



REGULAÇÃO DE GÁS NATURAL NORUEGUESA E SUA APLICAÇÃO NO BRASIL

■ Colaboradores

Coordenação Geral

Heloisa Borges Bastos Esteves

Coordenação Executiva

Marcos Frederico Farias de Souza

Coordenação Técnica

Marcelo Ferreira Alfradique

Ana Claudia Sant'Ana Pinto

Equipe Técnica

Claudia Maria Chagas Bonelli

Gabriel Lacerda da Silva





VALOR PÚBLICO

A EPE REALIZA ESTUDOS E PESQUISAS PARA SUBSIDIAR A FORMULAÇÃO, IMPLEMENTAÇÃO E AVALIAÇÃO DA POLÍTICA E DO PLANEJAMENTO ENERGÉTICO BRASILEIRO. COM ESTA NOTA TÉCNICA, A EPE DISPONIBILIZA UMA FERRAMENTA DE COMPARTILHAMENTO DE INFORMAÇÕES SOBRE A REGULAÇÃO DE ACESSO DE TERCEIROS ÀS INFRAESTRUTURAS DE ESCOAMENTO E PROCESSAMENTO NA NORUEGA, COM UM NOVO ENFOQUE SOBRE A IMPORTÂNCIA DA ATIVIDADE DE OPERAÇÃO EXECUTADA DE MANEIRA INDEPENDENTE, A FIM DE APRESENTAR AO MERCADO BRASILEIRO INFORMAÇÕES DETALHADAS DE UM CASO DE REGULAÇÃO DE UM MERCADO COMPETITIVO E DINÂMICO DE GÁS NATURAL, ATRAVÉS DO ACESSO TRANSPARENTE E NÃO-DISCRIMINATÓRIO ÀS INFRAESTRUTURAS DE ESCOAMENTO E PROCESSAMENTO. O ESTUDO É PARTE DOS ESFORÇOS PROGRESSIVOS BRASILEIROS QUE VISAM PROMOVER O MELHOR APROVEITAMENTO DO GÁS NATURAL, COMO TAMBÉM O AUMENTO DO NÚMERO DE OFERTANTES DE GÁS NATURAL NO MERCADO DOMÉSTICO.

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



Ministro de Estado

Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário-Executivo

Arthur Cerqueira Valerio

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Pietro Adamo Sampaio Mendes



Presidente

Thiago Guilherme Ferreira Prado

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Thiago Ivanoski Teixeira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Reinaldo da Cruz Garcia

Diretor de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretor de Gestão Corporativa

Angela Regina Livino de Carvalho

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

Sumário

| | |
|---|-----------|
| 1. Introdução | 7 |
| 2. Panorama Regulatório Norueguês | 8 |
| 2.1. Diretivas Europeias | 9 |
| 2.2. Legislação Norueguesa..... | 9 |
| 3. O Sistema Integrado de Escoamento e Processamento Norueguês | 12 |
| 3.1. Operação do Sistema | 13 |
| 3.2. Acesso de Terceiros às Infraestruturas | 16 |
| 3.2.1. Condições de Acesso | 16 |
| 3.2.2. Tarifas de Acesso | 17 |
| 4. Lições para a Realidade Brasileira | 20 |
| 4.1. Aspectos Regulatórios Brasileiros | 20 |
| 4.2. Análise das Principais Características da Regulação da Noruega e do Brasil | 23 |
| 5. Considerações Finais | 26 |
| Bibliografia | 27 |

■ Lista de Ilustrações

| | |
|---|----|
| Figura 1: Organização do Governo norueguês para atividades de petróleo e gás. | 11 |
| Figura 2: Sistema Integrado de Escoamento e Processamento de gás natural da Noruega | 13 |
| Figura 3: Atividades da Gassco na estrutura do setor de gás norueguês. | 14 |
| Figura 4: <i>Stakeholders</i> da Gassco. | 15 |
| Figura 5: Interrelação entre Gassco e Gassled na estrutura norueguesa. | 15 |
| Figura 6: Áreas com aplicação de diferentes tarifas de acesso ao Sistema | 18 |
| Figura 7: Sistema eletrônico diário de terminais de recebimento operados pela Gassco. | 19 |
| Figura 8: Contexto histórico da abertura do mercado brasileiro de gás natural com enfoque no acesso de terceiros..... | 22 |

■ Lista de Tabelas

| | |
|---|----|
| Tabela 1: Componentes tarifários publicados no site do operador para algumas áreas. | 19 |
| Tabela 2: Análise regulatória entre os setores de gás natural brasileiro e norueguês..... | 24 |

1. Introdução

A regulação relativa à abertura do mercado de gás natural no Brasil tem registrado esforços progressivos no sentido da criação de um mercado mais competitivo e dinâmico através de diferentes mecanismos, entre eles os dispositivos para regulamentação do acesso de terceiros às infraestruturas de escoamento e processamento de gás natural.

Em paralelo, o arcabouço regulatório da indústria de gás natural no continente europeu foi se desenvolvendo ao longo das últimas décadas e se encontra em estágio de maturidade mais avançado, particularmente em relação ao compartilhamento dessas infraestruturas. Por isso, os recentes programas governamentais brasileiros que buscaram promover competição e abertura do mercado de gás natural utilizaram, reiteradas vezes, os modelos regulatórios europeus como referência.

Entre os diferentes países europeus que possuem uma regulamentação bem estabelecida em relação ao acesso de terceiros a infraestruturas de escoamento e processamento, a Noruega se destaca em função de diversos fatores, principalmente sua semelhança com o Brasil no que diz respeito ao ambiente exploratório de produção de gás natural. Os ambientes de produção na Noruega e no Brasil são predominantemente *offshore*, com participação de 100% e 86% da produção, respectivamente [1] [2]. Além disso, ambos os países necessitam de uma extensa malha de gasodutos para escoamento do gás natural produzido até o continente.

A Noruega possui uma área de 365.000 km², com extenso litoral recortado pelo Mar do Norte, Mar da Noruega e Mar de Barents, possuindo diversos fiordes e cerca de 50.000 ilhas. Com população de 5,5 milhões de pessoas em 2022, é um dos países menos populosos da Europa, com 15 habitantes por km² [3] [4]. O país é uma monarquia constitucional, com uma democracia parlamentar representativa plena¹ e, como membro do Espaço Econômico Europeu (EEE)², compartilha da legislação de mercado com a União Europeia (UE), apesar de não pertencer a este bloco político e econômico, implementando Diretivas Europeias e regulamentações relacionadas à energia no país [5].

O setor de óleo e gás natural é o de maior importância para a balança comercial da Noruega uma vez que, em 2022, 73% do valor total de exportação de bens foi oriundo desse setor. Nesse ano, o valor das exportações de gás natural superou o das exportações de óleo [6], com cerca de 98% da sua produção de 339 milhões de m³/d sendo exportada [7]. Com relação às infraestruturas de gás natural norueguesas, o setor possui grandes instalações orientadas para a exportação do gás natural para países europeus: aproximadamente 9.000 km de gasodutos *offshore*; 3 plantas de processamento de gás natural, com capacidade conjunta de 317 milhões de m³/d; 5 terminais de recebimento na UE e 2 no Reino Unido, além de 1 terminal de liquefação, com capacidade de 4,3 Mtpa [8] [9] [10].

Vale ressaltar que, ainda em 2022, o país se tornou o principal exportador de gás natural por gasoduto para a UE, através de um acordo entre Noruega e Alemanha, avaliado em US\$ 55 milhões. Essa posição foi atingida em função da redução drástica das exportações de gás natural russo para o continente europeu através de gasodutos, decorrente do conflito Rússia-Ucrânia [11]. Para a exportação do gás natural produzido, a Noruega adotou modelo que utiliza um operador independente na administração da malha de gasodutos de escoamento e plantas de processamento. Dessa maneira, o país consegue planejar a expansão eficiente da infraestrutura necessária para conectar os campos de produção ao mercado consumidor e garantir o acesso não discriminatório a essas instalações para todos os agentes interessados.

A Noruega também exporta 5% de gás natural via gás natural liquefeito (GNL) a partir da planta de liquefação de Hammerfest, operada pela Equinor e pertencente a *joint venture* composta pelas empresas

¹ O poder executivo norueguês é formalmente representado pelo rei, mas exercido através do Governo, chefiado pelo primeiro-ministro, enquanto o poder legislativo é exercido pelo parlamento norueguês.

² O Acordo sobre o Espaço Econômico Europeu (EEE), que entrou em vigor em 1994, reúne os Estados-Membros da União Europeia e os três Estados da Associação Europeia de Comércio Livre (EFTA) – Noruega, Islândia e Liechtenstein – em um mercado único, denominado “Mercado Interno”. O EEE é uma área geográfica criada por instâncias europeias, para permitir a livre circulação dos bens, dos serviços, das pessoas e dos capitais.

Equinor, Petoro, TotalEnergies, Norge, Neptune Energy e Wintershall [12]. O gás natural, proveniente do campo de Snohvit, primeiro a ser explorado no Mar de Barents, é escoado através de gasoduto de 160 km até Hammerfest, localizado na ilha de Melkoya, onde é liquefeito [12].

Adicionalmente, a Noruega possui a maior planta de metanol da Europa, localizada no complexo industrial de Tjeldbergodden, a qual possui capacidade produtiva de aproximadamente 900 mil toneladas de metanol por ano, o que representa 25% da produção de metanol europeia. Essa planta operada pela Equinor recebe gás natural dos campos de Heidrun e Haltenbanken, por intermédio de gasoduto de 250 km [13]. Embora seja um importante produtor de gás, a Noruega não tem um consumo expressivo. Devido a essa baixa demanda, existem na Noruega apenas duas empresas de distribuição de gás canalizado, que são as empresas Lyse Neo e Gasnor, que operam redes de 620 e 120 km, respectivamente, nas localidades de Jaeren, Ryfylke e Haugalandet [9].

A presente Nota Técnica apresenta os estudos sobre o modelo regulatório norueguês, e traz alguns apontamentos sobre o modelo regulatório adotado no setor de gás natural brasileiro. Trata-se de explorar a experiência norueguesa, aprofundando-se na regulação do acesso de terceiros a infraestruturas de escoamento e processamento, com um novo enfoque sobre a importância da atividade de operação executada de maneira independente. Uma vez que a Noruega abastece aproximadamente um quarto da demanda europeia de gás, através de gasodutos *offshore*, de maneira eficiente e estruturada [14], sem deixar de promover a redução da emissão dos gases de efeito estufa, sua estrutura organizacional e modelo regulatório são importantes fontes de lições para a realidade do setor de gás natural, mais especificamente no que se refere ao acesso de terceiros.

No que se refere à estruturação, este documento está organizado em 5 capítulos, incluindo esta Introdução. O capítulo 1 apresenta o panorama regulatório norueguês, com destaque para a influência das Diretivas Europeias na regulamentação norueguesa de gás natural, assim como a construção da legislação desse setor na Noruega. O capítulo 2 descreve o Sistema Integrado de Escoamento e Processamento Norueguês, detalhando tanto a parte operacional quanto as condições e tarifas para que terceiros possam acessá-lo. Já o capítulo 3 analisa a evolução da regulamentação brasileira do gás natural, do ponto de vista do acesso de terceiros às infraestruturas de escoamento e processamento, apontando as características das regulamentações desse acesso no Brasil e na Noruega, além de apresentar as lições trazidas pela indústria de gás norueguesa. Finalmente, no capítulo 4, traçam-se as considerações finais relativas aos arcabouços regulatório e legal norueguês e brasileiro.

2. Panorama Regulatório Norueguês

Na Noruega, o sistema integrado que abrange os gasodutos de escoamento e transporte, além das unidades de processamento de gás natural (UPGN) e os terminais de recebimento na UE e no Reino Unido, é chamado de **Rede de Gasodutos Upstream** ou **Sistema de Transporte** [15]. Vale ressaltar que na Noruega, os gasodutos de escoamento e transporte são tratados sem qualquer distinção e a regulação norueguesa trata ambos como parte do sistema de transporte, uma vez que pertencem ao mesmo conjunto de proprietários, são administrados pelo mesmo operador independente e estão sujeitos às mesmas regras de tarifação e acesso de terceiros. No entanto, em função das classificações aplicadas no Brasil, esses gasodutos se aproximam mais do que seria uma rede de gasodutos de escoamento e, portanto, esse sistema amplo será considerado um Sistema Integrado de Escoamento e Processamento (SIEP), sendo esse o termo adotado nesta Nota Técnica.

Como já comentado, a Noruega compartilha legislação interna de mercado com a UE e, assim, incorporou propostas presentes em algumas Diretivas e regulamentações europeias referentes ao setor de energia [3]. O objetivo geral da política regulatória de petróleo norueguesa, segundo o governo norueguês, é facilitar a produção rentável de petróleo e gás natural a longo prazo. Nesse sentido, a regulação do SIEP norueguês desempenha um papel fundamental, pois é importante garantir que o sistema seja operado de forma eficiente em termos de custos, com tarifas baixas, tenha um elevado nível de regularidade e flexibilidade, e que sejam tomadas decisões integradas relacionadas com o desenvolvimento futuro dessas infraestruturas [16].

