



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

31 de janeiro de 2020

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

Supervisão

José Mauro Ferreira Coelho

Coordenação Geral

Marcos Frederico Farias de Souza

Coordenação Executiva

Marcelo Ferreira Alfradique

Coordenação Técnica

Gabriel de Figueiredo da Costa

Equipe Técnica

Bianca Nunes de Oliveira

Claudia Maria Chagas Bonelli

Henrique Plaudio Gonçalves Rangel

(participação em versões preliminares)

João Felipe G. de Oliveira

Maria Cecília P. Araújo

Suporte Administrativo

Alize de Fátima Antunes Leal

Sergio Augusto Melo de Castro

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



Ministro de Estado

Bento Costa Lima Leite de Albuquerque Junior

Secretária-Executiva

Marisete Fátima Dadald Pereira

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

Renata Beckert Isfer



Presidente

Thiago Vasconcelos Barral Ferreira

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

José Mauro Ferreira Coelho

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

Giovani Vitória Machado

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Erik Eduardo Rego

Diretor de Gestão Corporativa (interino)

Thiago Vasconcelos Barral Ferreira

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

Histórico de Revisões

Rev.	Data	Descrição
0	31/01/2020	Publicação Original
1		
2		
3		

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	4
2	DOCTRINA DE INFRAESTRUTURAS ESSENCIAIS	6
3	EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL: ACESSO A INFRAESTRUTURAS ESSENCIAIS	11
3.1	UNIÃO EUROPEIA	11
3.1.1	Gasodutos de Escoamento	13
3.1.2	UPGNs	14
3.1.3	Terminais de GNL	14
3.2	REINO UNIDO	16
3.2.1	Gasodutos de Escoamento	18
3.2.1	UPGNs	19
3.2.2	Terminais de GNL	20
3.3	NORUEGA	22
3.4	PRINCIPAIS ASPECTOS ABORDADOS NAS REGULACOES INTERNACIONAIS	26
4	ACESSO A INFRAESTRUTURAS ESSENCIAIS NO BRASIL	28
4.1	ASPECTOS REGULATORIOS	28
4.2	ANALISE DE ASPECTOS TECNICOS ENVOLVIDOS NO ACESSO	34
4.3	ESTUDOS DE CASO RELATIVOS AOS IMPACTOS ECONOMICOS RELACIONADOS AO ACESSO DE TERCEIROS	38
5	CONCLUSOES	41
6	REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	43

1 INTRODUÇÃO

A indústria de gás natural é caracterizada pela interligação entre as diferentes atividades de sua cadeia produtiva através de uma estrutura física, configurando-se como uma indústria de rede. A conformação de tal cadeia implica em investimentos elevados em ativos fixos e específicos, os quais são sujeitos a significativas economias de escala e escopo, tornando os custos unitários do gás natural sensíveis ao volume e ao número de usuários. Sendo assim, diversos elos da cadeia do gás natural constituem-se em estruturas de monopólio natural, erguendo barreiras à entrada de novos agentes neste mercado.

Assim, diversos países estabeleceram mudanças em seus arcabouços legais e regulatórios no sentido de incrementar a competição e a abertura do mercado de gás natural. Parte importante destas alterações provém de dispositivos que promovam e assegurem o acesso de terceiros às denominadas infraestruturas essenciais¹ (*essential facilities*) da Indústria de Gás Natural (IGN). Podem ser consideradas infraestruturas essenciais na IGN: os gasodutos de escoamento, as unidades de processamento de gás natural (UPGNs) e os terminais de gás natural liquefeito (GNL). Neste contexto, a Doutrina de Infraestruturas Essenciais pode ser aplicada a estas infraestruturas, caso a negativa de acesso a elas inviabilize o processo concorrencial a montante ou a jusante da cadeia.

Atualmente no Brasil o acesso de terceiros às infraestruturas essenciais não é obrigatório, ainda que o seu compartilhamento possa ser realizado por meio de negociação direta com o proprietário. Mais especificamente, não há previsões legais no país que assegurem o acesso não-discriminatório, transparente e com condicionantes e termos objetivos a fim de que eventuais negativas sejam justificadas e motivadas técnica e/ou economicamente (MACHADO *et al.*, 2018).

Entretanto, desde 2016 tem havido esforços regulatórios progressivos no Brasil no sentido de promover o acesso de terceiros às infraestruturas essenciais. O Comitê Técnico para o Desenvolvimento da Indústria do Gás Natural (CT-GN), criado através da Resolução CNPE nº 10/2016, propôs o estabelecimento do acesso de terceiros no país, no âmbito da Iniciativa Gás para Crescer, em linha com as referências internacionais da indústria do gás natural. As propostas desta iniciativa foram encaminhadas ao Congresso Nacional e contribuíram para a redação do Substitutivo ao Projeto de Lei nº 6.407 de 2013 (apensado o Projeto de Lei nº 6.102/2016).

Em 2018, o Decreto nº 9616/2018 estabeleceu que a negativa de acesso de terceiros às infraestruturas essenciais é considerada como conduta anticompetitiva, reforçando o papel normativo da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e introduzindo aperfeiçoamentos infraleais em linha com a Iniciativa Gás para Crescer. Em 2019, foram retomados os desafios legais e regulatórios associados à promoção de acesso de terceiros às infraestruturas essenciais. No início de julho, a Petrobras e o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE) assinaram um Termo de Compromisso de Cessação de Prática - TCC, onde a Petrobras se comprometeu a negociar o acesso de terceiros aos sistemas de escoamento de gás natural, UPGNs e publicar edital para arrendamento do terminal de regaseificação de GNL da Baía de Todos os Santos/BA. Neste mesmo mês foi criado o Programa Novo Mercado de Gás, no

¹ Infraestruturas que permitem o escoamento do gás natural até a malha de transporte e, por conseguinte, são vitais para o acesso ao mercado.

qual buscou-se estabelecer medidas infralegais adicionais, por intermédio do CADE e da ANP, no sentido de acelerar a transição para um mercado de gás natural mais competitivo no país.

A presente Nota Técnica discute a fundamentação de arcabouços legais e regulatórios de acesso de terceiros às infraestruturas essenciais à luz da Doutrina de Infraestruturas Essenciais (DIE) e das experiências internacionais. Trata-se de focar conceitos e experiências internacionais que embasam as propostas de aprimoramentos legais e/ou infralegais para o acesso de terceiros a infraestruturas essenciais da cadeia de gás natural no Brasil, cujo arcabouço regulatório está em andamento.

No que se refere à estruturação, este documento está organizado em 5 capítulos, incluindo esta Introdução. O Capítulo 2 apresenta a aplicação da Doutrina de Infraestruturas Essenciais no âmbito das instalações utilizadas nas atividades da cadeia de gás natural, assim como um breve histórico para contextualização do surgimento do conceito de infraestruturas essenciais. O Capítulo 3 descreve e analisa as experiências internacionais relativas à regulação de acesso a infraestruturas essenciais na União Europeia (UE), bem como suas respectivas conformações no Reino Unido e na Noruega. Já o Capítulo 4 apresenta os esforços regulatórios de implementação de acesso de terceiros às infraestruturas essenciais no Brasil. São analisados os aspectos técnicos e econômicos deste acesso diante da abertura do mercado de gás natural que está em andamento no país, levando-se em consideração suas implicações e desafios. Finalmente, no Capítulo 5, traçam-se as considerações finais relativas aos arcabouços regulatório e legal internacional e brasileiro.

2 DOUTRINA DE INFRAESTRUTURAS ESSENCIAIS

Esse Capítulo aborda um breve histórico sobre o surgimento da Doutrina de Infraestruturas Essenciais e suas condições de aplicação em diferentes países, assim como a sua aplicação no âmbito das instalações utilizadas na Indústria do Gás Natural.

A Doutrina de Infraestruturas Essenciais (*Essential Facilities Doctrine* - EFD) foi criada a partir do crescente número de casos envolvendo o conceito de essencialidade de uma determinada infraestrutura e de negociações entre empresas concorrentes a fim de promover competição em um determinado mercado. Nesse contexto, foi elaborado um conjunto de regras e pensamentos jurídicos acerca destes temas a fim de que as regulações antitrustes e de concorrência pudessem reconhecer as situações em que se deveria fazer uso desta Doutrina (EVRARD, 2004).

A Doutrina de Infraestruturas Essenciais determina que o proprietário de uma infraestrutura considerada essencial seja obrigado a providenciar o acesso a essa instalação a um preço “razoável” (i.e., com justificativa técnica e econômica objetiva). Isto porque a recusa a negociar o acesso à infraestrutura essencial ou a imposição de preços injustificáveis podem representar uma restrição à competição e uma tentativa de abuso do poder de monopólio por parte da empresa dominante. Assim, a Doutrina de Infraestruturas Essenciais é empregada quando há uma “recusa em negociação” geralmente por parte de um grupo dominante ou na forma de um monopólio natural². Considera-se que sua concepção original remonta à decisão da Suprema Corte dos Estados Unidos no caso “*United States vs. Terminal Railroad Association*” em 1912 (PITOFSKY *et al.*, 2002).

Este grupo adquiriu as infraestruturas que cruzavam o rio Mississippi, possuindo total controle sobre o fluxo de mercadorias e passageiros e, embora fosse tecnicamente possível construir novas infraestruturas por outras empresas interessadas, o custo relacionado às duplicações era impeditivo. Após a imposição da permissão de acesso pelo Estado americano, a *Terminal Railroad Association* impôs taxas relativamente elevadas para utilização de quaisquer infraestruturas que estavam em sua posse. Assim, a corte americana interpretou que tal arranjo impedia a competição e violava os dispositivos 1 e 2 do *Sherman Act* de 1890, a Lei antitruste que visava garantir a concorrência no mercado americano. Neste contexto, a solução mais adequada seria a dissolução do grupo dominante e a operação das infraestruturas de forma independente, por empresas separadas.

Entretanto, em 1912, a Suprema Corte Americana reconheceu o argumento de que a união das empresas pertencentes ao grupo dominante permitiria maior eficiência na operação do enorme e complexo sistema de transporte. A Suprema Corte determinou, então, que o grupo permitisse a entrada como acionista de qualquer demandante que desejasse ser detentor do direito de propriedade do sistema e, aos demais, que houvesse a cobrança de uma taxa de utilização razoável e justificável. Dessa forma, houve uma imposição que forçou o grupo dominante a

² Monopólio natural: Um monopólio natural é uma estrutura de mercado na qual uma empresa pode arcar com toda a produção com um custo inferior ao que existiria caso houvesse várias empresas. Este caso surge quando a empresa apresenta economias de escala (custo médio e custo marginal decrescentes) para toda a produção. A limitação do poder de mercado, evitando que seja utilizado de forma anticompetitiva, é feita através de regulamentação e legislação antitruste. A regulamentação de preços de um monopólio, como as empresas de serviços públicos, pode se basear, em alguns casos, na taxa de retorno sobre o capital investido que será obtida pela empresa. Em outros casos, é estabelecido um teto para os preços, com base nos custos variáveis da empresa, nos preços praticados no passado e na possível inflação e crescimento de produtividade (PINDYCK e RUBINFELD, 2014).

negociar ou garantir, a uma taxa justificável, acesso a um terceiro que não poderia de outra forma competir no mercado devido à restrição de infraestrutura. Este foi o princípio básico utilizado posteriormente quando da elaboração da Doutrina (REIFFEN e KLEINT, 1989; MAURER e SCOTCHMER, 2014).

A partir daí a Suprema Corte Americana tem aplicado a Doutrina em diversas circunstâncias e os tribunais reconheceram que a regra pela qual uma empresa não tem obrigação de lidar com seus concorrentes está sujeita a certas exceções (como no caso das infraestruturas essenciais). Assim, nos casos da *Associated Press*, do *Lorain Journal Co.* e do *Otter Tail Power Co.*, ocorridos em 1945, 1951 e 1973, respectivamente, a Suprema Corte entendeu que estas empresas violaram o *Sherman Act* ao agirem de forma anticompetitiva (PITOFISKY *et al.*, 2002).

A aplicação do conceito de Infraestruturas Essenciais envolve uma empresa em posição dominante e uma concorrente que deseja adquirir um bem ou serviço desta empresa dominante, tendo seu pedido recusado ou inviabilizado, restringindo-se a competição no mercado. Este conceito surge na interface entre um mercado a montante e outro a jusante e, geralmente, há uma empresa (ou conglomerado) atuante nos dois mercados e outra firma requerendo acesso ao mercado a jusante, entretanto sendo impedido pela empresa integrada verticalmente (OECD, 1996).

A instalação é considerada essencial quando a recusa de acesso pela empresa em posição dominante for fundamental para sua estratégia de impedimento à concorrência no mercado alvo. Assim, a Doutrina estabelece as condições nas quais a empresa dominante deve ser obrigada a ofertar este bem ou serviço ao seu concorrente (OECD, 1996). Tal Doutrina deve ser entendida como uma exceção aos princípios da economia de mercado, aplicável a situações que requerem a regulação do exercício do direito de propriedade e sua aplicação varia em função do tipo de instalação envolvida e da estrutura de mercado vigente (ANSARI, 2009; MACHADO *et al.*, 2018).

Entretanto, é válido ressaltar que a Doutrina não é aplicável a todos os casos de “recusa de negociação”, como ocorre quando uma firma dominante decide ou opta por não mais cooperar com outra empresa com a qual mantém relação comercial. Por outro lado, a Doutrina de Infraestruturas Essenciais pode ser empregada quando não existe relação prévia entre uma empresa dominante e um competidor que necessite do acesso a infraestruturas do incumbente a fim de ingressar em determinado mercado (MASSADEH, 2011). Também é importante salientar que a formulação da Doutrina pode variar bastante entre os países, em função da estrutura de mercado, do tipo de instalação ou de acordo com a determinação se uma instalação é essencial ou não. Se por um lado a fundamentação da Doutrina nos EUA tem características definidas, a Doutrina em alguns países da União Europeia permite conotações e interpretações variadas e não muito claras (OECD, 1996).

No caso dos EUA, a Suprema Corte considera que a regra geral dos mercados é que a firma não tem obrigação de negociar com seus competidores, o que é sujeito a certas exceções relacionadas à defesa da concorrência. É nessa excepcionalidade que entra a Doutrina de Infraestruturas Essenciais. Assim, nos EUA, a parte interessada deve comprovar a existência de quatro fatores para estabelecer a responsabilização antitruste sob a égide da Doutrina de Infraestruturas Essenciais (PITOFISKY *et al.*, 2002):

- i) o controle da infraestrutura essencial por um monopolista (ou agente hegemônico);
- ii) a inabilidade prática ou razoável para duplicar a infraestrutura essencial por parte de um competidor;

- iii) a negação do uso da infraestrutura a um competidor; e
- iv) a viabilidade de fornecer o uso da infraestrutura aos competidores.

A segunda condição, relativa à impossibilidade de duplicação da infraestrutura, deve ser justificada com critérios rigorosos. Neste contexto, uma infraestrutura é considerada essencial quando sua duplicação for proibitiva devido a dificuldades diversas, quer sejam técnicas, geográficas ou legais, e não apenas econômicas. Dessa forma, a firma interessada no acesso à infraestrutura deve necessariamente apresentar justificativas que demonstrem que uma alternativa à duplicação da instalação não é realmente factível. Já a terceira condição, referente à negação de acesso, pode ser justificada e baseada tanto em mudanças não razoáveis no serviço prestado ou nas taxas cobradas quanto na negação total do acesso.

Tais condições devem ser comprovadas por parte de um demandante que solicite legalmente o acesso a uma infraestrutura essencial. Esses testes de responsabilização antitruste têm sido adotados em praticamente todas as cortes nos EUA para avaliar a reivindicação de infraestrutura essencial (OECD, 1996).

Na União Europeia, o desenvolvimento da Doutrina de Infraestruturas Essenciais foi baseado no artigo 82 (anteriormente, artigo 86) do Tratado da Comunidade Econômica Europeia³ (OECD, 1996; EVRARD, 2004). Este artigo impõe regras amplas para lidar com empresas em posição dominante, estabelecendo que qualquer abuso de poder deveria ser proibido na medida em que pudesse afetar o comércio entre os Estados-Membros. Esse abuso poderia consistir especificamente em (EC, 2018):

- i) impor direta ou indiretamente preços de compra ou de venda desleais ou outras condições comerciais desleais;
- ii) limitar a produção, os mercados ou o desenvolvimento técnico em prejuízo dos consumidores;
- iii) aplicar condições desiguais a transações equivalentes com outros operadores comerciais, colocando-os assim em desvantagem concorrencial; ou
- iv) subordinar a celebração de contratos à aceitação de outras partes de obrigações complementares que, pela sua natureza, ou de acordo com a utilização comercial, não tenham qualquer relação com os objetos desses contratos.

Essa questão de abuso de poder por uma empresa dominante foi lidada pela primeira vez em 1974, no caso da *Commercial Solvents*, que detinha posição dominante na produção e venda de matérias primas para manufatura de determinado medicamento. A Comunidade Europeia (CE) decidiu que a recusa no fornecimento deste medicamento, além da proibição de revenda de materiais, infringia o artigo 82 do Tratado. Vale ressaltar que o conceito de infraestruturas essenciais não foi utilizado neste caso e a Doutrina foi encarada como uma variação do princípio de recusa de negociação e abuso de poder dominante (EVRARD, 2004).

A primeira decisão publicada da Corte de Justiça Europeia utilizando o conceito de infraestruturas essenciais ocorreu no caso *Sea Containers v. Stena Sealink* em 1993. A decisão judicial impôs que a empresa *Stena Sealink* permitisse o acesso da *Sea Containers* a um porto, quando este fosse solicitado, com base no Artigo 82 (OECD, 1996; EC, 1993; EVRARD, 2004). Sendo assim, a CE estendeu o conceito aos casos onde empresas dominantes não permitiam o acesso às infraestruturas ou o permitiam somente em condições desfavoráveis às partes interessadas, considerando que também desrespeitavam o artigo 82 (EC, 2009a). Desde então,

³ Também chamado de Tratado de Roma, criou a Comunidade Econômica Europeia em 1957 para trabalhar pela integração e crescimento econômico através do comércio (EC, 2017).

na CE, diversas infraestruturas, incluindo instalações portuárias, aeroportos, gasodutos de transporte e/ou escoamento e redes de transmissão de eletricidade, dentre outras, têm sido tratadas como casos onde se aplica o conceito de infraestruturas essenciais (WALLER e TASCH, 2009). Entretanto, vale ressaltar que não estavam bem definidas as condições nas quais a Doutrina deveria ser aplicada e também não havia uma análise econômica das condições de mercado ou o efeito da recusa de preços.

Neste contexto, somente a partir do caso *Bronner*, em 1998, a Comunidade Europeia avaliou condições mais específicas sob as quais a Doutrina deveria ser aplicada no que se refere ao abuso ou não por parte de uma empresa dominante ou à obrigação da concessão de acesso (EVRARD, 2004).

Com relação à aplicação da Doutrina de Infraestruturas Essenciais à indústria de gás natural, deve-se ressaltar que esta indústria apresenta características técnicas e econômicas que tornam necessária uma rede física para interconexão dos elos de sua cadeia produtiva, configurando-se como uma indústria de rede. A conformação desta cadeia implica investimentos elevados em ativos fixos e específicos, os quais são sujeitos a significativas economias de escala e de escopo. Assim, diversos elos desta cadeia do gás natural constituem-se em estruturas intrinsecamente caracterizadas como monopólio natural, restringindo o acesso e a competição (MME, 2017a).

