>;  
 B<sub>gi</sub> - Fator volume de formação de gás na Pressão do reservatório;  
 S<sub>gi</sub> - Saturação de gás inicial no reservatório;  
 P<sub>std</sub> - Pressão das condições padrão, Kgf/cm<sup>2</sup>;  
 T<sub>std</sub> - Temperatura das condições padrão, °C;  
 Z - Fator de compressibilidade do gás natural;  
 P - Pressão nas condições do reservatório, kgf/cm<sup>2</sup>;  
 T - Temperatura nas condições do reservatório, °C.

Para resolução de ambas as equações, foram empregadas as seguintes informações: volume de gás “in place” de 240 milhões de m<sup>3</sup> (calculado anteriormente), porosidade de 14% (ANP, 2016), pressão padrão de 1,05 kgf/cm<sup>2</sup> e temperatura padrão de 20° C. Para o reservatório adotou-se pressão de 225 kgf/cm<sup>2</sup> (conforme descrito anteriormente) e temperatura de 60° C, obtidos a partir de Lima (2014). Considerou-se que a saturação de gás inicial no reservatório seria de 100%, pois apenas gás estaria presente no reservatório. Assim, foi obtido o valor de 8,15 milhões de m<sup>3</sup> para o volume do reservatório.

#### vii. Determinação do Volume Poroso do Reservatório

A partir do volume de reservatório, pode-se obter o volume poroso do mesmo através da Equação 3. O valor obtido para este parâmetro da ESGN foi igual a 1,135 milhões de m<sup>3</sup>.

$$V_p = V_r \phi \quad (3)$$

Onde;

V<sub>p</sub> - Volume de poros, MMm<sup>3</sup>;  
 V<sub>r</sub> - Volume do reservatório, MMm<sup>3</sup>;  
 φ - Porosidade, %;

<sup>20</sup> Fator que representa a relação entre o volume ocupado pelo gás numa determinada pressão e temperatura e o ocupado, nas condições padrão.

#### v. Parâmetros de Equação de Cálculo da Vazão (Parâmetros “n” e “k”)

O software Pipeline Studio® utiliza a equação denominada “Equação de Capacidade de Entrega Estabilizada”, representada pela Equação 4, proposta por Rawlins e Schellhardt (1935) e utilizada para fluxo radial de gás natural em um meio poroso.

$$Q = n(P_R - P_{wh})^k \quad (4)$$

Onde:

Q - Taxa de Injeção ou Retirada, MMm<sup>3</sup>/d;

P<sub>R</sub> - Pressão estática inicial do reservatório, kgf/cm<sup>2</sup>;

P<sub>wh</sub> - Pressão estática inicial na “cabeça do poço”, kgf/cm<sup>2</sup>;

n, k - Parâmetros específicos para cada reservatório.

Com relação aos parâmetros específicos de dada ESGN, representados nesta equação, “n” é uma constante que depende das características do fluido, do reservatório e da geometria do sistema, enquanto o expoente “k” é característico do fluxo, tendo valores que variam entre 0,5 (turbulento) e 1 (laminar), embora seja costume adotar-se um valor constante para este parâmetro, de acordo com Rawlins e Schellhardt (1935) e Rosa *et al.* (2006). Em geral, para determinação destes parâmetros, que refletem as condições geológicas e operacionais do reservatório em análise, são realizados testes de pressão na ESGN, através de variação de pressão na cabeça do poço, para assim medir a vazão obtida. Este procedimento permite calcular os parâmetros “n” e “k” (FLANINGAN, 1995).

A grosso modo, o parâmetro “n” tem um significado físico complexo, sendo influenciado pela espessura efetiva da formação e sua permeabilidade, pelo efeito turbulento da vazão no poço, pela magnitude do diâmetro do poço e pelas características físicas do gás. A pesquisa na literatura para diversos tipos de campos apresentou uma faixa de valores entre 0,000025 e 200 (BINCKLEY, 1946). Esse fator é, portanto, obtido por ajuste dos dados experimentais, na maioria dos casos.

Os valores de “k” apresentam menor variabilidade e, via de regra, para estudos conceituais, utiliza-se um valor médio de referência. Para o parâmetro “k”, a revisão de literatura apontou valores que vão de 0,65 a 1. BINCKLEY (1946) sugere a adoção do valor de 0,85 para este parâmetro, com base nas informações obtidas para cerca de 850 reservatórios nos EUA, sendo que em 80% dos poços o valor de “k” situava-se entre 0,5 e 1. Ademais, o parâmetro “k” é fortemente influenciado pelo tipo de fluxo no poço, sendo que escoamentos laminares apresentam valores próximos de 1 (um), enquanto regimes turbulentos proporcionam valores de “k” mais próximos de 0,5 (AER, 1975; PETROWIKI, 2017; RAHMAN, 2012; RAWLINS e SCHELLHARDT, 1935).

No intuito de determinar o valor dos parâmetros para a ESGN em estudo, buscaram-se informações acerca de eventuais testes de pressão realizados para algum campo localizado na Bacia do Recôncavo, tendo-se escolhido o Campo de Beija Flor (ANP, 2011; LIMA, 2014), o qual foi devolvido à União em novembro de 2006. Foram utilizados dados dos 4 testes de



pressão desse campo como estimativa dos valores de “k” para o reservatório de ESGN similar ao Campo de Santana, publicado em ANP (2011). Salienta-se que tal premissa se baseia no fato de que Beija Flor também se localiza na Bacia do Recôncavo e está situado dentro da Formação Maracangalha, próximo à Formação Água Grande, onde se encontra o Campo de Santana (Figura 21). Ressalta-se que, durante os testes no Campo de Beija Flor, outros fluidos estavam presentes, uma vez que o campo não estava depletado, apresentando óleo e gás associado que podem alterar a permeabilidade do reservatório e, conseqüentemente, a vazão do gás nos testes.

Os dados dos testes para o Campo de Beija Flor (ANP, 2011) são sumarizados na Tabela 15.

Tabela 15 - Dados de teste de pressão para o Campo de Beija Flor

Teste	Pressão do reservatório (Kgf/cm <sup>2</sup> )	Pressão na cabeça do poço (Kgf/cm <sup>2</sup> )	Vazão de gás no teste (mil m <sup>3</sup> /d)
1	175,2	25,7	120
2	172,4	36,2	117
3	170	48,2	102
4	168	69,6	81

Fonte: adaptado de ANP (2011).

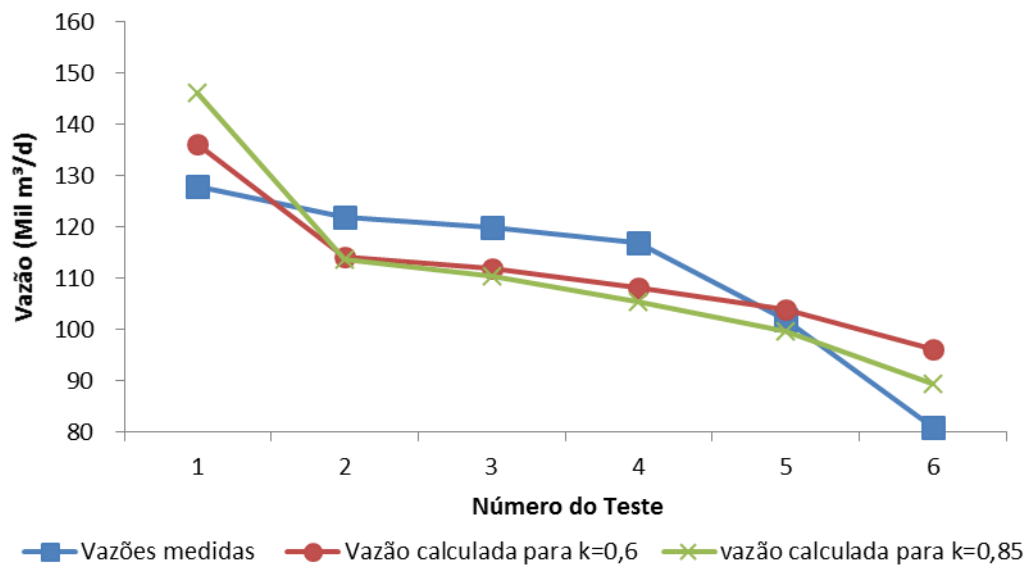
Foram utilizados a Equação 4 e Método dos Mínimos Quadrados (MMQ) a fim de estimar os valores de vazão dos testes de pressão, no sentido de estimar os parâmetros do reservatório. Dessa forma, buscou-se determinar os parâmetros “n” e “k” na Equação 4, para o Campo de Beija Flor e utilizá-lo como estimativa para a ESGN, considerando as vazões apresentadas em ANP (2016) para uma estocagem no Campo de Santana.

O valor de “k” que apresentou melhor ajuste no MMQ foi o de 0,60. Tal valor estaria dentro da faixa esperada dos valores, conforme indicado na literatura. Em seguida os resultados de vazão obtidos utilizando o valor calculado de 0,6 e valor de referência de 0,85 apontado nas literaturas revisitadas foram comparados. Ambos apresentaram boa correlação com os dados do teste de pressão.

O resultado desta análise é apresentado na Figura 23. Pode-se verificar que o valor de “k” equivalente a 0,85 proporciona resultados aceitáveis com um limite de tolerância de 15% de diferença entre valores calculados e medidos.

Tendo em vista o potencial efeito sobre a medição das vazões nos testes estáticos do reservatório não inteiramente depletado, devido a presença de óleo e outros fluidos no Campo Beija Flor e também o resultado satisfatório para o ajuste do valor de “k” igual a 0,85, decidiu-se pela utilização desse valor para o reservatório de ESGN modelado.





**Figura 23 - Comparação entre vazões medidas e calculadas com dois valores de “k” ajustados**  
 Fonte: Elaboração própria EPE.

Uma vez determinado o valor de “k”, realizaram-se simulações no software a fim de obter o valor de “n”. O resultado das simulações indicou que o valor deste parâmetro seria de, aproximadamente, 0,112 para o reservatório. Tal valor também está dentro da faixa de valores apresentada na Literatura de referência anteriormente mencionada.

A Tabela 16 apresenta os valores utilizados para os cálculos dos parâmetros descritos, enquanto a Tabela 17 sumariza os resultados obtidos.

**Tabela 16 - Informações utilizados no cálculo das propriedades da ESGN**

Parâmetro	Valor	Unidade	Origem
Pressão na Formação Candeias <sup>1</sup>	250	Kgf/cm <sup>2</sup>	LIMA (2014)
Volume de gás útil	120	Mm <sup>3</sup>	STOGAS (2015)
Taxa máxima de injeção	1,4	Mm <sup>3</sup> /d	ANP (2016)
Taxa máxima de retirada	2,7	Mm <sup>3</sup> /d	ANP (2016)
Porosidade do reservatório <sup>2</sup> , $\phi$	14	(%)	ANP (2016)
Pressão de referência <sup>3</sup> , $P_{std}$	1,05	Kgf/cm <sup>2</sup>	Premissa
Temperatura de referência <sup>3</sup> , $T_{std}$	20	°C	Premissa
Temperatura do reservatório, $T_r$	60	°C	LIMA (2014)
Saturação de gás	100	%	Premissa
<b>Outras informações</b>			
Permeabilidade <sup>2</sup>	209	mD	ANP (2016)
Número de poços <sup>2</sup>	6	-	ANP (2016)

<sup>1</sup> Pressão estática média do reservatório, com base em informações sobre Formação Candeias.