Nesse contexto, serão apresentadas no capítulo 1 as Diretivas Europeias que embasaram alguns dispositivos presentes na regulamentação norueguesa de gás natural, além da trajetória de desenvolvimento da legislação norueguesa associada a esse setor.

2.1. Diretivas Europeias

A Comunidade Europeia propôs, entre 1998 e 2009, três Diretivas a fim de liberalizar o mercado interno de gás natural. A primeira Diretiva de Gás Natural da UE (Diretiva 1998/30/EC) foi proposta em 1998, e promoveu o acesso de terceiros a infraestruturas e a desverticalização (*unbundling*, em inglês) das empresas do setor [17]. Ela foi seguida por mais duas Diretivas do Gás (Diretivas 2003/55/EC e 2009/73/EC), em 2003 e 2009, além de quatro Códigos de Rede [18].

Em 1998, a primeira Diretiva, através do artigo 14, propôs a possibilidade de dois tipos de acesso às infraestruturas - negociado ou regulado - utilizando critérios transparentes, não discriminatórios e objetivos. No artigo 15, o acesso negociado é fundamentado na celebração de contratos entre as partes interessadas, com base em acordos comerciais voluntários, apoiados na publicação compulsória das principais condições comerciais para uso da instalação, realizada pelos operadores ou proprietários da infraestrutura. De acordo com o artigo 16, o acesso regulado é baseado na concessão do direito de acesso de terceiros à instalação, com base em tarifas publicadas e/ou outras condições e obrigações para uso da instalação, determinadas pelo órgão regulador e publicadas pelo operador.

Em 2009, foi publicada a terceira e última Diretiva, que previu a obrigatoriedade do acesso de terceiros não discriminatório às infraestruturas pelos Estados-Membros³. Quanto ao acesso de terceiros aos gasodutos de escoamento, as regras dispostas no artigo 34 dessa Diretiva propuseram que este acesso seria garantido aos agentes interessados e aos clientes elegíveis dos Estados-Membros, sendo validado por um órgão regulador, que atuaria na solução de controvérsias, no entanto, sem definir se este acesso seria negociado ou regulado. Nesse artigo, determinou-se que as regras de acesso deveriam ser estipuladas pelos Estados-Membros, com o objetivo de evitar abusos de posição dominante, levando em consideração a regularidade e a segurança no fornecimento, além da proteção ambiental e a capacidade que poderia ser disponibilizada a terceiros. Ainda de acordo com esse artigo, pode haver recusa ao acesso de terceiros a um gasoduto de escoamento caso haja incompatibilidade nas especificações técnicas que não possam ser razoavelmente superadas [19].

Quanto ao acesso de terceiros a UPGNs, a Diretiva 2009/73/EC trata desta questão implicitamente no item 2 do artigo 34 da Diretiva de 2009, quando indica que se deve levar em consideração as necessidades devidamente justificadas do proprietário ou operador da rede de gasodutos de escoamento que irão escoar o gás natural para ser processado e os interesses de todos os outros usuários do sistema de escoamento ou das unidades de processamento de gás natural que possam ser afetados [19].

Com relação à rede de transporte, essa Diretiva Europeia considerou que a ausência de separação efetiva entre as redes e as atividades de produção e de comercialização promoveria um risco de discriminação, não só na operação da rede, mas também no incentivo às empresas verticalmente integradas⁴ para investirem adequadamente nas suas redes. Neste sentido a Diretiva, em seu artigo 14, instituiu a figura do operador de rede independente. Nos casos de empresas verticalmente integradas, os Estados-Membros poderiam fazer com que as empresas proprietárias da rede de transporte deixassem de atuar como operadoras da rede e designassem para essa função um operador independente [20].

2.2. Legislação Norueguesa

A indústria e o arcabouço regulatório de gás natural na Noruega começaram a se desenvolver na década de 1960 quando, em 1962, a empresa americana *Phillips Petroleum* solicitou autorização para explorar petróleo no Mar do Norte ao governo norueguês. Até então, não havia qualquer movimento exploratório na costa do país. Logo em seguida, em 1963, o governo norueguês instituiu a soberania sobre a Plataforma Continental Norueguesa (NCS, em inglês), afirmando que o Estado seria dono de qualquer

³ Países membros da União Europeia.

⁴ Empresas nas quais a mesma pessoa jurídica exerce atividade de suprimento ou produção, além da atividade de estocagem, distribuição, transporte ou GNL.

recurso natural encontrado naquela área, e que somente ele poderia conceder licenças de exploração e produção [21].

Durante o período de 1976 a 1995, foi construída uma quantidade considerável de gasodutos *offshore*, que eram operados por diferentes proprietários, aplicando diferentes tarifas e condições de uso. Esse arranjo resultou em complexas condições de utilização da infraestrutura. Em 1996, a Comissão Europeia instaurou investigação contra o Comitê de Negociação de Gás Norueguês (GFU, em norueguês)⁵, composto por empresas privadas e estatais norueguesas, sobre suposta prática de atos anticoncorrenciais, por meio de contratos com tarifas, alocação de capacidade e prioridade de entrega privilegiados. O desfecho da investigação europeia, referente a esse Comitê, culminou com o encerramento do caso, após revisão da regulação norueguesa, que promoveu o seu fim e a criação de um operador independente do SIEP norueguês [22].

Atualmente, o Ministério de Energia Norueguês (anteriormente denominado Ministério de Petróleo e Energia, criado em 1978) é responsável pela execução das atividades definidas pelo Parlamento Norueguês (*Stortinget*, em norueguês) e pelo Governo, como manutenção do arcabouço regulatório para abertura de novas áreas de exploração de petróleo e gás natural e desenvolvimento de projetos, assim como exerce autoridade administrativa sobre essa atividade. O Parlamento Norueguês supervisiona o Governo e a administração pública, e é responsável pela política petrolífera por meio de seus poderes legislativos, participando das discussões de grandes projetos que impactam na exploração dos recursos naturais noruegueses.

A regulação e a gestão dos recursos são executadas pela Diretoria de Petróleo Norueguesa (NPD, em inglês), agência que está subordinada ao Ministério de Energia e tem prerrogativa para tomar decisões e adotar regulações que estejam de acordo com a legislação norueguesa. Além disso, ela é responsável pela cobrança de taxas dos operadores e pela coleta e análise de dados geofísicos para determinação dos recursos naturais na NCS [22].

Há uma importante participação direta do Estado nas atividades de óleo e gás. Essa influência do governo norueguês no setor é exercida principalmente por meio da participação estatal nas empresas Petoro, Equinor e Gassco. A Petoro é uma empresa criada em 2001, sob a responsabilidade do Ministério do Comércio, Indústria e Pesca Norueguês e atualmente possui 70 empregados. A empresa é 100% estatal e administra a participação direta do Estado nas atividades de petróleo e gás, definida como SDFI (*State's Direct Financial Interest*, em inglês). Essa participação engloba propriedade de campos, gasodutos e outras instalações, com o objetivo de maximizar as receitas do governo. O SDFI possui participações em 36 campos produtores, em percentuais que podem variar de 5 a 48 por cento [23].

Já a Equinor (antiga Statoil) é uma empresa de energia criada em 1972, administrada pelo Ministério do Comércio, Indústria e Pesca Norueguês, e possui atualmente 22.000 funcionários. A empresa opera aproximadamente 70 % da produção de óleo e gás norueguesa e, após sua privatização parcial em 2001, foi listada na bolsa de Nova Iorque e Oslo. Embora esteja presente em 30 países, o governo norueguês ainda possui 67% das ações na empresa [24].

A Gassco é uma empresa 100% estatal norueguesa, sediada em Bygnes, na Noruega, e com filiais em Alemanha, Bélgica, França e Reino Unido, que possuía 379 funcionários no final de 2022. Foi criada em 2001 para ser o operador independente do SIEP norueguês, considerado monopólio natural pelo governo do país [25]. O papel dessa empresa será apresentado em detalhes na seção 3.1 A Figura 1 resume a organização do Governo norueguês para atividades de petróleo e gás natural [26].

⁵ Esse Comitê era composto pelas empresas petrolíferas norueguesas Statoil, Norsk Hydro e Saga Petroleum.

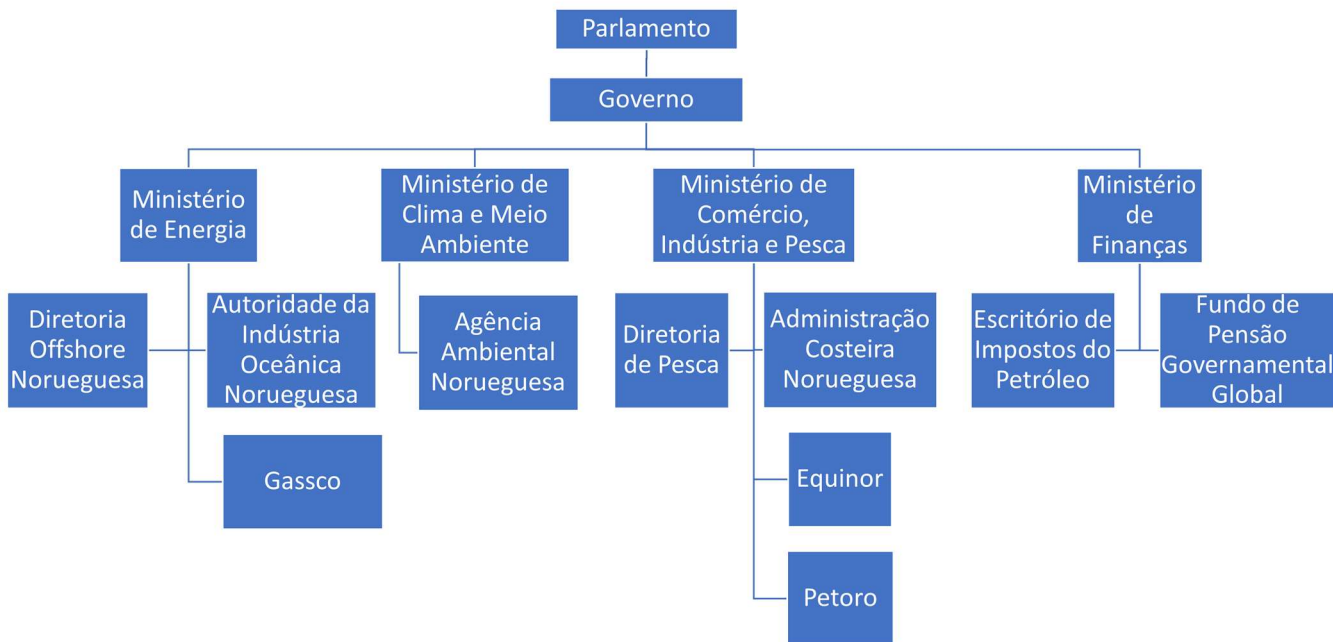


Figura 1: Organização do Governo norueguês para atividades de petróleo e gás.

Fonte: Adaptado de Norsk Petroleum - www.norskpetroleum.no [6].

Existem alguns princípios, propostos ao Parlamento Norueguês em 1971, que nortearam as atividades petrolíferas⁶ na Noruega e, ainda hoje, a influenciam. Esses princípios ficaram conhecidos como 10 mandamentos, e estão descritos a seguir:

- 1- devem ser garantidos supervisão e controle nacionais de todas as atividades na NCS;
- 2- as descobertas petrolíferas devem ser exploradas de uma forma que garanta o máximo de independência de terceiros para o suprimento de petróleo bruto;
- 3- novas atividades de negócio ligadas ao petróleo devem ser desenvolvidas;
- 4- o desenvolvimento da indústria de petróleo deve levar em consideração as atividades comerciais existentes e a proteção do meio ambiente;
- 5- a queima de gás no *flare* só será permitida em períodos de teste limitados;
- 6- o petróleo proveniente da NCS deve, necessariamente, ser desembarcado no país, com exceção de casos especiais nos quais considerações sociopolíticas justifiquem uma solução diferente;
- 7- o Governo deve contribuir para a coordenação dos interesses noruegueses na indústria petrolífera envolvendo-se em todos os níveis, bem como na criação de uma comunidade petrolífera integrada que estabelece suas metas nacionais e internacionais;
- 8- será criada uma companhia petrolífera estatal que possa cuidar dos interesses comerciais do governo e buscar colaboração com os interesses petrolíferos nacionais e internacionais;
- 9- ao norte do 62º paralelo, deve ser escolhido um padrão de atividades que reflita a situação sócio-política especial encontrada nessa parte do país;
- 10- grandes norueguesas podem representar novas atividades para sua política externa [27].

