



anp
Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis

MODELO CONCEITUAL DO MERCADO DE GÁS NA ESFERA DE COMPETÊNCIA DA UNIÃO – COMERCIALIZAÇÃO, CARREGAMENTO E BALANCEAMENTO

Setembro/2020



Diretoria Técnica

José Cesário Cecchi

Superintendente de Infraestrutura e Movimentação

Helio da Cunha Bisaggio

Superintendente Adjunta

Luciana Rocha de Moura Estevão

Assessor

Mario Jorge Figueira Confort

Equipe Técnica

Alexandre de Souza Lima	Marcello Gomes Weydt
André Nascimento Lopes	Marcelo Gonçalves da Cunha
Almir Beserra dos Santos	Marcio Bezerra de Assumpção
Bruno Felipe Silva	Marcus Vinicius Nepomuceno de Carvalho
Carlos Alberto Xavier Sanches	Mariana dos Reis Aboud
Diogo Valério	Mina Saito
Erica Vanessa Albuquerque de Oliveira	Natalia Hoffmann Ramos
Felipe da Silva Alves	Paulo Ricardo Veríssimo Caldovino (estagiário)
Guilherme de Biasi Cordeiro	Pedro Prudêncio de Morais Filho
Jader Conde Rocha	Priscila Raquel Kazmierczak
Jader Pires Vieira de Souza	Roberto de Castro Rebello
Jardel Farias Duque	Rodrigo Ayres Padilha
Juliano Bernacchi	Rodrigo de Lacerda Baptista
Karine Alves de Siqueira	Savio Ferreira Matias (estagiário)
Leonardo Jardim da Silva Faria	Tatiana Domingos Romaguera
Leonardo Scapini Escobar	Tatiana Paranhos Cerqueira de Macau
Liege Fontanele Cruz	Thayane Victorio Costa Cavalcanti (estagiária)
Luciano de Gusmão Veloso	Thiago Armani Miranda
Magno Antônio Calil Resende Silveira	Willian dos Santos Fontes

Responsáveis pela Elaboração da Nota Técnica

Luciano de Gusmão Veloso
Natalia Hoffmann Ramos
Rodrigo Ayres Padilha

Sumário

I – Introdução	6
II – Visão.....	6
III – Estrutura Atual da Indústria do Gás Natural do Brasil	7
IV – Modelo Conceitual do Mercado de Gás Natural.....	14
IV.1 – Princípios Gerais do Mercado de Gás Natural	16
IV.2 – Caracterização do Mercado de Gás Natural	16
IV.3 – Contratação Bilateral e Mercado Organizado.....	17
IV.3.1 – Contratação Bilateral.....	17
IV.3.2 – Mercados Organizados	18
IV.3.3 – Funções e Responsabilidades da Entidade Administradora de Mercado de Gás Natural	19
IV.4 – Oferta e Alocação de Produtos de Capacidade.....	20
IV.5 – Áreas de Mercado de Capacidade	20
IV.5.1 – Funções e Responsabilidades do Gestor da Área de Mercado.....	21
IV.6 – Regras de Balanceamento.....	24
IV.6.1 – Produtos Padronizados de Curto Prazo e Serviços de Balanceamento	25
IV.6.2 – Período de Balanceamento	26
IV.7 – Ponto Virtual de Negociação.....	28
IV.7.1 – Funções e Responsabilidades do Operador do Ponto Virtual de Negociação	34
IV.8 – Funções e Responsabilidades dos Participantes do Mercado	36
IV.9 – Funcionamento do Mercado de Gás Natural.....	38
IV.10 – Acompanhamento do Mercado de Gás Natural	45
V – Custos e Desafios.....	46
V.1 – Desenvolvimento das Plataformas de Negociação e Sistemas de TI.....	46
V.2 – Mudanças de Procedimentos, Normas e Contratos	46
V.3 – Constituição de Pessoas Jurídicas de Direito Privado	49
V.4 – Tributação	49
VI – Transição para a Área de Mercado Única no Brasil	51
VI.1 – Oferta de Produtos de Capacidade de Curto Prazo	52
VI.2 – Ponto Virtual de Negociação.....	53
VI.3 – Áreas de Mercado de Capacidade	53
VI.4 – Cooperação entre os Transportadores	54
VI.5 – Próximas Etapas	55
VII – Referências Bibliográficas.....	56
VIII – Glossário	56



Anexo A - Modelos de Integração de Áreas de Mercado.....	58
A.1 – Fusão de Áreas de Mercado (“Market Merger”)	59
A.2 – Região de Comercialização (“Trade Region”)	60
A.3 – Acoplamento de Mercados (“Market Coupling”)	61
Anexo B – Constituição de uma Zona de Balanceamento Comum no Brasil	63
B.1 – Pré-requisitos para a Constituição de uma Zona de Balanceamento Comum	63
B.2 – Opções de Arranjos de Cooperação entre os Transportadores	63
Anexo C – Agenda Regulatória do Novo Mercado de Gás	64



Caixas Explicativas

Caixa Explicativa 1 - Ações de Balanceamento e Divisão de Responsabilidades entre os Transportadores e o Gestor da Área de Mercado	27
Caixa Explicativa 2 - Exemplo de Comercialização em Mercado de Balcão	31
Caixa Explicativa 3 - Exemplo de Comercialização em Bolsa	32
Caixa Explicativa 4 - Serviços Comerciais de Hub.....	34
Caixa Explicativa 5 - Exercício das Funções de Operação de Mercado Balcão e Bolsa pelo Operador do Ponto Virtual de Negociação	35
Caixa Explicativa 6 - Grupos de Balanceamento (Adoção Opcional)	37
Caixa Explicativa 7 - Requisitos para Nominções e Notificações Comerciais.....	41

Figuras

Figura 1 - Fluxos Físicos da Indústria do Gás Natural.....	8
Figura 2 - Mercado de Capacidade de Transporte.....	10
Figura 3 - Comercialização de Gás Natural.....	12
Figura 4 - “Caminho para a Maturidade”	14
Figura 5 - Responsabilidades de Balanceamento.....	25
Figura 6 - Ponto Virtual de Negociação.....	29
Figura 7 - Troca de Titularidades no Ponto de Negociação Virtual.....	29
Figura 8 - Comercialização no Mercado de Balcão	31
Figura 9 - Reflexo Físico das Negociações	31
Figura 10 - Comercialização em Bolsa	32
Figura 11 - Reflexo Físico das Negociações	33
Figura 12 - Fluxos Comerciais no Mercado de Gás Natural	39
Figura 13 - Trocas de Informações entre os Agentes no Mercado de Gás Natural	42

Tabelas

Tabela 1- Divisão de Responsabilidades entre o Gestor da Área de Mercado e os Transportadores	23
Tabela 2 - Relações Contratuais Entre os Agentes.....	44

I – Introdução

O presente documento representa a primeira etapa do processo da revisão dos regulamentos que tratam das atividades de comercialização e de carregamento de gás natural, as Resoluções ANP n^{os} 52/2011 e 51/2013, respectivamente.

Propõe-se a fusão das tarefas de revisão destas normas em razão destas tratarem de: a contratação de capacidade de transporte; a compra e venda de gás natural no mercado físico ou em mercados organizados (mercado de balcão e bolsa); e a participação em mecanismos de contratação destinados a promover ações de balanceamento¹. Portanto, do conjunto das regulamentações a serem expedidas pela ANP para a promoção do Novo Mercado do Gás, as mencionadas resoluções dizem respeito à caracterização do mercado do gás natural e do relacionamento comercial entre os agentes, sendo mais eficaz e eficiente tratá-las simultaneamente e numa resolução única.

Como resultado, a nova regulamentação terá como escopo a organização e o funcionamento do mercado de gás natural, além de incorporar os elementos típicos das normas da ANP que têm como objetivo a autorização para o exercício de atividade, como obrigações e responsabilidades dos agentes e requisitos para a obtenção e manutenção das autorizações outorgadas.