<sup>2</sup> Adotou-se a média entre os valores fornecidos em ANP, 2016.

<sup>3</sup> No Brasil, adotam-se como referências a Pressão de 1 atm e a Temperatura de 20°C.

**Fonte:** Elaboração própria EPE, com base em ANP (2016), Lima (2014) e STOGAS (2015).

Tabela 17 - Informações calculadas para caracterização da ESGN

Parâmetro	Valor	Unidade
Pressão Estática inicial do Reservatório, $P_r$	225	Kgf/cm <sup>2</sup>
Capacidade máxima da estocagem, $G$ . <sup>1</sup>	240	MMm <sup>3</sup>
Volume de gás de colchão <sup>1</sup>	120	MMm <sup>3</sup>
Volume de reservatório, $V_r$	8,15	MMm <sup>3</sup>
Fator de compressibilidade, $Z^2$	0,91	-
Volume poroso, $V_p$	1,135	MMm <sup>3</sup>
Fator volume de formação de gás, $B_{gi}$	0,0048	-
$k$ , expoente da equação de vazão para o reservatório	0,85	-
$n_{res}$ , fator multiplicador da equação de vazão para o reservatório	0,112	-
$n_{poço}$ , fator multiplicador da equação de vazão para cada poço <sup>3</sup>	0,018	-

<sup>1</sup> Calculado a partir dos dados fornecidos em Stogas, 2015.

<sup>2</sup> Determinado para as condições iniciais do reservatório

<sup>3</sup> Calculado dividindo-se o valor do parâmetro  $n_{res}$  pelo número de poços produtores.

Fonte: Elaboração própria EPE.

Na Figura 24 são mostradas esquematicamente as principais informações utilizadas para a caracterização da instalação de ESGN em campo depletado modelada neste Capítulo.

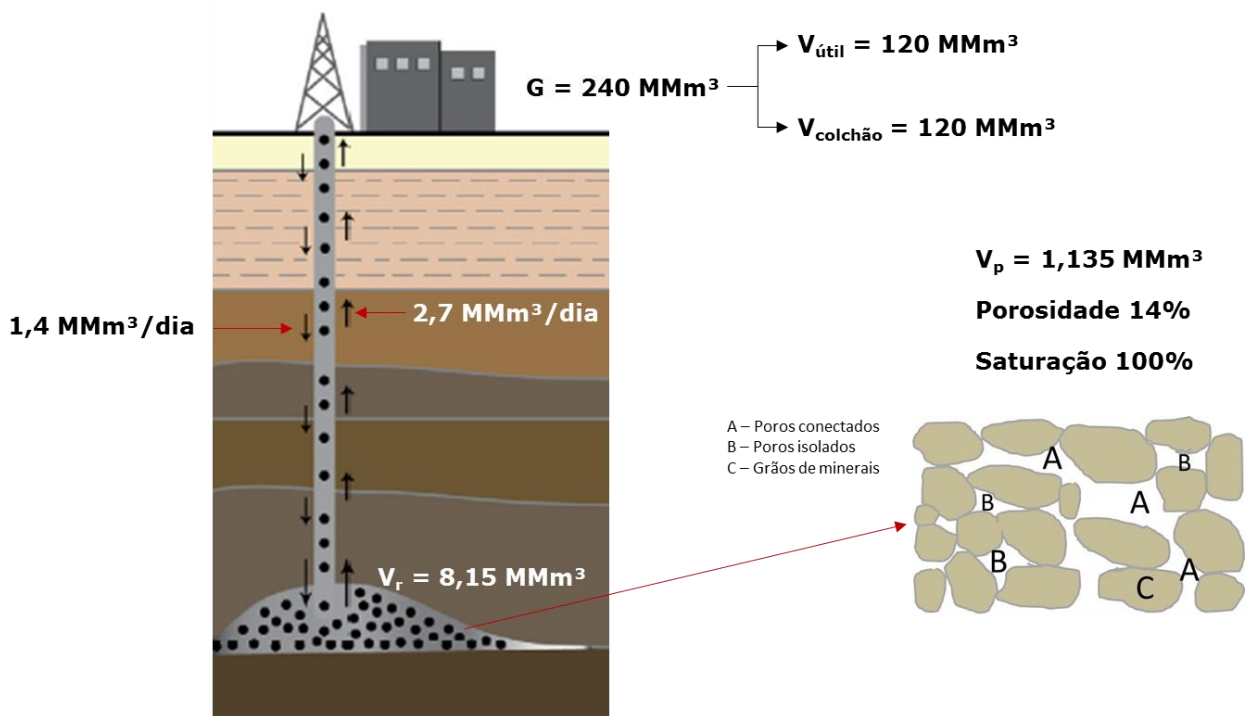
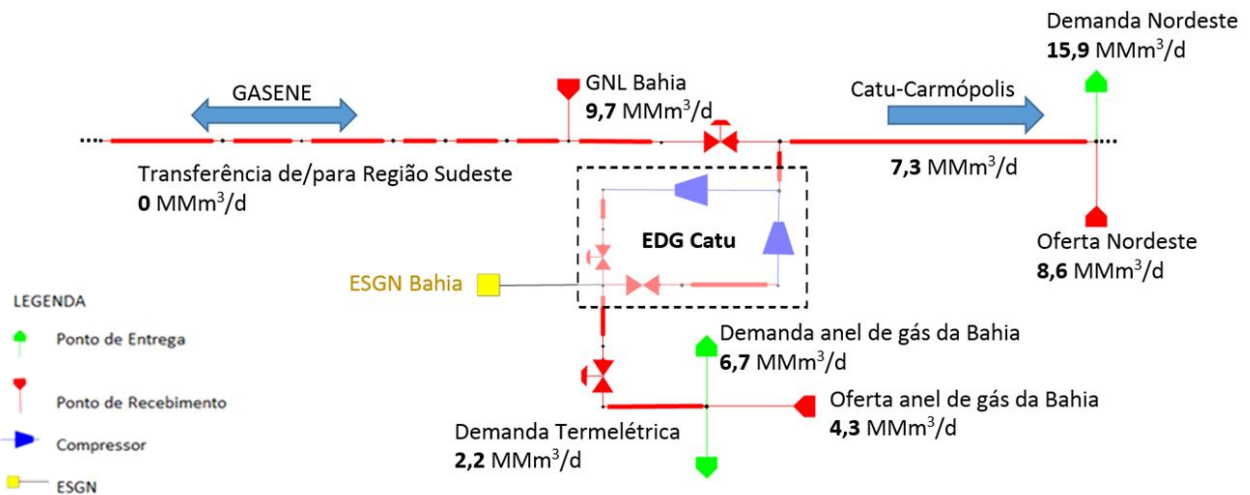


Figura 24 - Representação esquemática da ESGN modelada

Fonte: Elaboração própria EPE com base em Procesi (2013).

## 6.2 MODELAGEM DOS DEMAIS ELEMENTOS DE INFRAESTRUTURA DE GÁS NATURAL

Os demais elementos da infraestrutura a ser testada (gasodutos, compressores, pontos de entrega e de recebimento) foram modelados de acordo com suas informações de projeto obtidas a partir de fontes diversas, tais como portarias e decretos da ANP, além de dados técnicos das empresas operadoras. Para montagem das malhas de gasodutos, empregou-se uma representação esquemática simplificada, obtida a partir da utilizada nos estudos desenvolvidos pela EPE. Para definição dos volumes de oferta e demanda, empregaram-se dados de EPE (2017a), especificamente para o ano de maior demanda na região do entorno da Estação de Distribuição de Gás (EDG) de Catu, na Bahia, isto é, em 2026. A representação simplificada utilizada neste estudo encontra-se na Figura 25.



**Figura 25 - Representação simplificada da infraestrutura analisada**

Fonte: Elaboração própria com base em EPE (2017).

As seguintes considerações, obtidas a partir de TAG (2016), foram utilizadas para modelagem das demais infraestruturas de gás natural que não a ESGN: pressão máxima operacional admissível (PMOA) de 51 kgf/cm<sup>2</sup> para os dutos que interligam as EDGs de São Francisco, Aratu e Camaçari e formam o Anel de gás da Bahia, chamado nesta Nota Técnica de Anel da Bahia; PMOA de 100 kgf/cm<sup>2</sup> para os dutos de interligação aos estados do Sergipe e Espírito Santo; pressão mínima adotada para os pontos de entrega de 23 kgf/cm<sup>2</sup> e extensões e diâmetros dos dutos e pressões de sucção e descarga dos compressores de acordo com seus projetos. Por fim, adotou-se, como premissa, a instalação de um duto de 16" e 13 km de extensão para ligar a ESGN à EDG de Catu.

## 6.3 RESULTADOS DOS CASOS DE SIMULAÇÃO ANALISADOS

### 6.3.1. Caracterização do comportamento da ESGN

Foram realizados 4 testes para caracterização do comportamento da ESGN, em relação à sua capacidade de fornecimento de gás até o atingimento do gás de colchão (em horas), momento no qual a taxa de retirada torna-se nula. Estes testes foram conduzidos através de alteração das condições operacionais desta estrutura interligada à malha.

No caso A, foi adotada uma taxa de retirada fixa igual à taxa máxima de 2,7 milhões de m<sup>3</sup>/dia, obtida através de ANP (2016). Os casos B e C utilizaram taxas de retirada inferiores a este valor, sendo valores fixos de 2 milhões de m<sup>3</sup>/dia (vazão mínima apresentada por STOGAS (2015)) e 1,35 milhões de m<sup>3</sup>/dia (metade da taxa máxima adotada), respectivamente. Já no caso D foi adotada uma taxa de retirada variável, partindo de 2,7 milhões de m<sup>3</sup>/dia, com redução gradativa da taxa em função do esvaziamento do reservatório. A Figura 26 apresenta o comportamento das taxas de retirada em função do tempo de depleção do reservatório para cada teste realizado.

Pode-se perceber através destes testes que a duração do fornecimento de gás é inversamente proporcional à sua taxa de retirada. Adicionalmente, através da Figura 26, nota-se, no teste D, um perfil diferente dos demais uma vez que a sua taxa de retirada foi variável, ao contrário dos demais. Observa-se a existência de até 3 regiões nos gráficos dos resultados dos testes, as quais estão relacionadas às taxas de retirada de gás da ESGN. A região 1 refere-se à manutenção da taxa de retirada nos níveis definidos em cada estudo de caso. Esta região não é observada no teste D uma vez que a taxa de retirada utilizada é variável. Na região 2 observa-se que ocorre uma redução gradativa da taxa de retirada, uma vez que a pressão do reservatório se encontra em valores inferiores ao necessário para manter a vazão no valor estipulado. Por fim, na região 3 observa-se a taxa de retirada de gás atingir valores nulos devido ao inventário da ESGN se igualar ao volume de gás de colchão.