As políticas regulatórias norueguesas vigentes, relacionadas ao setor de petróleo e gás natural, que abrangem a organização das atividades do setor e as regras de acesso, foram estabelecidas na Lei do Petróleo (*Petroleum Act: Act relating to petroleum activities*, 1996), na Regulação de Petróleo (*Regulations to Act Relating to Petroleum Activities*, 1997), na Regulação de Tarifas para Infraestruturas Específicas (*Regulations Relating to Stipulation of Tariffs etc. for specific facilities*, 2002) e na Regulação relativa ao acesso de terceiros às infraestruturas (*Regulations relating to third party access to facilities*, 2005) [28] [29] [30] [14].

⁶ Subentende-se nos dias de hoje que os termos “petróleo” ou “petrolífero” na Legislação Norueguesa englobam petróleo e gás natural.

De acordo com a Lei do Petróleo, o Governo norueguês tem o direito de propriedade sobre os recursos petrolíferos, que devem ser geridos numa perspectiva de longo prazo em benefício da sociedade norueguesa⁷. Para que as empresas participem de qualquer fase das atividades petrolíferas, devem obter licenças expedidas pelo Ministério de Energia Norueguês, por meio de um sistema de licenciamento, incluindo licenças para construir e operar o SIEP de gás [28] [3] [31]. Dessa forma, fica garantido o controle e gerenciamento do Governo para a indústria de óleo e gás, implementado a partir de legislação.

A Lei do Petróleo prevê que o Ministério de Energia Norueguês indique uma entidade para assumir a responsabilidade pela operação do SIEP e das instalações associadas, que deve atuar de forma isenta e não discriminatória. Além disso, deverá promover o acesso à rede de dutos e orientar as atividades de usuários e proprietários, para garantir uma gestão adequada dos recursos e uma operação eficiente da rede [28].

É importante ressaltar que a Noruega apresenta dois mercados de compra de capacidade de escoamento e processamento de gás natural no SIEP norueguês: mercado primário e secundário. No Mercado Primário, o proprietário da rede de dutos *upstream* deve disponibilizar a capacidade não utilizada para que o operador do sistema a coloque à disposição em sua plataforma eletrônica de reserva de capacidade. O operador deve apresentar recomendação de quanto seria a capacidade não utilizada ao proprietário, que pode reprová-la a indicação do operador. Os contratos no mercado primário são firmados entre o carregador⁸ e o operador que representa os proprietários da infraestrutura [32].

Já no Mercado Secundário, uma vez que os carregadores não podem cancelar agendamento de capacidade, há possibilidade de vender os direitos de uso da capacidade diretamente para empresas de gás natural ou clientes elegíveis. Diferente do mercado primário, o mercado secundário apresenta características do acesso negociado, contudo, os órgãos de regulação possuem poder para coibir a aplicação de preços abusivos. As transações comerciais do mercado secundário podem ser realizadas em plataforma eletrônica de comercialização de capacidade do operador do sistema ou diretamente entre os carregadores, desde que a operação seja registrada no sistema do carregador [9] [33].

3. O Sistema Integrado de Escoamento e Processamento Norueguês

O Sistema Integrado de Escoamento e Processamento de gás natural Norueguês compreende a rede de gasodutos de escoamento, as plantas de processamento, e os terminais de recebimento na União Europeia e no Reino Unido, conforme já definido mais detalhadamente no capítulo 1.

A rede de gasodutos de escoamento⁹ compreende 33 gasodutos que totalizam aproximadamente 9 mil km [34] [30]. Há três plantas de processamento de gás *onshore* Kårstø, Kollsnes e Nyhamna, com capacidade de processamento de 90, 143 e 84 milhões de m³/d, respectivamente [13]. Nestas plantas, o gás é processado para retirada de líquidos de gás natural e o gás seco resultante é exportado através da rede citada até sete terminais de recepção na União Europeia e Reino Unido. Existem cinco terminais de recepção para o gás norueguês na Europa continental: Dornum e Emden, na Alemanha; Zeebrugge, na Bélgica; Dunkerque, na França, e Nybro, na Dinamarca, além dos terminais Easington e St Fergus, no Reino Unido [11]. A Figura 2 ilustra o SIEP da Noruega.

⁷ É interessante notar que produtores de gás que possuem licença de produção são donos do gás produzido correspondente à sua parcela da licença de produção. Eles mesmos são responsáveis por comercializar o gás que produzem, sendo que a parcela de gás do Estado norueguês é comercializada pela principal estatal petrolífera do país [9].

⁸ Usuário que utiliza ou pretende utilizar capacidade disponível no SIEP.

⁹ A rede de gasodutos de escoamento compreende gasodutos que movimentam gás rico (gasodutos de escoamento) e que movimentam gás seco (gasodutos de transporte).

As responsabilidades da Gassco estão divididas em normais e especiais, conforme classificação do operador. Aquelas consideradas especiais consistem em operar o sistema, gerir as capacidades e desenvolver infraestruturas, enquanto as consideradas normais envolvem as operações diárias de operação técnica das instalações, gasodutos e plataformas, desenvolvimento de projetos e administração de licenças [26]. A Figura 3 apresenta as atividades da Gassco dentro da estrutura do setor de gás natural na Noruega [34].

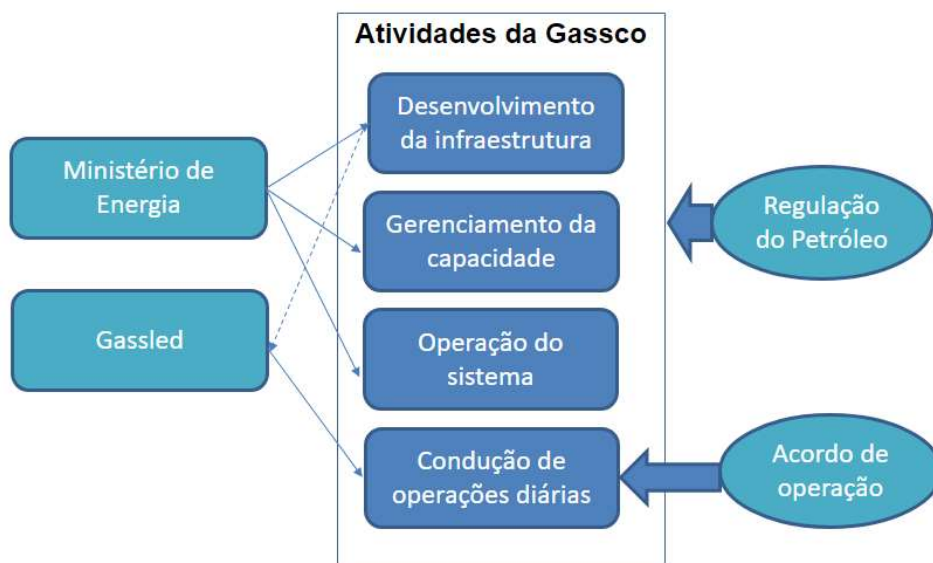


Figura 3: Atividades da Gassco na estrutura do setor de gás norueguês.

Fonte: EPE [19].

Segundo a Gassco, o desenvolvimento de uma infraestrutura abrange o planejamento e coordenação do processo de implantação de novas redes de gasodutos, unidades de processamento e terminais de recebimento. A Gassco deve avaliar o SIEP e propor, após consulta às partes interessadas, investimentos de ampliação ou melhoria do sistema. Como não é proprietária das infraestruturas, a concretização dos investimentos sugeridos por ela depende do interesse dos agentes investidores. A empresa prepara todo ano um plano de escoamento e processamento de gás, que analisa a demanda por escoamento nos quinze anos seguintes. A infraestrutura do SIEP se desenvolve gradualmente à medida que são desenvolvidos novos campos de exploração e produção de gás natural [27].

A gestão e alocação de capacidades é feita tanto para gasodutos de escoamento como para unidades de processamento de gás, de acordo com regras transparentes e isonômicas que buscam a utilização do SIEP da forma mais eficiente possível. Como a empresa não foi feita para ter lucro ou prejuízo, seus custos são arcados pelos proprietários, usuários do SIEP e terceiros, limitando, dessa forma, seus riscos econômicos e financeiros. Os custos operacionais do SIEP administrados pela Gassco são cobertos pelos usuários por meio de tarifas, de acordo com o previsto na Regulação de Tarifas para Infraestruturas Específicas [36]. Esse assunto específico será abordado em detalhes na seção 3.2.2 sobre Tarifas de Acesso.

Com relação à prestação de serviços técnicos operacionais dos gasodutos, unidades de processamento e terminais de recebimento, a Gassco contrata as empresas Equinor, Shell e North Sea Midstream Partners, por meio de acordos de operação. Além dessas empresas, ela tem como *stakeholders* o Governo Norueguês, os vinte e um usuários e os dezoito proprietários do SIEP, conforme Figura 4.

Em 2005, a Gassco foi incumbida pelo Ministério de Energia Norueguês de liderar o desenvolvimento da cadeia de valor para captura, transporte e armazenamento de carbono na plataforma continental norueguesa. Adicionalmente, hoje ela é responsável por desenvolver infraestrutura para a exportação de hidrogênio à União Europeia [34].



Figura 4: Stakeholders da Gassco.
Fonte: EPE a partir de Gassco [36].

Atualmente, a Gassco opera um sistema que incorpora mais de 30 produtores de gás oriundos de mais de 50 campos, em nome de diversas *joint ventures* diferentes, sendo a principal delas a Gassled [25] [34]. Estabelecida em 2003, um ano após a criação da Gassco, a Gassled tem como proprietárias as estatais norueguesas Petoro (administradora do SDFI), com 46,7% e Equinor, com 5%, assim como as empresas CapeOmega (26,3%), Hav Energy (15,6%) e Silex Gas (6,4%). Ela detém instalações de processamento *onshore*, assim como as redes de gasodutos que conectam os campos de produção *offshore* a essas unidades, além das redes que conectam as plantas de processamento aos terminais de recebimento. A estrutura e interação entre Gassco e Gassled são mostrados na Figura 5 [34].

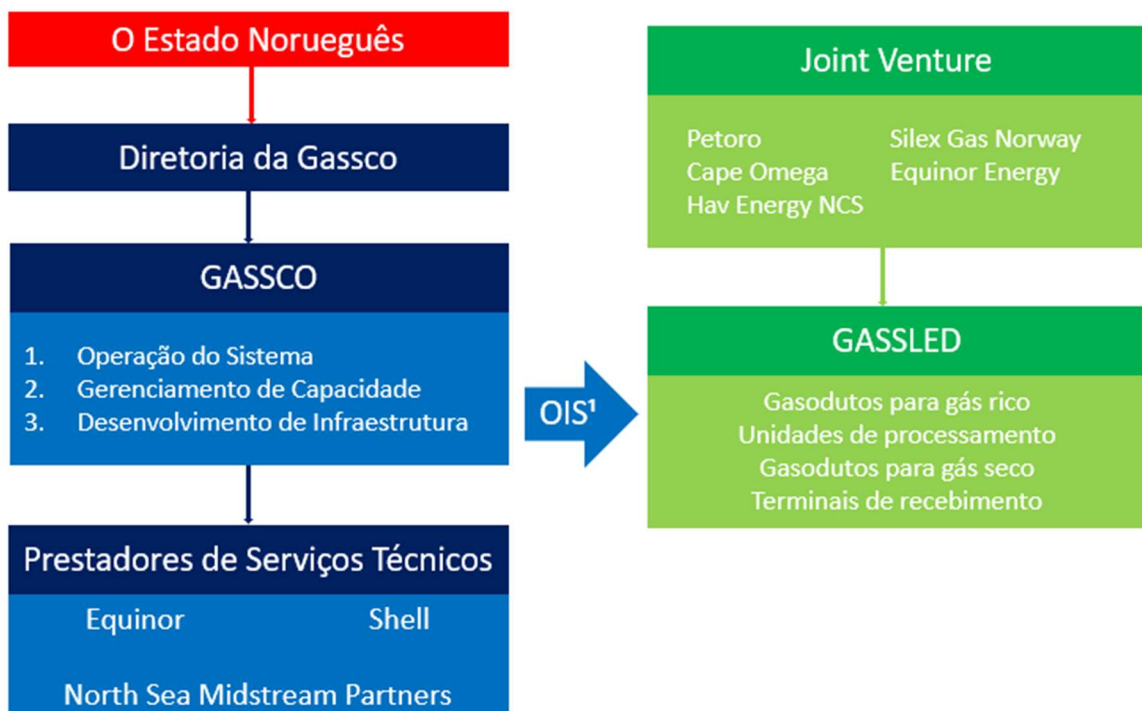


Figura 5: Interrelação entre Gassco e Gassled na estrutura norueguesa.
Fonte: EPE a partir de Gassco [33].

¹ **Nota:** OIS corresponde a Operador Independente do Sistema.