Assim, algumas infraestruturas relacionadas à indústria do gás natural têm sido motivo de disputas envolvendo agentes dominantes verticalmente integrados (em sua grande maioria, monopolistas) e terceiros interessados em ingressar em um segmento do mercado, mas que encontram barreiras devido às restrições de acesso a infraestruturas indispensáveis para tal. Neste contexto, os gasodutos de escoamento, as UPGNs e os terminais de GNL se enquadram como infraestruturas essenciais na indústria de gás natural. Um caso típico de aplicação da Doutrina no setor de gás natural se deu na União Europeia. A Comissão Europeia julgou, em 2010, um caso envolvendo a empresa GdF Suez, acusada de adotar práticas anticompetitivas. Esta empresa detinha a posse de dois terminais de regaseificação de GNL (*Fos Cavaou* e *Montoir de Bretagne*) e enfrentou alegações de que havia impedido o acesso às capacidades de importação de gás natural, restringindo a concorrência através da limitação estratégica de investimento em capacidade adicional de importação nos dois terminais. A CE declarou que teria sido rentável a ampliação da capacidade do terminal *Montoir de Bretagne* dados os pedidos recebidos no leilão de capacidade. No caso do terminal *Fos Cavaou*, a CE alegou que a empresa não realizou leilão de capacidade para avaliar a solicitação de acesso de terceiros. Assim, como parte de seus compromissos com a Comunidade Europeia, a empresa GdF se ofereceu para liberar capacidade nos dois terminais de GNL (CARDOSO *et al*, 2010; EC, 2009b; RATLIFF e GRASSO, 2012).

Por outro lado, há determinados casos que envolvem gasodutos de transporte nos EUA os quais são encarados como infraestruturas essenciais pelas cortes arbitrais americanas. Um caso em que essa situação se torna evidente ocorreu no litígio entre *City of Chanute v. Williams Natural Gas Co.* Em 1986, a empresa Williams decidiu negar o acesso ao único gasoduto de transporte de uma determinada área, fazendo com que terceiros comprassem gás de alto custo da empresa Amoco que utilizava este gasoduto. A corte americana decidiu que a empresa Williams deveria dar o acesso a esse gasoduto de transporte a outras empresas em função das seguintes questões: (i) a empresa controlava uma instalação essencial, o único gasoduto que atendia a determinada área; (ii) a exigência de duplicação do gasoduto para atender à região não era razoável; (iii) a empresa negou o uso do gasoduto de transporte, descontinuando o acesso livre e; (iv) o acesso

ao gasoduto de transporte era viável, uma vez que a empresa já tinha permitido, anteriormente, este acesso por seis meses (PODELL, 1989).

Vale ressaltar que nem todas as decisões envolvendo infraestruturas da cadeia de gás natural são encaradas da mesma forma pelas cortes arbitrais, como ocorreu no litígio entre *Buccaneer Energy (USA) INC v. Gunnison Energy Corporation e SG Interest I LTD*, em 2017 (USCA, 2017). O litígio foi gerado devido a empresa Bucanner Energy considerar injustificáveis as condições de tarifa impostas no acesso à infraestrutura. Ao emitir a sua decisão, a corte americana decidiu em favor do grupo já consolidado no mercado, pois considerou que a empresa demandante não conseguiu justificar o segundo critério referente à DIE: “impossibilidade concreta e razoável de um competidor em duplicar a infraestrutura” (KATZ, 2017). Dessa forma, a falta de comprovação da impossibilidade de duplicação da infraestrutura pelo novo entrante descaracterizou a infraestrutura como sendo considerada essencial e, portanto, a Doutrina não pôde ser aplicada no sentido de garantir, por imposição legal, o acesso à rede de gasodutos de transporte já estabelecida.

Portanto, apesar da Doutrina poder ser aplicada à indústria de gás natural, nem sempre as regulações ou arbitragens internacionais que se utilizam da Doutrina para embasamento de decisões são adotadas no sentido de garantir o acesso irrestrito a uma infraestrutura. Os órgãos reguladores e as cortes arbitrais consideram os direitos de preferência dos proprietários originais e o atendimento de todas as condições propostas na Doutrina a fim de garantir ou não o acesso a um terceiro interessado.

É válido salientar ainda que a expressão “acesso obrigatório” pode conduzir a efeitos diversos e ambíguos sobre os incentivos a investimentos no setor para empresas dominantes, assim como para um competidor novo entrante no mercado (MARTY e PILLOT, 2011). Essa ambiguidade é verificada quando a imposição legal do acesso a uma infraestrutura proporciona redução ou estagnação nos investimentos ao invés de gerar incentivos à construção e expansão da infraestrutura. Um exemplo típico desse processo, denominado efeito *free-riding*, ocorre quando as empresas e potenciais investidores deixam de investir na expansão em determinada rede sob a ótica de que um agente já estabelecido no mercado será forçado por imposição legal a ceder capacidade em sua infraestrutura. A situação se torna mais crítica quando a mesma empresa proprietária das infraestruturas é obrigada a realizar os investimentos de expansão necessários. Assim, surge a figura do *free-rider* e, devido aos riscos associados ao investimento em novos projetos nessa estruturação de mercado gerarem incertezas quanto ao retorno, ocorre uma retração no capital investido para criação e expansão de novas infraestruturas (DIATHESOPOULOS, 2010).

O fato é que a Doutrina de Infraestruturas Essenciais tem papel destacado na regulação de indústrias em estruturas de monopólios naturais, como a indústria do gás natural, mas sua aplicação não deve gerar incertezas ao direito de propriedade ou comportamentos oportunistas (*free-rider* e risco moral⁴) que inibam novos investimentos. É importante ressaltar que cada país possui regulações específicas acerca do tema e que há entendimentos diversos quanto aos tipos de infraestruturas que podem ser consideradas essenciais, tomando-se como base a característica das empresas envolvidas no setor em questão (públicas ou privadas) e os tipos de mercado.

⁴ O risco moral (*moral hazard*) é consequência da assimetria de informação e se baseia nas ações dos diferentes agentes econômicos que podem influenciar a moral dos consumidores. O risco moral pode ocorrer quando a ação de um dos lados não é verificável ou quando existe informação privilegiada ou desconhecida (PINTO JR., 2000).

3 EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL: ACESSO A INFRAESTRUTURAS ESSENCIAIS

A fim de subsidiar o desenvolvimento de um mercado competitivo e, ao mesmo tempo, garantir a continuidade de investimentos no setor, as regulações internacionais muitas vezes adotam políticas que levam em consideração a necessidade de se garantir o acesso não discriminatório às infraestruturas essenciais. Ressalta-se ainda que tais regras não possuem por objetivo o acesso irrestrito de terceiros a qualquer infraestrutura e, por isso, estipulam condições técnicas e financeiras mínimas de elegibilidade aos concorrentes em ingressar com seus insumos nas redes de gasodutos de escoamento, unidades de processamento de gás natural e terminais de GNL da empresa dominante.

Ademais, essas regulações abordam também a forma como os agentes do mercado se estruturam para garantir este acesso, sugerindo ou impondo reduções no grau de verticalização das empresas ao longo da cadeia. Isso porque alguns elos da cadeia do gás natural, como a produção e a comercialização, são potencialmente competitivos, enquanto outros, como transporte e distribuição, são negócios de rede e monopólios naturais. A intenção da desverticalização, conhecida como *unbundling*, é evitar contaminações entre os elos competitivos e os elos potencialmente monopolísticos, que poderiam fazer com que a empresa que controla a rede utilizasse sua posição como monopolista para prejudicar seus concorrentes nos elos competitivos da indústria onde também atua (EC, 2010).

As subseções seguintes apresentam as experiências internacionais no que tange à regulação de acesso na União Europeia, bem como as respectivas adequações no Reino Unido e na Noruega. Como destacado em Machado *et al.* (2018), a experiência europeia tem algumas características que a tornam mais adequada para derivar lições para o Brasil: i) há um arcabouço geral de Diretivas da Comunidade Europeia que permite acomodar as particularidades regulatórias e de mercado de cada país-membro, permitindo analogias para a harmonização dos marcos regulatórios federal e estaduais no Brasil; ii) como no caso brasileiro, diversos países-membros tiveram formação da indústria que passaram por fases de monopólio estatal e de abertura de mercado e promoção de competição; e, iii) há países, como o Reino Unido e a Noruega, cuja oferta doméstica de gás natural é, predominantemente, *off-shore*.

A experiência dos EUA, ainda que também tenha sido estudada, é mais complexa no sentido de trazer lições para o Brasil em função das enormes diferenças de formação da indústria do gás natural e de características típicas deste mercado, como: história de organização industrial com diversos agentes desde a origem, predominância de oferta doméstica de gás natural *on-shore*, doutrina fundiária da propriedade dos recursos naturais do subsolo, etc. (MME, 2017; MACHADO *et al.*, 2018).

3.1 União Europeia

Com a promulgação do Tratado de Roma, em 1957, instituiu-se a Comunidade Econômica Europeia, tendo como característica principal a ampliação dos acordos comerciais entre os Estados-Membros que passaram a formar a União Europeia (EC, 2017). No setor de gás natural, assim como no setor de eletricidade, várias iniciativas foram adotadas no sentido de estabelecer regras comuns a todos os países membros da Comunidade Europeia para possibilitar

mais transparência e maior integração neste mercado, que apresenta forte dependência de importação de gás natural (74,4% em 2017). Deste percentual, 64% são importados via dutos, enquanto que 10,4% são importados via GNL. Vale ressaltar que atualmente há 27 terminais de regaseificação de GNL na União Europeia (FILIPPITSCH e SEUSTER, 2019).

O mercado de gás natural da União Europeia tem sofrido diversas modificações, principalmente a partir do final da década de 1990. Ainda no início desta década, a União Europeia lidava com monopólios restritos de importação e exportação de gás natural em vários Estados-Membros. Esta rígida estrutura de mercado era sustentada principalmente em função da existência de grandes reservas de gás natural na UE, resultando em excesso de oferta e consequente despreocupação com o fornecimento de gás natural proveniente de países fora da UE. Entretanto, questões como a diminuição de reservas e da produção doméstica, bem como o aumento constante de preços, suscitaram a necessidade de liberalização do mercado de gás natural, a qual se acreditava, segundo VAN DER VIJVER (2007), seria capaz de promover a competição, estabelecer um nível adequado de proteção aos consumidores e criar um mercado interno de gás natural eficiente na UE.

Tendo em vista as particularidades do setor de gás natural dentro da Comunidade, ao fim da década de 1990, várias iniciativas no sentido de adequar o setor ao novo desenho de mercado comum foram estabelecidas e tornaram-se diretrizes a serem respeitadas pelos Estados-Membros e pelos países que com estes comercializassem. Políticas regulatórias foram alteradas e novos marcos legais estabelecidos a fim de permitir maior liquidez no mercado, garantir segurança de fornecimento e aumentar a competição no setor.

Com este intuito, o Parlamento Europeu e o Conselho da União Europeia propuseram, entre 1996 e 2009, três pacotes consecutivos de medidas legislativas na área de gás e de eletricidade, compostas principalmente de Diretivas e Regulamentos, a fim de liberalizar o mercado interno de energia elétrica e gás natural. As principais medidas necessárias para a criação de um mercado interno de gás natural consideravam (CAVALIERE, 2007; EC, 2019):

- (i) separação entre as atividades potencialmente competitivas da indústria do gás natural (produção, importação e comercialização) e as atividades caracterizadas por um monopólio natural (transporte, estocagem subterrânea e distribuição);
- (ii) acesso de terceiros às infraestruturas essenciais;
- (iii) liberalização do lado da demanda de gás, permitindo o comportamento de mudança dos consumidores (*consumer switching behavior*)⁵;
- (iv) cálculo de tarifas de forma transparente;
- (v) proteção aos consumidores;
- (vi) desenvolvimento de redes de transporte transeuropeias; e
- (vii) segurança de suprimento.

A experiência europeia se destaca por estabelecer um arcabouço geral ou de princípios que define um guia para a formulação de dispositivos específicos para sua aplicação nos Estados-Membros, no que tange ao acesso de terceiros não discriminatório a gasodutos de escoamento, a unidades de tratamento/processamento e a terminais de GNL (MACHADO *et al.*, 2018).

A Comunidade Europeia propôs três Diretivas entre as décadas de 1990 e 2000 (Diretivas 30/1998/EC, 2003/55/EC e 2009/73/EC), também chamadas Diretivas do Gás, que tiveram como objetivo principal a abertura do mercado de gás natural à competição, através do

⁵O comportamento se refere a consumidores que abandonam um produto ou serviço em favor de um concorrente.

desenvolvimento de um mercado interno deste energético, propondo regras comuns a todos os Estados-Membros. Instituiu também dois Regulamentos (Regulamentos 1775/2005 e 715/2009), cujos objetivos eram o estabelecimento de condições de acesso transparente e não discriminatório a diferentes infraestruturas de gás natural nos Estados-Membros, como gasodutos de transporte e terminais de GNL. Vale destacar que a abertura do mercado de gás europeu foi um processo gradual, no qual cada nova Diretiva e Regulamento promulgados revogavam as anteriores, com alterações visando o acesso mais efetivo de terceiros às infraestruturas e o reforço da independência das autoridades regulatórias (IEA, 2012; MACHADO *et al.*, 2018). Também é importante ressaltar que as Diretivas tiveram teor propositivo, sugerindo metas a serem alcançadas para todos os Estados-Membros, cabendo aos países elaborarem suas próprias leis para incorporar tais objetivos. Por outro lado, os Regulamentos tiveram teor impositivo, de conteúdo legalmente vinculante, determinando as regras que deveriam ser seguidas pelos Estados-Membros.

O movimento de liberalização do setor de gás natural se iniciou a partir da Diretiva 1998/30/EC (primeira Diretiva Europeia) a qual propôs, através do artigo 14, a possibilidade de dois tipos de acesso às infraestruturas, negociado ou regulado, utilizando critérios objetivos, transparentes e não discriminatórios. De acordo com o artigo 15, o acesso negociado (*negotiated third party access*, nTPA) é fundamentado na celebração de contratos realizados entre as partes interessadas, com base em acordos comerciais voluntários apoiados na publicação das principais condições comerciais para uso da instalação. Já o acesso regulado (*regulated third party access*, rTPA), disposto no artigo 16, é baseado na concessão do direito de acesso de terceiros para uso da instalação, com base em tarifas publicadas e/ou outras condições e obrigações para uso da instalação, também publicadas (EC, 1998).

No acesso negociado, os operadores ou proprietários da infraestrutura são obrigados a publicar as principais condições comerciais para uso da instalação em base *ex-ante*. Tais condições podem incluir os requisitos técnicos das instalações, os termos contratuais, e os produtos envolvidos. Neste caso, é necessário um controle *ex-post* pelo regulador para garantir que haja respeito a todas as cláusulas que foram definidas previamente. Por outro lado, o acesso regulado terá os termos e as condições de acesso determinados pelo regulador e publicadas pelo operador (IEA, 2012).

É importante ressaltar que o acesso de terceiros teria como objetivo garantir a entrada de novos agentes interessados em atuar no mercado de gás natural, especialmente em setores onde há atuação de uma empresa com posição dominante (EC, 1998). No intuito de intensificar a harmonização no mercado europeu, desenvolver a competição e promover o acesso não discriminatório às infraestruturas, as Diretivas seguintes (Diretivas 2003/55/EC e 2009/73/EC) gradualmente passaram a sugerir o nível de *unbundling* desejado no mercado, assim como o tipo de acesso para cada tipo de infraestrutura.

Nesse sentido, a Diretiva 2009/73/EC (última Diretiva Europeia) estabeleceu que os Estados-Membros deveriam garantir o acesso de terceiros não discriminatório às infraestruturas essenciais (gasodutos de escoamento, unidades de tratamento/processamento e terminais de GNL) (MACHADO *et al.*, 2018).

3.1.1 Gasodutos de Escoamento

Para o caso do acesso aos gasodutos de escoamento, as regras dispostas no artigo 34 da Diretiva 2009/73/EC propuseram que o acesso seria garantido aos agentes interessados e aos clientes

elegíveis dos Estados-Membros e validado por um órgão regulador, que atuaria nos arranjos para solução de controvérsias com acesso a todas as informações relevantes, no entanto, sem definir se este acesso seria negociado ou regulado.

Ademais, segundo este artigo, as regras de acesso devem ser estipuladas pelos Estados-Membros com a intenção de alcançar um mercado competitivo e evitar abusos de uma posição dominante, levando em consideração a regularidade e a segurança no fornecimento, a proteção ambiental e a capacidade que pode ser disponibilizada a terceiros. Ainda de acordo com o artigo 34, as condições nas quais pode haver recusa ao acesso de um terceiro ao gasoduto de escoamento são as seguintes (EC, 2009c):

- (i) incompatibilidade nas especificações técnicas que não possam ser razoavelmente superadas;
- (ii) necessidade de evitar dificuldades que não possam ser razoavelmente superadas e que podem suscitar prejuízos à produção atual e futura de hidrocarbonetos, incluindo os que são produzidos em campos com viabilidade econômica marginal;
- (iii) necessidade de respeitar as obrigações básicas devidamente comprovadas do proprietário ou operador da rede de gasodutos de escoamento, em relação à movimentação e ao processamento de gás natural, além dos interesses dos usuários da rede de gasodutos de escoamento ou das plantas de processamento que possam ser afetados; ou
- (iv) necessidade de aplicar disposições legislativas e administrativas, de acordo com o direito comunitário, para efeitos de concessão ou autorização para a produção ou o desenvolvimento da produção.

Dessa forma, é possível verificar um alinhamento entre o que é estabelecido na DIE e na Diretiva 2009/73/EC no sentido de considerar a necessidade de acesso às infraestruturas em posse de uma empresa em posição dominante. Adicionalmente, esta Diretiva dispõe que deve haver garantia ao direito de propriedade e ao cumprimento das obrigações pré-acordadas pelo dono da infraestrutura.

3.1.2 UPGNs

Quanto ao acesso de terceiros a UPGNs, a Diretiva 2009/73/EC trata desta questão implicitamente, à medida que assegura o acesso ao sistema de escoamento e ao sistema de transporte e distribuição de gás natural (MACHADO *et al.*, 2018).

Neste contexto, o item 2 do artigo 34 da Diretiva 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.

3.1.3 Terminais de GNL

No caso de terminais de GNL, o artigo 32 da Diretiva 2009/73/EC estabelece que o acesso de terceiros às instalações de GNL seja baseado em tarifas publicadas, com aprovação *ex-ante* pelas autoridades regulatórias, configurando-se como acesso regulado.

De acordo com o artigo 36 desta Diretiva, há também a possibilidade de solicitação de isenção de acesso por um período determinado em relação a novas infraestruturas ou com possibilidade de expansão, incluindo terminais de GNL. Tal solicitação deveria ser baseada na melhoria da

segurança de suprimento e da competição no mercado de gás, bem como na necessidade de evitar os riscos inerentes aos altos graus de investimento, entre outros critérios, e deve ser avaliada pela autoridade competente de cada Estado-Membro e pela Comissão Europeia. Entretanto, antes da concessão desta isenção, a autoridade regulatória deve decidir sobre as regras e os mecanismos de gerenciamento de congestionamento e alocação de capacidade (EC, 2009c).

Sendo assim, a implementação de um mercado secundário e de medidas de prevenção de congestionamento de capacidade (*anti-hoarding*) tornou-se muitas vezes uma condição necessária para a isenção de acesso aos terminais de GNL, obrigando os carregadores primários a disponibilizar suas capacidades não utilizadas. Assim, em um terminal isento, o proprietário seria livre para negociar contratos diretamente com os carregadores primários, mas as medidas *anti-hoarding* do terminal, que seriam monitorados pelos reguladores, deveriam ser suficientemente transparentes, permitindo que os carregadores secundários tivessem acesso à capacidade não utilizada⁶ (ERGEG, 2010).

Outra possibilidade abordada no artigo 35 da Diretiva é a recusa de acesso, com base na falta de capacidade, na impossibilidade de cumprimento de obrigações de serviço público ou em dificuldades econômicas e financeiras relativas a compromissos aceitos em contratos.