Os resultados obtidos em relação ao tempo encontram-se, resumidamente, na Tabela 18.

Tabela 18 - Resultados dos testes de caracterização da ESGN

Parâmetro	Caso Analisado			
	A	B	C	D
Tempo até redução da taxa de retirada (h)	110	550	1.400	-
Tempo até atingimento do gás de colchão (h)	1.150	1.500	2.150	2.200

Fonte: Elaboração própria EPE.

Especificamente em relação aos testes A e D, embora se iniciem com a mesma taxa de retirada de 2,7 milhões de m<sup>3</sup>/dia, observa-se uma maior longevidade de atendimento no teste D devido a esta redução gradativa da vazão de gás enquanto, no teste A, mantêm-se constante a taxa de retirada no seu valor máximo. Destaca-se novamente que estes testes, conforme citado, apresentam alguns exemplos de condição de operação da ESGN e seus resultados, servindo apenas para fins ilustrativos.

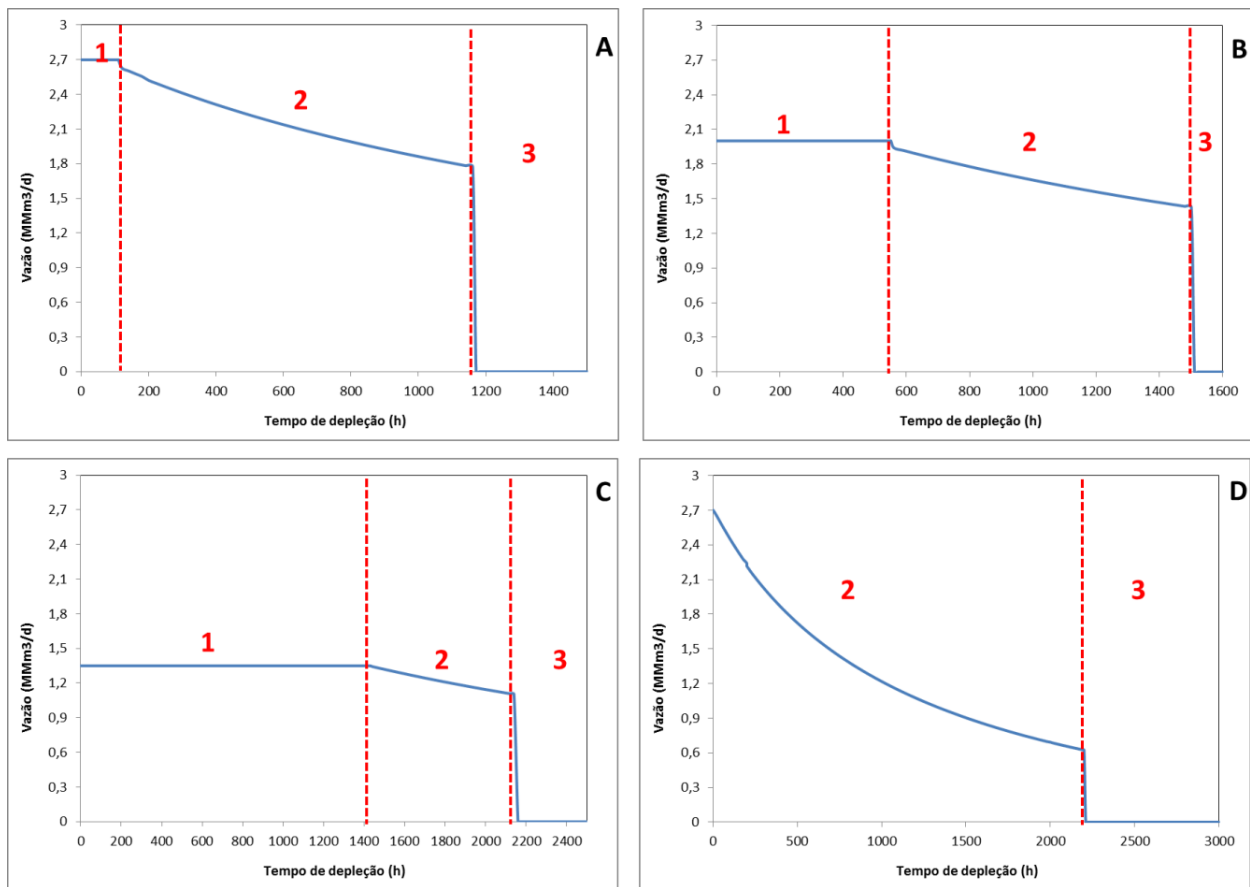


Figura 26 - Resultados dos 4 testes de caracterização da ESGN

Fonte: Elaboração própria EPE.

### 6.3.2. Estudo de Caso - Impacto da ESGN na malha de gasodutos da região da Bahia

Uma vez definidas as premissas e parâmetros da simulação, foram elaborados diferentes cenários para verificar a influência e o potencial da ESGN, além de seus impactos no sistema de transporte de gás natural da Região Nordeste.

Como estudo de caso, foi considerado o cenário de ofertas e demandas conforme apresentado no Plano Decenal de Energia - PDE 2026, para o ano de 2026. O objetivo do estudo de caso foi avaliar a possibilidade de atendimento de toda a demanda térmica estimada para o ano de 2026, na região da Bahia, em dois cenários críticos descritos abaixo, onde a estocagem seria uma fonte de oferta potencial de gás natural.

**Cenário 1** - Atendimento de demandas termelétricas a partir do gás proveniente de GNL e das Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs) sem considerar a existência de um sítio de estocagem. As usinas termelétricas estariam inicialmente inoperantes e, em seguida, seriam acionadas simultaneamente sem que ocorresse fornecimento adicional de gás natural pelas UPGNs ou pelo terminal de GNL, em volumes equivalentes às demandas das termelétricas.

**Cenário 2** - Atendimento de demandas termelétricas a partir do gás proveniente de GNL, UPGNs e de um sítio de estocagem conforme caracterizado neste Capítulo. As usinas termelétricas estariam inicialmente inoperantes e, em seguida, seriam acionadas simultaneamente sem que ocorresse fornecimento adicional de gás pelas UPGNs ou pelo terminal de GNL. Neste cenário, a ESGN seria a responsável pelo atendimento destas termelétricas através de fornecimento de gás natural em volumes equivalentes ao incremento de demanda mencionado.

O valor estimado de consumo termelétrico para este estudo, referente ao ano de 2026, é de cerca de 2,2 milhões de m<sup>3</sup>/d, tendo sido consideradas as UTEs Prosperidade, Rômulo Almeida (UTE FAFEN) e Celso Furtado, localizadas na região próxima ao Anel da Bahia, as quais são indicadas na Figura 27. Adicionalmente, as ofertas e demandas utilizadas referem-se à projeção do ano de 2026 do PDE 2026, conforme citado. Por fim, as condições dos demais elementos de infraestrutura (dutos, compressores) em relação às suas características físicas e de operação encontram-se descritas na Subseção 6.2. A malha de gás natural simulada no estudo destes cenários encontra-se representada na Figura 27.

Para avaliação da influência da ESGN, em cada um dos cenários, observou-se o momento em que, após o acionamento das térmicas, ocorreriam problemas relativos ao atendimento dos condicionantes operacionais (pressões de máxima e mínima, vazões, dentre outras).

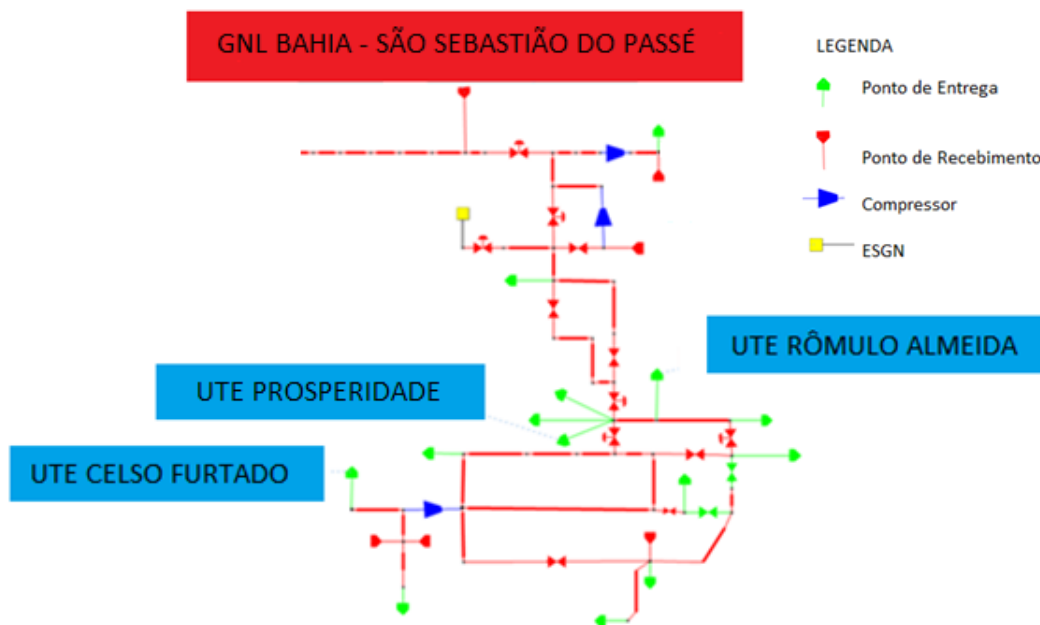


Figura 27 - Representação da malha de gasodutos simulada no estudo de caso

Fonte: Elaboração própria EPE.

### i. Resultados da análise para o Cenário 1

Neste cenário se considerou que a instalação de ESGN não estaria em operação, e que as termelétricas da Bahia se encontrariam inicialmente inoperantes. A fim de se verificar o estresse gerado na malha da região, utilizou-se uma rampa de acionamento das UTEs de 15 min, momento no qual todas passariam a operar na sua capacidade máxima. As ofertas provenientes do Terminal de GNL e das UPGNs foram mantidas constantes durante todo o período do cenário, a fim de se verificar por quanto tempo seria possível enviar gás para a rede a partir dessas fontes sem que houvesse algum dos problemas descritos.

Vale ressaltar que foi considerado um tempo total de 500 h na simulação. As informações para composição deste cenário, em relação às condições do sistema, são apresentadas na Tabela 19.

Tabela 19 - Dados relativos ao Cenário 1 simulado

	Tempo de simulação		
	0 h	0,25 h	500h
GNL + UPGNs (OFERTA)	13 MMm <sup>3</sup> /d	13 MMm <sup>3</sup> /d	13 MMm <sup>3</sup> /d
Reservatório de ESGN	Inexistente	Inexistente	Inexistente
Térmicas (CONSUMO)	0	2,2 MMm <sup>3</sup> /d	2,2 MMm <sup>3</sup> /d
Pressão Mínima nos pontos de entrega	23 kgf/cm <sup>2</sup>	23 kgf/cm <sup>2</sup>	23 kgf/cm <sup>2</sup>

Fonte: Elaboração própria EPE com base em EPE (2017).

O acionamento concomitante das UTEs é representado pela rampa de acionamento, conforme apresentado na Figura 28, para o período de 10 horas.