Em 2023, o Ministério de Energia Norueguês sinalizou às empresas que possuem licença de propriedade de infraestrutura que o Governo tem interesse em reverter algumas dessas licenças quando elas terminarem, em 2028, com o objetivo de estatizar as principais instalações do sistema de gás natural [16].

3.2. Acesso de Terceiros às Infraestruturas

O acesso de terceiros ao Sistema na Plataforma Continental Norueguesa (NCS) é regido pela Seção 4.9 da Lei do Petróleo e pelo capítulo 9 da Regulação do Petróleo, com este último a implementar o regime de acesso regulado constante da Diretiva Europeia de Gás. A Regulação do Petróleo determina que empresas de gás natural que tenham necessidade comprovada de acesso aos serviços de escoamento e processamento devem ter acesso a essas infraestruturas em condições objetivas e indiscriminadas. O direito de uso de capacidade dessas instalações está condicionado ao atendimento das especificações do gás, de acordo com os requerimentos técnicos.

De acordo com as regras, as empresas de gás natural e os clientes elegíveis terão acesso ao SIEP, sujeitos a determinados critérios:

- a capacidade deve estar disponível no Sistema;
- o carregador deve demonstrar uma necessidade razoável de escoamento devidamente fundamentada;
- o gás do carregador deverá obedecer a determinadas especificações técnicas; e
- o carregador deve demonstrar finanças suficientes ou fornecer uma garantia [32] [34].

De maneira a aprofundar sobre o tema, serão tratados a seguir os dispositivos utilizados na Noruega relativos às condições de acesso de terceiros ao SIEP, a fim de permitir o escoamento do gás norueguês, além da lógica da determinação tarifária deste acesso às infraestruturas.

3.2.1. Condições de Acesso

As condições de acesso às infraestruturas do SIEP norueguês são estipuladas pela Regulação de Tarifas para Infraestruturas Específicas sob regras de acesso regulado com tarifas predefinidas. Por outro lado, as condições de acesso a outras infraestruturas *offshore*, que não fazem parte desse Sistema, são estipuladas pela Regulações Relativas ao Acesso de Terceiros às Infraestruturas sob regras de acesso negociado, dentro de critérios definidos.

No caso das infraestruturas do SIEP, a Gassco disponibiliza modelos padrões para contratos e manuais em seu site. Esses documentos preveem as regras e condições que se aplicam às interações entre operador, carregadores e proprietários. Entre os documentos disponibilizados na sua plataforma eletrônica estão os Termos e Condições de Escoamento (*Terms and Conditions for Transportation of Gas in Gassled*), o Manual do Carregador (*Shipper Manual*) e o Manual de Reserva de Capacidade (*Booking Manual*), preparados pelo operador, consultando os carregadores e os proprietários [34].

O documento intitulado Termos e Condições de Escoamento prevê as responsabilidades dos proprietários e dos carregadores, com respeito ao uso dos serviços de escoamento. Nesse documento, também está previsto que o operador será responsável por prestar os serviços de escoamento em nome do proprietário, além de executar todos os direitos e deveres do proprietário previstos no contrato de escoamento. Já o Manual do Carregador estabelece regras de comunicação entre carregadores e o operador independente, e entre os operadores dos campos produtores e o operador independente [37].

Os detalhes para qualificação financeira do carregador, processo de reserva de capacidade, conceito de capacidade interruptível, necessidade qualificada e liberação de capacidade estão previstos no Manual de Reserva de Capacidade. Nele estão descritos os procedimentos para reservar capacidade nos pontos de entrada para inserir gás no sistema, nos pontos de saída para retirar gás do sistema, nas plantas de processamento, além de serviços como remoção de CO₂ ou mescla de produtos [37].

Em relação às outras infraestruturas *offshore*, o Ministério de Energia Norueguês estipulou algumas cláusulas de contrato padrão, que devem estar publicadas no site eletrônico da Diretoria Norueguesa de Petróleo (*Norwegian Petroleum Directorate*). Em junho de 2006, após um processo de consulta pública, o

Ministério aprovou um conjunto de cláusulas contratuais padronizadas, aplicadas em negociações sobre o uso dessas infraestruturas por terceiros. O uso de cláusulas padrões são recomendadas pelo Ministério para que seu acesso seja eficiente, no entanto, a inclusão de todas as cláusulas em contratos negociados não é obrigatória. Nesse modelo padronizado pelo Ministério, há cláusulas importantes que se referem ao direito de acesso, serviços, procedimentos operacionais, pagamentos, garantias, comunicações, entre outros [38].

3.2.2. Tarifas de Acesso

Um dos pontos importantes, quando se fala de acesso regulado de terceiros à infraestrutura de gás, é a determinação das tarifas cobradas pelo uso da instalação. As tarifas de acesso a algumas infraestruturas, que incluem a rede de gasodutos de escoamento, plantas de processamento e instalações de armazenamento, carregamento e fracionamento de líquido de gás natural, são reguladas pelo Ministério de Energia Norueguês, por meio da Regulação de Tarifas para Infraestruturas Específicas¹⁰.

As tarifas do SIEP de gás natural estão sujeitas à regulação do Governo desde o início das atividades petrolíferas na Noruega. Nas infraestruturas do Sistema instaladas após 1987, elas eram definidas para produzir uma taxa real de retorno de cerca de 7% sobre o capital investido. No entanto, a partir de 2003, elas passaram a ser determinadas de acordo com a Regulação de Tarifas, que visava assegurar condições de escoamento de acordo com o princípio de que o lucro deve advir, primariamente, da produção dos campos *offshore* e não do sistema de escoamento. Parte-se então da premissa de que tarifas mais baixas contribuem para recuperar uma parte maior dos recursos petrolíferos de maneira rentável [31].

Em 2013, a Regulação de Tarifas foi revisada pelo Ministério, que promoveu uma redução de 90% do componente tarifário, correspondente ao retorno sobre o capital. Quatro empresas privadas pertencentes a fundos de investimento internacionais, e que juntas somavam 45% das participações na Gassled, entraram com um processo judicial contra a mudança regulatória do Governo; entretanto, a justiça manteve a revisão da regulação tarifária [31].

Vale ressaltar que, ainda entre 2010 e 2012, estas quatro empresas tinham adquirido participações na Gassled das empresas petrolíferas ExxonMobil, Shell, Total e Eni, após a extinção do acesso preferencial dos proprietários às infraestruturas do SIEP. Essas empresas petrolíferas, que eram carregadoras e detinham participações na infraestrutura de escoamento, venderam seus ativos para investir na sua atividade principal, que é exploração e produção de petróleo [39].

As tarifas visam garantir receita razoável aos proprietários das instalações, levando em conta os valores investidos e os riscos associados à atividade, de tal modo que seja viabilizada a execução dos projetos, e são compostas por um elemento de capital, determinado pelo Ministério de Energia Norueguês, e por um elemento operacional. Esses elementos podem ser verificados a partir de uma fórmula única, prevista na regulação, através da qual as tarifas unitárias¹¹ são calculadas para utilização de entrada e saída dos gasodutos de escoamento, além da capacidade de processamento. A fórmula que rege o cálculo das tarifas unitárias (t) é [29]:

$$t = \left(K + \frac{I}{Q} + U \right) \cdot E + \frac{O}{Q}$$

Onde os componentes tarifários são:

K: parte fixa unitária do elemento de capital;

Q: capacidade reservada para o ano;

¹⁰ Para outras infraestruturas, que não são objeto da Nota Técnica, ou seja, diferentes daquelas que compõem o Sistema Integrado de Escoamento e Processamento, as Regulações Relativas ao Acesso de Terceiros às Infraestruturas, em sua seção 9, determinam que usuário e proprietário de instalações genéricas, ligadas à produção e escoamento de petróleo e gás, devem buscar consenso sobre tarifas que sejam aceitáveis para ambos.

¹¹ A tarifa de capacidade interruptível, aquela que poderá ser interrompida pelo operador em condições previamente definidas, é a metade da tarifa unitária da infraestrutura.

- I: elemento anual dos investimentos para manutenção do sistema;
- U: elemento relacionado às ampliações do sistema;
- E: fator de escalabilidade;
- O: custos de operação.

Na regulação, as tarifas unitárias do SIEP são classificadas em dezesseis áreas nomeadas por letras, sendo aplicadas em função da variação dos componentes tarifários de cada tipo de infraestrutura, conforme a Figura 6 [29].

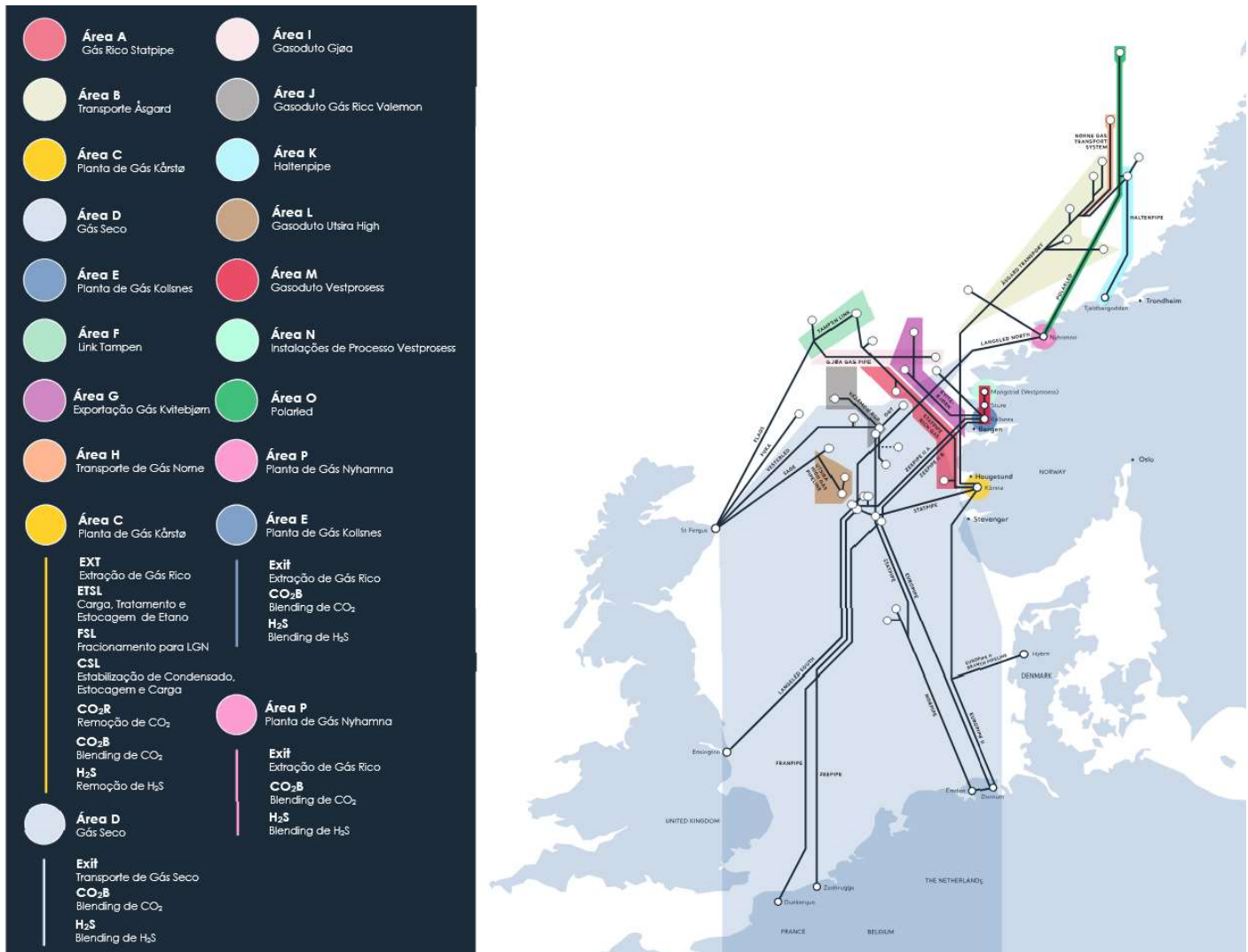


Figura 6: Áreas com aplicação de diferentes tarifas de acesso ao Sistema

Fonte: EPE a partir de Gassco [40].

Nota 1: Todas as áreas correspondem a gasodutos, com exceção das áreas C, E, e P, que correspondem a Unidades de Processamento.

Nota 2: A área D corresponde ao conjunto de gasodutos que movimenta gás seco, enquanto as demais correspondem a gasodutos que movimentam gás rico e Unidades de Processamento.

O operador independente publica em seu site os valores dos componentes tarifários K, I/Q e O/Q, correspondentes aos elementos de capital e operacionais para cada área [34], conforme apresentado na Tabela 1 para o ano de 2022. O elemento operacional é estabelecido a cada ano para cobrir, antecipadamente, os custos operacionais do sistema.