Este documento apresenta os principais elementos que constituem o denominado “mercado de gás natural”, e contém um conjunto de questões para discussão, por tratar-se de um procedimento de consulta prévia aos agentes do mercado e representantes da sociedade civil ou qualquer cidadão interessado no tema. Dessa forma, sua publicação é acompanhada de um formulário para preenchimento e envio pelos interessados, dentro do prazo a ser estipulado por ocasião do aviso de publicação deste documento no sítio eletrônico da ANP.

Os comentários e sugestões enviados pelos participantes da consulta prévia serão consolidados pela equipe técnica da SIM/ANP responsável pela elaboração da proposta de minuta de resolução, e será dada ampla publicidade destes na página da ANP correspondente à consulta prévia. Já a análise dos comentários e sugestões fará parte da Nota Técnica com as justificativas para a proposta da minuta de resolução, cuja data de publicação será oportunamente anunciada após avaliação do volume e complexidade das respostas contidas nos formulários recebidos.

A apresentação do modelo conceitual é complementada por seções que tratam dos desafios e custos identificados para a sua implementação e de uma proposta de transição para uma área de mercado única para o Brasil. O documento traz ainda 3 (três) anexos que auxiliam na discussão acerca do processo de integração das áreas de mercado e da transição para um mercado concorrencial.

II – Visão

O modelo conceitual para o mercado de gás natural do Brasil tem como alicerces:

- O livre acesso aos pontos de entrada e saída do sistema integrado de transporte de gás natural brasileiro, para que a multiplicidade de agentes comercializadores favoreça a competição e a liberdade de escolha dos clientes;
- A transparência na formação dos preços do gás, que reflita as condições de mercado em que se derem as transações, e direcione os investimentos para a infraestruturas que representem gargalos ao atendimento das demandas dos agentes do mercado;

¹ Dentre as ações de balanceamento estão compreendidas as modalidades de contratação que permitem ao transportador alterar os fluxos de gás que entrem ou saem do sistema de transporte, excluindo ações relacionadas com o gás não contado e o gás de uso do sistema (GUS).

- A promoção da liquidez de oferta do gás, que permita a contratação no prazo e condições que convenham, para que este esteja disponível de acordo com a necessidade dos agentes participantes do mercado e suas contingências;
- A uniformização de regras, produtos e prazos de funcionamento dos mercados organizados, para que tornem o fornecimento seguro e previsível, e diminuam-se os custos de coordenação dos agentes na negociação e contratação do gás natural.

Portanto, a visão proposta no modelo conceitual ora apresentado é de um mercado brasileiro de gás natural único, líquido, transparente e de livre acesso aos seus participantes.

III – Estrutura Atual da Indústria do Gás Natural do Brasil

A estrutura atual da indústria brasileira de gás natural reflete o modelo regulatório dos anos 1990² que previa um mercado com diversos agentes ofertantes e demandantes. Entretanto, uma vez que as reformas do mercado que culminaram com a extinção do monopólio legal da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras foram incompletas, a quantidade de agentes independentes em atuação é limitada, algo que se reflete em um elevado grau de concentração em alguns elos da indústria, notadamente na comercialização de gás natural.

A Lei nº 11.909, de 04 de março de 2009, introduziu novas categorias de agentes da indústria³, além dos que já haviam sido definidos na Lei nº 9.478/1997. A descrição do relacionamento destes agentes, quer seja por meio de relacionamentos físicos (o fluxo do gás natural) e/ou contratuais é objeto da presente Seção.

A Figura 1, mais adiante, apresenta as atividades da indústria do gás natural e os fluxos físicos existentes entre elas. Para cada retângulo representando uma atividade, a cor de fundo indica se a atividade se encontra sob regulação federal (azul), estadual (verde) ou por ambos os entes governamentais (rosa)⁴. As setas obedecem ao mesmo código de cores e sua direção corresponde ao sentido do fluxo físico, e indicam se este é unidirecional ou bidirecional, como é o caso da “Estocagem de Gás Natural”⁵.

Dentre as atividades da indústria do gás natural merecem destaque o transporte dutoviário e a distribuição de gás natural canalizado, caracterizadas por serem monopólios naturais, o que significa que a prestação de serviço por meio de um único agente⁶ (o monopolista) é a solução econômica mais eficiente para a prestação do referido serviço. Neste caso, as atividades a montante e a jusante da atividade monopólica são sujeitas à competição, mas o transporte e a distribuição são exercidos, cada um deles, por um agente monopolista na atividade.

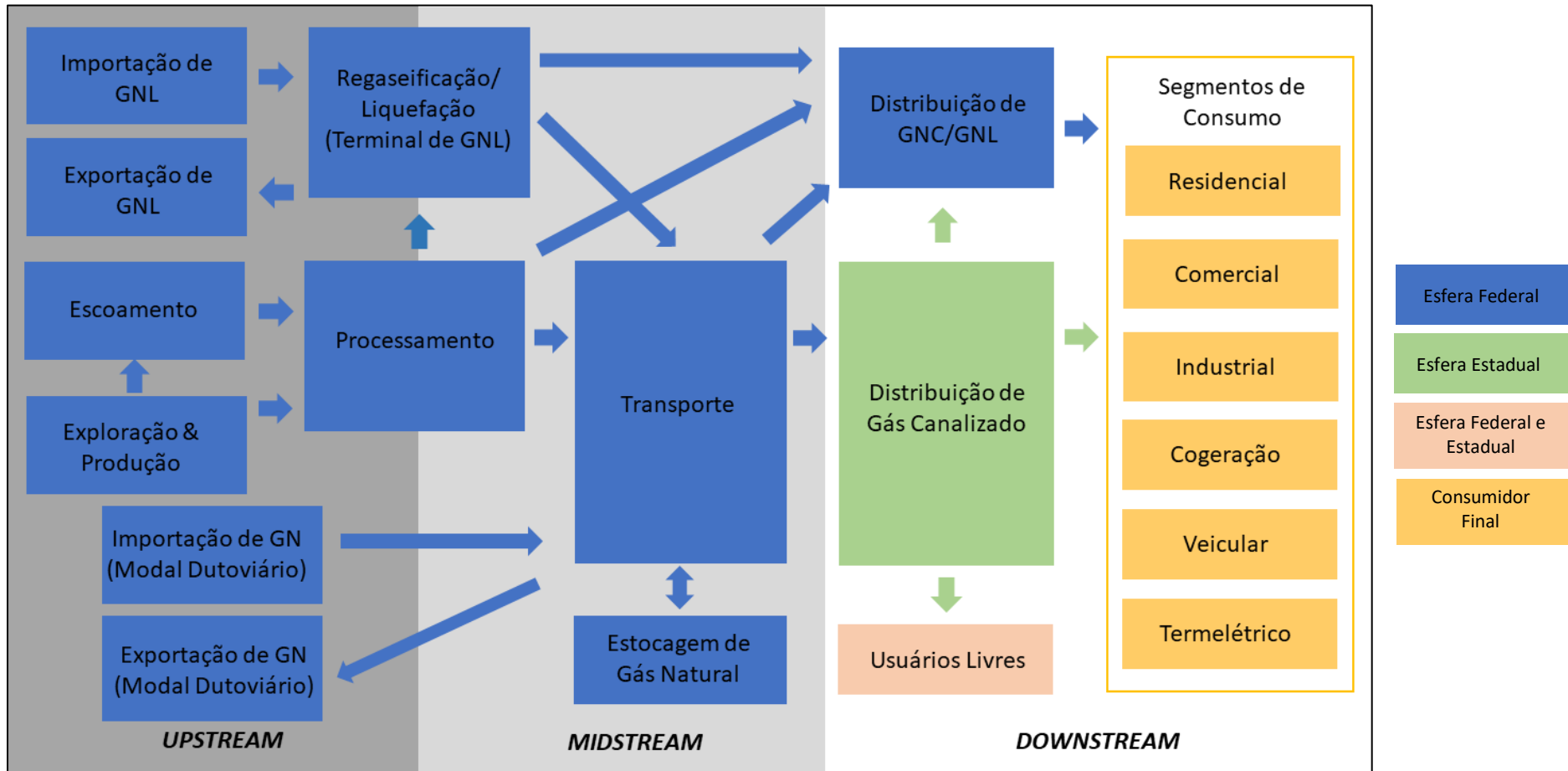
² Por ocasião da promulgação da Emenda Constitucional nº 9, de 09 de novembro de 1995, e da Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997,

³ Por exemplo, a liquefação, a regaseificação e a estocagem de gás natural fazem parte do rol de novas atividades que foram introduzidas na Lei nº 11.909/2009.