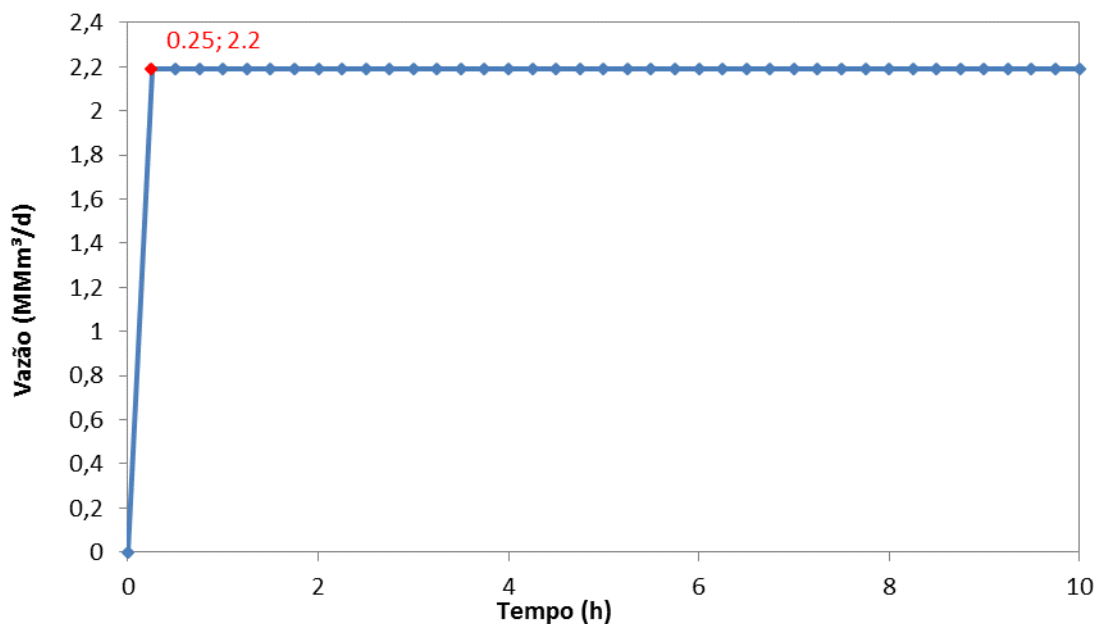


Figura 28 - Rampa de acionamento das Térmicas instaladas na Bahia

Fonte: Elaboração própria EPE.



Nesse contexto, verificou-se que o atendimento das usinas termelétricas, utilizando os volumes de gás disponibilizados pelas ofertas (e também pelo inventário do gasoduto) poderia ser realizado por um período de cerca de 6 horas. Após esse período, verificou-se que as pressões na rede de gasodutos da região do Anel da Bahia (onde se localizam as termelétricas) caíam a níveis abaixo dos valores da pressão mínima operacional ( $23 \text{ kgf/cm}^2$ ), representando assim uma impossibilidade de operação da rede de gasodutos. Tal constatação é apresentada na Figura 29, onde a linha pontilhada vermelha indica o valor de pressão mínima operacional e os pontos em azul representam a queda de pressão nos gasodutos. O intercepto dos gráficos ocorre em aproximadamente 6 horas, indicando que, a partir desse momento, não se poderia mais operar a rede de forma adequada.

Tal resultado implica que, se nenhuma outra fonte de oferta puder ser disponibilizada para o atendimento dessas térmicas, poderá haver falhas na entrega do gás ao longo da malha analisada, caso as UTEs devam operar por mais de 6h nesse dia (para os níveis de vazão e pressão iniciais estipulados).

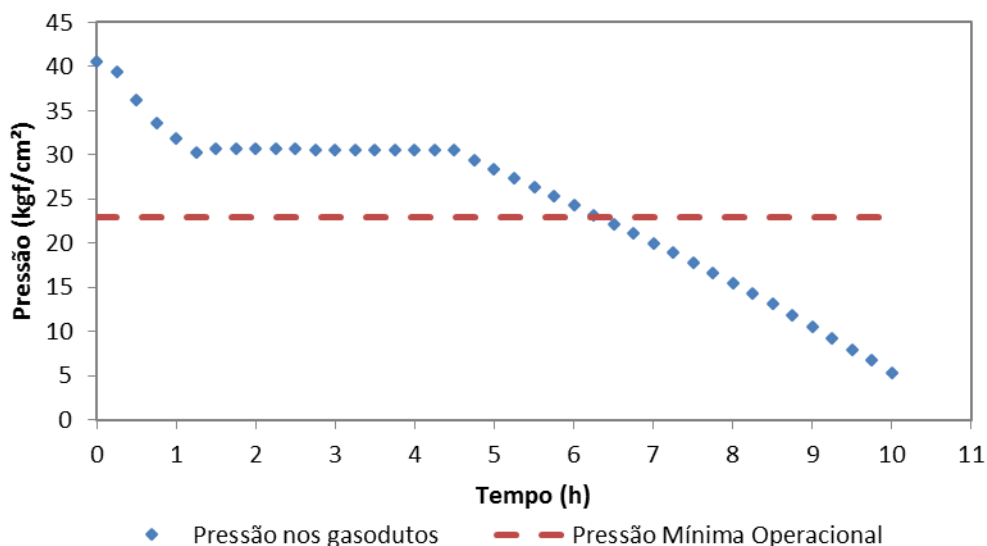


Figura 29 - Queda de pressão nos dutos da região da Bahia

Fonte: Elaboração própria EPE.

## ii. Resultado da análise para o Cenário 2

Neste cenário de simulação, considerou-se um tempo total de 2.500 h. As condições do sistema simulado para o Cenário 2, são apresentados na Tabela 20, assim como as condições iniciais (no momento do acionamento das termelétricas) do reservatório de ESGN caracterizado ao longo deste estudo.

Tabela 20 - Dados relativos ao Cenário 2 simulado

	Tempo de simulação		
	0 h	0,25 h	2500h
GNL + UPGNs (OFERTA)	13 MMm <sup>3</sup> /d	13 MMm <sup>3</sup> /d	13 MMm <sup>3</sup> /d
Térmicas (CONSUMO)	0	2,2 MMm <sup>3</sup> /d	2,2 MMm <sup>3</sup> /d
Pressão Mínima nos pontos de entrega	23 kgf/cm <sup>2</sup>	23 kgf/cm <sup>2</sup>	23 kgf/cm <sup>2</sup>
Reservatório de ESGN	ABERTO	ABERTO	ABERTO
Volume de Gás inicial (gás <i>in place</i> )	240 MMm <sup>3</sup>	Calculado*	Calculado*
Pressão do Reservatório	225 kgf/cm <sup>2</sup>	Calculado*	Calculado*
Pressão da Cabeça do Poço	60 kgf/cm <sup>2</sup>	Calculado*	Calculado*

\*Os valores indicados como calculados são resultados das simulações

Fonte: Elaboração própria EPE com base em EPE (2017) e STOGAS (2015).

Inicialmente, analisou-se a injeção do gás na malha através da ESGN e se verificou que a estocagem permitiu envio de gás por um período de cerca de 2.200 horas, conforme se verifica na Figura 30. A partir desse momento, o volume de gás no reservatório atinge o volume de gás de colchão e não se pode mais retirar gás. A Figura 31 mostra o perfil correspondente do inventário de gás natural (ou volume de gás *in place*) com o tempo, indicando o momento em que se atinge o volume de gás de colchão do reservatório.

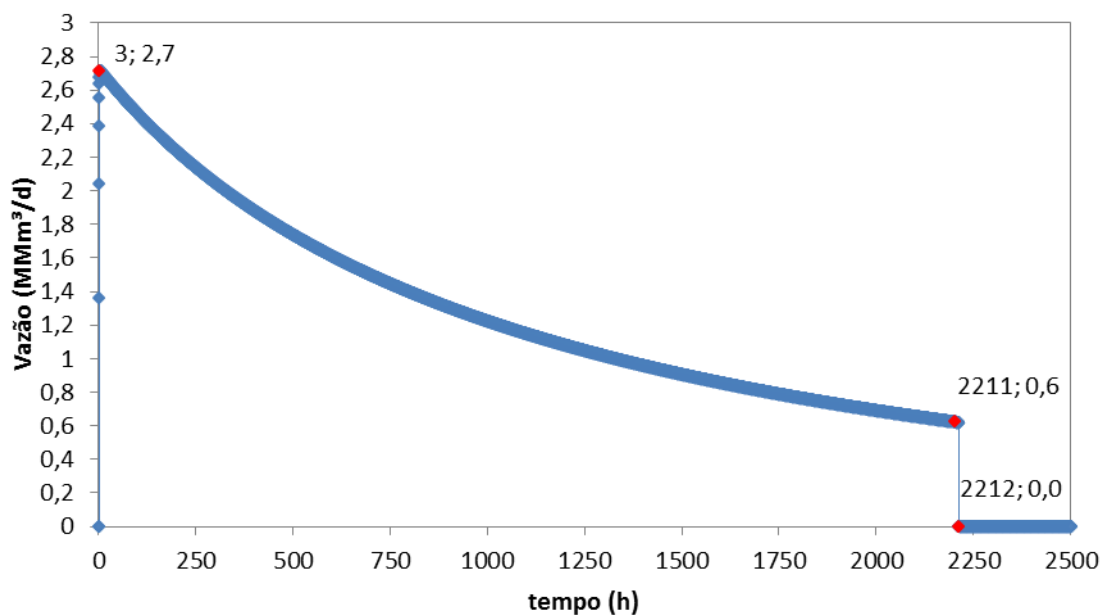


Figura 30 - Vazão de gás injetada na rede pela ESGN simulada

Fonte: Elaboração própria EPE.

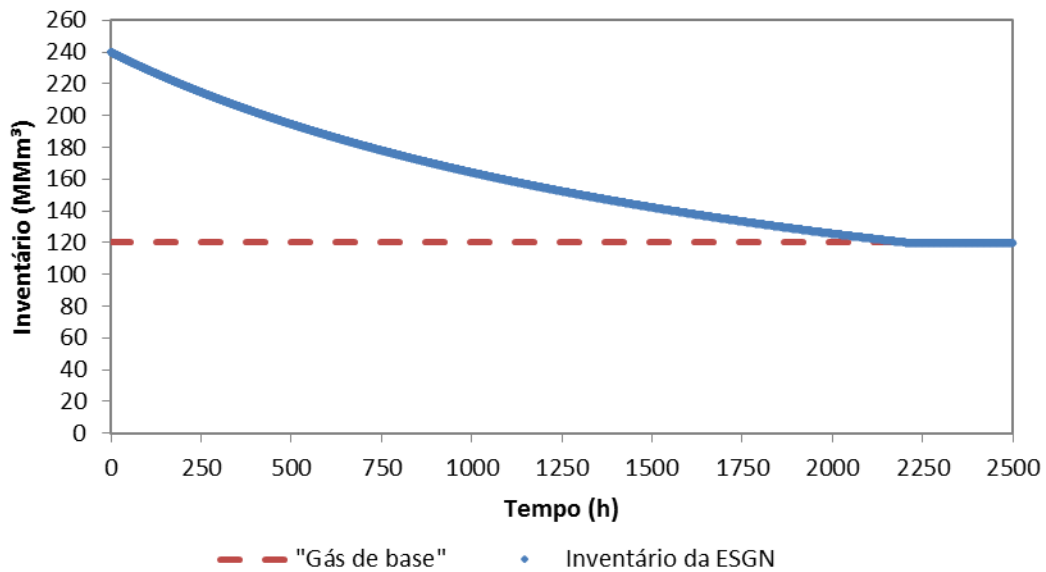


Figura 31 - Inventário da ESGN simulada

Fonte: Elaboração própria EPE.