Vale ressaltar que o artigo 15 do Regulamento CE 715/2009 dispõe que os operadores de terminais de GNL ofereçam serviços de acesso não discriminatório e facilitem tal acesso através de cooperação com operadores das redes de transporte. Com relação ao artigo 17 do Regulamento, os operadores de terminais de GNL devem implementar e publicar mecanismos de alocação de capacidade dos terminais de forma transparente e não discriminatória. Além disso, os contratos de terminais de GNL devem incluir medidas *anti-hoarding*, aplicáveis no caso de congestão contratual, levando-se em consideração os seguintes princípios: (i) o operador deve oferecer a capacidade não utilizada das instalações no mercado primário e (ii) os usuários de terminais de GNL podem revender sua capacidade contratada no mercado secundário (EC, 2009d).

Em 2008 foi criado um Guia de Boas Práticas de Acesso de Terceiros a Terminais de GNL (*Guidelines for Good Practice on TPA to LNG facilities*, GGPLNG) pelo Grupo de Reguladores de Eletricidade e Gás da Europa - ERGEG, o qual foi importante para o estabelecimento de regras comuns de garantia de acesso regulado, de forma transparente e não discriminatória. Neste Guia são abordados: os princípios básicos das tarifas de acesso; o papel dos operadores de terminais no fornecimento de acesso; os princípios subjacentes aos procedimentos de alocação de capacidade e gerenciamento de congestionamento e os requisitos de transparência e negociação de direitos de capacidade (ERGEG, 2008; UNECE, 2013).

A Figura 1 resume as Diretivas, Regulamentos e Guias relativos ao acesso de terceiros a infraestruturas essenciais na União Europeia.

⁶É importante salientar que as capacidades de um terminal de GNL podem ser alocadas no mercado primário (também chamada capacidade primária), no qual a capacidade é alocada pelo operador, ou no mercado secundário, no qual a capacidade não utilizada é concedida pelo usuário do terminal a terceiros.

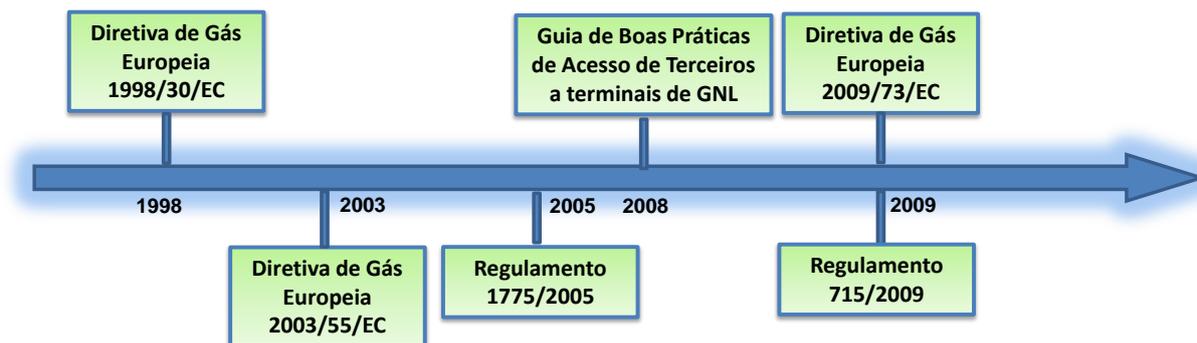


Figura 1. Diretivas e Regulamentos relativos ao acesso de terceiros a infraestruturas essenciais na União Europeia

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

Segundo CORRELJÉ (2016), apesar das medidas legislativas terem sido implementadas nos diversos Estados-Membros, ao longo do tempo, o estabelecimento de um mercado interno de energia e gás natural eficiente na UE não está totalmente finalizado, estando ainda em processo de construção. Paralelamente, podem ser observadas mudanças importantes nos aspectos geopolíticos, ambientais e tecnológicos nos mercados europeu e mundial de energia, particularmente em relação ao gás natural. É importante salientar que os aspectos associados ao gás natural estão em constante mudança, como a economia, a segurança de suprimento e a sustentabilidade e, além disso, a importância atribuída a estes aspectos e a sua operacionalização são diferentes nas várias partes da Europa, o que demonstra a continuidade deste processo de construção do mercado europeu de gás.

3.2 Reino Unido

O Reino Unido começou a liberalizar o seu mercado do gás natural antes do processo de abertura do mercado na União Europeia e sua experiência serviu de referência em muitos aspectos para outros mercados europeus (IEA, 2012).

A literatura reporta que, em 2017, o gás representava 40% da geração de eletricidade no Reino Unido (DUKES, 2018). Em 2016, a produção nacional de gás no Reino Unido foi de 116,3 milhões de m³/dia enquanto as importações líquidas atingiram o montante de 131,8 mil m³/dia no mesmo ano. A produção nacional foi responsável pelo atendimento de 47% da sua demanda interna, sendo o restante do consumo atendido principalmente através de importações por dutos, GNL e estocagem (EIA, 2018). Tais dados revelam a importância da importação de gás natural no Reino Unido e permitem o entendimento do esforço adotado pelas regulações do país a fim de expandir as capacidades de importação por GNL e de estocagem de gás natural para garantir segurança energética.

O crescimento do mercado de gás natural do Reino Unido e sua integração regional com o mercado de gás natural do noroeste da Europa, ao longo de mais de um século, foram caracterizados por importantes mudanças nas políticas energéticas (WEBBER, 2012). A primeira tentativa de liberalização do mercado de gás natural deste país ocorreu no final da década de 1980 através da lei *Gas Act 1986*, que impôs a privatização da empresa *British Gas S.A* e estabeleceu uma estrutura para regulamentação da indústria recém-privatizada (REINO UNIDO, 1986). Com esse intuito, a lei proporcionou a criação de um órgão regulador para o setor, o

Office of Gas Supply - OfGas, e a abertura do mercado de gás natural à concorrência para grandes consumidores industriais. Na prática, porém, os novos operadores no mercado enfrentaram grandes obstáculos e algumas práticas da *British Gas S.A.* foram consideradas anticompetitivas, principalmente a discriminação de preços, o que indicava a necessidade de maior transparência nas políticas desses preços e disponibilidade de gás natural para os concorrentes (WEBBER, 2012).

O processo de liberalização do setor de gás tornou-se mais efetivo com a reestruturação da empresa estatal *British Gas S.A.*, a qual foi iniciada em 1994, com o *unbundling* entre as atividades de transporte e estocagem e as atividades comerciais (para promover a desverticalização do setor), e teve continuidade em 1997, com a cisão da empresa, criando-se as empresas BG S.A. e Centrica (WEBBER, 2012; LE FEVRE, 2015). Assim, segundo LE FEVRE (2015), os principais impulsionadores da liberalização deste mercado no Reino Unido foram os seguintes:

- (i) a política governamental de privatização das indústrias estatais, juntamente com a crença no impacto benéfico da propriedade privada sobre o desempenho econômico;
- (ii) a preocupação de grandes consumidores com os preços altos e discriminatórios; e
- (iii) a pressão dos produtores de gás natural que desejavam ter acesso direto aos mercados de gás fora do país.

Vale ressaltar que, em 1998, iniciou-se a operação de interconexão entre o terminal de Bacton, no Reino Unido, e o terminal de Zeebrugge, na Bélgica (LE FEVRE, 2015). Entretanto, a diferença entre os mercados de gás da Europa Continental e do Reino Unido, inclusive em função de seus diferentes graus de liberalização, provocou alguns problemas de suprimento de gás no Reino Unido que não podiam ser contornados de forma rápida, em função das restrições estruturais do país, como a baixa disponibilidade de sítios de estocagem subterrânea de gás natural, além da maior volatilidade nos preços de gás natural no Reino Unido, atrelada a contratos *spot* e de curto prazo⁷ (WEBBER, 2012). Em complemento a este fato, iniciou-se a queda da produção de gás na plataforma continental do Reino Unido no início da década de 2000, com taxa de declínio aproximada de 8% ao ano entre 2000 e 2013, suscitando a preocupação com a segurança de suprimento de gás natural no País (DUKES, 2018). Essas questões, agravadas pelo aumento da demanda e dos preços de gás natural no país, induziram a necessidade da busca de fontes adicionais de gás natural fora da plataforma continental, surgindo a necessidade de investimento em novos terminais de importação de GNL no início da década de 2000 (WEBBER, 2012; DUKES, 2018).

O Departamento de Negócios, Energia e Estratégia Industrial (*Department for Business, Energy and Industrial Strategy* - BEIS)⁸, a Secretaria de Estado do BEIS (*Secretary of State for the BEIS* - SoS) e a Autoridade de Óleo e Gás (*Oil and Gas Authority* - OGA) são responsáveis por estabelecer as políticas voltadas para o desenvolvimento do setor de gás natural. Almejando reduzir as emissões de CO₂, o BEIS tem adotado diretrizes no sentido de reduzir as barreiras ao investimento em usinas termelétricas a gás e de implementar medidas que incluem um limite disponível para despesas com baixas emissões de carbono e maior flexibilidade no planejamento do sistema. Ademais, estabeleceu-se a Secretaria de Gás e Óleo Não Convencionais (*Office for Unconventional Gas and Oil*) para atuar como um ponto de contato para potenciais investidores. Quanto à estruturação do setor *downstream* (transporte e distribuição), a empresa National

⁷Em contrapartida, a volatilidade de preços na Europa Continental era baixa, pois estes estavam atrelados a contratos de suprimento de longo prazo.

⁸ Ex-Departamento de Energia e Mudanças Climáticas (*Department of Energy and Climate Change* - DECC).

Grid gerencia a capacidade e o balanceamento do sistema nacional de transporte de gás natural, denominado *National Transmission System* (TENNANT *et al.*, 2019; NG, 2020).

O principal objetivo do governo britânico em relação à sua legislação do setor de petróleo e gás é garantir a otimização da recuperação das reservas de hidrocarbonetos, levando em consideração o impacto ambiental que esta atividade causa. Ademais, considerou-se a necessidade de garantir fornecimento de energia variado, sustentável e a preços competitivos (REINO UNIDO, 1998). As regulações relativas ao acesso de terceiros às infraestruturas essenciais no Reino Unido foram modificadas por diversas emendas ao longo do tempo e incorporaram as orientações da Diretivas Europeias.

3.2.1 Gasodutos de Escoamento

O setor *upstream* no Reino Unido foi regulado inicialmente sob as regras e condições dispostas no *Pipeline Act 1962* (REINO UNIDO, 1962), no *Petroleum and Submarine Pipelines Act 1975* (REINO UNIDO, 1975) e, posteriormente, no *Petroleum Act de 1998* (REINO UNIDO, 1998).

Com relação ao acesso de terceiros aos gasodutos de escoamento, a seção 10 do *Pipeline Act 1962* destaca o papel do Ministério de Energia e Competitividade na regulação das tarifas de uso dos dutos de escoamento e na garantia de acesso a um demandante que tenha adquirido o direito de utilizar estas infraestruturas. Esta legislação garante o acesso de terceiros aos gasodutos de escoamento através de negociação de boa-fé entre proprietário e usuários em potencial, com base na publicação das principais condições comerciais de acesso às instalações pelo proprietário do gasoduto. Vale ressaltar que o proprietário também deve publicar qualquer alteração nas condições publicadas assim que elas entrarem em vigor.

Durante a negociação de acesso, o terceiro potencial deve especificar o tipo e a quantidade de gás a transportar (que deve ser do tipo que a tubulação é projetada para movimentar). Verifica-se, portanto que, além de se estipular o acesso a gasodutos de escoamento, a regulação reconhece a necessidade de se identificarem critérios técnicos relacionados à qualidade de gás a ser escoado, pois é sabido que isso pode interferir técnica e economicamente sobre os gasodutos operantes. No caso do acesso, as atribuições e a conduta das partes envolvidas são regidas por um Código de Práticas de Acesso de Terceiros à Infraestrutura de Escoamento de Óleo e Gás (OGA, 2017), desenvolvido por um grupo de trabalho representativo da indústria de óleo e gás do Reino Unido.

Caso não haja acordo entre o proprietário das infraestruturas e o terceiro potencial, o terceiro deve solicitar o acesso ao OGA, que atuará na solução de controvérsias. Neste caso, a Autoridade deve informar sua decisão ao usuário em potencial e pode solicitar ao proprietário informações financeiras relativas às suas atividades. O OGA estabelece as obrigações das partes envolvidas em um Guia de Disputas Relativas ao Acesso de Terceiros à Infraestrutura de Escoamento de Óleo e Gás (OGA, 2019). A Figura 2 ilustra o fluxograma do processo de acesso de terceiros a gasodutos de escoamento no Reino Unido.

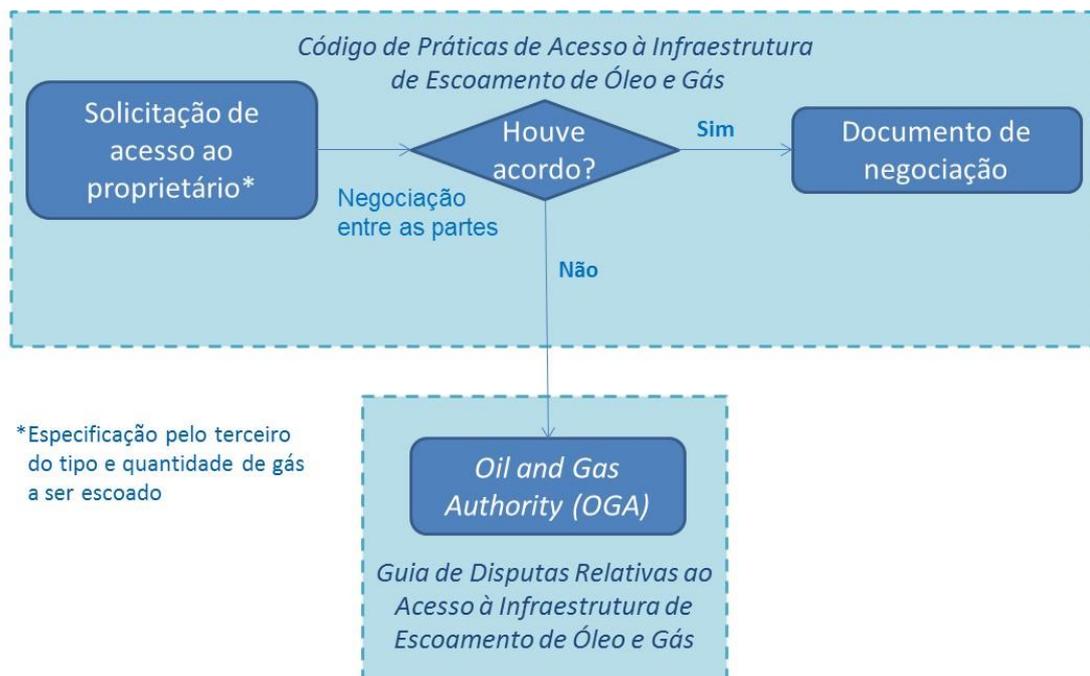


Figura 2. Fluxograma do processo de acesso de terceiros a gasodutos de escoamento no Reino Unido

Fonte: Elaboração própria EPE com base em OGA (2017) e OGA (2019).

3.2.1 UPGNs

No que tange às UPGNs, a regulamentação específica foi implementada através da publicação do *Gas Act 1995* (REINO UNIDO, 1995), modificado por diversas Leis até os dias de hoje e, no que diz respeito ao acesso de terceiros, pelo *Energy Act 2008* e *Energy Act 2011*. Nesses atos legais, é definido que este acesso é realizado de forma negociada entre terceiros elegíveis, de boa-fé e buscando um acordo entre os agentes. Novamente, critérios técnicos relacionados à qualidade do gás são considerados, no sentido de garantir a continuidade do serviço sem gerar prejuízos aos proprietários.

A seção 12 do *Gas Act 1995* apresenta os termos e trâmites da negociação entre as partes e define ainda as obrigações do proprietário das instalações de processamento no sentido de publicar anualmente as principais condições comerciais quanto ao acesso de terceiros, assim como alterações nelas ocorridas, o mais rápido possível.

Fica estabelecido nesta seção que os proprietários das instalações de processamento de gás devem ser informados sobre a intenção de acesso à Instalação de Processamento, devendo constar nessa intenção o período em que o gás de terceiros será processado, as quantidades e a especificação do gás a ser processado. Após esta notificação, o proprietário e o requerente devem negociar o acesso de boa-fé. Caso as partes não cheguem em um acordo, o órgão regulador *Ofgem (Office of Gas and Electricity Markets)* deve decidir: (i) se considerará a questão após dar prosseguimento à negociação entre as partes; (ii) se aprofundará a questão, dando oportunidade de manifestação de demais agentes, como o *Health and Safety Executive*, os proprietários e outros terceiros; ou (iii) se recusará o acesso. Após estas considerações, o órgão regulador deve avaliar se a solicitação do terceiro não irá prejudicar a operação eficiente

da UPGN, atuando na solução de controvérsias. A Figura 3 ilustra o fluxograma do processo de acesso de terceiros a UPGNs no Reino Unido.

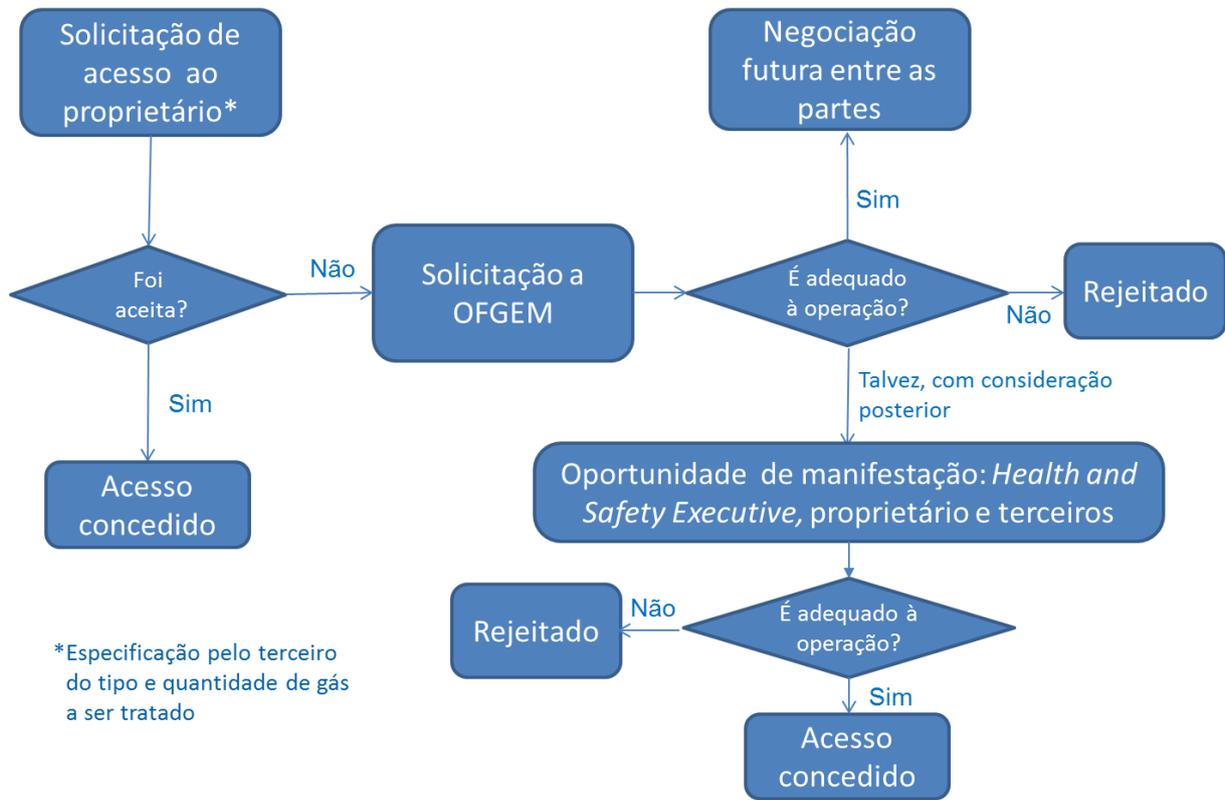


Figura 1. Fluxograma do processo de acesso de terceiros a UPGNs no Reino Unido

Fonte: Elaboração própria EPE com base em REINO UNIDO (1995).