O carregador pode reservar capacidade nos pontos de entrada e saída de gás nos gasodutos e nas plantas de processamento, no entanto, não é permitido que o carregador escolha a rota percorrida pelo gás. A tarifa deve ser paga pelo carregador em função do direito à capacidade reservada na rede de gasodutos, independente de usá-la ou não.

Tabela 1: Componentes tarifários publicados no site do operador para algumas áreas.

| COMPONENTES DA TARIFA UNITÁRIA EM 2022 ¹ | | | | |
|---|--------------------|-------------------------|---------------------------|----------------------------|
| ÁREA/SERVIÇO | Unidade | Elemento de capital (K) | Elemento de capital (I/Q) | Elemento operacional (O/Q) |
| ÁREA A | R\$/m ³ | 0,004 | 0,007 | 0,005 |
| ÁREA B | R\$/m ³ | 0,002 | 0,001 | 0,001 |
| ÁREA C - SERVIÇOS | | | | |
| ÁREA C - EXT | R\$/m ³ | 0,007 | 0,005 | 0,015 |
| ÁREA C - ETSL | R\$/tonelada | 114,006 | 84,457 | 173,587 |
| ÁREA C - FSL | R\$/tonelada | 21,376 | 91,948 | 360,640 |
| ÁREA C - CSL | R\$/tonelada | - | 35,225 | 129,914 |
| ÁREA D - ENTRADA | | | | |
| KOLLSNES | R\$/m ³ | 0,014 | - | - |
| KARSTO | R\$/m ³ | 0,017 | - | - |
| OSEBERG | R\$/m ³ | 0,017 | - | - |
| OUTRAS | R\$/m ³ | - | - | - |
| ENTRADAS | | 0,003 | | |
| ÁREA D - SAÍDA | | | | |
| TODAS AS SAÍDAS | R\$/m ³ | 0,005 | 0,004 | 0,022 |
| SNURREVARDEN | R\$/m ³ | - | 0,004 | 0,022 |

Fonte: Adaptado de Gassco [40].

¹Nota: Valores em real convertidos a partir do valor da coroa norueguesa de março de 2024, que corresponde a 0,47 reais.

No que tange as regras de transparência, a compra e venda de capacidade disponível do Sistema Integrado podem ser feitas por meio de plataforma eletrônica do operador, na qual são publicadas informações sobre volumes movimentados na Plataforma Continental da Noruega, no longo prazo, que ocorrem duas vezes ao ano, e no curto prazo, que podem ser realizadas diariamente [19] [41]. A Figura 7 ilustra o sistema eletrônico de capacidade de terminais de recebimento na União Europeia e Reino Unido operados pela Gassco. As informações disponibilizadas na Figura correspondem às nomeações diárias de cada terminal de recebimento.



| INFORMAÇÕES EM TEMPO REAL | | | | | | | | | ÚLTIMA ATUALIZAÇÃO 2024-04-16 13:53:10 |
|---|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|-------------------------|----------------------------|---------------------------|--|
| Nomeações diárias agregadas para 2024-04-16 | | | | | | | | | |
| Dornum | Emden | Nybro | Dunkerque | Zeebrugge | Easington | St.Fergus | Campos de entrega na SEGAL | Outras nomeações de saída | Soma Saídas Nomeações NCS |
| 42,8 MSm ³ | 87,0 MSm ³ | 22,9 MSm ³ | 46,4 MSm ³ | 43,2 MSm ³ | 48,0 MSm ³ | 3,6 MSm ³ | 11,2 MSm ³ | 2,2 MSm ³ | 307,2 MSm ³ |

Figura 7: Sistema eletrônico diário de terminais de recebimento operados pela Gassco.

Fonte: Adaptado de Gassco, em português [42].

Nota: SEGAL é *joint venture* entre Shell e Esso, operada pela Shell, que detém gasodutos que interligam os campos noruegueses Brent e Fulmar ao terminal de recebimento St. Fergus, no Reino Unido.

É interessante citar que as tarifas do mercado primário, pertencente ao SIEP, são reguladas, enquanto as tarifas no mercado secundário, também pertencente ao Sistema Integrado, são negociadas, tendo seus preços dirigidos pelo mercado. Neste último caso, a transferência de direitos de uso da capacidade de um carregador para outro ocorre de forma negociada, mesmo que por meio de um sistema de ofertas e propostas dentro da plataforma eletrônica do operador independente.

4. Lições para a Realidade Brasileira

Neste capítulo, será feita uma breve análise da evolução da regulação brasileira sobre a indústria do gás natural, com foco no acesso de terceiros às infraestruturas de escoamento e processamento, assim como alguns apontamentos entre algumas características das indústrias do gás natural brasileira e norueguesa e seus respectivos arcabouços regulatórios.

4.1. Aspectos Regulatórios Brasileiros

Até os anos noventa, a Petrobras detinha o monopólio sobre as atividades de petróleo e gás natural no Brasil, de acordo com o que era previsto na Constituição Federal de 1988. Entretanto, em 1995, a Emenda Constitucional nº 9 flexibilizou esse monopólio e, em 1997, a Lei nº 9.478/1997 (Lei do Petróleo) regulamentou o disposto constitucional, avançando na abertura desses mercados [43].

O aperfeiçoamento da regulamentação brasileira, no que concerne à abertura do mercado de gás natural e acesso de terceiros às infraestruturas de escoamento e processamento, voltou a ocorrer em 2009, quando foi promulgada a Lei nº 11.909/09¹² (Lei do Gás), que normatizou as atividades relativas ao transporte, tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural. A Lei do Gás, contudo, previa que o acesso de terceiros não seria obrigatório para os gasodutos de escoamento, instalações de processamento e terminais de liquefação e regaseificação [44] [45].

Com os objetivos de reduzir a participação da Petrobras no setor, promover o desenvolvimento do País e consolidar um mercado de gás natural aberto, dinâmico e competitivo, o Governo Federal promoveu, em 2016, a iniciativa Gás para Crescer e, em 2019, instituiu o programa Novo Mercado do Gás [46] [43].

Essas iniciativas buscaram desenvolver a regulação das atividades de transporte e distribuição de gás canalizado, consideradas monopólios naturais, e das atividades de escoamento e processamento, não caracterizadas como monopólios naturais, além de promover um aumento da competitividade nas atividades potencialmente concorrenciais, tentando provocar um aumento da oferta e consequente redução de preços.

Dessa forma, o tema do acesso de terceiros a infraestruturas de escoamento e processamento de gás natural foi tratado no subcomitê 1 do Gás para Crescer, no qual foi proposto o acesso negociado e não discriminatório, garantida a prioridade do proprietário e, na sequência, pelo Programa Novo Mercado de Gás, o qual deu continuidade à iniciativa anterior. Ambos contribuíram para a preparação da Lei nº 14.134/2021 (Nova Lei do Gás), promulgada em 2021 [47] [46].

Em função do que foi estabelecido no Gás para Crescer, sobre a necessidade de os proprietários apresentarem diretrizes para viabilizar o acesso das infraestruturas, foram publicados pelo Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP) dois documentos, intitulados “Caderno de Boas Práticas - Diretrizes para Acesso a UPGNs” e “Caderno de Boas Práticas - Diretrizes de Terceiros à Infraestrutura de Escoamento de Gás Natural”, em 2018 e 2021, respectivamente. Esses Cadernos foram embasados no documento “Código de Práticas sobre o Acesso às Infraestruturas de Petróleo e Gás natural na Plataforma Continental do Reino Unido” (*Code of Practice on Access to Upstream Oil and Gas Infrastructure on the UK Continental Shelf*, em inglês) e passaram por amplo debate entre os produtores associados ao IBP antes de suas publicações [48].

Ao longo desse processo de aprimoramento regulatório para abertura do mercado de gás natural e acesso às infraestruturas de escoamento e processamento do setor, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) contribuiu para a redução de assimetria de informação relativa à fundamentação de arcabouços e regulatórios de acesso de terceiros a essas infraestruturas, com destaque em experiências internacionais. Nesse sentido, deve-se dar enfoque à Nota Técnica “Acesso de Terceiros a Infraestruturas Essenciais - Doutrina de Infraestruturas Essenciais aplicada a Gasodutos de Escoamento, Unidades de Processamento de Gás Natural e Terminais de GNL” publicada no site da EPE em 2020.

¹² Lei Nº 11.909/2009. Regulamentada pelo Decreto Nº 7.382/2010. Revogada pela Nova Lei do Gás (Lei Nº 14.134/2021).

Vale ressaltar que a Nova Lei do Gás abrange todos os elos da cadeia do gás natural, com exceção da exploração e produção, as quais são tratadas na Lei do Petróleo, e os serviços locais de gás canalizado, que constituem competência dos estados, instituída na Constituição Federal de 1988. Essa Lei, em conjunto com o Decreto 10.712/21 que a regulamenta, trouxeram importantes contribuições para garantir que terceiros tenham acesso a infraestruturas para entrada no mercado de comercialização de gás natural e, assim, promover uma maior concorrência no setor. Visando garantir o acesso não discriminatório negociado de terceiros aos gasodutos de escoamento da produção, às instalações de processamento de gás natural e aos terminais de GNL, essas regulamentações trazem como principais medidas [49] [50]:

- a preferência do proprietário da instalação para uso da própria infraestrutura;
- para acesso a terceiros, a remuneração ao proprietário é negociada entre as partes;
- em caso de controvérsias, cabe à ANP decidir sobre a matéria;
- cabe à ANP acompanhar o funcionamento do mercado de gás natural e adotar medidas de desconcentração de oferta e de cessão compulsória de capacidade de transporte, de escoamento da produção e de processamento; e
- o acesso não discriminatório de terceiros a essas infraestruturas deve acontecer de forma transparente.

Com o objetivo de desenvolver processo de regulamentação sobre o acesso não discriminatório aos gasodutos de escoamento, unidades de processamento de gás natural e terminais de GNL, previsto no artigo 28 da Nova Lei do Gás e no artigo 16 do decreto 10.712/21, a ANP publicou a Nota Técnica Conjunta nº 25/2022/ANP em dezembro de 2022 e realizou Consulta Prévia nº 1/2023 para obtenção de contribuições em 2023 [15] [51]. Em fevereiro de 2024, o Relatório de Análise de Impacto regulatório visando orientar, com base em evidências, a tomada de decisão regulatória, foi encaminhado para aprovação da diretoria colegiada da ANP. O desenvolvimento da resolução sobre esse tema encontra-se em andamento no momento da preparação da presente Nota Técnica [52].

Também prevista no artigo 28 da Nova Lei do Gás, está estabelecida a necessidade de elaboração de códigos de conduta e prática de acesso aos gasodutos de escoamento da produção e às instalações de tratamento ou processamento de gás natural. Os proprietários dessas instalações deverão elaborar tais códigos em conjunto com os terceiros interessados, bem como assegurar a publicidade e transparência desses documentos. Com base em critérios definidos nos códigos, a remuneração a ser paga aos proprietários das instalações pelo terceiro interessado, bem como o prazo de duração do instrumento contratual, serão objeto de acordo entre as partes. Em caso de controvérsia, caberá à ANP decidir sobre a matéria, considerando os códigos de conduta, ressalvada a possibilidade de as partes, de comum acordo, elegerem outro meio de resolução de disputas legalmente admitido no Brasil [47].

Com a finalidade de complementar as medidas estabelecidas pela Nova Lei do Gás, foi instituído o Programa Gás para Empregar em 2023, visando a promoção do melhor aproveitamento do gás natural produzido no Brasil. O Comitê 2 do Grupo de Trabalho do Programa Gás para Empregar (GT-GE) aborda o acesso ao mercado de gás natural relativo às infraestruturas de escoamento, processamento, transporte, estocagem e terminais de GNL [49].

Esse comitê tem como objetivos promover estudos e discussões para promover o acesso de ofertantes na infraestrutura de gás natural e atrair maior número de investimentos privados nessa infraestrutura. Os possíveis resultados a serem alcançados são o aumento da eficiência da infraestrutura de GN, por meio de aumento nos investimentos e o compartilhamento desse ganho por meio de menores preços aos consumidores [53]. Foram estabelecidas três frentes de trabalho que embasarão as entregas e produtos esperados: acesso à infraestrutura; atração de investimentos e formação de preços nacionais.

Com relação ao acesso à infraestrutura, foram estabelecidas as seguintes metas:

- melhorias no acesso, a partir das experiências das empresas no acesso às infraestruturas;

- ampliação de capacidade existente;
- os termos de acesso;
- identificação e transparência das restrições técnicas das infraestruturas existentes.

Quanto à atração de investimentos, as metas foram as seguintes:

- avaliar mecanismos para atrair investimentos privados em infraestruturas nacionais;
- proporcionar aumento sustentável do investimento, da produção e do consumo de gás natural.