Em seguida, fez-se necessário verificar se todas as condições operacionais previamente estabelecidas de vazões, pressões máximas e mínimas operacionais, dentre outras, são atendidas. Nesse contexto, verificou-se que a sinergia entre a ESGN simulada e as demais fontes de oferta permitiu que houvesse pleno atendimento das térmicas da Bahia por um período de 760 h (cerca de 30 dias), conforme apresentado na Figura 32. A partir desse momento, a pressão nos dutos da região da EDG de Catu cai a níveis inferiores ao valor de pressão mínima operacional, indicando que pode haver dificuldades de operação da rede de gasodutos da região para atendimento das demandas.

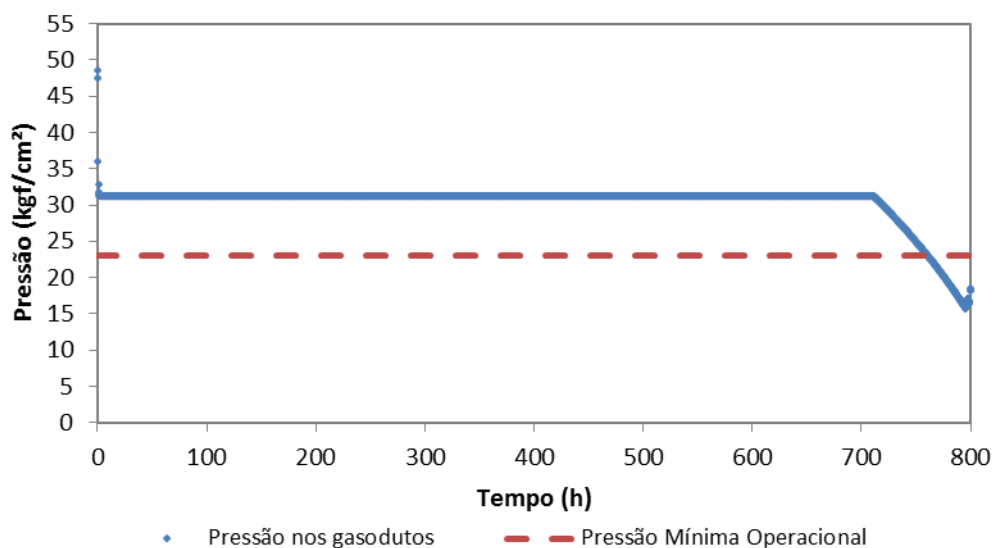


Figura 32 - Queda de pressão ao longo do tempo nos gasodutos da Bahia no Cenário 2

Fonte: Elaboração própria EPE.

Vê-se, portanto, que o sitio de estocagem modelado permitiria um incremento de mais de 760 h em relação ao Cenário 1 (sem estocagem) no tempo de atendimento das demandas termelétricas. Desse modo, verifica-se que a estocagem pode atuar no sentido de auxiliar no atendimento das termelétricas, fornecendo um tempo de sobrevida importante no caso do acionamento de uma demanda prioritária em um curto período de tempo, garantindo assim maior segurança de fornecimento.

Conclui-se, portanto, que a ESGN seria uma fonte de oferta que garantiria a segurança de fornecimento para atendimento de demandas na região da Bahia. Os impactos associados à rede de gasodutos na região seriam positivos, e haveria ainda possibilidade de envio de gás para outras regiões no Nordeste ou até mesmo para regiões do Sudeste através do Gasoduto Cacimbas-Catu (GASCAC).

Por fim, vale ressaltar que as condições avaliadas nos cenários de simulação dos estudos de caso são válidas para as premissas consideradas quanto às características geológicas e as condições iniciais adotadas.

## 7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A grande quantidade de instalações de ESGN em operação no mundo, associada a uma capacidade de gás útil global de cerca de 400 bilhões de m<sup>3</sup> em 2016, indicam a importância desta atividade na cadeia de gás natural, sendo esta quantia relativa a 12% do consumo mundial para o ano de 2016. Estimativas apontam um aumento na faixa de 30 a 50% da capacidade de gás útil até 2035, associado ao surgimento de novos mercados na Ásia-Oceania, Oriente Médio e potencialmente na América Central e América do Sul (CEDIGAZ, 2017). De fato, a ESGN é apontada como uma das principais fontes de segurança de suprimento e flexibilidade nos mercados de gás natural, sendo indispensável em muitos países para questões de balanceamento da malha de gasodutos e no controle da volatilidade de preços do insumo devido a sazonalidades climáticas.

Entre os tipos de ESGN existentes mundialmente, os campos depletados se encontram em maior número, em função do seu menor custo, em função do conhecimento geológico prévio e do aproveitamento das instalações pré-existentes, além da maior capacidade de gás útil. Futuramente, há previsão do aumento do número de projetos em cavernas salinas, principalmente em função da sua maior taxa de retirada de gás.

Quanto à regulação, nos países que apresentam maior maturidade na indústria de gás e que possuem as maiores capacidades de gás útil, a maioria dos agentes exerce a atividade de ESGN mediante regime de autorização. No Brasil, a Lei nº 11.909/2009 prevê que a atividade de estocagem pode ser exercida mediante concessão, precedida por licitação, ou autorização. A regulamentação do regime de autorização foi aprovada pela Resolução ANP nº 17/2015 e até o momento a ANP emitiu uma autorização para instalação de ESGN no Campo de Santana, cujo plano foi aprovado por esta Agência em 2015. Além disso, dentro da Iniciativa Gás para Crescer foram propostas diversas alterações da Lei 11.909/2009 referentes à atividade de ESGN, com a finalidade de estimular a atividade de ESGN no Brasil. As propostas da Iniciativa culminaram na elaboração do substitutivo ao Projeto de Lei nº. 6.407/2013, atualmente em tramitação no Congresso Nacional.

Dentre as áreas potencialmente favoráveis à ESGN no Brasil, destacam-se os campos depletados na Bahia, como por exemplo o projeto do Campo de Santana. Outros campos depletados na Região Sudeste, que possuem maior proximidade aos centros consumidores de gás natural e de energia elétrica, também podem apresentar características que permitam o desenvolvimento de instalações de ESGN. No entanto, são necessárias mais informações sobre estudos geológicos para se avaliar o potencial da região. Em relação às cavernas salinas, é preciso conhecer melhor suas composições mineralógicas e geometrias das rochas, a fim de estimar mais adequadamente as possibilidades de instalação. Já a estocagem em aquíferos necessita de maior detalhamento dos estudos, uma vez que não há quantidade adequada de dados geológicos e ambientais.

Como se verificou ao longo desse estudo, os custos de implementação de uma ESGN podem variar muito devido à influência de fatores geológicos, de engenharia, entre outros, que impactam no valor final do empreendimento. Cada projeto, com suas peculiaridades, pode ter custos de investimentos que variam conforme as necessidades e a estratégia adotada por cada empreendedor, que pode optar, por exemplo, pelo atendimento de demanda de pico ou pelo balanceamento da malha de gasodutos. Para o caso específico brasileiro, uma análise de viabilidade apresentada no Capítulo 5 apontou que, em um cenário base para uma ESGN com características similares ao Campo de Santana, onde o proprietário seria remunerado exclusivamente pelo armazenamento, a tarifa mínima necessária seria de cerca de US\$ 0,5 /MMBtu/mês, ou um pagamento mensal de aproximadamente US\$ 0,02 por m<sup>3</sup> de gás armazenado. Vale ressaltar que ambos os valores foram calculados baseados na situação específica dos estudos de caso analisados, observadas as premissas adotadas.

No que tange à avaliação do potencial da ESGN no Brasil, os diferentes estudos de caso realizados através de simulações termofluido-hidráulicas em um campo baseado no projeto do Campo de Santana, comprovaram que a ESGN teria um papel importante no atendimento de demandas termelétricas e da malha Nordeste, bem como na sinergia com o GNL.

No caso de demandas de pico, em especial a termelétrica, a instalação de uma ESGN, assumindo certas condições, garantiria o fornecimento de gás natural, considerando acionamento rápido das UTEs em 15 minutos. Além da segurança de suprimento, a ESGN se mostraria eficiente na manutenção da oferta para atendimento das demandas da região da Bahia por um período de até 90 dias. Para o caso específico analisado da manutenção da oferta para as UTEs da região, assumindo o valor de consumo diário de 2,2 milhões de m<sup>3</sup>, as simulações indicaram que a ESGN Campo de Santana possibilitaria 30 dias de atendimento dessa demanda termelétrica.

A sinergia entre o GNL e a ESGN se mostra positiva, no caso estudado, no sentido de alcançar flexibilidade operacional. Tal cooperação possibilitaria ainda, diante de um cenário definido de tarifas e havendo condicionantes de mercados favoráveis, reduzir os riscos relativos à volatilidade de preços e promover a eficiência de utilização da malha de gasodutos de transporte.

Os resultados da simulação indicam, portanto, que a ESGN e a GNL podem se complementar ou até mesmo competir pelo mesmo mercado, a depender das condições consideradas. Diversos países fazem uso de ambas alternativas dentro da sua cadeia de gás como forma de garantir a flexibilidade e a segurança do suprimento de gás natural. No Brasil, poderia ocorrer o uso de forma conciliada entre ESGN e GNL nos próximos anos, à medida que o segmento se desenvolva e novos agentes comecem a atuar no mercado de gás natural, necessitando-se de uma cadeia mais robusta, com a minimização de riscos operacionais.

Considerando-se a utilização de térmicas na base do sistema elétrico, as instalações de ESGN associadas a estas unidades poderiam trazer flexibilidade operacional, conforme verificado através das simulações realizadas, evitando o estresse na malha nos momentos de necessidade de despacho, bem como a redução dos custos de contratos de fornecimento. Por outro lado, a ESGN também contribuiria no caso de térmicas de partida rápida para lidar com

a intermitência e a sazonalidade das renováveis, ampliando a flexibilidade e a confiabilidade do sistema. No entanto, seria importante considerar o impacto dos custos dessas instalações na tarifa da energia elétrica despachada, a fim de verificar, de fato, sua viabilidade.

Por fim, o Brasil caminha na direção da reestruturação e diversificação da cadeia de gás natural. Deve-se garantir que a atividade tenha condições atrativas para se desenvolver plenamente no Brasil em termos regulatórios e econômicos. A abertura do mercado, com a venda de ativos da Petrobras e a progressiva diversificação de agentes indicam oportunidades de conformação de novos arranjos econômicos e comerciais na indústria de gás, bem como para sua integração com o setor elétrico. A ESGN está totalmente alinhada a esses conceitos. Em um mercado mais aberto, diverso e com maior liquidez, a ESGN poderá ter um papel importante na gestão de risco e na conformação de estruturas e formas de atuação mais flexíveis, robustas e confiáveis.