3.2.2 Terminais de GNL

O arcabouço regulatório relativo a terminais de GNL no Reino Unido está baseada no *Gas Act 1986*, modificado pelas emendas: *The Gas (Third Party Access and Accounts) Regulations*, de 2000 e 2004, além da emenda *The Electricity and Gas (Internal Markets) Regulations*, de 2011. As disposições do *Gas Act* refletem a Terceira Diretiva do Gás (Diretiva 2009/73/EC) e o Regulamento CE 715/2009, da União Europeia, que prevêem o acesso de terceiros regulado a terminais de GNL, com base em termos publicados e preços não discriminatórios, bem como isenção de acesso de terceiros e mecanismos de alocação de capacidade em terminais novos e modificados (REINO UNIDO, 1986).

De acordo com a seção 19D do *Gas Act 1986*, o acesso é regulado com base nas principais condições comerciais publicadas relativas ao uso de terminais de GNL por terceiros. O órgão regulador (Ofgem) deve aprovar a tarifa de acesso ou sua metodologia de determinação antes de sua publicação e pode solicitar que o operador de um dado terminal consulte o mercado antes da publicação das condições comerciais. Neste contexto, o acesso de terceiros a terminais de GNL deve ser solicitado ao proprietário, especificando a composição e o volume de gás natural a ser tratado (regaseificado ou liquefeito). Caso o proprietário recuse a solicitação feita pelo requerente de forma justificada, este deve solicitar o acesso à Ofgem, que deve decidir se: (i) se especificará os termos nos quais o proprietário deverá entrar em

acordo com o terceiro para concessão de acesso; (ii) se aprofundará a questão, dando oportunidade de manifestação de demais agentes, como o *Health and Safety Executive*, os proprietários e outros terceiros e decidindo se dará ou não o acesso; ou (iii) se recusará o acesso. A Figura 4 ilustra o fluxograma do processo de acesso de terceiros a terminais de GNL, de acordo com o Gas Act 1986 (REINO UNIDO, 1986).

Vale ressaltar que, segundo a seção 19 C do Gas Act 1986, o órgão regulador pode conceder isenção do acesso de terceiros a terminais de GNL novos ou com proposta de modificação. No caso de terminais com proposta de modificação, esta deve garantir um aumento significativo na capacidade do terminal ou permitir o desenvolvimento de novas fontes de suprimento de gás natural. A isenção pode ser concedida durante um período de tempo indeterminado ou especificado na isenção e deve atender diversos requisitos, como por exemplo, a isenção não deve ter um impacto negativo na competição, na operação do mercado de gás e no funcionamento eficiente do sistema de gasodutos conectado ao terminal. A decisão da autoridade a respeito da concessão de acesso deve ser publicada e devidamente justificada e, em determinados casos, tal isenção pode ser revogada (REINO UNIDO, 1986).

No sentido de orientar os usuários interessados no acesso a terminais de GNL, o Ofgem decidiu publicar, em 2012, um Guia de Acesso Regulado de Terceiros a Terminais de GNL na Grã-Bretanha (Guidance on the regulated third party access regime for liquified natural gas facilities in Great Britain). De acordo com este Guia, os mecanismos mais adequados para determinação de tarifas de acesso regulado e de alocação de capacidade aos terminais de GNL são o leilão ou chamada pública (open season). Para obter aprovação destes procedimentos, os operadores das instalações devem fornecer informações adequadas à Ofgem e ao mercado através de publicação dos dados relativos à alocação da capacidade disponível (OFGEM, 2012).

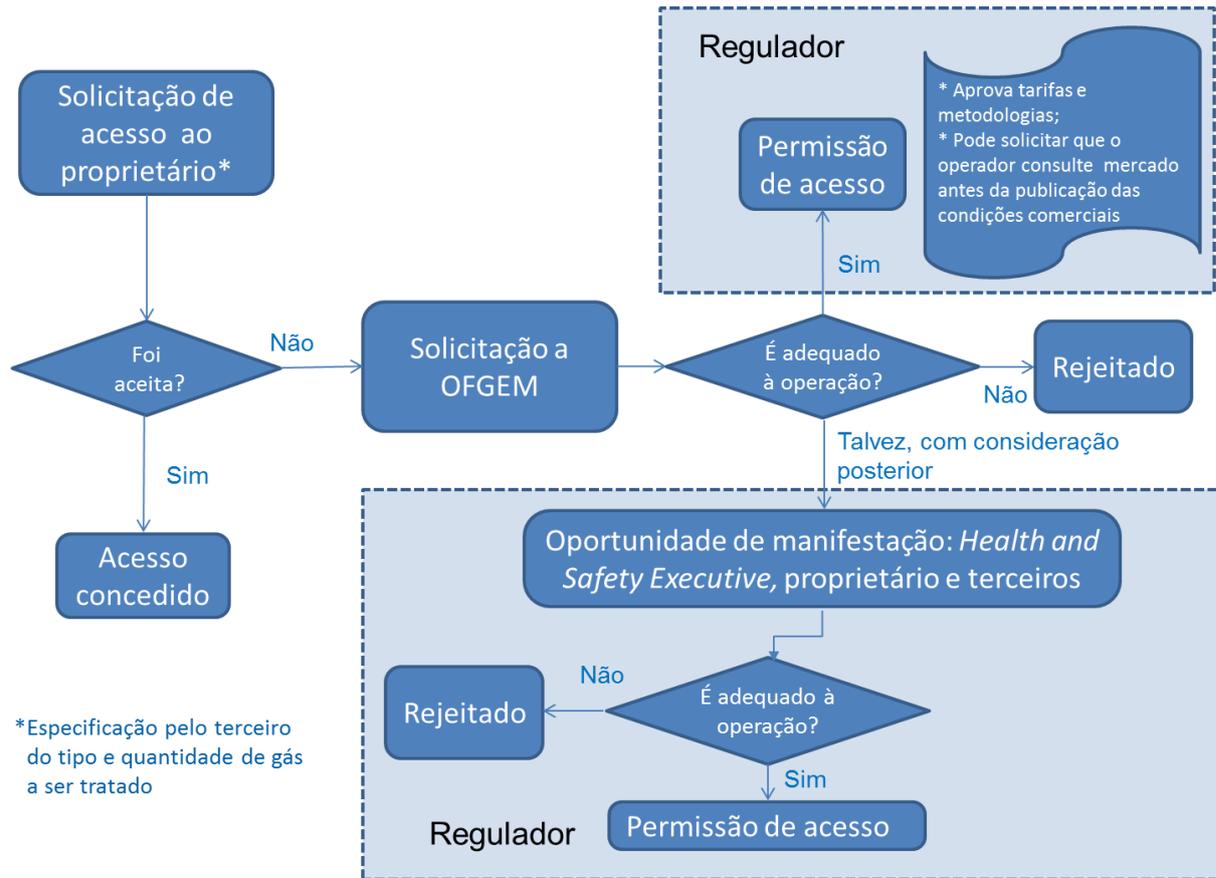


Figura 4. Fluxograma do processo de acesso de terceiros a terminais de GNL no Reino Unido

Fonte: Elaboração própria EPE com base em REINO UNIDO (1986).

É importante salientar que este procedimento relativo à obtenção de permissão de acesso de terceiros a terminais de GNL difere dos apresentados para gasodutos de escoamento ou unidades de processamento no Reino Unido apresentados nas seções anteriores. Nestes dois últimos casos, o acesso é negociado entre as partes, sendo estabelecido de boa-fé e com empenho por parte dos envolvidos, sem a aprovação e publicação da tarifa de acesso pelo órgão regulador.

3.3 Noruega

Ainda que não integre a Comunidade Europeia, a Noruega faz parte do acordo da Área Econômica Europeia - AEE, que estabelece as regras de circulação de bens e mercadorias, pessoas e serviços dentro do Mercado Comum Europeu. Dessa forma, o país adota o que é disposto nas Diretivas da Comunidade Europeia quanto ao acesso às infraestruturas do setor de petróleo e gás (EFTA, 1994). Este país é o segundo maior exportador de gás natural do mundo, ultrapassando, em 2017, o Qatar e estando atrás apenas da Rússia. Aproximadamente 25% da demanda desse insumo da União Europeia foi fornecida pela Noruega em 2018 (NPD, 2019). Tal característica, aliada ao fato de 96% da geração elétrica do país ser gerada por hidrelétricas, permitindo maior disponibilidade de petróleo e gás para a exportação (IEA, 2017), tornam a Noruega uma região de forte concentração em atividades *upstream* e *midstream*.

Neste sentido, a regulação deste país foca os acessos de terceiros às infraestruturas de gasodutos de escoamento e UPGNs, que se dão na forma regulada. A organização das atividades do setor e as regras de acesso regulado são 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 Regulações relativas ao acesso de terceiros às infraestruturas (*Regulations relating to third party access to facilities, 2005*) (GRONDALEN, 2016).

A proprietária da maior parte da rede de infraestruturas essenciais é a Gassled, uma *joint-venture* criada pela fusão de empresas proprietárias de parte da rede. Já o operador independente do sistema é a Gassco, uma empresa estatal norueguesa, que tem como responsabilidades especiais o desenvolvimento da infraestrutura, o gerenciamento de capacidade e a operação do sistema, em nome do governo norueguês e regulada pelo Ministério de Petróleo e Energia (MPE). Além disso, atua na condução das operações diárias em nome dos proprietários das infraestruturas, de acordo com as disposições da Regulação do Petróleo. Estas atividades são igualmente regulamentadas em um acordo de operação com a Gassled (SHATON, 2011; GASSCO, 2017a). Os custos relativos à operação incorridos à Gassco são recuperados mediante o pagamento de tarifas pelos usuários do sistema.

A Figura 5 apresenta a estrutura do setor de gás natural na Noruega.



Figura 5. Estrutura do setor de gás natural na Noruega.

Fonte: elaboração própria EPE, com base em SHATON (2011).

Nesse sentido, a regulação norueguesa para o setor de gás natural considera a atuação da Gassled e da Gassco essenciais para assegurar o acesso às infraestruturas do setor no sentido de garantir o desenvolvimento do Estado, permitindo a maximização do valor agregado aos

hidrocarbonetos produzidos e gerando benefícios à sociedade. O Ministério de Petróleo e Energia Norueguês é o órgão responsável pela coordenação e integração das políticas de energia e atua no sentido de garantir a aplicação da regulação vigente assim como na resolução de conflitos no setor de petróleo e gás natural.

A seção 59 do capítulo 9 da Regulação de Petróleo determina que o operador, o proprietário e o terceiro garantam o acesso não discriminatório de empresas de gás natural e de clientes elegíveis a essas infraestruturas. O direito de acesso de terceiros aos gasodutos de escoamento está condicionado à necessidade devidamente fundamentada de movimentação e/ou processamento de gás natural e às especificações do gás natural, no sentido de serem razoavelmente compatíveis com os requisitos técnicos da infraestrutura. As condições e procedimentos para a aplicação das regras de acesso a terceiros devem ser determinados pela Gassco após consulta ao proprietário e aos usuários da rede de gasodutos de escoamento (GRONDALEN, 2016).

A reserva de capacidade nos gasodutos pode ser realizada através da plataforma eletrônica da Gassco, acessível a transportadores autorizados e utilizada para compra e venda desta capacidade no mercado primário. Assim, a Gassco aloca a capacidade da infraestrutura de forma transparente e justa através do atendimento de pedidos de terceiros por períodos de tempo determinados. Também é possível a transferência do uso da capacidade da rede a um terceiro através de acordos em um mercado secundário. Antes, porém, o operador deve submeter a capacidade considerada fisicamente disponível à aprovação do proprietário e, assim, as reservas no mercado primário e secundário são sujeitas a termos e condições pré-estabelecidos (GASSCO, 2017a). Há um documento denominado *Manual de Reservas (Booking Manual)*, publicado pela Gassco, no qual são apresentadas as disposições sobre a metodologia de reserva de capacidade no mercado primário (GASSCO, 2016). Já as regras detalhadas para a comunicação entre a Gassco e os transportadores estão dispostas no *Manual do Transportador (Shipper Manual)* (GASSCO, 2017b). Neste contexto, o operador deve elaborar as regras, sujeitas à aprovação do MPE, organizar e conduzir os mercados.

No caso de alocação de nova capacidade resultante da expansão de um gasoduto, a isenção de acesso é prevista, uma vez que são consideradas inicialmente as necessidades razoáveis e devidamente fundamentadas da parte que irá arcar com o custo de tal expansão, limitadas à parcela do investimento nesta nova capacidade. O MPE pode modificar este limite máximo da parte individual do investimento. Vale ressaltar que o acesso pode ser recusado se as condições estipuladas não forem satisfeitas.

Além das regulações que tratam especificamente do acesso à rede de dutos de escoamento e plantas de processamento, existem regras específicas para o cálculo das tarifas aplicáveis. A Regulação Relacionada à Estipulação de Tarifas para Infraestruturas determina as regras de cálculo de tarifas a serem pagas pelos usuários que desejam adquirir capacidade nos dutos de escoamento e nas plantas de processamento de gás presentes na plataforma continental norueguesa. A rede de gasodutos e as plantas de processamento são divididas em áreas de tarifa separadas, com tarifas de entrada e saída aplicadas a cada área (NPD, 2019; GASSCO, 2020a).

No que tange as regras de transparências, a Gassco disponibiliza uma plataforma eletrônica *online*, na qual são publicadas informações sobre volumes movimentados na Plataforma Continental da Noruega, de forma agregada e nos terminais de recebimento de gás natural, como também os eventos planejados e não planejados nos campos e plantas de processamento de gás natural (GASSCO, 2020b). Vale ressaltar que as tarifas relativas a cada área do sistema

de dutos de escoamento e plantas de processamento noruegueses também são publicadas pela GASSCO, tanto sob a forma de histórico quanto valores atuais e previsões de tarifas até 2022 (GASSCO, 2020a). Dessa forma, todos os agentes podem acessar essas plataformas e verificar tais informações. A Figura 6 ilustra a página principal da plataforma eletrônica *on line* da Plataforma Continental da Noruega (GASSCO, 2020b).

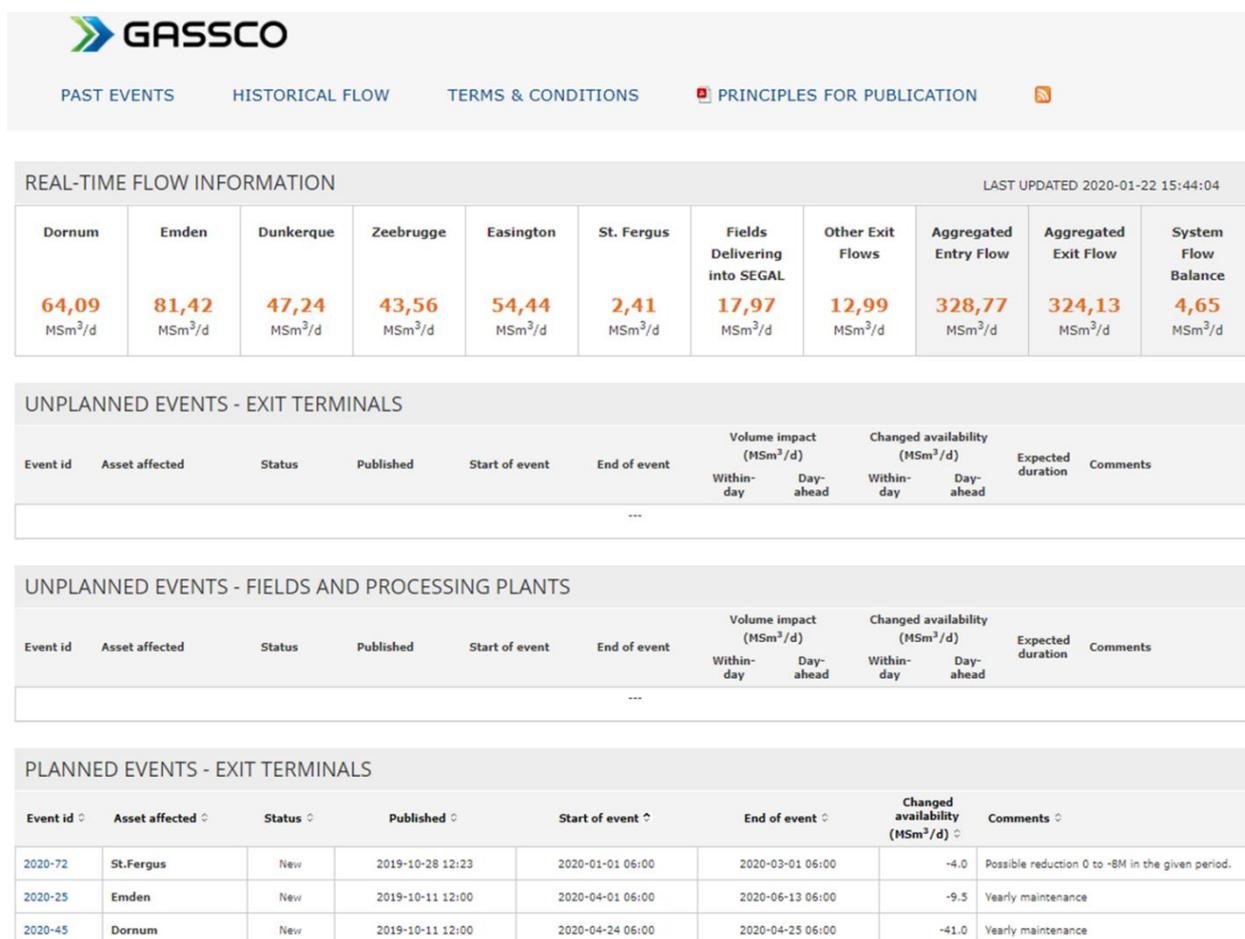


Figura 6. Sistema online diário da Plataforma Continental Norueguesa

Fonte: GASSCO, (2020b).

Nota-se, portanto, um dispositivo legal no sentido de garantir a transparência nas informações prestadas sobre capacidades disponíveis pelos proprietários da rede de escoamento e unidades de processamento, além de forte atuação do órgão regulador, NPD - *Norwegian Petroleum Directorate*, a fim de determinar as regras para cálculo das tarifas de acesso, assim como dos valores máximos admissíveis para determinadas infraestruturas. Na Noruega, os conflitos gerados devido a desacordos entre agentes do setor de gás natural têm sua resolução arbitrada pelo Ministério de Petróleo e Energia (NPD, 2019). Quanto ao acesso de terceiros a terminais de regaseificação de GNL, a regulação norueguesa não aborda tais questões, uma vez que não há tais instalações no país.