Finalmente, para a formação de preços nacionais, foram determinadas como metas:

- avaliar mecanismos para atrair investimentos privados em infraestruturas nacionais;
- proporcionar aumento sustentável do investimento, da produção e do consumo de gás natural;
- estimular maior concorrência no setor de gás natural no Brasil;
- aumentar transparência na formação de preços nacionais, com enfoque na participação das infraestruturas;
- estruturar o mercado para uma indústria competitiva, eficiente e de baixo custo de transação entre os elos da cadeia;
- proporcionar externalidades positivas para os consumidores [53].

A Figura 8 apresenta, resumidamente, o contexto da abertura do mercado brasileiro de gás natural com enfoque no acesso de terceiros, desde 1988 até 2023.

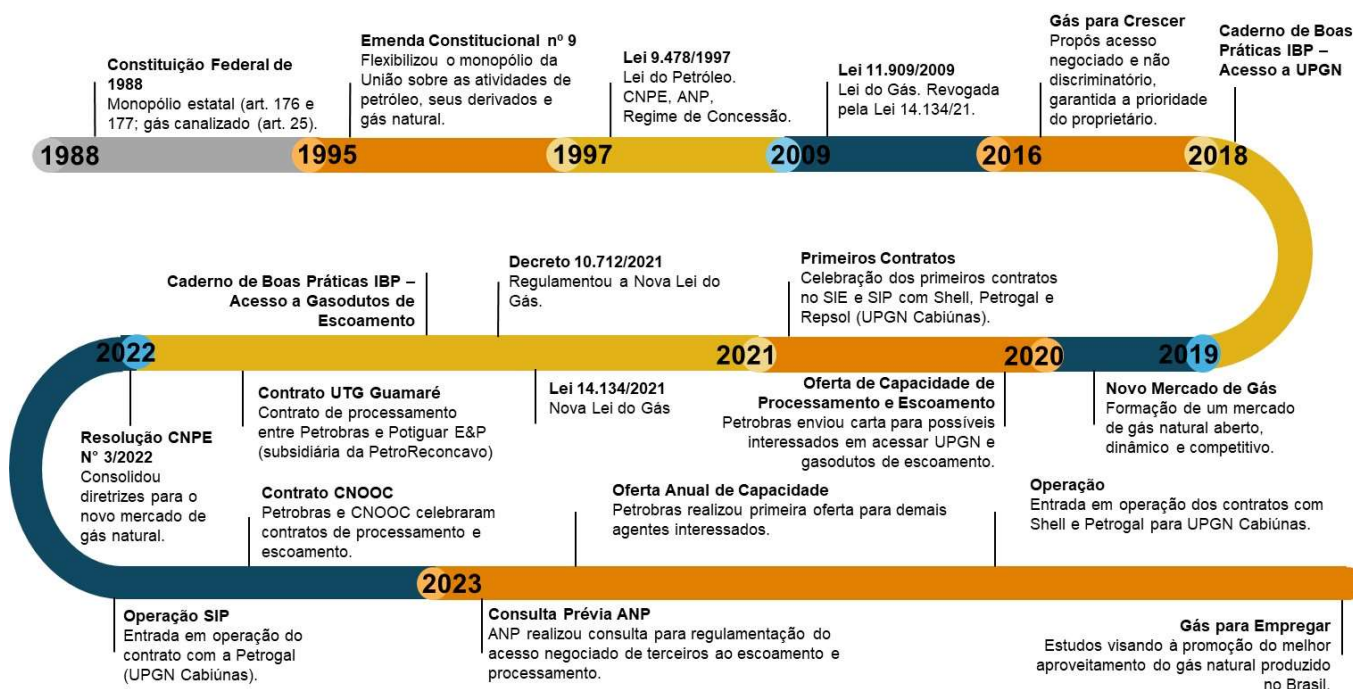


Figura 8: Contexto histórico da abertura do mercado brasileiro de gás natural com enfoque no acesso de terceiros.

Fonte: EPE a partir de EPE [54], IBP [55] e Petrobras [56].

Hoje, existem dois sistemas de gasodutos interligados que levam o gás natural produzido em plataformas *offshore* até plantas de processamento na costa brasileira. O Sistema Integrado de Escoamento da Bacia de Santos (SIE-BS) é composto pelos gasodutos das Rotas 1, 2 e 3 (a última em fase de construção), de propriedade da Petrobras, Shell, Petrogal e Repsol. Já o Sistema Integrado de Escoamento da Bacia de Campos (SIE-BC) é composto por gasodutos de escoamento marítimos e terrestres, de propriedade da Petrobras, que se conectam à UPGN de Cabiúnas, também de propriedade da Petrobras [57] [58]. Por sua vez, o Sistema Integrado de Processamento é composto por três UPGNs localizadas em Cabiúnas, Caraguatatuba e Itaboraí (a última em fase de construção), que estão conectadas ao SIE-BS e ao SIE-BC.

As disposições da Nova Lei do Gás sobre o acesso negociado às infraestruturas e a diversificação dos agentes vem se concretizando por meio de contratos de compartilhamento dessas infraestruturas de escoamento e processamento, conforme mostrado a seguir:

- em junho de 2021, Shell, Petrogal e Repsol, coproprietárias do SIE-BS, assinaram contrato para compartilhamento de capacidade de escoamento no SIE-BS e de processamento no SIP;
- em dezembro de 2022, a empresa petrolífera chinesa CNOOC Petroleum Brasil Ltda assinou contratos para escoar o gás natural oriundo da Bacia de Santos, por qualquer uma das rotas de exportação do SIE-BS pertencentes à Petrogal Brasil, Repsol Sinopec Brasil, Shell Brasil e Petrobras. O gás será processado nas plantas do SIP, de propriedade da Petrobras, viabilizando o seu atendimento direto ao mercado de gás natural [58] [56];
- em dezembro de 2023, a Equinor assinou com a Petrobras contratos para utilização do SIE-BC e de acesso à UPGN de Cabiúnas [59].

4.2. Análise das Principais Características da Regulação da Noruega e do Brasil

As características do sistema de produção, logística e comercialização de gás natural brasileiro e norueguês são bem diferentes, a começar pelo destino do gás produzido. Enquanto 98% do gás produzido na Noruega é exportado, o Brasil consome todo o gás ofertado internamente e ainda recebe gás boliviano por meio do Gasoduto Bolívia-Brasil e gás natural liquefeito a partir dos terminais de regaseificação na costa, para abastecimento de algumas usinas termelétricas [6].

O sistema de escoamento de gás brasileiro é composto por gasodutos *onshore* e *offshore* que totalizam extensão de 4.564 km [60]. Já a complexa malha de gasodutos noruegueses, que escoam o gás produzido em campos *offshore* até os terminais de recebimento na UE e no Reino Unido, tem extensão de aproximadamente 9.000 km [30].

Na Tabela 2, estão apresentadas as principais características das regulamentações brasileira e norueguesa em relação a diversos temas, que vão desde o regime de outorga até o projeto das infraestruturas de escoamento e processamento para o mercado de gás natural. Pode-se observar pela Tabela que os arcabouços regulatórios de ambos os países apresentam semelhanças e diferenças, que serão discutidas a seguir.

É interessante notar que ambos preveem a obrigatoriedade do acesso de terceiros às infraestruturas de escoamento e processamento de maneira transparente, assim como possuem mecanismos para resolução de controvérsia e para autorização da construção de novas infraestruturas. Embora as regras de transparência no Brasil ainda não estejam estabelecidas, elas devem ser aprimoradas com a regulamentação da ANP sobre o acesso de terceiros e os desdobramentos do Programa Gás para Empregar.

Por outro lado, os arcabouços regulatórios apresentam mais diferenças que semelhanças. A principal diferença é o tipo de acesso dado aos gasodutos de escoamento e às UPGNs. No caso do Brasil, esse acesso é negociado e, no caso da Noruega, é regulado. Isso se deve ao fato de que na Noruega as atividades de escoamento e processamento necessitam ter tarifas reguladas por órgão competente e publicadas, enquanto no Brasil o acesso é negociado entre as empresas, com atuação da ANP para solução de controvérsias [25].

Por conta do acesso regulado, as atividades regulatórias, que são realizadas pelo Ministério de Energia Norueguês, consistem em aprovar contratos de uso de capacidade, supervisionar as atividades do operador independente, determinar o componente tarifário referente ao retorno de capital e os custos considerados para o componente tarifário operacional, além das demais atividades acessórias que visam garantir o acesso não discriminatório, de acordo com o arcabouço regulatório instituído. Já a ANP, como agência regulatória brasileira que garantirá o acesso de forma negociada, tem como funções arbitrar conflitos quando não há consenso entre as partes interessadas, garantir que haja transparência nas condições técnicas e comerciais de acesso às capacidades disponíveis, e avaliar se os valores cobrados

Tabela 2: Análise regulatória entre os setores de gás natural brasileiro e norueguês.

| Tema | Brasil | Noruega |
|--|---|---|
| Regime de outorga de gasodutos de processamento e plantas de processamento | Para o exercício da atividade de construção e operação de infraestruturas de escoamento, bem como de operação de infraestruturas de processamento de gás natural, a empresa que atender aos requisitos técnicos, econômicos e jurídicos estabelecidos na regulação deverá solicitar autorização à ANP. (Lei 14.134, art. 26 e 27) | Para o exercício das atividades de construção e operação de infraestruturas de escoamento e processamento de petróleo e gás natural, a empresa deverá solicitar licença ao Ministério de Energia Norueguês. (<i>Petroleum Act – section 4-3</i>) |
| Operação do Sistema de Escoamento e Processamento | A operação das infraestruturas de escoamento e processamento é realizada pela empresa cuja autorização foi obtida junto à ANP. (Resolução ANP 52/2015, art. 1) [61] | A operação do Sistema Integrado de Escoamento e Processamento é realizada pela Gassco, operadora independente do sistema. (<i>Petroleum Act – section 4-9</i>) |
| Acesso a terceiros | Fica assegurado o acesso negociado e não discriminatório de terceiros interessados aos gasodutos de escoamento da produção e às instalações de tratamento ou processamento de gás natural. (Lei 14.134, art. 28) | Empresas de gás natural e clientes elegíveis têm assegurado o acesso de forma regulada à rede de gasodutos de escoamento e às instalações de processamento de gás natural. (<i>Petroleum Regulations – section 59</i>) |
| Preferência do proprietário | O proprietário da instalação terá preferência para uso da própria infraestrutura, na forma da regulação da ANP. (Lei 14.134, art. 28) | Não há preferência no uso das instalações para os proprietários, com exceção da capacidade disponível resultante de expansões da rede, que deve ser priorizada para as empresas que arcarem com os seus custos. (<i>Petroleum Regulations – section 62</i>) |
| Remuneração | A remuneração a ser paga ao proprietário de gasoduto de escoamento da produção e de instalações de processamento de gás natural pelo terceiro interessado será objeto de acordo entre as partes, com base em critérios objetivos, previamente definidos e divulgados na forma do código de conduta e prática de acesso à infraestrutura. (Lei 14.134, art. 28) | A remuneração deverá ser paga na forma de tarifa pelo direito à capacidade na rede de gasoduto de escoamento, independente do seu uso. A tarifa é composta por uma parcela de remuneração do capital investido, sendo a taxa de retorno definida pelo Ministério de Energia, e uma parcela de custo operacional, cujos itens reembolsáveis serão definidos pelo Ministério. (<i>Petroleum Regulations – section 63</i>) |
| Controvérsia | Na eventualidade de controvérsia, caberá à ANP decidir sobre a matéria, considerado o código de conduta e prática de acesso à infraestrutura, ressalvada a possibilidade de as partes elegerem outro meio de resolução de disputas legalmente admitido no Brasil. (Lei 14.134, art. 28) | Disputas relacionadas ao acesso às infraestruturas serão direcionadas ao Ministério de Energia ou a entidade autorizada pelo Ministério. (<i>Petroleum Regulations – section 68</i>) |
| Cessão compulsória | Caberá à ANP acompanhar o funcionamento do mercado de gás natural e adotar medidas de desconcentração de oferta e de cessão compulsória de capacidade de escoamento da produção e de processamento. (Lei 14.134, art. 33) | Se não for garantido acesso às infraestruturas, o Ministério de Energia, diretamente ou por meio do operador independente, poderá ordenar ao proprietário que libere o acesso. (<i>Petroleum Regulations – section 67</i>) |
| Transparência | O acesso não discriminatório e negociado de terceiros aos gasodutos de escoamento e às instalações de processamento se dará de forma transparente. Os proprietários devem assegurar publicidade e transparência ao código de conduta de acesso. (Decreto 10.712, art. 16) | O operador independente deve disponibilizar informações em sua plataforma sobre capacidade não contratada e não utilizada nas instalações. Os componentes tarifários devem ser publicados. (<i>Petroleum Regulations – section 66</i>) |
| Projetos de infraestrutura | Os projetos de construção de gasodutos de escoamento e de unidades de processamento de gás natural são elaborados por empresas e enviados para a ANP, que os publica, assim, possibilitando a coordenação entre os proprietários das instalações e os agentes interessados no acesso. (Decreto 10.712, art. 17) | Os projetos de construção são elaborados pelo operador independente, após consulta ao mercado, consumidores e produtores, que custearão os projetos. O operador, então, prepara relatório para o Ministério de Energia sobre possíveis soluções de expansão. (<i>Petroleum Regulations – section 66^a</i>) |

Fonte: Elaboração própria EPE a partir de [47] [32].

para utilização de capacidade remuneraram os investimentos, de acordo com taxas de retorno razoáveis, ou se há cobranças desproporcionais que inviabilizam o acesso de terceiros.