⁴ Dentro da categoria dos “Usuários Livres” encontram-se os autoimportadores, autoprodutores e consumidores livres.

⁵ Em que pese os pontos de interconexão entre gasodutos de transporte poderem ter o comportamento bidirecional, uma vez que o transporte é representado por uma caixa própria, as relações bidirecionais dentro do transporte não estão representadas na Figura 1.

⁶ É importante notar os fatores locais para a determinação da abrangência do monopólio natural no caso da indústria do gás natural. Deste modo, é possível que vários transportadores atuem na atividade de transporte de gás natural no país, cada um atendendo a uma região geográfica distinta.



Fonte: SIM/ANP.

Figura 1 - Fluxos Físicos da Indústria do Gás Natural



Neste sentido, torna-se fundamental tanto a regulação destas atividades, principalmente no que diz respeito à determinação das tarifas relacionadas à movimentação do produto, quanto o livre acesso a estas instalações, a fim de evitar que o monopolista utilize de sua rede para impedir ou dificultar a entrada de novos agentes nas atividades potencialmente concorrenciais da cadeia de valor de gás natural. Isto é particularmente necessário para a atividade de transporte de gás natural, que faz a interligação física entre os produtores e as distribuidoras de gás natural.

Como se observa na Figura 1, a estrutura da indústria prevê que, após ser processado, regaseificado ou importado, o gás natural é destinado a gasodutos de transporte que serão responsáveis por movimentá-lo até instalações de estocagem, outros gasodutos de transporte, distribuidores de GNC/GNL⁷ e pontos de entrega às distribuidoras estaduais de gás natural (“city-gates”).

O livre acesso aos gasodutos de transporte é fundamental em razão das características físico-químicas do gás natural, o que torna seu transporte por outros modais alternativas menos viáveis economicamente, a depender da distância⁸. Adicionalmente, a concorrência via construção de novos gasodutos, com duplicação das infraestruturas, é economicamente ineficiente, conforme pontuado acima, em função das economias de escala da atividade.

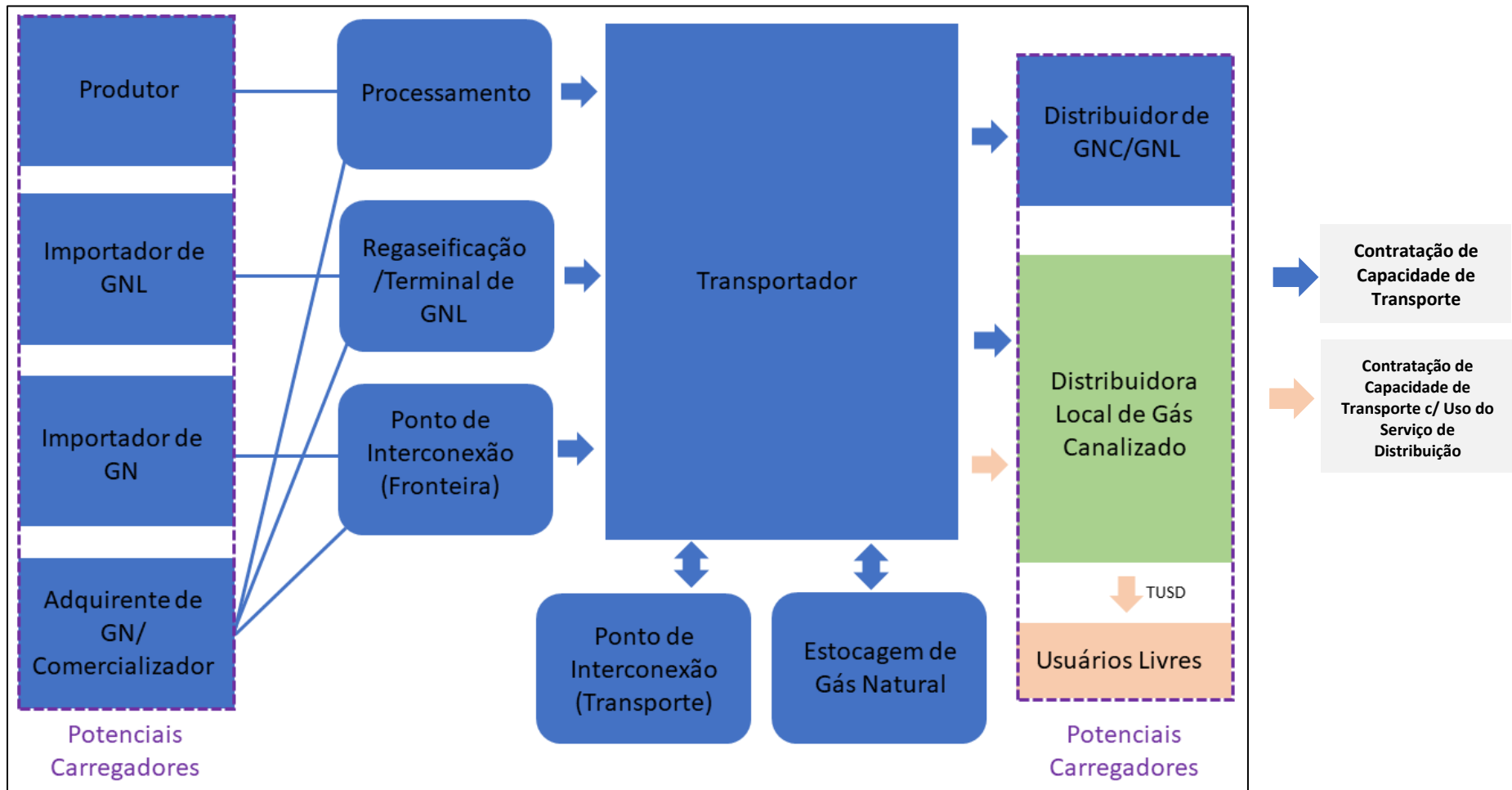
A importância da garantia do livre acesso foi reconhecida pelos legisladores, quando exigiram, na Lei nº 9.478/1997, por meio do seu art. 65, que a Petróleo Brasileiro S.A. (“Petrobras”) constituísse uma subsidiária de transporte para construir e operar seus dutos (determinando a separação clara da atividade monopólica das demais atividades da cadeia) e quando determinaram o acesso de qualquer interessado aos dutos de transporte e aos terminais marítimos existentes ou a serem construídos (art. 58). Na Lei nº 11.909/2009, a exigência de separação entre a atividade de transporte e as demais (exceto a estocagem de gás natural) ficou mais ampla (§ 3º do art. 3º), pois foi estendida a todos os agentes de mercado e não apenas à Petrobras.

Em razão destas características e da necessidade de separação da atividade de transporte de gás natural dos demais elos da cadeia do valor do gás natural foi criada a figura do carregador: o agente que contrata serviços de transporte com o intuito de movimentar de gás natural de sua propriedade ou em sua posse. Tem-se, portanto, as condições para a criação de um mercado de capacidade de transporte, uma vez que a oferta desta pelo transportador caracteriza o mercado primário, ao passo que as operações de cessão de capacidade contratada entre carregadores uma espécie de mercado secundário de capacidade. A Figura 2 apresenta os potenciais carregadores da indústria do gás natural e sua posição dentro da cadeia de valor.