3.4 Principais aspectos abordados nas regulações internacionais

Conforme destacado ao longo deste capítulo, alguns aspectos legais e infralegais são comuns às regulações internacionais estudadas. Assim, são sumarizados abaixo os principais pontos que caracterizam as regras de acesso às infraestruturas essenciais, devendo ser previstos no arcabouço infralegal proposto:

- (i) condições de acesso à infraestrutura (existência de capacidade disponível, especificações técnicas, condicionantes financeiros, etc.)
- (ii) publicação de regras transparentes de acesso de terceiros pelos órgãos reguladores e pelos agentes do mercado, inclusive definição de sistema eletrônico de oferta e alocação de capacidade;
- (iii) padronização de contratos;
- (iv) possibilidade de dois tipos de acesso, negociado (nTPA) ou regulado (rTPA);
- (v) garantia de direito de propriedade dos donos das instalações, a fim de se evitar prejuízos financeiros aos proprietários iniciais;
- (vi) necessidade de avaliação quanto à qualidade do gás natural a ser escoado ou processado;
- (vii) necessidade de se estabelecer critérios no intuito de se evitar o efeito de *free-riding*, através da possibilidade de isenção da obrigatoriedade de acesso a infraestruturas novas;
- (viii) reconhecimento da necessidade de custeio relativo aos eventuais ajustes técnicos nas instalações pelos usuários interessados no acesso;
- (ix) necessidade de se determinar um órgão arbitral para fins de resolução de conflitos; e
- (x) princípios de cálculo de tarifa de acesso que fundamentem a negociação entre as partes.

A Tabela 1 apresenta os aspectos importantes da regulação de acesso a terceiros para os gasodutos de escoamento, unidades de processamento e terminais de GNL nos casos estudados.

Tabela 1. Comparação de acesso de terceiros às infraestruturas essenciais na Europa

	União Europeia	Reino Unido	Noruega
Gasodutos de escoamento	<p>Acesso negociado ou regulado.</p> <p>Acesso não discriminatório com elegibilidade (especificidades técnicas).</p> <p>Solução de controvérsias: mediação de autoridade independente.</p>	<p>Acesso negociado.</p> <p>Acesso não discriminatório com elegibilidade (especificidades técnicas).</p> <p>Solução de controvérsias: mediação do órgão regulador.</p>	<p>Acesso regulado (consulta ao mercado).</p> <p>Acesso não discriminatório com elegibilidade (especificidades técnicas).</p> <p>Regulação de tarifas.</p> <p>Tarifação por entrada e saída por zonas.</p>
Unidades de processamento de gás natural	<p>Acesso negociado ou regulado.</p> <p>Acesso não discriminatório com elegibilidade (especificidades técnicas).</p> <p>Solução de controvérsias: mediação de autoridade independente.</p>	<p>Acesso negociado.</p> <p>Acesso não discriminatório com elegibilidade (especificidades técnicas).</p> <p>Solução de controvérsias: mediação do órgão regulador.</p>	<p>Acesso regulado.</p> <p>Acesso não discriminatório com elegibilidade (especificidades técnicas).</p> <p>Regulação de tarifas.</p> <p>Tarifação por entrada e saída por zonas.</p>
Terminais de GNL	Acesso regulado.	Acesso regulado.	Não se aplica.
Infraestruturas novas ou com proposta de modificação	Possibilidade de isenção do acesso por período de tempo definido.	Possibilidade de isenção do acesso por período de tempo definido.	Possibilidade de isenção do acesso por período de tempo definido.

Fonte: Elaboração própria EPE

4 ACESSO A INFRAESTRUTURAS ESSENCIAIS NO BRASIL

A experiência internacional, como se procurou mostrar no caso europeu, revela que o acesso de terceiros a gasodutos de transporte é condição necessária, mas não suficiente para permitir a competição e a diversidade de agentes no mercado. Não por outro motivo, o arcabouço legal e regulatório da indústria do gás natural em diversos países no mundo, inclusive na Europa, busca definir mecanismos que assegurem o acesso de terceiros às infraestruturas essenciais através de arranjos não discriminatórios. Assim, além de aplicável a gasodutos de transporte, o acesso de terceiros foi estendido também a gasodutos de escoamento, a unidades de tratamento/processamento e a terminais de GNL (MACHADO *et al.*, 2018).

A seguir serão apresentados os aspectos regulatórios, técnicos e econômicos do acesso a infraestruturas essenciais no Brasil, inclusive as implicações e desafios deste acesso para o mercado de gás natural.

4.1 Aspectos regulatórios

No que tange ao acesso às infraestruturas essenciais, a Lei do Gás (Lei nº 11.909/2009) (BRASIL, 2009) estabeleceu no Artigo 45 que: os gasodutos de escoamento da produção, as instalações de tratamento ou processamento de gás natural, assim como os terminais de liquefação e regaseificação, não estão obrigados a permitir o acesso de terceiros.

O processo de abertura da indústria do gás natural no Brasil tem sido progressivo desde meados dos anos 1990 até os dias de hoje e está associado ao acesso às infraestruturas essenciais. A ações inicialmente voltadas para a promoção da abertura e da competição da indústria de gás natural se encontram em diferentes dispositivos legais e regulatórios, tais como: i) a Emenda Constitucional nº 9/1995, que facultou à União contratar com empresas estatais ou privadas a realização das atividades relativas ao exercício de seu monopólio em petróleo e gás natural (BRASIL, 1995); ii) a Lei do Petróleo (Lei nº 9.478/1997), que estabeleceu um órgão regulador setorial (ANP) e regulamentou as condições de regulação, contratação e fiscalização das atividades de petróleo e gás natural⁹ (BRASIL, 1997) e; iii) a Lei do Gás, que avançou na instituição de normas específicas para a exploração das atividades econômicas de transporte de gás natural por meio de gasodutos e da importação e exportação, bem como para tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural (BRASIL, 2009).

Vale ressaltar que a cadeia de gás natural foi desenvolvida no Brasil através da Petrobras, que atua no setor *upstream*, no processamento, no transporte¹⁰ (através de suas coligadas) e possui

⁹Optou-se por não detalhar nesse estudo os eventuais efeitos sobre a indústria do gás natural das leis nº 12.276/2010 (cessão onerosa), nº 12.304/2010 (PPSA) e nº 12.351/2010 (Partilha de Produção em áreas do Pré-sal e outras áreas estratégicas), apesar de essas leis alterarem, em parte, a dinâmica, originalmente, estabelecida pela Lei nº 9.478/1997.

¹⁰Atualmente, há 5 transportadoras de gás natural atuando no Brasil. São elas: Transportadora Associada de Gás (TAG), Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG), Transportadora Sulbrasileira de Gás (TSB), Transportadora GasOcidente e a Nova Transportadora Sudeste (NTS). Em virtude do plano de desinvestimento, a Petrobras concluiu a venda de 90% das ações da NTS e da TAG, no âmbito do que é estabelecido nas regulações

participações acionárias em várias distribuidoras de gás natural. Em termos volumétricos, em novembro de 2019, a Petrobras foi responsável por mais de 90% da produção de gás natural por operador e mais de 70% da produção por consorciado, conforme apresentado na Tabela 2 e na Tabela 3, respectivamente (ANP, 2019). Esta diferença ocorre, pois, no primeiro caso, considera-se todos os campos operados pela empresa, independentemente do percentual de sua participação no contrato. Já no segundo caso, considera-se apenas a parcela relativa à participação das empresas nos contratos.

Tabela 2. Participação na produção de gás natural por operador em novembro/2019

Operador*	Volume (Mm ³ /dia)	Participação
Petrobras	126.746	92,79%
Eneva	7.928	5,80%
Total E&P Brasil	561	0,41%
Shell Brasil	503	0,37%
Petro Rio Jaguar	237	0,17%
Enauta Energia S.A.	191	0,14%
Imetame	153	0,11%
Equinor	111	0,08%
Maha Energy	84	0,06%
Petro Rio O&G	26	0,02%
Dommo Energia	18	0,01%
Outros	39	0,03%
Total	136.597	100,0%

* Considera todos os campos operados pela empresa, independentemente do percentual de sua participação no contrato.

Fonte: Elaboração própria EPE adaptado de ANP (2019).

Tabela 3. Participação na produção de gás natural por consorciado em novembro/2019

Concessionário*	Volume (Mm ³ /dia)	Participação
Petrobras	100.159	73,32%
Shell Brasil	15.043	11,01%
Eneva	7.928	5,80%
Petrogal	4.585	3,36%
Repsol Sinopec	2.475	1,81%
Enauta Energia S.A.	2.140	1,57%
Equinor Energy	971	0,71%
Total E&P Brasil	816	0,60%
Geopark Brasil	455	0,33%
Brasoil Manati	454	0,33%
CNDOC Brasil	285	0,21%
CNOOC Petroleum	285	0,21%
Outros	1.001	0,73%
Total	136.597	100,0%

* Considera apenas a parcela relativa à participação da empresa nos contratos.

Fonte: Elaboração própria EPE adaptado de ANP (2019).

Conforme já comentado, a Lei do Gás, ao contrário do que acontece em outras regulações internacionais, não torna mandatória a oferta de acesso a terceiros aos gasodutos de escoamento, unidades de processamento de gás natural e terminais de GNL. A pequena participação de outros agentes atuando no setor *upstream*, com uma fatia inferior a 10% do volume total de gás natural produzido por operador (Tabela 2), mesmo após a promulgação da

vigentes em relação à desverticalização das atividades da cadeia do gás natural, incluindo o Termo de Cessação e o Programa Novo Mercado de Gás, lançado em 23 de julho de 2019 pelo Governo Federal.

Lei, aliada ao fato de que toda a produção desses *players* “na boca do poço” vinha sendo comercializada com a Petrobras a fim de ser escoada e processada nas instalações da Estatal, indica que o arcabouço regulatório específico do setor não foi capaz de impulsionar, na prática, a diversificação dos agentes nestes elos da cadeia.

Em relação às UPGNs, a Petrobras é proprietária de todas as unidades atualmente em operação, sendo ofertante de 100% do gás natural produzido e processado nacionalmente, além de ser a única comercializadora desse insumo no mercado brasileiro. Tal fato também evidencia que a regulação não foi suficiente para promover a abertura do setor de processamento de gás natural a novos agentes.

Quanto aos terminais de GNL, a Petrobras também é proprietária de todos os terminais de regaseificação de GNL em operação no país. A legislação em vigor atualmente, especificamente o artigo 58 da Lei 9.478/1997 e o artigo 45 da Lei nº 11.909/2009, exime os terminais de GNL da obrigação de acesso de terceiros exigida de outros terminais marítimos e dutos de transporte, como mostram os trechos transcritos abaixo.

Lei nº 9.478/1997, Art. 58: “Será facultado a qualquer interessado o uso dos dutos de transporte e dos terminais marítimos existentes ou a serem construídos, com exceção dos terminais de Gás Natural Liquefeito - GNL, mediante remuneração adequada ao titular das instalações ou da capacidade de movimentação de gás natural, nos termos da lei e da regulamentação aplicável (Redação dada pela Lei nº 11.909, de 2009)”.

Lei nº 11.909/2009, Art. 45: “Os gasodutos de escoamento da produção, as instalações de tratamento ou processamento de gás natural, assim como os terminais de liquefação e regaseificação, não estão obrigados a permitir o acesso de terceiros”.

Além disso, a Resolução ANP nº 50 de 22/09/2011 apenas permite que o operador do terminal conceda acesso de terceiros a seu critério, portanto mantém o regime de não obrigatoriedade do acesso de terceiros (ANP, 2011). É interessante observar que, antes do advento da Lei do Gás, a Lei do Petróleo não excluía os terminais de GNL do acesso regulado de terceiros. Portanto, os terminais de Pecém/CE e Baía de Guanabara/RJ, anteriores à Lei do Gás, foram autorizados, observando-se as regras de acesso de terceiros e a desverticalização, e pertenciam inicialmente à TAG, empresa controlada pela Petrobras. Estava previsto inclusive um processo de chamada pública para alocação de capacidade, que foi suprimido devido à urgência para implantação dos projetos a fim de garantir a segurança de abastecimento de gás do país diante do crescimento da demanda e da dependência em relação à Bolívia. No entanto, após a aprovação da Lei do Gás, esses terminais passaram a se submeter à nova regra de não obrigatoriedade do acesso.

Sendo assim, o fato de a Lei do Petróleo e a Lei do Gás vigentes não recomendarem a possibilidade de acesso às infraestruturas de escoamento e processamento, assim como terminais de GNL, além do alto custo envolvido na construção de novas infraestruturas, podem ter se tornado empecilhos para o acesso de novas empresas ao mercado de gás natural. Isto se deve, principalmente, à constatação de que não foram estabelecidas as diretrizes básicas para promover as negociações entre os agentes no arcabouço legal e regulatório vigente. Ademais, soma-se a isso a assimetria de informações quanto às capacidades efetivamente disponíveis nas instalações em posse da Estatal e as indefinições regulatórias acerca de serviços como a troca operacional (*swap*) e sobre os valores das tarifas praticadas, dentre outros fatores, que

contribuíram para a falta de transparência no setor, tendo como consequência a reduzida participação de novos agentes em virtude dos riscos associados a todas essas incertezas.

A decisão da Petrobras de focar em seu núcleo de negócios de E&P e de desinvestir de ativos da indústria do gás natural, como consequência da crise financeira e de governança que a atingiu, acelerou a percepção de necessidade e urgência de um novo “pacote” de abertura dessa indústria (MACHADO *et al.*, 2018).

Nesse contexto, a iniciativa denominada “Gás para Crescer”, lançada pelo Ministério de Minas e Energia em 24 de junho de 2016, buscou estudar e propor aprimoramentos dos marcos legal e regulatório do gás natural, a fim de adequá-los à nova conjuntura do setor, tendo por base um amplo debate com todos os agentes que compõem o mercado de gás natural. Na sequência, a Resolução CNPE nº 10, aprovada em 14/12/2016, objetivou estabelecer as diretrizes estratégicas para o desenho de novo mercado de gás natural e criou o Comitê Técnico para o Desenvolvimento da Indústria do Gás Natural no Brasil (CT-GN), para propor medidas que garantissem a transição gradual e segura para a manutenção do adequado funcionamento do setor de gás natural e avaliar a possibilidade de aceleração da transição.

No sentido de operacionalizar a consecução de seus objetivos, o CT-GN estabeleceu oito subcomitês, entre eles o Subcomitê 1 (SC-1), que abordou os aprimoramentos legais para o acesso de terceiros aos gasodutos de escoamento, unidades de tratamento ou processamento e terminais de GNL (MME, 2017a; MACHADO *et al.*, 2018).

As recomendações de modificações legais para aprimoramento do arcabouço legal brasileiro relativo às infraestruturas essenciais foram, basicamente, a alteração do art. 45 da Lei do Gás (Lei nº 11.909/2009), estabelecendo o acesso não discriminatório e transparente de terceiros aos gasodutos de escoamento da produção, as unidades de tratamento e processamento de gás natural e aos terminais de GNL e a alteração do artigo 58 da Lei do Petróleo (Lei nº 9.478/1997), de forma a excluir a exceção ao acesso estabelecida para os terminais de GNL.

Tais recomendações do SC-1 se fundamentaram nos conceitos e dispositivos da experiência internacional, já abordados nesse estudo, e embasaram a proposta estruturada pelo CT-GN do CNPE, a qual, em boa medida, foi incorporada no Substitutivo ao Projeto de Lei nº 6.407 de 2013, Apensado o Projeto de Lei nº 6.102/2016 para alteração da Lei do Gás (BRASIL, 2019a). O referido PL foi aprovado na Comissão de Minas e Energia em 23 de outubro de 2019 (BRASIL, 2019b).

Entretanto, algumas ações propostas durante a iniciativa Gás para Crescer foram incorporadas em diversos documentos que citaram a abertura do setor de gás natural por meio da oportunidade de acesso às infraestruturas essenciais. O primeiro deles foi o Decreto nº 9616, publicado em 17 dezembro de 2018 e que alterou o Decreto nº 7382/2010, que determinou no artigo 62-A que a ANP estabelecesse diretrizes para elaboração conjunta de códigos comuns de acesso pelos agentes detentores ou operadores de infraestruturas essenciais, amparados nas boas práticas internacionais (BRASIL, 2018). Este Decreto também designou a ANP para a solução de conflitos entre os agentes econômicos caso as tratativas de acesso não tivessem êxito, com ênfase na conciliação e arbitramento e informou que a negativa de acesso que configurasse conduta anticompetitiva sujeitaria os agentes às sanções cabíveis, conforme disposto em Lei.

O segundo deles foi a criação do Comitê de Promoção de Concorrência do Mercado de Gás Natural através da Resolução CNPE nº 4, de abril de 2019, que teve como competências: propor

medidas de estímulo à concorrência no mercado de gás natural e ações a entes federativos para a promoção de boas práticas regulatórias, além de encaminhar ao CNPE recomendações de diretrizes e aperfeiçoamentos de políticas energéticas voltadas à promoção da livre concorrência (BRASIL, 2019c). As recomendações obtidas nas reuniões deste Comitê, composto por representantes de diversas instituições (entre elas, MME, ANP e EPE), foram reunidas em uma Nota Técnica (MME, 2019a), a qual culminou na Resolução CNPE nº 16, de junho de 2019 (BRASIL, 2019d; MME, 2019b).

O item IV do artigo 2º desta Resolução CNPE nº 16 estabeleceu que a transição para o mercado concorrencial de gás natural deve ocorrer de forma coordenada, de modo a promover a transparência e o estabelecimento de regras claras para o acesso negociado e não discriminatório aos gasodutos de escoamento, UPGNs e terminais de GNL. Neste contexto, o agente dominante deve disponibilizar informações ao mercado sobre as condições gerais de acesso de terceiros às infraestruturas essenciais (item V do artigo 3º) e deve elaborar códigos comuns de acesso a essas infraestruturas (item IV do artigo 4º) (BRASIL, 2019d).

Outra ação muito importante para o movimento de abertura do mercado e promoção da concorrência no setor de gás natural foi a celebração de um Termo de Compromisso de Cessação (TCC) entre a Petrobras e o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE) em 8 de julho de 2019 (CADE, 2019a). Por meio do acordo, a estatal se compromete a vender ativos relativos ao mercado de gás natural (CADE, 2019b). Segundo a Petrobras, o termo tem por objeto preservar as condições concorrenciais, visando a abertura do mercado brasileiro de gás natural, incentivando a entrada de novos agentes nesse mercado, bem como suspender procedimentos administrativos instaurados pelo CADE para investigar a atuação da Petrobras no setor de gás natural. Neste contexto, a Petrobras se compromete, entre outras questões, a dar acesso negociado não discriminatório e de boa-fé aos gasodutos de escoamento e às UPGNs, além de publicar edital de processo competitivo para arrendamento do Terminal de GNL da Bahia (PETROBRAS, 2019a).

Finalmente, em 24 de julho de 2019 foi lançado pelo Governo o programa Novo Mercado de Gás através de Decreto nº 9934, que instituiu o Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural (BRASIL, 2019e). O “Novo Mercado de Gás” visa melhorar o aproveitamento do gás oriundo de descobertas do Pré-sal, ampliar investimentos em infraestrutura de escoamento, processamento, transporte e distribuição de gás natural, aumentar a geração termelétrica a gás e ainda retomar a competitividade da indústria nos segmentos de celulose, cerâmica, fertilizantes, petroquímica, siderurgia e vidro, entre outros (MME, 2020).

A Figura 7 resume a visão das transformações da indústria de gás natural em um novo ambiente de mercado mais diversificado, competitivo e eficiente, com acesso às infraestruturas essenciais (ANP, 2016; MME, 2019a). Esta estrutura já tinha sido projetada desde 2016, durante a iniciativa Gás para Crescer, e foi aprimorada e detalhada com o Programa Novo Mercado de Gás em 2019.