Outra diferença significativa se baseia na forma como é projetado o sistema de escoamento e processamento. Com relação aos projetos dessas infraestruturas no Brasil, o desenvolvimento é feito por empresas produtoras de petróleo e gás natural e/ou empresas investidoras, que realizam seus projetos no intuito de maximizar o retorno de seus investimentos a partir da venda do gás natural ou da cobrança pela utilização da capacidade da instalação. A publicação desses projetos pela ANP permite uma melhor coordenação entre os diferentes agentes para atender as partes interessadas de maneira mais eficiente. Enquanto isso, na Noruega os projetos de expansão são desenvolvidos pelo operador independente, buscando atender às projeções de oferta e demanda de maneira eficiente, com o aval do Governo Norueguês. Os projetos são desenvolvidos pelo operador, mas são custeados pelos investidores interessados [47] [32].

Também há diferenças entre os dois países na forma como é operado esse sistema. No Brasil, a maior parte das infraestruturas de escoamento e processamento de gás pertence à Petrobras, maior produtora de gás natural do país, que também opera estas instalações. Em contrapartida, na Noruega são propriedade de *joint ventures* com participação de empresas de fundos de investimento e petrolíferas, que possuem licença para a sua construção e exploração por tempo determinado, sendo administradas por operador independente. Conforme já mencionado, algumas dessas licenças devem expirar em 2028, retornando-as para o Governo Norueguês [16].

A respeito do tema de operação independente, esse já havia sido avaliado no âmbito do subcomitê 2 da Iniciativa Gás para Crescer, porém especificamente para o sistema de transporte de gás natural brasileiro. Este programa considerou o processo de liberalização do setor de gás natural da União Europeia, presente na terceira Diretiva de 2009, na qual foi estabelecido que os Estados-Membros deveriam adotar um entre três modelos de desverticalização da atividade de transporte: separação completa de propriedade¹³, operador de transporte independente¹⁴ e operador do sistema independente [62].

No Gás para Crescer, chegou-se a avaliar a possibilidade de se adotar para o transporte um órgão equivalente ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), pessoa jurídica de direito privado sem fins lucrativos, criada em maio de 1998 para executar diversas atividades. Entre elas, encontram-se as tarefas de coordenação e controle da operação, da geração e da transmissão de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN), assim como as atividades de previsão de carga e planejamento da operação dos sistemas isolados [63]. No entanto, se a operação do transporte de gás natural estivesse a cargo de uma associação formada por agentes do setor de gás natural, teria forte presença da Petrobras, já que no período ela exercia de forma verticalizada todas as atividades da cadeia da indústria de gás natural. Concluiu-se, assim, que haveria incompatibilidade no caráter de independência pretendido [62].

Já no caso da Noruega, a alternativa para mitigação dos efeitos da verticalização que foi adotada para o SIEP foi a do operador do sistema independente. Essa opção previa que a propriedade dos ativos do Sistema permaneceria com a empresa verticalmente integrada, porém a gestão desses ativos e a operação do Sistema seriam realizadas por um operador independente. No desenvolvimento do Sistema, o operador independente seria responsável pelo planejamento, pela construção e pelo comissionamento da nova infraestrutura, no entanto, ele não seria o detentor dos ativos. O proprietário seria responsável por financiar os investimentos definidos pelo operador [62].

Ao trazer casos de outros países europeus que adotaram o modelo de operador independente, é importante mencionar que, no Reino Unido, foi promovida uma consulta pública pelo Governo e pela

¹³ A separação completa de propriedade consistia em impedir a participação cruzada entre empresas transportadoras de gás natural e empresas que atuam na produção e comercialização [49].

¹⁴ O modelo de operador de transporte independente consistia na criação de normas para assegurar a independência de gestão e de operação do transportador em relação a empresas que atuam na produção e comercialização de gás natural [49].

Agência Reguladora de Energia Britânica – OFGEM em 2021. Essa consulta resultou no estabelecimento do compromisso governamental de criação de um único operador independente, com prazo de realização até 2024, para operação dos sistemas de gás natural e energia elétrica. As principais razões apontadas pelo Governo Britânico para a criação deste operador independente foram os desafios trazidos pela implementação de um sistema energético *net zero* e a atual dependência energética, a ser superada no longo prazo, mantendo as tarifas ao consumidor as mais baixas possíveis [64].

Hoje, pode-se considerar que a Noruega possui uma estrutura regulatória madura no que se refere à garantia de acesso de terceiros ao seu Sistema Integrado de Escoamento e Processamento. Como lições trazidas para a realidade brasileira, destacam-se:

- publicação periódica das capacidades disponíveis nas infraestruturas de escoamento e processamento em plataformas eletrônicas;
- o funcionamento do mercado norueguês apresenta características de acesso regulado, no caso do mercado primário, e características de acesso negociado, no caso do mercado secundário. No último caso, os órgãos de regulação possuem poder para coibir a aplicação de preços abusivos;
- a criação de manuais técnicos detalhados publicados no site do operador, contendo as condições de utilização das infraestruturas de escoamento e processamento e as responsabilidades de proprietários e das empresas que fazem uso das infraestruturas;
- extinção de oligopólio que impedia o acesso de terceiros através da prática de preços abusivos e aplicação de termos contratuais desiguais;
- o longo caminho percorrido pela regulamentação desse setor no país, em seu processo de construção;
- o fato de que até hoje a estrutura regulatória do país ainda está em constante aprimoramento, com a promoção de melhorias em suas normas regulatórias, visando aproveitar experiências internacionais e levando em consideração casos de concentração de mercado, os quais trouxeram à tona as dificuldades de acesso encontradas por empresas de gás natural.

5. Considerações Finais

O Brasil vive uma situação similar àquela vivida pela Noruega na década de 90, no que refere à existência de uma grande empresa produtora de gás natural e, ao mesmo tempo, proprietária e operadora da maior parte da infraestrutura de escoamento e das plantas de processamento (no caso brasileiro, essa empresa é a Petrobras, e no Norueguês, a Equinor). A grande diferença entre os dois casos é o destino dado ao gás escoado - enquanto no Brasil a totalidade do gás produzido é consumido internamente ou reinjetado, na Noruega a maior parte do gás é exportado para o Reino Unido e a União Europeia, com pouca relevância para o consumo nacional.

Na Noruega, o desenvolvimento da regulamentação do acesso às instalações de escoamento e processamento de gás natural partiu da premissa de que essas infraestruturas são consideradas monopólios naturais. Sendo assim, essas normas previram a aplicação de tarifas reguladas para escoamento e processamento, extinção da preferência de capacidade aos proprietários e criação da figura do operador independente para administração das capacidades e expansão da infraestrutura. A motivação para o aperfeiçoamento regulatório norueguês adveio de mudanças regulatórias promovidas pela União Europeia (principal mercado consumidor para o gás produzido nesse país), por meio das Diretivas de Gás Natural, assim como processos judiciais referentes à realização de práticas abusivas anticoncorrenciais, que visavam a inviabilização do uso dessas instalações por concorrentes que competiam pelo mesmo mercado consumidor de gás natural.

Por sua vez, o Brasil adotou outro modelo para a política de acesso às infraestruturas de escoamento e processamento para garantia da concorrência no mercado de gás natural. Essa garantia foi instituída a partir da publicação da Nova Lei do Gás, que prevê a obrigatoriedade do acesso de terceiros a essas instalações a partir de contratos e tarifas negociadas com os proprietários dessas infraestruturas. No entanto, a própria Lei previu desdobramentos que ainda estão em desenvolvimento pela ANP em sua

agenda regulatória, referente ao andamento do processo de regulamentação do acesso de terceiros, por exemplo.

É importante explicitar que as leis e normas de qualquer país podem se modificar ao longo do tempo, em particular, quando se trata da regulação de um setor como o do gás natural, que se mostra tão dinâmico e tão importante para a transição energética mundial. Como não existe um modelo singular ideal que garanta o acesso de terceiros às instalações de escoamento e processamento e, por consequência, a máxima competitividade no mercado de gás natural, a depender das características da indústria do gás natural de cada país, sua regulamentação pode apresentar maior ou menor grau de eficiência quando se opta por determinado formato em detrimento de outros.

A partir desta Nota Técnica, pode-se concluir que a principal diferença entre o arcabouço regulatório brasileiro e norueguês seria o fato de o modelo brasileiro de acesso a infraestruturas de escoamento e processamento ser negociado e o norueguês ser acesso regulado. É importante frisar que, para as condições de acesso negociado, alguns dos papéis da Agência Reguladora são arbitrar conflitos quando não há consenso entre as partes interessadas; garantir que as remunerações de acesso sejam valores que remunerem o investimento de forma justa, mas que não inviabilize o acesso de terceiros, e garantir que o acesso seja realizado de forma não discriminatória e transparente. No caso do acesso regulado, a Agência Reguladora deve monitorar e fiscalizar as partes interessadas para que as normas previstas em regulamentação sejam cumpridas, levando-se em consideração que as tarifas e condições contratuais são publicadas segundo regras predefinidas, o que evita a cobrança de taxas abusivas que visam impedir o acesso competitivo.

Bibliografia

- [1] Norsk Petroleum, Fields, 2023. Disponível em: <<https://www.norskpetroleum.no/en/facts/field/>>. Acesso em: 20 mar. 2024.
- [2] ANP. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2024. Painel dinâmico de Produção de Petróleo e Gás Natural. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiaNzVmNzI1MzQtNTY1NC00ZGVhLTk5N2ItNzBkMDNhY2IxZTlxliwidCI6IjQ0OTlmNGZmLTl0YTtNGl0Mi1iN2VmLTExNGFmY2FkYzkyMyJ9>>. Acesso em: 25 mar. 2024.
- [3] IEA, 2022. Norway: Energy Policy Review, jun. 2022. Disponível em: <<https://iea.blob.core.windows.net/assets/de28c6a6-8240-41d9-9082-a5dd65d9f3eb/NORWAY2022.pdf>>. Acesso em: 03 mar. 2024.
- [4] World Bank Group, 2024. Norway. Disponível em: <<https://data.worldbank.org/country/norway>>. Acesso em: 31 jan. 2024.
- [5] EFTA, 2024. EEA Agreement. Disponível em: <<https://www.efta.int/eea/eea-agreement>>. Acesso em: 15 jan. 2024.
- [6] Norsk Petroleum, 2024. Exports of Oil and Gas. Disponível em: <<https://www.norskpetroleum.no/en/framework/state-organisation-of-petroleum-activities/>>. Acesso em: 04 jan. 2024.
- [7] Norsk Petroleum, Production Forecasts. Disponível em: <<https://www.norskpetroleum.no/en/production-and-exports/production-forecasts/>>. Acesso em: 15 fev. 2024.
- [8] N. Buli and N. Adomaitis, 2023. How does Norway export its natural gas?. Outubro. Disponível em: <<https://www.reuters.com/business/energy/how-does-norway-export-its-natural-gas-2023-10-12/>>. Acesso em: fev. 2024.
- [9] Kvale, 2023. Gas Regulation. Disponível em: <<https://www.kvale.no/en/articles/gas-regulation-2023-1/>>. Acesso em: jan. 2024.
- [10] LNGPrime, 2024. Norway's Equinor awards Hammerfest LNG contract. Janeiro. Disponível em: <<https://lngprime.com/contracts-and-tenders/norways-equinor-awards-hammerfest-lng-contract/102662/>>. Acesso em: 15 fev. 2024.