Na Figura 2 as cores das caixas também indicam sob qual jurisdição se encontram as atividades e os agentes. Já o sentido das setas indicam que os potenciais carregadores que acessam o transporte de gás natural por meio das instalações de processamento, gasodutos de importação ou terminais de GNL (unidades de regaseificação) são aqueles que injetam gás no sistema de transporte (“carregadores de entrada”), ao passo que os distribuidores GNC/GNL, as distribuidoras locais de gás canalizado e os usuários finais (autoimportadores, autoprodutores e consumidores livres) representam os potenciais carregadores interessados em realizar retiradas do sistema de transporte (“carregadores de saída”).

⁷ Por se tratar de instalações sob regulação federal não haveria qualquer impeditivo legal para que a regulamentação permitisse a conexão direta entre o transporte de gás natural e distribuidores de GNC ou GNL.

⁸ Em razão da sua baixa concentração energética e dos custos de liquefação por processos criogênicos, o que demanda muita energia para sua conservação em estado líquido, a solução de transporte de gás natural por meio dutoviário é considerada aquela com maior economicidade e adequada para percorrer grandes distâncias em relação aos modais de transporte alternativos.



Fonte: SIM/ANP.

Figura 2 - Mercado de Capacidade de Transporte

Contudo, em razão da predominância até 2018 da reserva de capacidade pelos regimes postal⁹ e ponto-a-ponto¹⁰ o mesmo carregador se encarregava de providenciar a injeção e a retirada do gás natural do transporte, tendo em vista que o contrato de serviço de transporte contemplava tanto pontos de recebimento (entrada) quanto pontos de entrega (saída). Apenas com a publicação do Decreto nº 9.616, de 17 de dezembro de 2018, que alterou o Decreto nº 7.382, de 02 de dezembro de 2010, que os serviços de transporte passaram a ser obrigatoriamente oferecidos no regime de contratação de capacidade por entrada e saída¹¹, com a possibilidade de independência entre a contratação da entrada e da saída (§ 1º do art. 52-A do Decreto nº 7.382/2010).

Ainda na Figura 2, a seta na cor rosa que conecta o transportador à distribuidora local de gás canalizado representa a possibilidade de usuários livres poderem ser carregadores de saída, na hipótese de a regulação estadual prever a possibilidade da contratação do serviço de distribuição por estes agentes mediante a cobrança de uma Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). Nestes casos, os usuários livres atuam de maneira similar a um carregador que contrata capacidade em dois sistemas de transporte adjacentes, onde ele indica o operador do sistema a jusante como o agente que irá receber o gás natural em seu lugar, passando este a ter a custódia do gás natural até sua entrega no estabelecimento do usuário livre que irá realizar o consumo do produto. Dessa forma, tanto a própria distribuidora local de gás canalizado quanto os usuários livres podem figurar como carregadores de saída nos *city-gates*¹² de um gasoduto de transporte, o primeiro para realizar o fornecimento de gás aos seus clientes (os consumidores finais), e o segundo para a realização de seu autoconsumo.

Na Figura 3 é apresentada a estrutura atual da atividade de comercialização do gás natural, por meio de negociações bilaterais entre os agentes no mercado físico. É importante notar que as transações ainda ocorrem externamente ao transporte. A figura traz os fluxos comerciais de gás natural que ocorrem dentro da esfera de competência da União, assim como o fornecimento de gás natural aos consumidores finais pelas distribuidoras locais de gás canalizado¹³ e a venda de gás natural para os consumidores livres por agentes autorizados pelos entes reguladores estatuais¹⁴.

⁹ Ver a descrição do regime de reserva de capacidade postal na Seção VIII – Glossário.

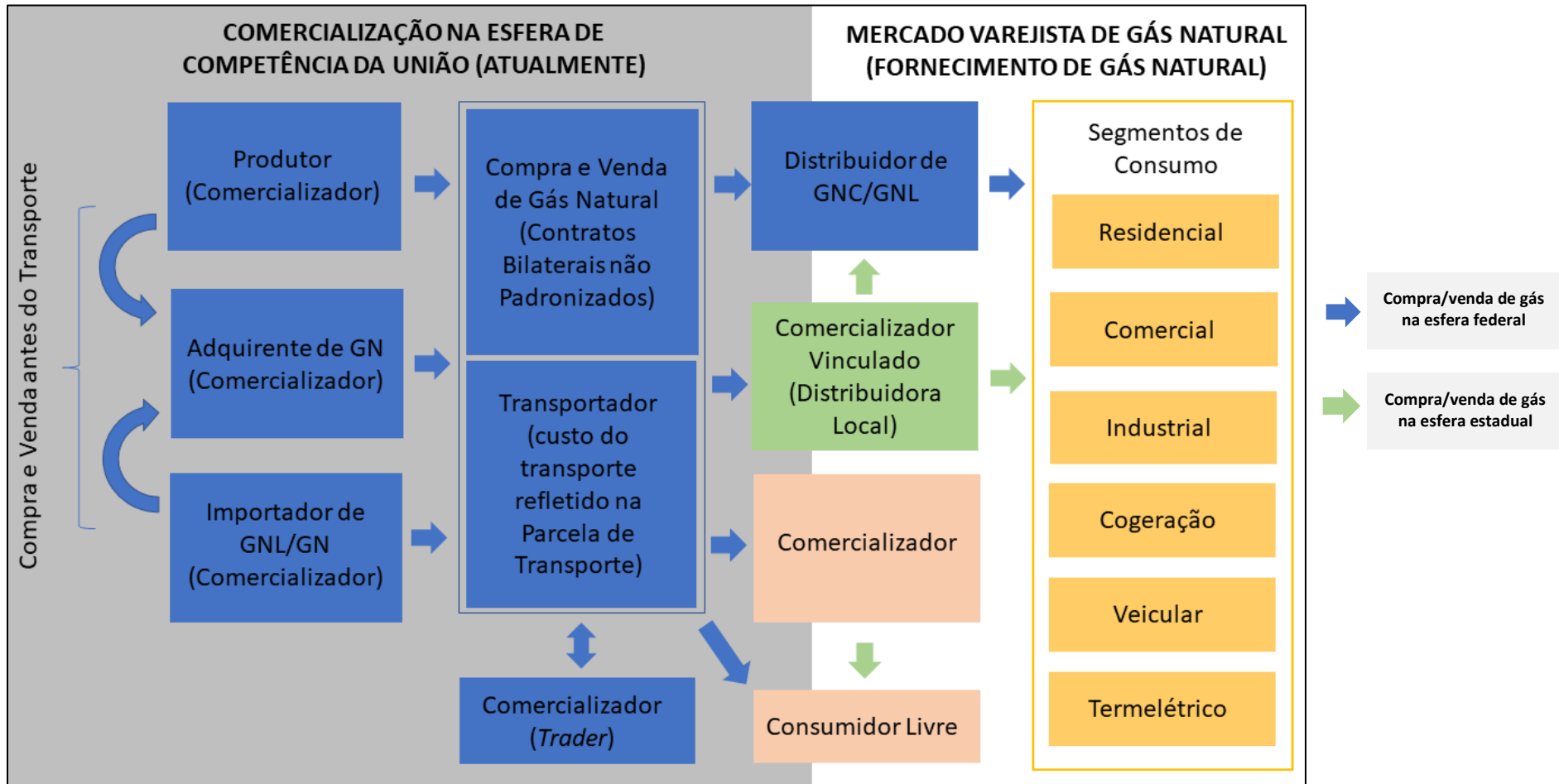
¹⁰ Ver a descrição do regime de reserva de capacidade ponto-a-ponto na Seção VIII – Glossário.

¹¹ Ver a descrição do regime de reserva de capacidade por entrada e saída na Seção VIII – Glossário.