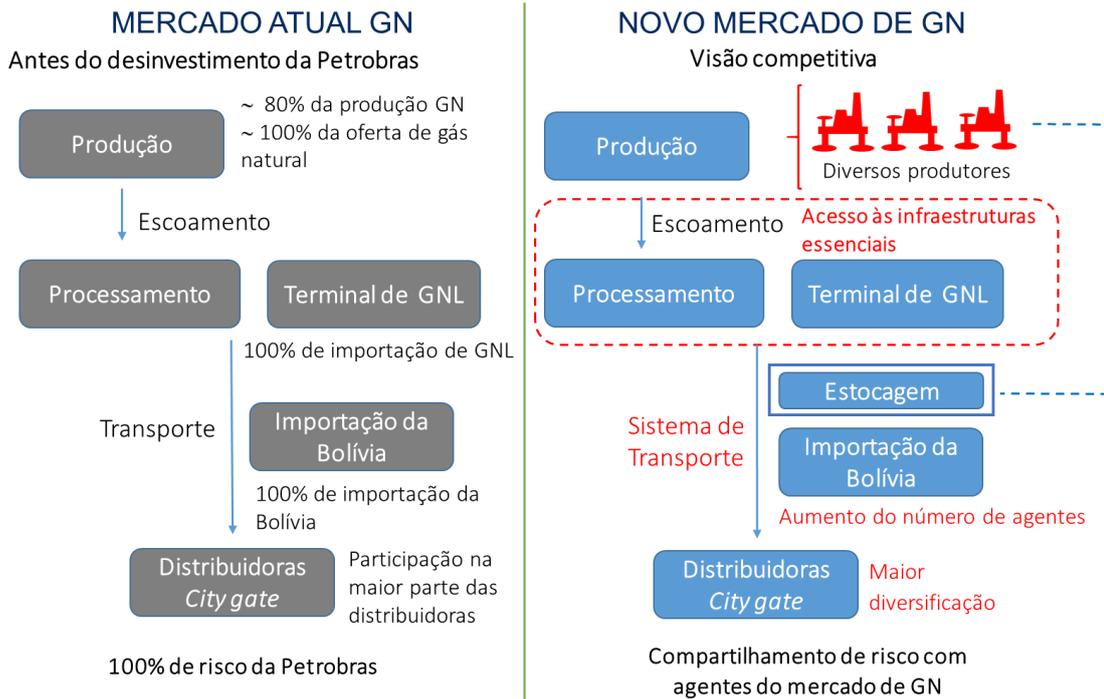


Figura 7. Transformações da indústria de gás natural no Brasil com o Novo Mercado de Gás

Fonte: adaptado de ANP, 2016; MME, 2019a

4.2 Análise de aspectos técnicos envolvidos no acesso

Conforme já comentado, a abertura do mercado de gás natural e a promoção da concorrência envolvem diversos esforços legais e regulatórios, entre eles a definição de mecanismos que assegurem o acesso às infraestruturas essenciais. Embora este acesso seja importante para criar um ambiente competitivo, é necessário observar critérios técnicos e econômicos que afetam este acesso, sob determinadas condições de elegibilidade. A Tabela 4 apresenta um resumo dos desafios técnicos e econômicos que podem ser enfrentados devido à variação na composição do gás.

Tabela 4. Resumo dos Desafios e Especificidades Técnicas

Tipo de gás	Efeitos sobre gasodutos de escoamento	Efeitos sobre plantas de processamento
Rico em líquidos (C₃₊) Exemplo: Pré-sal com riqueza de 12%	<ul style="list-style-type: none"> • Maior probabilidade de formação de líquidos • Aumento de OPEX 	<ul style="list-style-type: none"> • Maior formação de líquidos • Possibilidade de inundação das colunas fracionadoras • Aumento de OPEX
Rico em CO₂¹¹, H₂O e H₂S Exemplos: Júpiter - 79% de CO ₂ Libra - 45% de CO ₂	<ul style="list-style-type: none"> • Corrosão (maior acidez e/ou umidade) • Maior probabilidade de formação de hidratos • Necessidade dos módulos para remoção • Aumento do OPEX 	

Fonte: Elaboração própria EPE, com base em MME (2017); MACHADO *et al.* (2019); PETROBRAS (2019b).

Para a construção de gasodutos de escoamento e unidades de processamento de gás natural, um projeto é realizado levando-se em consideração a expectativa de composição do gás a ser transportado e/ou processado. Caso o gás natural do terceiro seja significativamente diferente do utilizado no projeto, desafios devem ser superados para viabilizar a operação.

Em relação ao acesso a gasodutos de escoamento, deve ser analisada a questão do direito de preferência do acesso às instalações, principalmente em casos nos quais sejam necessárias ampliações ou adequações na infraestrutura existente. A Figura 8 apresenta exemplos destes casos.

¹¹ Os trabalhos da EPE “Ocorrência de CO₂ em Campos Petrolíferos na Margem Leste Brasileira” (EPE, 2018a) e “Informe - Custos de Gás Natural no Pré-sal Brasileiro” (EPE, 2019) trazem mapa de concentração de CO₂ na Margem Leste, adaptado de Mohriak (1995/2001) e Zalán (2017), exibindo o percentual de CO₂ das áreas produtoras na Bacia de Campos e Santos.

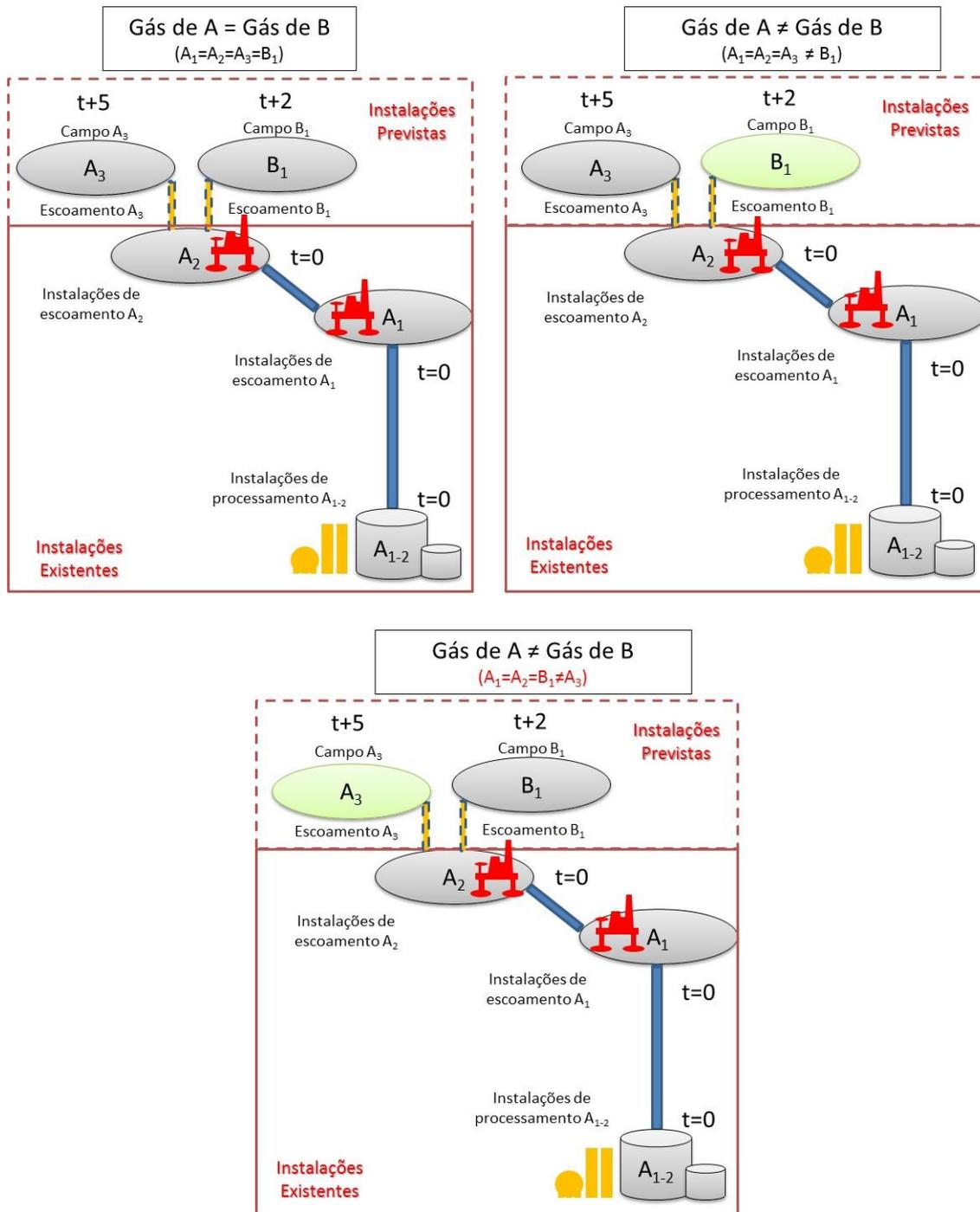


Figura 8. Direito de preferência no uso do sistema de escoamento

Fonte: Elaboração própria EPE, com base em MME (2017) e MACHADO *et al.* (2019).

Nos exemplos, um agente A possui duas plataformas interconectadas A1 e A2, localizadas em campos de mesmos nomes, que por sua vez se conectam a instalações de processamento em terra (A1-2) por meio de um sistema de escoamento. Este agente possui um campo A3 que irá entrar em produção após 5 anos. Há outro agente B que possui um campo B1 previsto para entrar em produção após 2 anos, cujo gás tem especificação igual ao gás dos campos A1, A2 e A3. Caso o agente B solicite o acesso à infraestrutura de escoamento do agente A, esse acesso seria permitido por apenas 3 anos, pois após este prazo o agente A teria direito de preferência

de usar sua infraestrutura para escoar o gás natural do campo A3. Em casos mais complexos, nos quais as especificações dos gases do campo B1 e do campo A3 fossem diferentes e necessitassem de adequações na infraestrutura, como seria o compartilhamento dos sistemas? (MME, 2017a; MACHADO *et al.*, 2019)

O acesso de terceiros a UPGNs também pode apresentar dificuldades técnicas e econômicas, principalmente quando houver mistura de correntes, sendo que há situações em que seria necessário adequar a infraestrutura da Unidade para o recebimento do gás natural do terceiro interessado. Os principais desafios identificados são (MME, 2017a; MACHADO *et al.*, 2019):

- aspectos da tributação das correntes de gás natural e líquidos de diversos agentes;
- limite da capacidade de estocagem de líquidos resultantes do processamento de gás natural de vários clientes e os efeitos da programação logística sobre a movimentação dos líquidos produzidos e das correntes de gás natural processado;
- impossibilidade de processamento de novas correntes, caso a estocagem de líquidos esteja cheia e os clientes não tenham retirado seus volumes de líquidos ou o cliente anterior ainda não tenha processado totalmente o gás natural que precisava escoar; e
- o atraso no processamento do gás natural de algum cliente pode incorrer em custos não planejados para todos os agentes que reservaram capacidade de processamento na UPGN (atraso na produção de óleo, sobrecurso de afretamento das FPSOs, multas, penalidades em função do não atendimento aos consumidores, etc.).

Vale ressaltar que foi lançado pelo IBP, em 2018, um Caderno de Boas Práticas contendo as Diretrizes para Acesso a Unidades de Processamento de Gás Natural. Entre os termos e as condições para o acesso, inclui a necessidade de especificação do gás natural a ser processado, as condições de contratação de capacidade, a retirada dos derivados de gás natural, além da transparência e disponibilização de informações (IBP, 2018; MACHADO *et al.*, 2019).

A Figura 9 apresenta os possíveis conflitos temporais no uso de UPGNs por mais de um cliente, indicando as operações planejada e ocorrida. Considerando um dado dia D, uma UPGN pode estar programada para processar o gás natural de um cliente por 5 dias a partir do dia D+5, e de outro cliente a partir do dia D+10. Porém, o atraso no processamento do gás natural do cliente 1 pode incorrer em custos para o cliente 2, que reservou a capacidade de processamento.

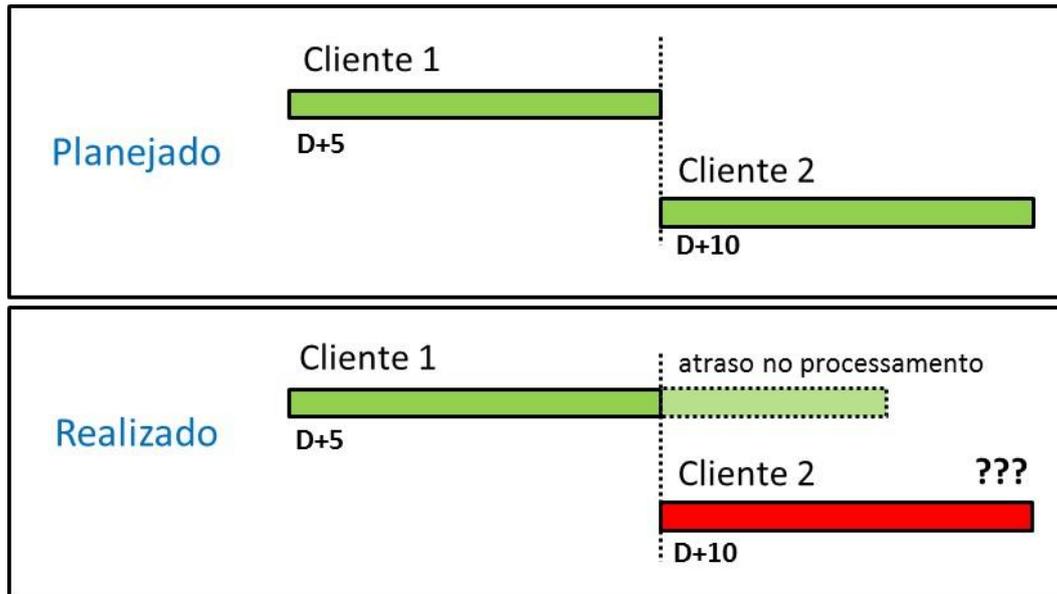


Figura 9. Possíveis conflitos temporais no uso de UPGNs por mais de um cliente

Fonte: Elaboração própria EPE, baseado em MME (2017); MACHADO *et al.* (2019).

Já no caso de acesso aos terminais de GNL, as condições técnicas e econômicas deste acesso devem ser transparentes, públicas, objetivas e não-discriminatórias. Os principais desafios relativos ao compartilhamento de terminais de GNL identificados relacionam-se com (MACHADO *et al.*, 2018; MME, 2018a, 2018b):

- aspectos de desembaraço aduaneiro;
- limite de recebimento e capacidade dos terminais (problema do sequenciamento ou programação das embarcações);
- compartilhamento de tanques de estocagem de GNL com capacidade limitada;
- tributação das atividades de regaseificação de GNL e liquefação de gás natural, realizadas por terceiros.

Vale ressaltar que em dezembro de 2017 foi publicado o Termo de Referência (TDR) nº 63 pelo MME, em parceria com o Banco Mundial, no âmbito do Projeto META, para realização de estudos sobre desafios do sistema tributário brasileiro da indústria de gás natural, que foi realizado pela empresa Machado Meyer. Esta empresa elaborou um relatório técnico que discute os desafios do compartilhamento de terminais de GNL entre outros assuntos (MACHADO MEYER, 2018). Nesse contexto, conflitos temporais decorrentes deste compartilhamento poderão ocorrer pois, em muitos casos, a capacidade dos tanques de estocagem do GNL é inferior à dos navios supridores. Assim, na ausência de uma infraestrutura adicional de estocagem, seria necessário realizar permutas de GNL entre os agentes, de modo a permitir que cumpram seus contratos e atendam às suas demandas. O desafio consistiria no tratamento tributário a ser aplicado a essas operações com relação ao Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS (MME, 2018a; MACHADO MEYER, 2018). Quanto aos aspectos aduaneiros, há a possibilidade de variação do volume de GNL em função do *boil off*¹² e *heel on board*¹³; e a

¹² Evaporação natural típica ocorrida em tanques de GNL (MME, 2017b).

¹³ Parte da carga mantida com a finalidade de manter os tanques de GNL resfriados e garantir a viagem de retorno (MME, 2017b).

necessidade de disponibilidade de uso de carga para emissão de documento fiscal para remessa de terceiros para o terminal de GNL (MME, 2018b).

Conforme já comentado no caso de acesso a UPGNs, a Figura 10 ilustra os possíveis conflitos temporais no acesso de terceiros a terminais de GNL, indicando as operações planejada e ocorrida. Em um dado dia N, o terminal pode estar programado para regaseificar o gás natural de um cliente por 5 dias, a partir do dia N+5, e para regaseificar o gás natural de outro cliente a partir do dia N+10. Neste caso, o atraso no descarregamento ou no esvaziamento do tanque de GNL do cliente 1 pode incorrer em custos para o cliente 2, que reservou a capacidade do terminal (MME, 2017a).

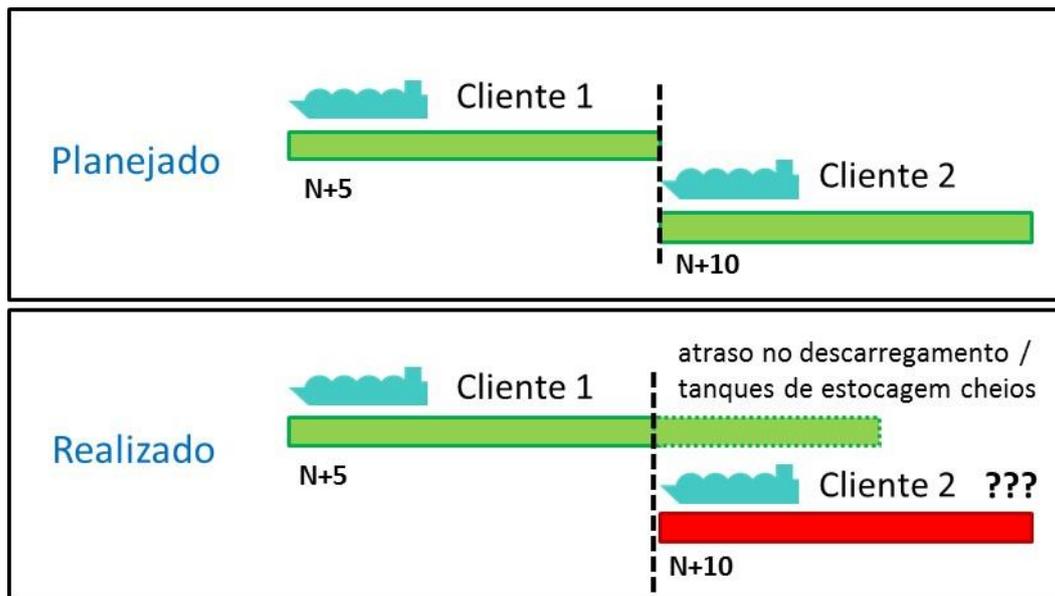


Figura 10. Possíveis conflitos do acesso de terceiros a terminais de GNL

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

Em termos gerais, as condições de elegibilidade do acesso devem ser detalhadas em dispositivos infralegais e regulatórios, considerando as boas práticas da indústria, inclusive aspectos relacionados à composição do gás natural, à preferência de acesso pelo portfólio de E&P do investidor originário (para não inibir investimentos) e à demarcação da responsabilidade (*liability*) entre as partes. Neste último aspecto, surgem algumas questões, como por exemplo quem seria responsável por danos técnicos, ambientais e econômicos decorrentes de acesso a terceiros - o outorgado original ou o terceiro que acarretou o dano - e em que casos. Além disso, devem ser definidos os limites de responsabilidade. No caso de falhas na operação ou necessidade de investimentos adicionais na UPGN, deve-se definir o responsável por arcar com os custos (MACHADO *et al.*, 2019).

4.3 Estudos de caso relativos aos impactos econômicos relacionados ao acesso de terceiros

Conforme já comentado, o acesso de terceiros permite otimizar a utilização das infraestruturas essenciais com maior complexidade do que o uso dessas instalações apenas pelo proprietário dos ativos, o que envolve diversas questões que devem ser equacionadas nos contratos, tanto

no campo técnico quanto econômico. No sentido de avaliar o impacto econômico deste acesso a infraestruturas essenciais, foram formulados estudos de caso referentes ao acesso de terceiros essas infraestruturas.