- [11] V. Eckert, R. Bouso e C. Steitz, 2023. Germany swaps Russia for Norway in gas supply dependence. Reuters. Dezembro. Disponível em: <<https://www.reuters.com/business/energy/germany-swaps-russia-norway-gas-supply-dependence-2023-12-21/>>. Acesso em: 18 jan. 2024.
- [12] Equinor, 2022. Production start-up at Hammerfest. Disponível em: <<https://www.equinor.com/news/20220601-production-start-up-at-hammerfest-Ing>>. Acesso em: 08 mar. 2024.
- [13] Equinor, 2023. Energy - Onshore Facilities. Disponível em: <<https://www.equinor.com/energy/onshore-facilities>>. Acesso em: 08 mar. 2024.
- [14] Gassco, 2023. Our history. Disponível em: <<https://gassco.eu/en/about-us/who-we-are/our-history/>>. Acesso em: 02 jan 2024.
- [15] ANP. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2022. Nota Técnica Conjunta ANP nº 25/2022, 2022. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-previa/2023/cp-01-2023/nt-conjunta-n-25-2022.pdf>>. Acesso em: 18 mar. 2024.
- [16] Norwegian Government, 2023. Ownership in the upstream gas pipeline network. Disponível em: <<https://www.regjeringen.no/en/aktuelt/ownership-in-the-upstream-gas-pipeline-network/id2974526/>>. Acesso em: 23 mar. 2024.
- [17] K. Shaton, 2014. Incentive problem in upstream gas transport infrastructure development, Procedia Computer Science. Vol. 31. 413-422. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1877050914004621>>. Acesso em: 14 mar. 2024.
- [18] ACER, Network Codes. Disponível em: <<https://www.acer.europa.eu/gas/network-codes>>. Acesso em: 22 jan. 2024.
- [19] EPE. Empresa de Pesquisa Energética, 2020. Acesso de terceiros a infraestruturas essenciais. Doutrina de Infraestruturas Essenciais aplicada a Gasodutos de Escoamento, Unidades de Processamento de Gás Natural e Terminais de GNL. Janeiro. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-462/NT%20Infraestruturas%20Essenciais.pdf>>. Acesso em: 23 fev. 2024.
- [20] EC. European Commission, 2009. Directive 2009/73/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 2003/55/EC. Disponível em: <<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A02009L0073-20220623>>. Acesso em: 23 fev. 2024.
- [21] Norwegian Government, 2021. Norway's oil history in 5 minutes. Disponível em: <<https://www.regjeringen.no/en/topics/energy/oil-and-gas/norways-oil-history-in-5-minutes/id440538/>>. Acesso em: 03 jan. 2024.
- [22] M. Ingenbleek, 2018. Offshore Transportation of Gas to Europe: The Case of The Barrents Sea Gas Infrastructure, Henley Business School, Reading. Disponível em: <https://centaur.reading.ac.uk/80461/1/82084098_Ingenbleek_Thesis.pdf>. Acesso em: 04 jan. 2024.
- [23] Petoro, 2024. Establishment of SDFI and Petoro, Disponível em: <<https://www.petoro.no/about-petoro/establishment-of-sdfi-and-petoro>>. Acesso em: 04 jan. 2024.
- [24] Norsk Petroleum, 2024. State Organization of Petroleum Activities. Disponível em: <<https://www.norskpetroleum.no/en/framework/state-organisation-of-petroleum-activities/>>. Acesso em: 04 jan. 2024.
- [25] Ministry of Petroleum and Energy, 2001. Storting proposition nº 36 (2000-2001): Ownership of Statoil and Future Management of the SDFI. Disponível em: <<https://www.regjeringen.no/contentassets/e53b2dc00e8a4806bbb3cae65b12df99/stprp025.pdf>>. Acesso em: 10 jan. 2024.
- [26] Gassco, 2024. What we do. Disponível em: <<https://gassco.eu/en/about-us/what-we-do/our-roles-and-responsibilities/>>. Acesso em: 02 jan. 2024.

- [27] Norwegian Government, 2011. An industry for the future: Norway's petroleum activities, Junho. Disponível em: <https://www.regjeringen.no/contentassets/19da7cee551741b28edae71cc9aae287/en-gb/pdfs/stm201020110028000en_pdfs.pdf>. Acesso em: 24 jan. 2024.
- [28] Norwegian Offshore Directorate, 1996. Act 29 November 1996 No. 72 relating to petroleum activities. Disponível em: <<https://www.sodir.no/en/regulations/acts/act-29-november-1996-no2.-72-relating-to-petroleum-activities/>>. Acesso em: 04 mar. 2024.
- [29] Norwegian Offshore Directorate, 2002. Regulations relating to the stipulation of tariffs etc. for certain facilities. Disponível em: <<https://www.sodir.no/en/regulations/regulations/regulations-relating-to-the-stipulation-of-tariffs-etc.-for-certain-facilities/>>. Acesso em: 04 mar. 2024.
- [30] Norsk Petroleum, 2024. The Oil and Gas Pipeline System. Disponível em: <<https://www.norskpetroleum.no/en/production-and-exports/the-oil-and-gas-pipeline-system/>>. Acesso em: 22 jan. 2024.
- [31] Norwegian Government, 2024. Lawsuit over Gassled tariffs. Disponível em: <<https://www.regjeringen.no/en/topics/energy/oil-and-gas/lawsuit-over-gassled-tariffs/id2406034/>>. Acesso em: 23 jan. 2024.
- [32] Norwegian Offshore Directorate, 1997. Regulations to Act relating to petroleum activities. Disponível em: <<https://www.sodir.no/en/regulations/regulations/petroleum-activities/#Section-62>>. Acesso em: 24 jan. 2024.
- [33] Gassco, 2024. Secondary market for capacity in Gassled. Disponível em: <<https://www.ceer.eu/documents/104400/3687636/Gassco%2C+presentation+Brussel+22-01-2010.pdf/1607ad1a-b714-6252-d5ee-0e91c047f89a?version=1.0>>. Acesso em: 29 jan. 2024.
- [34] Gassco, 2021. Millions of Europeans put their trust in Gassco every single day. Disponível em: <<https://gassco.eu/wp-content/uploads/2023/04/Gassco-Hovedbrosjyre2021-Engelsk-scr.pdf>>. Acesso em: 29 jan. 2024.
- [35] Equinor, 2024. Gassco – background, creation and function. Disponível em: <<https://equinor.industriminne.no/en/gassco-background-creation-and-function/>>. Acesso em: 10 jan. 2024.
- [36] Gassco, 2022. Gassco Annual Report 2022. Disponível em: <<https://gassco.eu/en/annual-report-2022/>>. Acesso em: 16 fev. 2024.
- [37] Gassco, 2024. Transport Agreements. Disponível em: <<https://gassco.eu/en/shippers/transport-agreements/>>. Acesso em: 20 mar. 2024.
- [38] Norwegian Offshore Directorate, 2024. Reporting of finalized negotiations concerning third parties use of facilities. Disponível em: <https://www.sodir.no/en/regulations/reporting_and_applications/use-of-facilities/>. Acesso em: 10 jan. 2024.
- [39] Norwegian Government, 2013. Njord Gas Infrastructure AS. Disponível em: <https://www.regjeringen.no/contentassets/fd0c8faa12364b069ccb28f72fb791e7/njord_gas_infrastructure_as.pdf>. Acesso em: 23 jan. 2024.
- [40] Gassco, 2024. Tariffs and Areas. Disponível em: <<https://gassco.eu/en/shippers/tariffs-and-areas/>>. Acesso em: 04 mar. 2024.
- [41] Gassco, 2024. Capacity booking and reporting. Disponível em: <<https://gassco.eu/en/shippers/capacity-booking-and-reporting/>>. Acesso em: 04 mar. 2024.
- [42] Gassco, 2024. Market messaging. Disponível em: <<https://umm.gassco.no/>>. Acesso em: 04 mar. 2024.
- [43] MME. Ministério de Minas e Energia, 2022. Novo Mercado de Gás. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/novo-mercado-de-gas>>. Acesso em: 21 set. 2023.

- [44] BRASIL, 2009. Lei Nº 11.909, de 4 de março de 2009: Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, bem como sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural.
- [45] ANP. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2009. Evolução da Indústria Brasileira de gás natural: aspectos técnico-econômicos e jurídicos. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/movimentacao-estocagem-e-comercializacao-de-gas-natural/estudos-e-notas-tecnicas/ibgn/evolucao-industria-gas-natural-2009.pdf>>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- [46] MME. Ministério de Minas e Energia, 2016. Gás para Crescer. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/gas-para-crescer/gas-para-crescer-1>>. Acesso em: 5 out. 2023.
- [47] BRASIL, 2021. Lei Nº 14.134, de 8 de abril de 2021: Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, e sobre as atividades de escoamento, tratamento, processamento, estocagem subterrânea, acondicionamento, liquefação, regaseificação e comercialização.
- [48] IBP. Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás, 2021. IBP lança novo Caderno de Boas Práticas de Gás Natural. Disponível em: <<https://www.ibp.org.br/noticias/ibp-lanca-novo-caderno-de-boas-praticas-de-gas-natural/>>. Acesso em: 08 mar. 2024.
- [49] MME. Ministério de Minas e Energia, 2023. Gás para Empregar. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/gas-para-empregar>>. Acesso em: 26 set. 2023.
- [50] BRASIL, 2023. Resolução CNPE nº 1, de 20 de março de 2023: Institui o Grupo de Trabalho do Programa Gás para Empregar.
- [51] ANP. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2023. Consulta Prévia nº 1/2023, ANP. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-previa/2023/consulta-previa-ndeg-1-2023>>. Acesso em: 14 mar. 2024.
- [52] ANP. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2024. Processo: 48610.205614/2022-48, ANP. Disponível em: <https://sei.anp.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_processo_exibir.php?iI30tHvPArITY997V09rhsSkbDKbaYSycOHqqF2xsM0IaDkkEyJpus7kCPb435VNEAb16AAxmJKUdrsNwVlqQ-f4hBNcBZXw1HGrbiwgilj4nC0mgqrj_CpV_zG8Mz9G>. Acesso em: 14 mar. 2024.
- [53] MME. Ministério de Minas e Energia, 2023. Elaboração do Plano de Trabalho Comitê 2. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/gas-para-empregar/comites-atas-apresentacoes-e-demais-documentos/comite-2-acesso-ao-mercado-de-gas-natural/elaboracao-do-plano-de-trabalho_comite-2-gt-ge-08-08-2023-r>. Acesso em: 14 mar. 2024.
- [54] EPE. Empresa de Pesquisa Energética, 2024. Projeções de Preços Nacionais de Gás Natural, Rio de Janeiro. No prelo.
- [55] IBP. Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás, 2023. Comitê 2: Acesso ao Mercado de Gás Natural. MME. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/gas-para-empregar/comites-atas-apresentacoes-e-demais-documentos/comite-2-acesso-ao-mercado-de-gas-natural/ibp_gt-gas-para-empregar_infraestrutura-dutoviaria-de-gn_10-10-23.pdf/view>. Acesso em: 11 mar. 2024.
- [56] PETROBRAS, 2023. Apresentação Petrobras. Comitê 2: Acesso ao Mercado de Gás Natural, MME. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/gas-para-empregar/comites-atas-apresentacoes-e-demais-documentos/comite-2-acesso-ao-mercado-de-gas-natural/reuniao-3-comite-2-22-08-2023-apresentacao-comite-2-gt-ge-v0.pdf/view>>. Acesso em: 11 mar. 2024.
- [57] PETROBRAS, 2024. Oferta de Processamento de Gás Natural: veja como estamos atuando. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/web/f3a44542-113e-11ee-be56-0242ac120002/negocios/oferta-processamento-de-gas>>. Acesso em: 12 mar. 2024.

- [58] PETROBRAS, 2022. Petrobras assina contrato com CNOOC para escoamento e processamento de gás natural. Disponível em: <<https://noticias.petrobras.com.br/pt/negocio/petrobras-assina-contrato-com-cnooc-para-escoamento-e-processamento-de-gas-natural-27-12-2022/>>. Acesso em: 11 mar. 2024.
- [59] PETROBRAS, 2023. Petrobras Informa Sobre Escoamento E Processamento De Gás Natural. Disponível em: <<https://agencia.petrobras.com.br/w/petrobras-informa-sobre-escoamento-e-processamento-de-gas-natural>>. Acesso em: 11 mar. 2024.
- [60] EPE. Empresa de Pesquisa Energética, 2023. Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2032 Gás Natural. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-689/topico-640/Caderno%20de%20Ga%CC%81s%20Natural%20-%20PDE%202032%20-%20rev1.pdf>>. Acesso em: 20 mar. 2024.
- [61] ANP. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2015. RESOLUÇÃO ANP Nº 52. Disponível em: <<https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-52-2015?origin=instituicao&q=52/2015>>. Acesso em: 18 mar. 2024.
- [62] MME. Ministério de Minas e Energia, 2016. Anexo 6. GESTÃO INDEPENDENTE INTEGRADA DO SISTEMA DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/gas-para-crescer/consulta-publica/6.GsparaCrescer_GestoIndependentedoSistemadeTransporte.pdf>. Acesso em: 20 fev. 2024.
- [63] BRASIL, 1998. LEI Nº 9.648, de 27 de maio de 1998: Altera dispositivos das Leis nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, nº 8.666, de 21 de junho de 1993, nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, nº 9.074, de 7 de julho de 1995, nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação da Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências.
- [64] UK Government, 2023. Guidance Energy Security Bill factsheet: Future System Operator. UK Gov. Disponível em: <<https://www.gov.uk/government/publications/energy-security-bill-factsheets/energy-security-bill-factsheet-future-system-operator>>. Acesso em: 22 fev. 2024.