¹² Pontos de entrega para distribuidoras locais de gás natural canalizado.

¹³ Apesar de não haver na legislação uma distinção clara em comercialização e fornecimento, optou-se pela adoção do termo “fornecimento” para as relações que dizem respeito àquelas alcançadas pelo art. 25, §2º da Constituição Federal, ou seja, a relação entre o prestador de um serviço público (a distribuidora local de gás canalizado) e o consumidor final por ela atendido. Em seu turno, o termo “comercialização” é utilizado neste documento em todas as relações de compra e venda de gás natural entre um comercializador e seus clientes. Para mais detalhes acerca da distinção entre os termos “fornecimento” e “comercialização” ver CERI-FGV (2018), disponível em: https://ceri.fgv.br/sites/default/files/publicacoes/2018-10/49_49_desenvolvimento-de-um-mercado-de-gas-no-brasil.pdf (acessado em 30 de agosto de 2020).

¹⁴ Atualmente é possível encontrar legislações estaduais (por exemplo, a Deliberação ARSESP nº 230, de 26 de maio de 2011) que preveem a existência da figura do comercializador que detém uma autorização para adquirir e revender gás natural para os consumidores livres dentro das redes de distribuição de gás canalizado. Apesar desta figura poder ser mesma pessoa que o agente vendedor, agente autorizado e registrado pela ANP para exercer a atividade de comercialização de gás natural, definido na Resolução ANP nº 52/2011, os segmentos de mercado nos quais eles atuam é distinto. Enquanto o agente vendedor atua predominantemente no segmento do mercado atacadista de gás natural, é possível afirmar que o agente autorizado pelos entes reguladores estaduais atua no segmento varejista do mercado de gás natural.



Fonte: SIM/ANP.

Figura 3 - Comercialização de Gás Natural

A partir da Figura 3, é possível destacar algumas possibilidades da comercialização de gás natural na esfera de competência da União. São elas entre:

- a) o produtor (*upstream*) e a distribuidora local de gás canalizado (*downstream*), podendo o ponto de transferência de propriedade se situar entre a produção e o *city-gate* de um gasoduto de transporte¹⁵;
- b) o importador (*upstream*) e a distribuidora local de gás canalizado (*downstream*), podendo o ponto de transferência de propriedade ser o *city-gate* de um gasoduto de transporte;
- c) o adquirente de gás natural (comercializador) e a distribuidora local de gás canalizado (*downstream*), podendo o ponto de transferência de propriedade ser o *city-gate* de um gasoduto de transporte;
- d) o produtor (*upstream*) e o comercializador, podendo o ponto da transferência de propriedade se situar entre a produção e o *city-gate*, inclusive em instalações de estocagem de gás natural;
- e) o importador (*upstream*) e o comercializador, podendo o ponto da transferência de propriedade se situar entre a fronteira e o *city-gate*, inclusive em instalações de regaseificação de gás natural;
- f) produtores (sem a utilização do transporte);
- g) o produtor/importador/comercializador, por um lado, e o consumidor livre, de outro, podendo o ponto de transferência de propriedade ser o *city-gate* de um gasoduto de transporte;
- h) o distribuidor de GNC ou GNL e o consumidor final, uma vez que apenas os serviços locais de gás canalizado estão sujeitos ao monopólio estadual;

Com exceção da alínea “h”, é possível afirmar que os exemplos acima representam uma comercialização de gás natural no mercado atacadista.

Já a comercialização realizada na área de concessão estadual de distribuição de gás canalizado corresponde a:

- a) o fornecimento de gás natural aos consumidores finais por parte das distribuidoras locais de gás canalizado, por meio de seus departamentos de comercialização; e
- b) a venda de gás natural pelo comercializador ao consumidor livre, onde autorizado pela regulamentação estadual.

Os dois casos acima, juntamente com a venda de gás natural pelo distribuidor de GNC ou GNL, podem ser consideradas operações comerciais no âmbito do mercado varejista de gás natural.

Atualmente, a maior parte do volume comercializado no Brasil ocorre a partir de contratos de compra e venda de gás natural celebrados entre a Petrobras (agente vendedor) e as distribuidoras de gás canalizado (compradores), os quais normalmente indicam o *city-gate* onde o gás será entregue como o “ponto de transferência de propriedade” do gás natural. Nestes casos, a Petrobras atua como carregadora do gás natural comercializado nesses contratos (ou

¹⁵ Ou seja, o gás natural não necessariamente necessita utilizar uma instalação de transporte para ser comercializado.

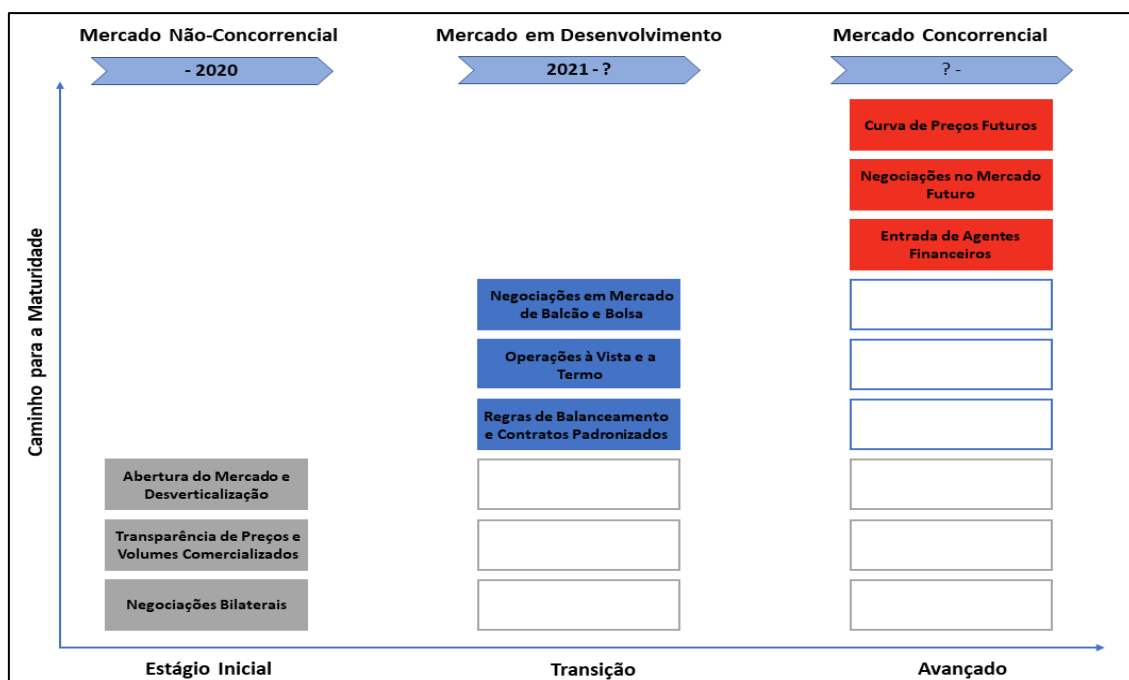
seja, contrata a capacidade de transporte e solicita a programação do transporte do gás perante o transportador¹⁶) de modo que este seja entregue no *city-gate*¹⁷.

No *upstream* da cadeia do gás natural, a forma de comercialização mais comum é a venda entre produtores, ou na “boca do poço”, onde as empresas produtoras membros de um mesmo consórcio efetuam compra e venda do gás entre si. Via de regra, a Petrobras compra o gás de seus parceiros e escoo o produto até as Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs) de sua propriedade, ou adquire o gás natural na entrada destas instalações, para que seja tratado e revendido às distribuidoras e consumidores livres. Na exploração do gás em poços terrestres, ocorrem vendas diretas para termelétricas ou companhias de distribuição de gás canalizado. Adicionalmente, outras fontes de gás no *upstream* são as importações por meio de gasoduto da Bolívia e cargas de GNL via modal aquaviário.