Sendo assim, a análise do potencial de contribuição da redução da capacidade ociosa sobre o fluxo de caixa de gasodutos de escoamento e UPGNs no Brasil foi realizada através de dois estudos de caso. Neste contexto, o primeiro caso foi referente a um gasoduto de escoamento offshore com 18" e 230 km de extensão, enquanto que o segundo foi referente a uma UPGN com capacidade para processar 5,7 milhões de m³/d de gás natural úmido com alta riqueza. Cabe ressaltar que esta seria a capacidade aproximada da infraestrutura necessária para escoar e processar o gás natural de um campo com pico de produção bruta de 10 milhões de m³/d, após os descontos referentes à queima até os limites definidos na regulação, consumo em E&P e injeção para recuperação secundária de óleo (EPE, 2019; MACHADO *et al.*, 2019).

Com relação à capacidade em uso dos gasodutos de escoamento e UPGNs, em milhões de m³/d, foram estudados três cenários:

- i) apenas considerando o gás natural de um campo de E&P (cliente inicial) sem acesso a terceiros;
- ii) caso inicialmente fosse considerado o gás natural de um campo de E&P, porém na fase de declínio deste campo fosse concedido acesso a clientes (clientes 1 a 4), em faixas de 1 MMm³/d por cliente, até completar a capacidade total das instalações; e
- iii) caso as instalações operassem sempre em sua máxima capacidade (*full*), conseguindo garantir junto a clientes contratos de TPA que se complementassem até o volume total.

Na Figura 11, é apresentado o gráfico relativo a uma composição de curvas de produção considerando os três diferentes cenários dos estudos de caso.

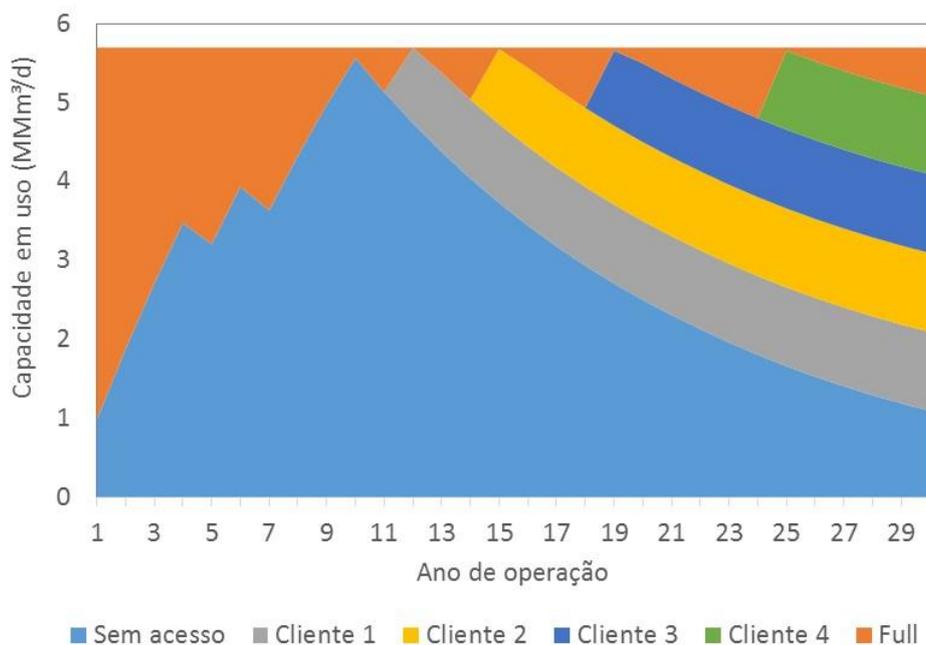


Figura 11. Composição de curvas de produção considerando diferentes cenários

Fonte: Elaboração própria EPE, com base em MACHADO *et al.* (2019).

As demais premissas utilizadas para realização dos fluxos de caixa de gasodutos de escoamento

foram: CAPEX de US\$ 132 /m.pol, OPEX igual a 5% do CAPEX ao ano e WACC igual a 10% ao ano (EPE, 2019). Já para os fluxos de caixa de UPGNs, foram utilizados: CAPEX de US\$ 521 milhões, OPEX igual a 5% do CAPEX ao ano e WACC igual a 10% ao ano, sem considerar o abatimento das receitas com a venda dos líquidos (EPE, 2018b). Em todos os fluxos de caixa, fixou-se o Imposto de Renda em 25% e a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) em 9%. Os resultados obtidos não incluem valores de ICMS, Programa de Integração Social (PIS) / Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) e Imposto sobre Serviços (ISS).

A partir dos fluxos de caixa dos estudos de caso, foi possível estimar os custos de escoamento e de processamento, em US\$/MMBtu. Na Figura 12 são mostrados esses custos para cada um dos casos analisados: sem acesso, com acesso após início do declínio do campo e operando em 100% da capacidade (*full*). Vale ressaltar que os clientes adicionais 1, 2, 3 e 4 (representados em diferentes cores no gráfico) utilizam a capacidade do gasoduto de escoamento e/ou da UPGN apenas após o início do declínio de produção do cliente inicial (curva “sem acesso”). A condição *full* utiliza a capacidade antes de ser alcançado o pico de produção do cliente inicial, além da capacidade não utilizada pelos outros clientes, até que as instalações operem em 100% de sua capacidade.

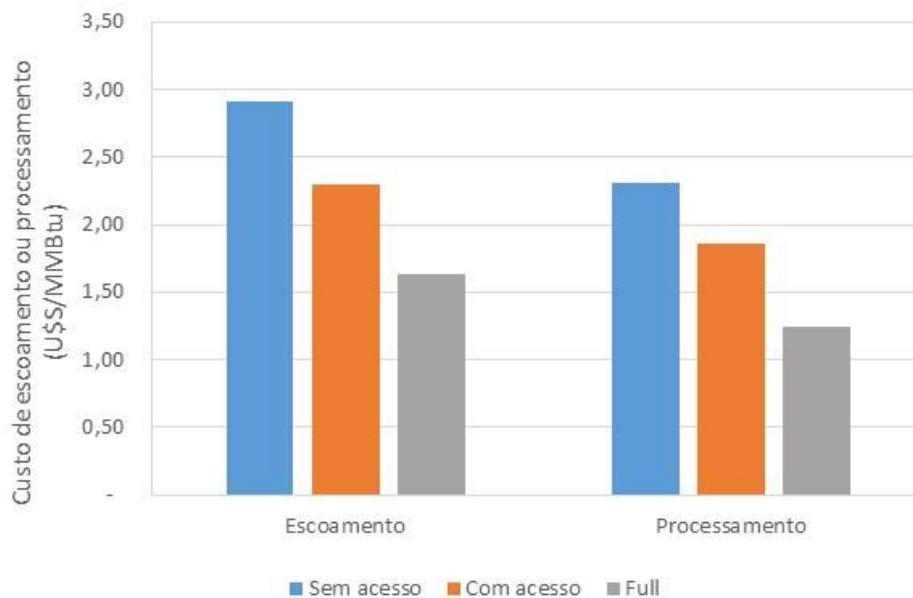


Figura 12. Resultados dos estudos de caso relacionados ao acesso de terceiros

Fonte: Elaboração própria EPE, com base em MACHADO *et al.* (2019).

Observou-se, nos casos estudados, que o acesso de terceiros, até o limite de uso de 100% da capacidade dos gasodutos de escoamento e das UPGNs, tem o potencial de reduzir os custos de escoamento e processamento para todos os clientes até cerca de 50%, em relação aos casos onde as instalações são utilizadas apenas por um proprietário que tenha um projeto de E&P individual (MACHADO *et al.*, 2019).

5 CONCLUSÕES

A análise dos arcabouços regulatórios internacionais acerca de infraestruturas essenciais evidenciou as vantagens trazidas pelo acesso de terceiros a essas instalações no sentido de garantir o desenvolvimento de um mercado competitivo. Dessa forma, é explícito o reconhecimento do caráter fundamental dessas infraestruturas, baseado na Doutrina de Infraestruturas Essenciais, através da expressa previsão de acesso de terceiros a essas infraestruturas nas leis e regulações que regem o setor, reduzindo possíveis abusos de uma empresa em posição dominante.

No que tange à experiência internacional, verificou-se que as Diretivas Europeias apresentam a possibilidade de acesso negociado e regulado, tanto para gasodutos de escoamento quanto para unidades de processamento. Já no caso das regulações para terminais de GNL, as Diretivas Europeias indicam a possibilidade de acesso regulado. Com relação às regulações dos países que adotam estas Diretivas, o Reino Unido adotou a forma negociada para as duas primeiras infraestruturas mencionadas, enquanto que adotou a forma regulada para terminais de GNL. Já a Noruega adotou a forma regulada tanto para gasodutos de escoamento e UPGNs. Como este país não possui terminais de GNL, a regulação norueguesa não aborda tal questão. No sentido de garantir a continuidade dos investimentos no setor, essas Diretivas apresentaram a possibilidade de isenção de obrigatoriedade do acesso às infraestruturas novas quando esta for comprovadamente prejudicial à tomada da decisão de investimento de um agente. Implicitamente, evita-se também, dessa forma, a proliferação da figura do *free-rider*.

Constatou-se também que há um alinhamento em todas as regulações na direção de exigir que os custos envolvidos nas ampliações e alterações técnicas necessárias em determinada infraestrutura a fim de possibilitar um acesso sejam de responsabilidade do demandante interessado, não sobreonerando os proprietários das instalações. Ademais, verificou-se que os casos de recusa em negociação entre agentes são analisados por instituições independentes, que podem ser órgãos reguladores ou instituições arbitrais internacionais especializadas nos litígios envolvendo defesa de concorrência em mercados.

Neste contexto, os critérios técnicos relacionados à qualidade do gás (composição química, pressão, temperatura, dentre outros) são tão relevantes quanto qualquer outra condição para se permitir acesso. De fato, todas as regulações analisadas apresentaram expressa possibilidade de recusa por parte de um proprietário, desde que o mesmo justifique tal negativa de acesso baseado na incompatibilidade técnica do gás a ser escoado ou processado.

No caso do Brasil, verifica-se que o Governo Federal e os agentes privados se mobilizaram em torno de medidas mais efetivas para a promover o acesso de terceiros, entre as quais pode-se destacar a Iniciativa Gás para Crescer e o Programa Novo Mercado de Gás.

A Iniciativa Gás para Crescer gerou estudos e propostas de aprimoramentos legais e/ou infralegais em 2016, as quais foram encaminhadas ao Congresso Nacional e contribuíram para a redação do Substitutivo ao Projeto de Lei nº 6.407 de 2013 (apensado o Projeto de Lei nº 6.102/2016). Tal Substitutivo propôs o estabelecimento do acesso de terceiros às infraestruturas essenciais da indústria do gás natural em linha com as boas referências internacionais em arcabouços legais e regulatórios.

Em 2019, a previsão do acesso de terceiros às infraestruturas essenciais foi reestruturada no Programa Novo Mercado de Gás como importante para propiciar maior diversidade de agentes e competição na cadeia de gás natural. Este Programa, que se encontra em andamento, teve a cooperação do agente dominante para a promoção da concorrência no setor de gás natural através da celebração do TCC entre Petrobras e CADE.

A análise dos aspectos técnicos e econômicos envolvidos no acesso de terceiros revelou que o arcabouço infralegal a ser proposto deve prever as condições de acesso à infraestrutura; transparência e publicidade das principais informações requeridas para o acesso de terceiros; padronização de contratos; e princípios de cálculo de tarifa de acesso que fundamentem a negociação entre as partes. Além disso, eventuais negativas de acesso devem ser justas e motivadas, devidamente fundamentadas de maneira pública e objetiva, baseada em aspectos técnicos e/ou econômicos relevantes. Após equacionados estes aspectos, pode-se observar que há potencial de redução de custos de escoamento e de processamento para todos os clientes. De acordo com os estudos de caso, estes custos podem ser reduzidos em até 50% em relação à situação em que não haja acesso de terceiros.

É importante ressaltar que tanto o Substitutivo do Projeto de Lei nº 6.407/2013 (Apensado o Projeto de Lei nº 6.102/2016) quanto o Programa Novo Mercado de Gás não devem criar incertezas sobre o direito de propriedade e preferência do proprietário a fim de não criar um viés contra novos investimentos e favorecer comportamentos oportunistas (*free-rider* e risco moral). Por outro lado, deve-se prevenir o abuso do exercício do direito de propriedade, que impeça, dificulte ou discrimine o acesso de terceiros às infraestruturas essenciais. Para tal, devem ser estabelecidos dispositivos e instrumentos transparentes, públicos e objetivos que assegurem o acesso não discriminatório às infraestruturas essenciais, ainda que a base do acesso seja negociada. O papel da ANP será fundamental na validação dos dispositivos e instrumentos, bem como no arbitramento e na solução de discordâncias e controvérsias.

6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANP. Agência Nacional de Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis, (2011). RANP 50 - 2011. Disponível em: <[http://legislacao.anp.gov.br/?path=legislacao-anp/resol-anp/2011/setembro &item=ranp-50-2011](http://legislacao.anp.gov.br/?path=legislacao-anp/resol-anp/2011/setembro&item=ranp-50-2011)>. Acesso em: 30 jul. 2019.

_____. _____. (2016). Gás para Crescer. 2ª. Oficina de trabalho. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/36216/459106/20160921_G%C3%A1s+para+Crescer_2a_Oficina_s ite.pdf/276aaa5c-02e1-bba1-8afa-fc5279b01f20>. Acesso em: 23 jan. 2020.

_____. _____. (2019). Boletim Mensal da Produção de Petróleo e Gás Natural, número 111, novembro de 2019. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/arquivos/publicacoes/boletins-anp/producao/2019-11-boletim.pdf>>. Acesso em: 22 jan. 2020.

ANSARI, D., (2009). *The EC essential facilities doctrine, the Microsoft Case and the Treatment of Trade Secrets*. Disponível em: <<http://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:285531/FULLTEXT02.pdf>>. Acesso em: 23 jan. 2020.

BRASIL, (1995). Emenda Constitucional nº 9 de 09 de novembro de 1995: *Dá nova redação ao art. 177 da Constituição Federal, alterando e inserindo parágrafos*. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/Emendas/Emc/emc09.htm>. Acesso em: 18 jul. 2017.

_____. (1997). *Lei nº 9.478 de 6 de agosto de 1997: Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências*. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9478.htm>. Acesso em: 18 jul. 2017.

_____. (2009). *Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009: Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, bem como sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural; altera a Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências*. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2009/lei/l11909.htm>. Acesso em: 18 jul. 2017.

_____. (2010). *Decreto nº 7382, de 2 dezembro de 2010: Regulamenta os Capítulos I a VI e VIII da Lei no 11.909, de 4 de março de 2009, que 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*. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/decreto/d7382.htm>. Acesso em: 23 ago. 2019.

_____. (2016). *Resolução CNPE nº 10: Estabelece as diretrizes estratégicas para o desenho de novo mercado de gás natural, cria o Comitê Técnico para o Desenvolvimento da Indústria do Gás Natural no Brasil, com o objetivo de propor medidas que garantam a transição gradual e segura para a manutenção do adequado funcionamento do setor de gás natural e de avaliar a possibilidade de aceleração da transição, e dá outras providências*. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/36074/266721/Resolu%C3%A7%C3%A3o_CNPE_10_Diretrizes_G%C3%A1s_Para_Crescer.pdf/72df667c-0350-5839-ea56-00d2288f2695>. Acesso em: 23 jan. 2020.

_____, (2018). Decreto nº 9616, de 17 dezembro de 2018: Altera o Decreto nº 7.382, de 2 de dezembro de 2010 que regulamenta os Capítulos I a VI e VIII da Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, que dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição, e sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2018/decreto/D9616.htm>. Acesso em: 23 ago. 2019.

_____, (2019a). Projeto de Lei nº 6407, Apensado PL nº 6.102/2016: Dispõe sobre medidas para fomentar a Indústria de Gás Natural e altera a Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009. Disponível em: <https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/prop_mostrarintegra?codteor=1689618&filename=Paracer-CME-01-11-2018>. Acesso em: 23 ago. 2019.

_____, (2019b). PL 6407/2013 Projeto de Lei. Disponível em: <<https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=593065>>. Acesso em: 22 jan. 2020.

_____, (2019c). Resolução CNPE nº 4: Institui o Comitê de Promoção da Concorrência do Mercado de Gás Natural no Brasil. Disponível em: <<http://www.in.gov.br/web/dou/-/despachos-do-presidente-da-rep%C3%AAblica-92227221>>. Acesso em: 16 ago. 2019.

_____, (2019d). Resolução CNPE nº 16: Institui o Comitê de Promoção da Concorrência do Mercado de Gás Natural no Brasil. Disponível em: <<http://www.in.gov.br/web/dou/-/despacho-do-presidente-da-republica-172805973>>. Acesso em: 16 ago. 2019.

_____, (2019e). Decreto nº 9.934, de 24 de julho de 2019: Institui o Comitê de Monitoramento do Mercado de Gás Natural. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2019/decreto/D9934.htm>. Acesso em: 16 ago. 2019.

CADE. Conselho Administrativo de Defesa Econômica, (2019a). Termo de Compromisso de Cessação de Prática (versão pública). SEI/CADE 0636026. Disponível em: <https://sei.cade.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_documento_consulta_externa.php?DZ2uWeaYicbuRZEFhBt-n3BfPLlu9u7akQAh8mpB9yOB2_y38g8rskalXKzeotVBWZN5hz5-udKHa5qGzaLmNapRiFblw7vfgVhN9O1oE3ZqDt6d3zhFM95dglR3E9X3>. Acesso em 23 ago. 2019.

_____. _____. (2019b). Cade e Petrobras celebram acordo para venda de ativos no mercado de gás natural. Disponível em: <<http://www.cade.gov.br/noticias/cade-e-petrobras-celebram-acordo-para-venda-de-ativos-no-mercado-de-gas-natural>>. Acesso em 23 ago. 2019.

CARDOSO, R.; KIJEWski, S.; KOCH, O.; LINDBERG, P.; NAGY, K., (2010). The Commission's GDF and E.ON Gas decisions concerning long-term capacity bookings - Use of own infrastructure as possible abuse under Article 102 TFEU. Competition Policy Newsletter. Disponível em: <https://ec.europa.eu/competition/publications/cpn/2010_3_2.pdf>. Acesso em: 31 jan. 2020.

CAVALIERE, A., (2007). The liberalization of natural gas markets: regulatory reform and competition failures in Italy. Oxford Institute for Energy Studies. Disponível em: <<https://pdfs.semanticscholar.org/a742/d09808b521253a84855eecba3d7375aaf631.pdf>>. Acesso em: 17 jun. 2019.

CORRELJÉ, A., (2016). The European Natural Gas Markets. Current Sustainable/Renewable Energy Reports, September, vol. 3, Issue 1-2, pp. 28-34. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/305626419_The_European_Natural_Gas_Market> . Acesso em: 25 jul. 2017.

DIATHESOPOULOS, M., (2010). Third party access and refusal to deal: How sector regulation and competition law meet each other. University of Cambridge - Faculty of Law. Disponível em: <https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=1732210>. Acesso em: 04 ago. 2017.

DUKES. DIGEST OF UK ENERGY STATISTICS, (2018). Department for business, energy & industrial strategy: main chapters and annexes. Disponível em: <<https://www.gov.uk/government/statistics/digest-of-uk-energy-statistics-dukes-2018-main-report>>. Acesso em: 08 mar. 2019.

EC. EUROPEAN COMMISSION, (1993). Commission decision of 21 december 1993 relating to a proceeding pursuant to article 86 of the EC treaty. Disponível em: <<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:31994D0019&from=PT>>. Acesso em: 18 mai. 2017.