## 8 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABEGAS. Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado, (2016). *ANP busca investidores para a área de estocagem*. Disponível em: <<http://www.abegas.org.br/Site/?p=56814>>. Acesso em: 11 dez. 2017.
- ABRAHAM, J.I.K., (2015). *Feasibility study of a natural gas storage prospect reservoir using decline curve and hysteresis analysis*. Dissertação (Mestrado). University of Utah. Disponível em: <<https://collections.lib.utah.edu/details?oldid=etd3+3557>>. Acesso em: 18 out. 2016.
- AER. ALBERTA ENERGY REGULATOR, (1975). *Directive 034: Gas Well Testing, Theory and Practice*. Disponível em: <<https://www.aer.ca/documents/directives/Directive034-1975.pdf>>. Acesso em: 14 dez. 2017.
- ALVINO, F.; BRANCA, G., (2018). *Oil & Gas Regulation 2018 - Italy*. Disponível em: <<https://iclg.com/practice-areas/oil-and-gas-laws-and-regulations/italy>>. Acesso em: 29 out. 2018.
- ANYADIEGWU, C.I.C.; ANYANWU, E.E; OBAH, B., (2012). *Economic viability of underground natural gas storage in depleted oil reservoirs in Nigeria*. Archives of Applied Science Research, 2012, 4 (4): 1880-1893. Disponível em: <<http://www.scholarsresearchlibrary.com/articles/economic-viability-of-underground-natural-gas-storage-in-depleted-oil-reservoirs-in-nigeria.pdf>>. Acesso em: 18 out. 2016.
- ANP. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, (2000). Portaria ANP nº 9, de 21.01.2000. 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. Disponível em: <[http://www.engellog.com/site-engellog/press/press\\_information\\_files/press\\_brazil\\_information\\_files/legislation\\_mid\\_fset\\_files/prod-transp\\_mid\\_fset\\_files/prod-transp\\_text\\_files/anp\\_9\\_00.pdf](http://www.engellog.com/site-engellog/press/press_information_files/press_brazil_information_files/legislation_mid_fset_files/prod-transp_mid_fset_files/prod-transp_text_files/anp_9_00.pdf)>. Acesso em: 26 dez. 2017.
- \_\_\_\_\_.\_\_\_\_\_, (2011). Área de Beija-Flor. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/SITE/acao/download/?id=57774>>. Acesso em: 22 dez. 2017
- \_\_\_\_\_.\_\_\_\_\_, (2015). Resolução ANP Nº 17, de 18.3.2015 - DOU 20.3.2015 - Retificada DOU 23.4.2015. 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. Disponível em: <[http://www.anp.gov.br/wwwanp/images/Consultas\\_publicas/Em\\_Andamento/01\\_2017/Minuta\\_Revisao\\_Resolucao\\_17-2015\\_PD\\_rev\\_21Nov16-Com\\_Ementa.docx](http://www.anp.gov.br/wwwanp/images/Consultas_publicas/Em_Andamento/01_2017/Minuta_Revisao_Resolucao_17-2015_PD_rev_21Nov16-Com_Ementa.docx)>. Acesso em: 26 dez. 2017.
- \_\_\_\_\_.\_\_\_\_\_, (2016). *Plano de desenvolvimento do campo de Santana*. Aprovado na Reunião de Diretoria nº 823 de 28/10/2015, Resolução nº863/2015. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/WWWANP/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/fase-de-producao/planos-de-desenvolvimento>>. Acesso em: 05 out. 2017.
- \_\_\_\_\_.\_\_\_\_\_, (2017a). *Estocagem Subterrânea de Gás Natural*. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/wwwanp/movimentacao-estocagem-e-comercializacao-de-gas-natural/estocagem-subterranea-de-gas-natural>>. Acesso em: 05 out. 2017.

\_\_\_\_\_.\_\_\_\_\_, (2017b). *Consulta de Interesse 2016 - Áreas para Estocagem Subterrânea de Gás natural*. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/wwwanp/consultas-audiencias-publicas/concluidas/3178-consulta-de-interesse-2016-areas-para-estocagem-subterranea-de-gas-natural>>. Acesso em: 05 out. 2017.

\_\_\_\_\_.\_\_\_\_\_, (2018). *Planos de Desenvolvimento*. Disponível em <<http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/fase-de-producao/planos-de-desenvolvimento>>. Acesso em 27 jul. 2018.

ARERA. Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, (2018a). *Che cosa è l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente*. Disponível em: <[https://www.arera.it/it/che\\_cosa/presentazione.htm#anchor4](https://www.arera.it/it/che_cosa/presentazione.htm#anchor4)>. Acesso em: 21 fev. 2018.

\_\_\_\_\_.\_\_\_\_\_, (2018b). *L'Autorità per l'energia com le nuove competenze sui rifiuti diventa ARERA, Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente*. Disponível em: <[https://www.arera.it/it/com\\_stamp/18/180105.htm](https://www.arera.it/it/com_stamp/18/180105.htm)>. Acesso em: 21 fev. 2018.

BINCKLEY, C.W, (1946). *Open flow and back pressure data and their application to the production of natural gas - with particular reference to data obtained in the Hugoton field*. Disponível em: <[http://www.pe.tamu.edu/blasingame/data/P613\\_18A/P613\\_reference/DelTst\\_Phillips\\_Open\\_Flow\\_Tstg\\_\[Hugoton\\_1946\]\\_\(pdf\).pdf](http://www.pe.tamu.edu/blasingame/data/P613_18A/P613_reference/DelTst_Phillips_Open_Flow_Tstg_[Hugoton_1946]_(pdf).pdf)>. Acesso em: 14 dez. 2017.

BRASIL. Presidência da República. 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. Publicada no Diário Oficial da União em 5 de março de 2009.

BRASIL. Presidência da República. 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: <[http://www.camara.gov.br/proposicoesWeb/prop\\_mostrarintegra?codteor=1689618&filenome=Tramitacao-PL+6407/2013](http://www.camara.gov.br/proposicoesWeb/prop_mostrarintegra?codteor=1689618&filenome=Tramitacao-PL+6407/2013)>. Acesso em: 8 nov. 2018.

\_\_\_\_\_.\_\_\_\_\_. Resolução CNPE Nº 10, de 14 de dezembro de 2016. Publicada no Diário Oficial da União em 17 de abril de 2017.

CEDIGAZ. *Centre International d'Information sur le Gaz Naturel et tous Hydrocarbures Gazeux*, (2010). *Underground gas storage in the world - 2010 Edition*. 1a. ed. France: Cedigaz, Abril 2010. 120 p.

\_\_\_\_\_.\_\_\_\_\_, (2013). *Underground gas storage in the world - 2013 - Executive Summary*. Disponível em: <<http://www.cedigaz.org/documents/Underground%20Gas%20Storage%202013%20-%20Executive%20Summary.pdf>>. Acesso em: 19 jul. 2016.

\_\_\_\_\_.\_\_\_\_\_, (2015). *Gas storage in Europe, recent developments and outlook to 2035*. European Gas Conference, Vienna, 27 janeiro 2015. Disponível em: <<http://www.cedigaz.org/documents/2015/Gas%20Storage%20in%20Europe,%20recent.pdf>>. Acesso em: 25 abr. 2018.

\_\_\_\_\_.\_\_\_\_\_, (2016). *Underground Gas Storage & LNG Storage Market in the World (2015-2035) - Executive Summary*. Disponível em: <<http://www.cedigaz.org/products/underground-gas-storage/underground-gas-storage-2016.aspx>>. Acesso em: 19 jul. 2016

\_\_\_\_\_.\_\_\_\_\_, (2017). *Underground Gas Storage in the World - 2017 Status*. Disponível em: <<http://www.cedigaz.org/documents/2017/Overview%20of%20underground%20gas%20storage%20in%20the%20world%202017%20v1.pdf>>. Acesso em: 19 set. 2017

CEER. Council of European Energy Regulators, (2011). *Amendment of the Guidelines of Good Practice for Third Party Access (TPA) for Storage System Operators*. Disponível em: <<https://www.e-control.at/documents/20903/-/-/846915d7-af01-4338-a833-0aace35ecf39>>. Acesso em: 15 jan. 2018.

\_\_\_\_\_.\_\_\_\_\_, (2015). *CEER Final Vision on Regulatory Arrangements for the Gas Storage Market*. Disponível em: <<https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/36342e13-ac21-b801-6219-c4bdb7fc000c>>. Acesso em: 18 out. 2016.

CIMINELLI, M.; CAVASOLA, P., (2018). *Gas Regulation - Italy*. Disponível em: <<https://gettingthedealthrough.com/area/15/jurisdiction/15/gas-regulation-italy/>>. Acesso em: 30 out. 2018.

CGA. Canadian Gas Association, (2016). *Natural Gas Storage*. Disponível em: <<http://www.cga.ca/publication/natural-gas-storage-2/>>. Acesso em: 25 out. 2016.

CONFORT, M.J.F., (2006). *Estocagem geológica de Gás Natural e seus Aspectos Técnicos e Regulatórios Internacionais*. 155 f. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2006. [Orientador: Prof. Dr. Cheila Gonçalves Mothé]. Disponível em: <[http://www.anp.gov.br/CapitalHumano/Arquivos/PRH13/MarioConfort\\_PRH13\\_UFRJ-EQ\\_M.pdf](http://www.anp.gov.br/CapitalHumano/Arquivos/PRH13/MarioConfort_PRH13_UFRJ-EQ_M.pdf)>. Acesso em: 4 jul. 2016.

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 2009. Buenos Aires, Argentina, 2009. Disponível em: <[https://www.researchgate.net/publication/266493723\\_International\\_Regulatory\\_Aspects\\_on\\_Underground\\_Natural\\_Gas\\_Storage\\_and\\_the\\_New\\_Brazilian\\_Natural\\_Gas\\_Act](https://www.researchgate.net/publication/266493723_International_Regulatory_Aspects_on_Underground_Natural_Gas_Storage_and_the_New_Brazilian_Natural_Gas_Act)>. Acesso em: 6 jul. 2016.

COSTA, P.V.M., (2013). *Uso estratégico de espaço subterrâneo para estocagem de gás em cavernas abertas por dissolução de rocha salina*. Dissertação (Mestrado) - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro. Disponível em: <[http://www.dbd.puc-rio.br/pergamum/tesesabertas/1113762\\_2013\\_completo.pdf](http://www.dbd.puc-rio.br/pergamum/tesesabertas/1113762_2013_completo.pdf)>. Acesso em: 27 out. 2016.

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, 9-10 May 2014.

COSTA, P.V.M., (2018). *Potencial de estocagem subterrânea de gás natural em cavernas de sal abertas por dissolução em domo salino offshore no Brasil*. Tese (Doutorado) - COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro. Disponível em: <<http://www.ppe.ufrj.br/ppes/production/tesis/PVassalo.pdf>>. Acesso em: 19 jun. 2018.