IV – Modelo Conceitual do Mercado de Gás Natural

O desenvolvimento dos mercados atacadistas de gás natural na Europa seguiu um processo que pode ser resumido pelo "caminho para a maturidade" (Heather, 2015), no qual, são colhidos os resultados de uma regulação com ênfase no acesso de terceiros, padronização de contratos e regras claras, isonômicas e harmonizadas, assim como da resposta dos agentes aos estímulos trazidos por essa regulação.

A Figura 4 ilustra as etapas necessárias até o atingimento de um mercado concorrencial:



Fonte: SIM/ANP.

Figura 4 - “Caminho para a Maturidade”

¹⁶ Para uma explicação da sequência da alocação de capacidade de transporte, dividida entre (i) reserva de capacidade ("capacity reservation"); (ii) solicitação de programação ("capacity nomination") e alocação de capacidade em tempo real ("real time capacity allocation"), ver Hallack, Vazquez e Glachant (2013).

¹⁷ Como consequência da concentração de todas estas etapas em um único agente verticalizado, havia baixa flexibilidade, assim como liquidez praticamente inexistente com relação a oferta de gás natural por outros agentes. O grau de coordenação das atividades da indústria, quando estas estão reunidas sob um só agente verticalmente integrado, é muito difícil de reproduzir em mercados concorrenciais que contam com grande quantidade de agentes.

Segundo o “Caminho para a Maturidade” proposto na Figura 4, o Brasil ainda se encontra no estágio inicial (mercado não-concorrencial). Entretanto, o país caminha para a concretização desta etapa com a publicação da Resolução ANP nº 794/2019 (transparência de preços) e elaboração da proposta de certificação de independência dos transportadores (a primeira resolução da Agenda Regulatória 2020-2021 da ANP), e está em vias de ingressar na etapa de transição (mercado em desenvolvimento), rumo ao mercado concorrencial – o principal objetivo do presente modelo conceitual.

A evolução da comercialização de gás natural, desse modo, manifesta-se pelas seguintes ações dos agentes no mercado:

- adesão à realização de transações de balcão por contra própria ou por intermédio de corretores;
- entrada no mercado de agentes interessados em arbitragem (sem entrega física) – agentes financeiros;
- negociação por meio de bolsas e previsão da liquidação por câmaras de liquidação (*clearing*); e
- demanda por instrumentos de mitigação de risco (mercado futuro e contratos derivativos).

O resultado do “caminho para a maturidade” é a consolidação de pontos de negociação de gás natural (*hubs*) nos quais a concorrência se manifesta por um número grande de agentes e transações e um nível de liquidez do mercado relativamente alto¹⁸.

O mercado de gás natural provê um mecanismo de gerenciamento de risco e de compra de energia, particularmente para participantes que não são empresas verticalmente integradas o que facilita a entrada de novos participantes em todas as atividades da cadeia de valor da indústria de gás natural.

A existência de muitos agentes dispostos a realizar transações a todo momento é a base para o bom funcionamento do mercado líquido. Desta forma, é alcançada a “*a possibilidade de rapidamente comprar ou vender uma commodity ou um instrumento financeiro sem causar uma mudança significativa no preço e incorrendo em custos de transação desprezíveis*” segundo a definição de liquidez da *Office of Gas and Electricity Market* – OFGEM, a autoridade regulatória nacional do Reino Unido para gás e eletricidade (OFGEM, 2009)¹⁹.

Por fim, a transparência das transações do mercado no contexto do mercado organizado é obtida pela atuação das empresas de cotações de mercado, normalmente por meio de pesquisas realizadas com os agentes participantes.

Dado o exposto, o “caminho para a maturidade” a ser trilhado no Brasil, no entendimento da equipe técnica responsável pela elaboração deste documento, também passa pelos mesmos estágios seguidos pelas economias que já conseguiram estabelecer pontos de negociação de gás natural (*hubs*) que apresentam liquidez.

Nesse sentido, objetivou-se a elaboração de um desenho de mercado flexível o suficiente para permitir que as mudanças permitam a entrada de novos agentes nas atividades da cadeia de valor da indústria do gás natural, e no qual os agentes que já participam da indústria possam se adequar à esta visão do desenvolvimento do mercado atacadista.

¹⁸ “Existem cinco requisitos principais que levam a [um ambiente de] negociação bem-sucedido: liquidez, volatilidade, anonimato, transparência e volume de transações” (tradução livre do inglês) (Heather, 2015).

¹⁹ Tradução livre da conceituação, em Inglês: “*the ability to quickly buy or sell a desired commodity or financial instrument without causing a significant change in its price and without incurring significant transaction costs*” - OFGEM (2009).

IV.1 – Princípios Gerais do Mercado de Gás Natural

O relacionamento comercial entre os agentes que participam do mercado de gás natural deve transcorrer de modo a que sejam observados os seguintes princípios gerais:

- Garantia da oferta de gás natural nos termos adequados às necessidades e preferências dos clientes;
- Não discriminação;
- Transparência e objetividade das regras e decisões relativas ao relacionamento comercial entre os agentes;
- Imparcialidade nas decisões;
- Direito de acesso à informação;
- Garantia da confidencialidade de informação comercial considerada sensível; e
- Liberdade de escolha do comercializador de gás natural.

É vedado aos agentes que participam do mercado de gás natural qualquer envolvimento ou tentativa de manipulação de mercado²⁰, assim como limitar ou prejudicar a livre concorrência, ou exercer de modo abusivo posição dominante que venha a deter em quaisquer mercados relativos às atividades que compõem a indústria do gás natural.

IV.2 – Caracterização do Mercado de Gás Natural

O Mercado de Gás Natural é delimitado, no âmbito da regulamentação federal, pela contratação de gás natural através das seguintes modalidades:

- Celebração de contrato bilateral com entidades legalmente habilitadas a fornecer gás natural;
- Contratação de gás natural ou de produtos financeiros derivados de gás natural por meio do uso de plataformas de negociação dos mercados organizados;
- Contratação de produtos de capacidade de transporte de gás natural; e
- Participação em mecanismos de contratação destinados a promover ações de balanceamento.

²⁰ De acordo com Regulamento (UE) nº 1227/2011 do Parlamento Europeu e do Conselho, por envolvimento ou tentativa de manipulação de mercado entende-se:

I – A intenção de realizar ou a realização de transações, a emissão de ordens de negociação ou outras ações relativas a um produto do mercado de gás natural que:

a) originem ou serem suscetíveis de originar indicações falsas ou enganosas no que diz respeito à oferta, à demanda ou ao preço de produtos do mercado de gás natural;

b) fixem ou tentem fixar, por ação de uma pessoa, ou pessoas agindo de forma coordenadas, o preço de um ou mais produtos do mercado de gás natural a um nível artificial, a menos que a pessoa que realizou as transações ou emitiu as ordens de negociação faça prova da legitimidade das razões que a levaram a realizar essa transação ou a emitir essa ordem de negociação e da conformidade dessa transação ou ordem com as práticas de mercado aceitas no mercado de gás natural; ou

c) recorram ou tentem recorrer a procedimentos fictícios ou quaisquer outras formas de engano ou artifício que deem ou possam dar indicações falsas ou enganosas respeitantes à oferta, à demanda ou ao preço de produtos do mercado de gás natural.

II – A intenção de divulgar ou a divulgação de informações, através dos meios de comunicação social, incluindo a Internet, ou através de outros meios, que deem ou possam dar indicações falsas ou enganosas no que respeita à oferta, à demanda ou ao preço de produtos do mercado de gás natural, incluindo a divulgação de rumores ou de notícias falsas ou enganosas, quando a pessoa que os divulgou sabia ou devia saber que essas informações eram falsas ou enganosas.



Observação: A regulação de contratos de derivativos que tenham o gás natural como ativo subjacente não está no escopo da regulamentação da ANP e está sujeita aos dispositivos da Lei nº 6.385, de 7 de dezembro de 1976.