_____. _____. (1998). Directive 98/30/EC of the European Parliament and of the Council of 22 June 1998 concerning common rules for the internal market in natural gas. Luxemburgo. Disponível em: <<http://eur-lex.europa.eu/eli/dir/1998/30/oj>>. Acesso em: 12 mai. 2017.

_____. _____. (2009a). Communication from the Commission - Guidance on the Commission's enforcement priorities in applying Article 82 of the EC treaty to abusive exclusionary conduct by dominant undertakings. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.C_.2009.045.01.0007.01.ENG>. Acesso em: 28 ago. 2018.

_____. _____. (2009b). Antitrust: Commission accepts commitments by GDF Suez to boost competition in French gas market. Disponível em: <https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_09_1872>. Acesso em: 31 jan. 2020.

_____. _____. (2009c). 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. Luxemburgo, 2009. Disponível em: <<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/ALL/?uri=CELEX:32009L0073>>. Acesso em: 12 mai. 2017.

_____. _____. (2009d). REGULATION (EC) No 715/2009 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 13 July 2009 on conditions for access to the natural gas transmission networks and repealing Regulation (EC) No 1775/2005. Bruxelas, 2009. Disponível em: <<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX%3A32009R0715>>. Acesso em: 04 ago. 2017.

_____. _____. (2010). Interpretative note on Directive 2009/72/EC concerning common rules for the internal market in electricity and Directive 2009/73/EC concerning common rules for the internal market in natural gas. Bruxelas, 2010. Disponível em: <<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:31994D0019&from=PT>>. Acesso em 04 ago. 2017.

_____. _____. (2017). Treaty of Rome. Disponível em: <<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=LEGISSUM:xy0023&from=PT>>. Acesso em: 18 jul. 2017.

_____. _____. (2018). Article 82 of the EC Treaty (ex Article 86). Disponível em: <http://ec.europa.eu/competition/legislation/treaties/ec/art82_en.html>. Acesso em: 29 ago. 2018.

_____. _____. (2019). Internal Energy Market. Disponível em: <http://www.europarl.europa.eu/ftu/pdf/en/FTU_2.1.9.pdf>. Acesso em: 18 jun. 2019.

EFTA. EUROPEAN FREE TRADE ASSOCIATION, (1994). European Economic Area. Disponível em: <<http://www.efta.int/eea/eea-agreement>>. Acesso em: 18 jul. 2017.

EIA. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, (2018). Country analysis brief: UNITED KINGDOM. Disponível em: <<https://www.eia.gov/beta/international/analysis.cfm?iso=GBR>>. Acesso em: 08 mar. 2019.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética, (2018a). Ocorrência de CO₂ em Campos Petrolíferos na Margem Leste Brasileira. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-322/OCORR%C3%8ANCIA%20DE%20CO2%20EM%20CAMPOS%20PETROL%C3%8DFEROS%20NA%20MARGEM%20LESTE%20BRASILEIRA.PDF>>. Acesso em: 22 jan. 2020.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética, (2018b). Compilação de correlações de custos de equipamentos. Instalações industriais de gás natural. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-315/EPE,%202018%20-%20Compila%C3%A7%C3%A3o%20de%20Correla%C3%A7%C3%B5es%20de%20Custo%20de%20Equipamentos.pdf>>. Acesso em: 17 jun. 2019.

_____. _____. (2019). Informe: Custos de Gás Natural no Pré-sal Brasileiro. Disponível em: <<http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-368/INFORME%20-%20Custos%20de%20G%C3%A1s%20Natural%20no%20Pr%C3%A9-Sal%20Brasileiro.pdf>>. Acesso em: 17 jun. 2019.

ERGEG. European Regulators Group for Electricity & Gas, (2008). Guidelines for Good Third Party Access Practice for LNG System Operators. Disponível em: <<https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/db11d6d1-bdba-addc-bc61-0565b740dfcf>>. Acesso em: 11 abr. 2017.

_____. _____. (2010). Study on congestion management procedures & anti-hoarding mechanisms in the European LNG terminals. Disponível em: <<https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/38222ad2-b797-32a9-6572-7988dae74938>>. Acesso em: 14 ago. 2017.

EVRARD, S.J., (2004). Essential facilities in the European Union: Bronner and beyond. Disponível em: <<http://cjel.law.columbia.edu/print/2004/essential-facilities-in-the-european-union-bronner-and-beyond/>>. Acesso em: 18 mai. 2017.

FILIPPITSCH, C.; SEUSTER M., (2019). Gas Regulation 2019: European Union. Bruxelas, 2019. Disponível em: <<https://gettingthedealthrough.com/area/15/jurisdiction/10/gas-regulation-2019-european-union/>>. Acesso em: 17 jun. 2019.

GASSCO, (2017a). Capacity Booking and Reports. Disponível em: <<https://www.gassco.no/en/our-activities/capacity-management/gassled-booking-eng>>. Acesso em: 18 jul. 2017.

_____, (2017b). *Shipper Manual*. Disponível em: <<https://www.gassco.no/contentassets/40e7d932034346caaa7ac647bcd9ee6f/shipper-manual-01.10.2017.pdf>>. Acesso em: 20 jan. 2020.

_____, (2019). *Booking Manual*. Disponível em: <<https://www.gassco.no/contentassets/40e7d932034346caaa7ac647bcd9ee6f/booking-manual-01.10.2019.pdf>>. Acesso em: 23 jan. 2020.

_____, (2020a). *Tariff areas*. Disponível em: <<https://www.gassco.no/en/our-activities/capacity-management/gassled-tariff-areas/>>. Acesso em: 22 jan. 2020.

_____, (2020b). *Flow.gassco.no*. Disponível em: <<https://flow.gassco.no/>>. Acesso em: 23 set. 2019.

GRONDALEN, T., (2016). Third party access to infrastructure on the Norwegian Continental Shelf. Disponível em: <<https://digitalcommons.law.lsu.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=1085&context=jelr>>. Acesso em: 8 jul. 2019.

IBP. Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis, (2018). Caderno de boas práticas de gás natural. Diretrizes para acesso de terceiros a unidade de processamento de gás natural - UPGN. Disponível em: <https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2018/09/Caderno-de-Boas-Pr%C3%A1ticas-de-G%C3%A1s-Natural_IBP.pdf>. Acesso em: 23 ago. 2019.

IEA. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, (2012). Gas pricing and regulation - China's challenges and IEA experience. Disponível em: <<https://webstore.iea.org/partner-country-series-gas-pricing-chinas-challenges-and-iea-experience>>. Acesso em: 20 jan. 2020.

_____. _____, (2017). *Energy Balances*. Disponível em: <<https://www.iea.org/countries/norway>>. Acesso em 20 jan. 2020.

KATZ, E., (2017). Essential facilities and natural gas pipelines. Vol. 257—nº. 37.2017. Disponível em: <<http://www.newyorklawjournal.com/id=1202779918225/Essential-Facilities-and-Natural-Gas-Pipelines>>. Acesso em: 04 ago. 2017.

LE FEVRE, C., (2015). The Role of Gas in UK Energy Policy. Disponível em <<https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2015/07/NG-100.pdf>>. Acesso em: 18 ago. 2017.

MACHADO, G.; BONELLI, C. M. C.; RANGEL, H. P. G., (2018). Doutrina de Infraestruturas Essenciais e o Acesso de Terceiros a Gasodutos de Escoamento, Unidades de Processamento e Terminais de GNL. In: RIO OIL & GAS EXPO AND CONFERENCE 2018. Bloco III - Gás e Energia. Rio de Janeiro: IBP1441_18. Disponível em: <<https://www.ibp.org.br/rog2018-trabalhos-tecnicos/>>. Acesso em: 25 out. 2018.

_____, (2019). Third party access to natural gas processing plants and gathering pipelines in Brazil: technical and economic aspects. In: RIO PIPELINE. Bloco R-18 Business Models and Regulation. Rio de Janeiro: IBP1054_19. Disponível em: <https://www.ibp.org.br/trabalhos-tecnicos-rio-pipeline-2019/?utm_campaign=rio_pipeline_2019__agradecimento_pesquisa__apresentacoes_-_180919&utm_medium=email&utm_source=RD+Station>. Acesso em: 23 set. 2019.

MACHADO MEYER. MACHADO, MEYER, SENDACZ E OPICE ADVOGADOS, (2018). Análise das Propostas da Iniciativa Gás para Crescer. Relatório Técnico do Produto 5. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/documents/36144/472285/Produto+5.pdf>>. Acesso em: 24 jan. 2020.

MARTY, F.; PILLOT, J., (2011). Des critères d'application de la théorie des facilités essentielles dans le cadre de la politique de concurrence européenne. Disponível em: <<https://www.cairn.info/revue-reflets-et-perspectives-de-la-vie-economique-2011-4-page-197.htm>>. Acesso em: 06 mai. 2017.

MASSADEH, A. A., (2011). The essential facilities doctrine under scrutiny: EU and US perspective. Disponível em: <https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=1738326>. Acesso em: 04 ago. 2017.

MAURER, S. M.; SCOTCHMER, S., (2014). The essential facilities doctrine: the lost message of terminal railroad. California Law Review Circuit, vol. 5, oct. 2014, pp. 287-322. Disponível em: <<http://www.californialawreview.org/the-essential-facilities-doctrine-the-lost-message-of-terminal-railroad/>>. Acesso em: 27 ago. 2018.

MME. Ministério de Minas e Energia, (2017). Escoamento, processamento e regaseificação de GNL. 1º Relatório do Subcomitê SC1. CT-GN. Gás para Crescer. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/36216/458640/SC1_Relat%C3%B3rio_Escoamento_Proc%20essamento_e_Regaseifica%C3%A7%C3%A3o_de_GNL_Vers%C3%A3o_Final_05mai2017.pdf/f0781e65-3b11-f9c1-66ef-2d7f594bca96>. Acesso em: 24 jan. 2020.

_____. _____, (2017). Aperfeiçoamento da Estrutura Tributária do Setor de Gás Natural. 1º Relatório do Subcomitê SC5. CT-GN. Gás para Crescer. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/36216/458640/SC5_Relat%C3%B3rio_Tribut%C3%A1rio_Final_11Jul17.pdf/a34a427d-c194-6624-a383-52e05e1cd3d9>. Acesso em: 24 jan. 2020. _____, (2018a). Realização de Estudos sobre os Desafios do Sistema Tributário Brasileiro na Indústria de Gás Natural. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/documents/36144/472285/Produto+1.pdf>>. Acesso em: 24 jan. 2020.

_____. _____, (2018b). Compartilhamento de infraestruturas e GNL. <<http://www.mme.gov.br/documents/36144/472285/Produto+6h.pdf>>. Acesso em: 24 jan. 2020.

_____. _____, (2019a). Propostas para o Mercado Brasileiro de Gás Natural. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/documents/36112/491930/2.+Relat%C3%B3rio+Comit%C3%AA+de+Promo%C3%A7%C3%A3o+da+Concorr%C3%Aancia+vfinal+10jun19.pdf/2379cc7f-f6b7-8ba0-72db-1278e7d252ca>>. Acesso em: 24 jan. 2020.

_____. _____, (2019b). CNPE promove livre concorrência no mercado de gás natural no país. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/todas-as-noticias/-/asset_publisher/pdAS9lcdBICN/content/cnpe-promove-livre-concorrenca-no-mercado-de>

gas-natural-no-pa-

1?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.mme.gov.br%2Fweb%2Fguest%2Ftodas-as-

noticias%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_pdAS9lcdBICN%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-

1%26p_p_col_count%3D1%26_101_INSTANCE_pdAS9lcdBICN_cur%3D8%26_101_INSTANCE_pdAS9lcdBICN_keywords%3D%26_101_INSTANCE_pdAS9lcdBICN_advancedSearch%3Dfalse%26_101_INSTANCE_pdAS9lcdBICN_delta%3D30%26p_r_p_564233524_resetCur%3Dfalse%26_101_INSTANCE_pdAS9lcdBICN_andOperator%3Dtrue>. Acesso em: 24 jan. 2020.

_____. _____, (2020). Novo Mercado do Gás. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cmgn/novo-mercado-de-gas?>>. Acesso em: 22 jan. 2020.

NG. NATIONAL GRID, (2020). National Grid Gas. Disponível em: <<https://www.nationalgridgas.com/balancing>>. Acesso em: 22 jan. 2020.

NPD. Norwegian Petroleum Directorate (2019). Exports of Oil and Gas. Disponível em: <<http://www.norskipetroleum.no/en/production-and-exports/exports-of-oil-and-gas/>>. Acesso em: 22 jan. 2020.

OECD. Organization for Economic Cooperation and Development, (1996). The essential facilities concept. Disponível em: <<http://www.oecd.org/competition/abuse/1920021.pdf>>. Acesso em: 02 jun. 2017.

OFGEM. Office of Gas and Electricity Markets, (2012). Guidance of regulated TPA regime for LNG facilities in GB. Disponível em: <<https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/40393/guidance-regulated-third-party-access-regime-liquefied-natural-gas-facilities-gb-pdf>>. Acesso em: 22 jun. 2017.

OGA. OIL & GAS AUTHORITY, (2017). Code of Practice on Access to Upstream Oil and Gas Infrastructure on the UK Continental Shelf. Disponível em: <<https://oilandgasuk.co.uk/wp-content/uploads/2017/08/Infrastructure-code-of-practice-2017.pdf>>. Acesso em: 20 ago. 2019.

_____. _____, (2019). Guidance on Disputes over Third Party Access to Upstream Oil and Gas Infrastructure. Disponível em: <https://www.ogauthority.co.uk/media/5761/oga_third_party_access-may-2019.pdf>. Acesso em: 22 jan. 2020.

PETROBRAS, (2019a). Petrobras e CADE assinam Termo de Compromisso de Cessação para o mercado de gás natural. Disponível em: <https://www.investidorpetrobras.com.br/ptb/15136/9512_699371.pdf>. Acesso em: 24 jan. 2020.

_____, (2019b). Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos. Disponível em: <https://www.comunicabaciadesantos.com.br/sites/default/files/RPT_320.18_Caracterizacao_ConsGerais.pdf>. Acesso em: 08 ago. 2019.

PINDYCK, R.S.; RUBINFELD, D.L., (2014). Microeconomia. Tradução de Daniel Vieira. Revisão Técnica Edgard Melo e Julio Pires. 8ª edição. São Paulo: Editora Pearson. 742 pp.

PINTO JR., H.Q; PIRES, M.C.P., (2000). Assimetria de informações e problemas regulatórios. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/images/central-de-conteudo/notas-estudos-tecnicos/notas-tecnicas/nota-tecnica-9-2000.pdf>>. Acesso em: 24 out. 2019.

PITOFISKY, R.; PATTERSON, D.; HOOKS, J., (2002). The Essential Facilities Doctrine under United States Antitrust Law. Antitrust L.J., vol. 70, pp. 443-462. Disponível em: <<https://scholarship.law.georgetown.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=1342&context=facpub>>. Acesso em: 09 mai. 2017.

PODELL, D.M., (1989). The Evolution of the Essential Facilities Doctrine and Its Application to the Deregulation of the Natural Gas Industry. Disponível em: <<https://digitalcommons.law.utulsa.edu/tlr/vol24/iss4/3/>>. Acesso em: 19 ago. 2019.

RATLIFF, J.; GRASSO, R., (2012). Unilateral conduct in the energy sector: An overview of EU and national case law. Disponível em: <http://www.oiguskantsler.ee/sites/default/files/IMCE/unilateral_conduct_in_the_energy_sector_-_an_overview_of_eu_and_national_case_law.pdf>. Acesso em: 18 jul. 2017.

REIFFEN, D.; KLEINT, A.N., (1989). Terminal Railroad revisited: foreclosure of an essential facility or simply horizontal monopoly?. Disponível em: <<https://www.ftc.gov/sites/default/files/documents/reports/terminal-railroad-revisited-foreclosure-essential-facility-or-simple-horizontal-monopoly/wp172.pdf>>. Acesso em: 27 ago. 2018.

REINO UNIDO, (1962). Pipelines Act 1962. Disponível em: <<http://www.legislation.gov.uk/ukpga/Eliz2/10-11/58/contents>>. Acesso em: 18 jul. 2017.

_____, (1975). Petroleum and Submarine Pipe-lines Act 1975. Disponível em: <http://www.legislation.gov.uk/ukpga/1975/74/pdfs/ukpga_19750074_en.pdf>. Acesso em: 18 jul. 2017.

_____, (1986). Gas Act 1986. Chapter 44, 25 July 1986 (Last amended by The Gas (Third Party Access and Accounts) Regulations 2000, The Gas (Third Party Access and Accounts) Regulations 2004 and The Electricity and Gas (Internal Markets) Regulations 2011). Disponível em: <<http://www.legislation.gov.uk/ukpga/1986/44>>. Acesso em: 10 abr. 2017.

_____, (1995). Gas Act 1995. Disponível em: <<http://www.legislation.gov.uk/ukpga/1995/45/contents>>. Acesso em 18 jul. 2017.

_____, (1998). Petroleum Act 1998. Disponível em: <http://www.legislation.gov.uk/ukpga/1998/17/pdfs/ukpga_19980017_en.pdf>. Acesso em: 18 jul. 2017.

SHATON, K., (2011). Economic appraisal in gas transport infrastructure development. Disponível em: <<https://pdfs.semanticscholar.org/ca26/ea883dd625aac1493888e6564659d9689cfa.pdf>>. Acesso em: 29 jul. 2019.

TENNANT, D.; BROWN, A.; BOILEAU, S.; OWEN-HOWES, R.; MACKETT, L.; O'FLYNN, L., (2019). Gas regulation 2019: United Kingdom. Londres. Disponível em

<<https://www.chandlermhm.com/content/files/pdf/publications/Gas.PDF>>. Acesso em: 31 jan. 2020.

UNECE. United Nations Economic Commission for Europe, (2013). Current status and prospects for liquefied natural gas (LNG) in the UNECE region. Geneva, Switzerland. Disponível em: <https://www.unece.org/fileadmin/DAM/energy/se/pdfs/wpgas/session/1st_Session_Group_Experts_on_gas/0_-_LNG_Study__Introduction_and_Overview.pdf>. Acesso em: 24 jan. 2020.

USCA. UNITED STATES COURT OF APPEALS, (2017). Buccaneer Energy USA INC v. Gunnison Energy Corporation SG Interests LTD SG Interests VII LTD. Disponível em: <<http://caselaw.findlaw.com/us-10th-circuit/1776392.html>>. Acesso em: 18 mai. 2017.

VAN DER VIJVER, T., (2007). Exemptions to third party access for new infrastructures in the European Community gas sector. Master Thesis, Leiden Law School. Holanda: Leiden University, 2007. Disponível em: <https://static1.squarespace.com/static/5574a2fae4b0083487121509/t/557c4489e4b0fd931dc0908c/1434207369772/Scriptieprijis2008_NVER_VanderVijver.pdf>. Acesso em: 24 jan. 2020.

WALLER, S. W.; TASCH, W., (2009). Harmonizing essential facilities and refusals to deal. Disponível em: <https://lawprofessors.typepad.com/antitrustprof_blog/2009/06/harmonizing-essential-facilities-and-refusals-to-deal-.html> Acesso em: 24 jan. 2020.

WEBBER, C., (2012). The evolution of gas industry in the UK. International Gas Union's Gas Market Integration Task Force. Disponível em: <<http://www.iapg.org.ar/WGC09/admin/archivosNew/Special%20Projects/3.%20IGU%20GMI%20Guidelines/3.%20IGU%20GMI%20Guidelines%20FINAL%20-%20CD%20contents/UK%20Gas%20Market.pdf>>. Acesso em: 10 ago. 2016.