CRE. Commission de Régulation de L'Énergie, (2017). *Public consultation of 21 december 2017 n°2017-19 concerning the implementation of regulated access of third parties to the underground natural gas storage in France*. Disponível em: <<https://www.cre.fr/content/download/16755/207308>>. Acesso em: 31 out. 2018.

\_\_\_\_\_.\_\_\_\_\_, (2018). *Deliberation of the Energy Regulatory Commission of 22 March 2018 deciding on tariff using the underground natural gas storage infrastructures owned by Storengy, TIGF and Géométhane, with effect from 2018*. Disponível em: <<https://www.cre.fr/en/content/download/17121/211057>>. Acesso em: 31 out. 2018.

DINGER, F.; STUHLMACHER, G.; HÄNSEL, R., (2018). *Gas Regulation 2018 - Germany*. Disponível em: <<https://gettingthedealthrough.com/area/15/jurisdiction/11/gas-regulation-germany/>>. Acesso em: 29 out. 2018.

DOE. Department of Energy, (2016). *Ensuring safe and reliable underground natural gas storage*. Disponível em: <<https://www.energy.gov/sites/prod/files/2016/10/f33/Ensuring%20Safe%20and%20Reliable%20Underground%20Natural%20Gas%20Storage%20-%20Final%20Report.pdf>>. Acesso em: 17 nov. 2016.

EC. European Commission, (2015). *The role of gas storage in internal market and in ensuring security of supply*. Disponível em: <<http://ec.europa.eu/energy/en/studies/role-gas-storage-internal-market-and-ensuring-security-supply>>. Acesso em: 19 out. 2016.

\_\_\_\_\_.\_\_\_\_\_, (2017). *Quarterly Report on European Gas Markets*. Volume 10, issue 3, Disponível em: <[https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/quarterly\\_report\\_on\\_european\\_gas\\_markets\\_q3\\_2017\\_final\\_20171221finalcover.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/quarterly_report_on_european_gas_markets_q3_2017_final_20171221finalcover.pdf)>. Acesso em: 16 jan. 2018.

EDI. Energy Delta Institute, (2016). *Algemene informatie - Infrastructure*. Disponível em <<https://www.energydelta.org/uploads/fckconnector/85a483ba-01d6-453e-b408-26b332cba2fd>>. Acesso em: 20 out. 2016.

EIA. US Energy Information Administration, (2015). *The basics of underground natural gas storage*. Disponível em: <<https://www.eia.gov/naturalgas/storage/basics/>>. Acesso em: 6 jul. de 2016.

\_\_\_\_\_.\_\_\_\_\_, (2018). *The Role of Natural Gas Storage and Considerations for Facility Development*. Apresentação realizada para a EPE em 09/08/2018.

ENI, (2005). ENCYCLOPAEDIA OF HYDROCARBONS. *Underground storage of natural gas*. Disponível em: <[http://www.treccani.it/export/sites/default/Portale/sito/altre\\_aree/Tecnologia\\_e\\_Scienze\\_applicat e/enciclopedia/inglese/inglese\\_vol\\_1/pag879-912ING3.pdf](http://www.treccani.it/export/sites/default/Portale/sito/altre_aree/Tecnologia_e_Scienze_applicat e/enciclopedia/inglese/inglese_vol_1/pag879-912ING3.pdf)>. Acesso em: 12 dez. 2017.

EP. EUROPEAN PARLIAMENT, (2009). *Directive 2009/73/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 on conditions for access to the natural gas transmission networks and repealing Directive 2003/55/EC*. Disponível em: <<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/en/ALL/?uri=CELEX:32009L0073>>. Acesso em: 11 out. 2016.

\_\_\_\_\_.\_\_\_\_\_, (2010). *Interpretative note on Directive 2009/73/EC concerning common rules for the internal market in natural gas. Third party access to storage facilities*. Disponível em: <[https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2010\\_01\\_21\\_third-party\\_access\\_to\\_storage\\_facilities.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2010_01_21_third-party_access_to_storage_facilities.pdf)>. Acesso em: 11 out. 2016.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética, (2017). Plano Decenal de Expansão de Energia 2026. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-pde>>. Acesso em: 17 jan. 2018.

ERGEG, (2005). *Guidelines for Good TPA Practice for Storage System Operators (GGPSSO)*. Disponível em: <<https://www.e-control.at/documents/20903/-/-/d07be6a0-5aaa-432f-89d4-d5d7c7073f36>>. Acesso em: 15 jan. 2018.

EUA, (2016). *Protecting our Infrastructure of Pipelines and Enhancing Safety Act of 2016. Public Law*. Disponível em: <<https://www.congress.gov/114/plaws/publ183/PLAW-114publ183.pdf>>. Acesso em: 26 dez. 2016.

EVANS, D.J., (2008). *An appraisal of underground gas storage technologies and incidents for the development of risk assessment methodology*. British Geological Survey. Disponível em: <<http://www.hse.gov.uk/research/rrpdf/rr605.pdf>>. Acesso em: 27 out. 2016.

FANG, H.; CIATTO, A.; BROCK, F., (2016). *U.S. Natural Storage Capacity and Utilization Outlook*. ICF International. Disponível em: <<https://energy.gov/epsa/downloads/us-natural-gas-storage-capacity-and-utilization-outlook>>. Acesso em: 18 jan. 2018.

FERC. U.S. Federal Energy Regulatory Commission, (1992). FERC ORDER 636. *Restructuring of Pipeline Services*. Disponível em: <<https://www.ferc.gov/legal/maj-ord-reg/land-docs/restruct.asp>>. Acesso em: 21 set. 2016.

\_\_\_\_\_.\_\_\_\_\_, (2004). *Current state and issues concerning underground natural gas storage*. Disponível em: <<http://www.ferc.gov/EventCalendar/Files/20041020081349-final-gs-report.pdf>>. Acesso em: 19 set. 2016.

\_\_\_\_\_.\_\_\_\_\_, (2006). FERC ORDER 678. Disponível em: <<https://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/061506/c-2.pdf>>. Acesso em: 21 set. 2016.

\_\_\_\_\_.\_\_\_\_\_, (2015a). *Natural Gas Storage - Background*. Disponível em: <<https://www.ferc.gov/industries/gas/indus-act/storage/background.asp>>. Acesso em: 21 set. 2016.

\_\_\_\_\_.\_\_\_\_\_, (2015b). FERC ORDER 809. Disponível em: <<https://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/2015/041615/M-1.pdf>>. Acesso em: 14 out. 2016.

\_\_\_\_\_.\_\_\_\_\_, (2018). 163 FERC 61042. Disponível em: <<https://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/2018/041918/C-1.pdf>>. Acesso em: 29 out. 2018.

GALP, (2014). *Evaluation of reservoirs*. Disponível em: <<http://www.galpennergia.com/EN/agalpennergia/Os-nossos-negocios/Exploracao-Producao/fundamentos-engenharia-petroleo/Paginas/Avaliacao-e-reservatorios.aspx>>. Acesso em: 11 dez. 2017.

GAZPROM, (2016a). *50<sup>th</sup> anniversary of underground gas storage in Russia*. Disponível em: <<http://www.gazprom.com/f/posts/38/422682/50-years-underground-gas-storage-russia-en.pdf>>. Acesso em: 20 set. 2016.



\_\_\_\_\_, (2016b). Gazprom UGS. Disponível em: <<http://www.gazprom.com/about/subsidiaries/list-items/gazprom-ugs/>>. Acesso em: 20 set. 2016.

GIBSON-POOLE, C. M. (2009). *Site Characterization for Geological Storage of Carbon Dioxide: Examples of potential sites from Northwest Australia*. Ph.D. Thesis. University of Adelaide. 408 p. Disponível em <<https://digital.library.adelaide.edu.au/dspace/handle/2440/63078>>. Acesso em: 13 dez. 2017.

GORAIEB, C. L.; IYOMASA, W. S.; APPI, C.J., (2005). *Estocagem subterrânea de gás natural: tecnologia para suporte ao crescimento do setor de gás natural no Brasil*. 1ª ed. São Paulo: Páginas e Letras Editora Ltda, 2005. 226 p.

GROEBEL, A., (2013). *Role and Structure of the German Regulatory Authorities and the Role of BNetzA in implementing the “Energiewende”*. In: Workshop Germany - Brasil. Universidade de Campinas, SP. 13 de março (2013). Disponível em: <<http://www.iei-la.org/admin/uploads/nopa/groebel.pdf>>. Acesso em: 17 out. 2016.

HERRERA, I.S., (2004). *Almacenamiento de Gas Natural em Yacimientos Agotados. Estudio de Viabilidad y Análisis Aconómico de um Proyecto de Desarrollo*. Tese (Doutorado), Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas, Disponível em: <<http://oa.upm.es/206/>>. Acesso em: 3 nov. 2016.

IEA. International Energy Agency, (2014). *Energy Supply Security. Emergency Response of IEA Countries - Germany*. Disponível em: <<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/energy-supply-security-the-emergency-response-of-iea-countries-2014.html>>. Acesso em: 28 set. 2016.

JAMES, R.A.; PULMAN, S., (2018). *Gas Regulation 2018 - United States*. Disponível em: <<https://gettingthedealthrough.com/area/15/jurisdiction/23/gas-regulation-united-states/>>. Acesso em: 29 out. 2018.

JOSEFSON, J.; ROTAR, A., (2018). *Oil and Gas Regulation in the Russian Federation: overview*. Disponível em: <[https://uk.practicallaw.thomsonreuters.com/0-527-3028?transitionType=Default&contextData=\(sc.Default\)&firstPage=true&comp=pluk&bhcp=1](https://uk.practicallaw.thomsonreuters.com/0-527-3028?transitionType=Default&contextData=(sc.Default)&firstPage=true&comp=pluk&bhcp=1)>. Acesso em: 29 out. 2018.

KEELEY, D., (2008). *Failure rates for underground gas storage. Significance for land use planning assessments*. Disponível em: <<http://www.hse.gov.uk/research/rrpdf/rr671.pdf>>. Acesso em: 17 nov. 2017.

KLEIN, G. (2002). Gerenciamento de reservatório de petróleo. Monografia. Curso de Engenharia de Produção. Universidade Federal do Rio de Janeiro. 55p. Disponível em: <[http://www.anp.gov.br/CapitalHumano/Arquivos/PRH21/Gustavo-Klein\\_PRH21\\_UFRJ\\_G.pdf](http://www.anp.gov.br/CapitalHumano/Arquivos/PRH21/Gustavo-Klein_PRH21_UFRJ_G.pdf)>. Acesso em: 11 dez. 2017

LIMA, C.G., (2014). *Estocagem Subterrânea de Gás Natural: Um estudo do potencial dos campos depletados da Bacia do Recôncavo*. Dissertação (Mestrado) de Técnico Lisboa. 88p. Disponível em: <<https://fenix.tecnico.ulisboa.pt/downloadFile/395146463115/Tese%20-%20MEP%20-%20Engenheiro%20Camilo%20Guimaraes%20Lima.pdf>>. Acesso em: 18 dez. 2017.