Estão aptos a atuar e operar no mercado de gás natural os seguintes agentes:

- Produtor (comercializador)
- Importador (comercializador)
- Comercializador (“trader”);
- Distribuidora local de gás canalizado;
- Consumidor livre;
- Distribuidor de GNC/GNL;
- Cliente (agente comprador);
- Corretor (“broker”);
- Carregador;
- Transportador;
- Gestor da área de mercado.

Além dos agentes acima citados, é possível mencionar as agências de divulgação de preços (*price report agencies – PRAs, em inglês*)²¹ que podem ser consideradas agentes atuantes no mercado de gás natural, em razão do seu papel de divulgação de preços de *commodities*, muitos dos quais são referência para contratos. Portanto, estas agências estariam sujeitas à mesma supervisão de mercado, a fim de evitar a violação de quaisquer princípios do mercado de gás natural ou tentativa de sua manipulação.

Já a entidade administrada do mercado organizado e o operador do ponto virtual de negociação, cujas funções e responsabilidades são descritas nas Subseções IV.3.3 e IV.7.1, respectivamente, apesar de serem fundamentais para o funcionamento do mercado de gás natural, não configuram como partes diretas nas negociações²², mas sim como provedores dos meios para facilitar a realização das transações comerciais entre os agentes.

IV.3 – Contratação Bilateral e Mercado Organizado

IV.3.1 – Contratação Bilateral

Na contratação bilateral de compra e venda de gás natural, uma das partes compromete-se a vender e a outra a comprar as quantidades contratadas, aos preços e condições fixadas em contrato.

No mercado de gás natural, os contratos bilaterais de compra e venda de gás natural podem ser celebrados entre os seguintes agentes:

I – Um comercializador e um cliente que seja agente da indústria do gás natural.

II – Um comercializador e um consumidor livre.

III – Dois comercializadores.

Observação: Produtores, importadores ou quaisquer agentes que detenham a propriedade de gás natural (“adquirentes de gás natural”) e que desejem realizar operações de venda de gás

²¹ Agências de divulgação de preços são editores que elaboram e divulgam relatórios de preços no mercado físico de produtos considerados *commodities* (metais, produtos agrícolas, energia, químicos etc.) a partir de metodologias específicas. Elas fornecem transparência, permitindo que os mercados de *commodities* funcionem de forma eficiente.

²² É preciso avaliar o papel que deve ser atribuído à bolsa (“exchange”), uma vez que ela pode vir a figurar como contraparte nas operações de compra e venda realizadas pelos agentes em seu ambiente de negociação, mediante aporte de garantias por parte dos participantes do mercado.



natural por meio de contratos bilaterais de compra e venda de gás natural devem obter da ANP autorização prévia para o exercício da atividade de comercialização, e dessa forma, passam à condição de comercializadores.

Os contratos de compra e venda podem ser padronizados ou não-padronizados, e celebrados entre os entre os agentes em qualquer elo da cadeia de valor²³. Na hipótese de serem firmados dentro da esfera de competência da União, os contratos de compra e venda estão sujeitos à regulamentação expedida pela ANP no que tange às suas cláusulas mínimas e vedações (por exemplo, cláusulas que restringem a destinação do gás natural pelo comprador).

IV.3.2 – Mercados Organizados

Os mercados organizados de gás natural são os espaços físicos ou sistemas eletrônicos, destinados à negociação ou ao registro de operações com gás natural por um conjunto determinado de agentes autorizados a operar, que atuam por conta própria ou de terceiros.

A comercialização de gás natural no mercado organizado deve ser efetuada por meio de contratos de compra e venda padronizados, com referência de entrega no ponto virtual de negociação.

A padronização requer que os produtos oferecidos nos mercados organizados disponham de forma transparente aos potenciais compradores as informações sobre: o preço, a quantidade ofertada de gás, os prazos de entrega e tempo de fornecimento e as demais condições contratuais. Para este fim, os produtos devem ser oferecidos mediante código de fácil identificação que permita os participantes reconhecer os termos e condições dos produtos oferecidos.

São agentes passíveis de atuar em mercados organizados:

- Comercializadores (agentes vendedores);
- Clientes (agentes compradores); e
- Corretores (“brokers”).

São modalidades de mercado organizado de gás natural:

- O mercado de balcão organizado: caracterizado pelo ambiente de transação comercial onde as partes são conhecidas e não há papel de contraparte por terceiros e, portanto, os riscos da transação são alocados aos participantes.
- O mercado de bolsa: caracterizado pelo anonimato das partes na transação comercial; a bolsa pode intermediar as operações de tal forma que a contraparte não é conhecida e disciplinar o mecanismo de liquidação e gerenciamento de risco das operações, exigindo o aporte de garantias dos participantes do mercado.

São produtos padronizados passíveis de oferta nos mercados organizados de gás natural:

- Os contratos “à vista”, em ambiente eletrônico, cuja contratação de gás natural seja para entrega no mesmo dia, no dia seguinte ou nos dias do fim de semana²⁴ seguinte após a realização da compra e venda em ponto virtual de negociação.
- Os contratos padronizados de curto prazo, cujo período de fornecimento do gás é igual ou inferior a um ano, ou longo prazo, cujo período de fornecimento do gás é superior a um ano.

²³ Ver a próxima Subseção, para os casos de negociação no mercado de balcão organizado.

²⁴ Este último é um produto “à vista” (*spot*) da ICE Exendex com a sigla (W/END). A venda de gás começa na quinta e vai até sexta à noite, para entrega durante as 48 horas do fim de semana logo em seguida. Um exemplo do produto oferecido no hub da Bélgica pode ser acessado no link: <https://www.theice.com/products/31435813/Belgian-ZTP-Gas-Spot>.



- Os contratos de derivativos de gás natural, em consonância com a regulamentação da CVM.

Fruto dos debates ocorridos no âmbito da iniciativa Gás para Crescer, entendeu-se como necessário prever a existência de entidade administradora de mercado de gás natural. O agente interessado na administração de mercado organizado de gás natural deverá celebrar um acordo de cooperação técnica com a ANP estando sujeitos às funções e responsabilidades abaixo previstas.

IV.3.3 – Funções e Responsabilidades da Entidade Administradora de Mercado de Gás Natural

As obrigações da entidade administradora de mercados organizados deverão incluir:

- Habilitar e manter o cadastro atualizado dos comercializadores previamente autorizados pela ANP a operar no mercado organizado (documentação relevante, gestão de garantias etc.).
- Definir os produtos padronizados de gás oferecidos no mercado em consonância com os requisitos mínimos estabelecidos pela ANP.
- Receber, registrar e processar as ofertas de compra e venda dos produtos padronizados ofertados no mercado, comunicando aos interessados os resultados de suas operações.
- Garantir o funcionamento da plataforma de negociação do mercado e informar os agentes autorizados sobre quaisquer interrupções ou problemas de forma tempestiva.
- Atender ao fluxo e ao sigilo de informações entre as entidades administradoras do mercado, os operadores do ponto virtual e os gestores das áreas de mercado de capacidade, em especial à troca de titularidade do gás entre os agentes compradores e vendedores no mercado organizado.
- Prover acesso à ANP aos dados referentes às negociações ocorridas nos mercados organizados.
- Calcular e dar publicidade aos preços de referência e volumes comercializados nos mercados organizados de acordo com metodologia previamente aprovada pela ANP.
- Dar publicidade as regras de acesso e funcionamento do mercado organizado, como a formação de preço, os tipos de produtos ofertados, a exigência de aporte de garantias, ou quaisquer outras que sejam atinentes ao processo de negociação.
- Adotar medidas preventivas para que a atuação dos agentes autorizados nos mercados organizados não promova a manipulação do mercado; comunicar à ANP quando houver indícios de infração por parte de quaisquer agentes.