MADDAUS, G., (2015). *What went wrong at Porter Ranch?* LA Weekly, Disponível em: <<http://www.laweekly.com/news/what-went-wrong-at-porter-ranch-6405804>>. Acesso em: 23 nov. 2017.

MARTINS, L.A., (2012). *Dimensionamento de uma estocagem de gás natural sob incerteza de demanda e preço de GNL*. Dissertação (Mestrado) - Pontifícia Universidade Católica de Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Industrial. Disponível: <[http://www2.dbd.puc-rio.br/pergamum/tesesabertas/1022109\\_2012\\_completo.pdf](http://www2.dbd.puc-rio.br/pergamum/tesesabertas/1022109_2012_completo.pdf)>. Acesso em: 13 dez. 2016.

MINENERGO. Ministry of Energy of the Russian Federation, (2016). *About Ministry*. Disponível em: <<http://minenergo.gov.ru/en>>. Acesso em: 10 nov. 2016.

MME. Ministério de Minas Energia, (2017a). Boletim MME. Outubro 2017. Disponível em: <[http://www.mme.gov.br/documents/1138769/0/Boletim\\_Gas\\_Natural\\_nr\\_128\\_OUT\\_17.pdf/24184432-f2a6-4ae5-88b8-ad4c4003c435](http://www.mme.gov.br/documents/1138769/0/Boletim_Gas_Natural_nr_128_OUT_17.pdf/24184432-f2a6-4ae5-88b8-ad4c4003c435)>. Acesso em: 22 jan. 2018.

\_\_\_\_\_. (2017b). Boletim MME. Julho 2017. Disponível em: <[http://www.mme.gov.br/documents/1138769/0/Boletim\\_Gas\\_Natural\\_nr\\_125\\_JUL\\_17.pdf/40743002-fbaf-441e-9ac6-b5cd556ba681](http://www.mme.gov.br/documents/1138769/0/Boletim_Gas_Natural_nr_125_JUL_17.pdf/40743002-fbaf-441e-9ac6-b5cd556ba681)>. Acesso em: 24 jan. 2018.

\_\_\_\_\_. (2018). *Subcomitês do CT-GN*. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/subcomites>>. Acesso em: 29 ago. 2018.

MUÑOZ, S.G., (2012). *Viabilidad técnica y económica y comparación de las alternativas de almacenamiento subterráneo de gas natural em el Campo Poseidón*. Disponível em: <[https://www.researchgate.net/publication/224946324\\_Feasibility\\_of\\_the\\_storage\\_of\\_gas\\_in\\_underground\\_gas\\_storage\\_and\\_other\\_alternatives\\_in\\_Repsol%27s\\_Poseidon\\_Depleted\\_Reservoirs\\_Huelva\\_Spain\\_PFC\\_11605178\\_ETSII\\_UPM](https://www.researchgate.net/publication/224946324_Feasibility_of_the_storage_of_gas_in_underground_gas_storage_and_other_alternatives_in_Repsol%27s_Poseidon_Depleted_Reservoirs_Huelva_Spain_PFC_11605178_ETSII_UPM)> Acesso em: 23 nov. 2017.

NEUMANN, A.; ZACHMANN, G., (2008). *Natural gas storage in Germany*. Disponível em: <[http://zachmann.be/wp-content/uploads/2014/07/Libro-Stoccaggio\\_Chpnemann.pdf](http://zachmann.be/wp-content/uploads/2014/07/Libro-Stoccaggio_Chpnemann.pdf)>. Acesso em: 21 fev. 2018.

NUNES, P.D.V.C., (2010). *Potencial de Armazenamento Subterrâneo em Cavidades Salinas de Gás Natural em Portugal*. 84 f. Dissertação (Mestrado) - Universidade Técnica de Lisboa, Lisboa. Disponível em: <[https://fenix.tecnico.ulisboa.pt/downloadFile/395142226817/Armazenamento\\_Subterr%C3%A2neo\\_de\\_G%C3%A1s\\_Natural.pdf](https://fenix.tecnico.ulisboa.pt/downloadFile/395142226817/Armazenamento_Subterr%C3%A2neo_de_G%C3%A1s_Natural.pdf)>. Acesso em: 27 out. 2016.

OFR. Office of Federal Register, (2017). *Pipeline Safety: Safety of Underground Natural Gas Storage Facilities: Petition for Reconsideration*. Disponível em: <<https://www.federalregister.gov/documents/2017/06/20/2017-12806/pipeline-safety-safety-of-underground-natural-gas-storage-facilities-petition-for-reconsideration>>. Acesso em: 30 out. 2018.

PETROBRAS, (2015). *Relatório de Gestão 2015. Prestação de Contas Ordinária Anual - Relatório de Gestão do Exercício de 2015*. Disponível em: <<http://sites.petrobras.com.br/downloads/about-us/profile/transparency/doc/AUDITORIA/RelatorioGestao-2015.pdf>>. Acesso em: 6 nov. 2018

PETROWIKI, (2017). *Gas well deliverability*. Disponível em: <[http://petrowiki.org/Gas\\_well\\_deliverability](http://petrowiki.org/Gas_well_deliverability)>. Acesso em: 31 jan. 2018.



PIRANI, S.; YAFIMAVA, K., (2016). *Russian Gas Transit Across Ukraine Post-2019: pipeline scenarios, gas flow consequences, and regulatory constraints*. The Oxford Institute for Energy Studies. February. Disponível em: <<https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2016/02/Russian-Gas-Transit-Across-Ukraine-Post-2019-NG-105.pdf>>. Acesso em: 13 set. 2016.

PROCESI, M. *et al.*, (2013). *Strategic use of the underground in an energy mix plan: Synergies among CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> geological storage and geothermal energy*. *Applied Energy*, v. 110, p. 104-131, 2013. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261913002675>>. Acesso em: 11 dez. 2017.

RAHMAN, A., (2012). *Well deliverability test of Kailastila gas field*. *Journal of Petroleum and Gas Exploration Research*, v.2, p. 188-193 Disponível em: <<http://www.interestjournals.org/full-articles/well-deliverability-test-of-kailastila-gas-field-well-no-ktl-01-ktl-02.pdf?view=inline>>. Acesso em: 22 nov. 2017.

RAWLINS, E.L.; SCHELLHARDT, M.A., (1935). *Back-pressure data on natural-gas wells and their application to production practices*. U.S Department of the Interior. Bureau of Mines. 210 p. Disponível em: <<https://epdf.tips/back-pressure-data-on-natural-gas-wells-and-their-application-to-production-prac.html>>. Acesso em: 14 dez. 2017

ROSA, A.J.; CARVALHO, R.S.; XAVIER, J.A.D., (2006). *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*. 1<sup>a</sup>. ed. Rio de Janeiro: Interciência Ed., 832 p.

RUBIO, A-E.; BARTHÉLEMY, C., (2018). *Gas Regulation 2018 - France*. Disponível em: <<https://gettingthedealthrough.com/area/15/jurisdiction/28/gas-regulation-france/>>. Acesso em: 29 out. 2018.

SCHON, J. H. (2014). *Propriedades Físicas das Rochas Aplicadas à Engenharia*. 1<sup>a</sup> ed. São Paulo: Elsevier Ed., 496 p.

SCHOPPE, J., (2010). *The valuation of natural gas storage: a knowledge gradient approach with non-parametric estimation*. Bachelor of Science in Engineering Thesis, New Jersey, EUA. 118 p. Disponível em: <<http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.452.4545&rep=rep1&type=pdf>>. Acesso em: 27 out. 2017.

SILVA, O. B., CAIXETA, J. M., MILHOMEM, P. S., KOSIN, M. D. (2007). *Bacia do Recôncavo*. *Boletim de Geociências da Petrobras*, Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, p. 423-431, maio/nov. 2007

STATES FIRST, (2017). *Underground gas storage regulatory considerations. A Guide for State and Federal Regulatory Agencies*. Disponível em: <<http://www.gwpc.org/sites/default/files/2017-GasStorageRegulatoryConsiderations-reduce.pdf>>. Acesso em: 14 nov. 2017.

STOGAS, (2015). *Seminário ANP - Regulamentação de ESGN*. Disponível em: <[http://www.anp.gov.br/wwwanp/images/Institucional/Eventos/ESGN/apresentacaoStogas\\_eminario\\_esgn.pdf](http://www.anp.gov.br/wwwanp/images/Institucional/Eventos/ESGN/apresentacaoStogas_eminario_esgn.pdf)>. Acesso em: 11 dez. 2017.

STORENGY, (2016a). *Storage in Depleted Fields*. Disponível em: <<https://www.storengy.com/en/expertise/type-of-storage/storare-in-depleted-fields.html>>. Acesso em: 12 jul. 2016.

\_\_\_\_\_, (2016b). *Storage in Natural Aquifers*. Disponível em: <<https://www.storengy.com/en/expertise/type-of-storage/storage-in-natural-aquifers.html>>. Acesso em: 12 jul. 2016.

\_\_\_\_\_, (2016c). *Storage in Salt Caverns*. Disponível em: <<https://www.storengy.com/en/expertise/type-of-storage/storage-in-salt-caverns.html>>. Acesso em: 12 jul. 2016.

TAG. Transportadora Associada de Gás, (2016). Características Técnicas e Operacionais das Instalações de Transporte. Disponível em: <<http://tag.petrobras.com.br/portal/tag-1/caracteristicas-tecnicas-e-operacionais-das-instalacoes.htm>>. Acesso em: 17 abr. 2018.

THOMAS J. E. Fundamentos de Engenharia de Petróleo, 2º ed., Rio de Janeiro, Interciência, 2001, 201 p.

TIGF - Transport et Infrastructures Gaz France, (2016). *TIGF Storage*. Disponível em: <<https://www.tigf.fr/en/our-projects/storage-projects/tigf-storage.html>>. Acesso em: 29 nov. 2016.

UNECE. United Nations Economic Commission for Europe, (2013). *Study on Underground Gas Storage in Europe and Central Asia*. Disponível em: <[https://www.unece.org/fileadmin/DAM/energy/se/pdfs/wpgas/pub/Report\\_UGS\\_Study\\_www.pdf](https://www.unece.org/fileadmin/DAM/energy/se/pdfs/wpgas/pub/Report_UGS_Study_www.pdf)>. Acesso em: 22 nov. 2017.

VALE, (2013). *Formulário de Referência - 2013*. Disponível em: <[http://www.vale.com/3797EFD2-D536-44AA-A029-9622C702AAF5/FinalDownload/DownloadId-267A808775559C438049A2B749313888/3797EFD2-D536-44AA-A029-9622C702AAF5/PT/investors/Equity-debt/debentures-non-convertible/8EmissaoDebenturesNaoConversiveisDocs/Formulario\\_de\\_referencia.pdf](http://www.vale.com/3797EFD2-D536-44AA-A029-9622C702AAF5/FinalDownload/DownloadId-267A808775559C438049A2B749313888/3797EFD2-D536-44AA-A029-9622C702AAF5/PT/investors/Equity-debt/debentures-non-convertible/8EmissaoDebenturesNaoConversiveisDocs/Formulario_de_referencia.pdf)>. Acesso em: 6 nov. 2018

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: 27 jul. 2018.