Questões para discussão:

- 1) Qual deve ser o critério de seleção da entidade administradora do mercado de gás natural? A ANP deveria permitir apenas uma entidade administradora ou o processo deve ser aberto aos possíveis interessados que se enquadrem nos requisitos regulatórios e técnicos?
- 2) As atividades de *clearing* (registro, aceitação, compensação, liquidação e gerenciamento do risco) das ordens de compra e venda na bolsa de gás natural deverá ser realizada por câmara de liquidação independente ou integrada à bolsa?
- 3) As transações bilaterais em mercados de balcão devem envolver apenas a venda de gás para entrega no ponto virtual de negociação?
- 4) O comercializador que desejar transacionar apenas no ponto virtual de negociação (PVN) sem adquirir produtos de capacidade ("*traders*"), ou seja, que tenta zerar a sua posição até o prazo da liquidação física, deve possuir uma autorização de carregamento normal ou específica?



IV.4 – Oferta e Alocação de Produtos de Capacidade

A regulamentação da oferta pelos transportadores e dos procedimentos de alocação de produtos de capacidade são objetos da Resolução ANP nº 11, de 16 de março de 2016. O processo de revisão para adequação da norma para o sistema de entrada e saída, em observância ao disposto no § 1º do art. 52-A do Decreto nº 7.382/2010 (inserido pelo Decreto nº 9.616/2018), encontra-se previsto para ter início em outubro de 2021, de acordo com a última versão da Agenda Regulatória 2020-2021 da ANP aprovada pela Diretoria Colegiada.

De qualquer forma, para se alcançar o objetivo de aumentar a concorrência e liquidez do mercado de gás natural é fundamental que haja a oferta de produtos de capacidade de curto prazo por parte dos transportadores aos participantes do mercado para que, gradualmente, o balanceamento dos sistemas de transporte de gás natural possa ocorrer por meio da utilização de produtos padronizados de curto prazo (em particular, a molécula vendida “à vista” dentro do dia ou no dia anterior, para todos os dias da semana).

IV.5 – Áreas de Mercado de Capacidade

A integração do mercado de gás natural pressupõe a coordenação das operações dos transportadores que enseje a redução do número de contratações dos carregadores, de forma com que o gás possa ser negociado livremente pelas partes. O mercado único só é viável através do gerenciamento eficiente da alocação das capacidades dos transportadores, que permita aos usuários a acessarem quaisquer pontos do sistema de transporte.

A transição para o mercado único requer a delimitação das atuais áreas de mercado de mercado e a definição do papel do gestor destas áreas, de forma que as funções e responsabilidades estejam pré-determinadas. A uniformização das regras resulta que não será necessário inovar na regulação quando as condições para a integração estejam prontas.

Um sistema de transporte de gás natural pode conter 1 (uma) ou mais áreas de mercado de capacidade, dentro da(s) qual(is) deve haver 1 (um) gestor da área de mercado responsável pela coordenação da operação dos transportadores em sua respectiva área de mercado de capacidade.

A quantidade de sistemas de transportes de gás natural e de áreas de mercado de capacidade no Brasil deverá ser estabelecida pela ANP, por meio de regulamentação específica, de acordo com o art. 52-A do Decreto nº 7.382/2010.

Na constituição do gestor da área de mercado, os transportadores devem designar um transportador ou conjunto de transportadores que exercerão suas funções. Esta designação deve ser submetida à aprovação da ANP. Nas situações em que exista apenas um transportador, a ANP prevê que este esteja encarregado das funções relativas à gestão da área de mercado.

Em seu processo de aprovação do gestor da área de mercado, a ANP deve avaliar se o agente designado demonstra ser capaz de desempenhar com eficiência as suas funções e atribuições, e se preenche as condições de independência estabelecidas na regulamentação.

Os custos e despesas incorridos pelo gestor da área de mercado, assim como o gasto com a sua constituição, deve ser suportado pelos transportadores e incluído nos custos e despesas vinculados à prestação do serviço de transporte por parte destes agentes.

Na hipótese de existirem áreas de mercado de capacidade fisicamente interconectadas, seja por meio da interconexão entre gasodutos de transporte, seja pelo atendimento em conjunto de uma rede de distribuição de gás canalizado, estas devem ser integradas para formarem uma área de mercado de capacidade única, com apenas um gestor da área de mercado.

A forma e o cronograma de integração de áreas de mercado de capacidade deverão ser elaborados pelos transportadores pertencentes a estas áreas de mercado de capacidade e submetidos à aprovação da ANP.

Questões para discussão:

1) A proposta da ANP é que inicialmente cada transportador seja responsável pela designação do gestor da sua(s) área(s) de mercado de capacidade, através da separação administrativa das atividades afetas ao gestor dentro do próprio transportador. A ANP solicita subsídios sobre a proposta em tela.

2) Qual seria a regra a ser aplicada quando não houver concordância entre os transportadores quanto à designação do gestor da área de mercado que envolva 2 (ou mais) transportadores?

IV.5.1 – Funções e Responsabilidades do Gestor da Área de Mercado

O gestor da área de mercado deverá ser independente e autônomo nos planos jurídico, patrimonial e societário das sociedades ou consórcio que exerçam, diretamente ou por meio de sociedades coligadas, as atividades de exploração, desenvolvimento, produção, importação, carregamento e comercialização de gás natural.

Em decorrência das discussões no âmbito da iniciativa Gás para Crescer, as obrigações do gestor da área de mercado seriam, ao menos, as seguintes²⁵:

I – publicar, de forma transparente, informações acerca das capacidades e tarifas de transporte referentes aos serviços de transporte oferecidos;

II – conciliar os planos de manutenção das instalações integrantes da área de mercado;

III – submeter o plano coordenado de desenvolvimento do sistema de transporte de gás natural à aprovação da ANP;

IV – submeter à aprovação da ANP os códigos comuns de redes e o plano de contingência, elaborados de forma transparente e conjunta pelos transportadores e carregadores; e

V - assegurar a atuação conjunta, coordenada e transparente dos transportadores para:

a) oferecer, aos carregadores potenciais, serviços de transporte padronizados na área de mercado de capacidade, de forma transparente e não discriminatória, por meio de plataforma eletrônica conjunta;

b) balancear as áreas de mercado de capacidade, garantindo a integridade do sistema de transporte de gás natural;

c) prestar serviços de transporte nas áreas de mercado de capacidade de forma eficiente e transparente, em observância aos códigos comuns de rede;

d) calcular e alocar a capacidade de transporte dos pontos de entrada e saída da área de mercado de capacidade, nos termos da regulação estabelecida pela ANP; e

²⁵ As funções do gestor da área de mercado foram incorporadas no texto do art. 15 do PL nº 6.407/2013, de onde foi extraída a lista de atribuições deste agente aqui apresentada. Contudo, não foram trazidos para a lista as alíneas “f” e “g” do inciso V do art. 15, uma vez que a alínea “f” depende de efetiva aprovação do novo marco legal do gás natural, tendo em vista que atualmente a atribuição de elaborar, implementar e acompanhar a execução de plano de contingência para o suprimento de gás natural cabe ao Ministério de Minas e Energia, de acordo com disposto no art. 51 da Lei nº 11.909, de 04 de março de 2009 (“Lei do Gás”). Por fim, em relação à alínea “g”, o § 2º do art. 17 do referido projeto de lei já estabelece que é o gestor da área de mercado quem tem o dever de prestar a informação ao conselho de usuários.



e) elaborar o plano coordenado de desenvolvimento do sistema de transporte, na periodicidade determinada pela ANP²⁶.

Em relação à função de assegurar a atuação conjunta, coordenada e transparente dos transportadores (item V), é necessário estabelecer claramente quais funções e responsabilidades pertencem ao gestor da área de mercado e quais cabem aos transportadores dentro de suas respectivas áreas de mercado de capacidade.

A Tabela 1, a seguir, traz uma proposta de divisão das responsabilidades entre o gestor da área de mercado e os transportadores²⁷, tendo em vista que estas as diretamente relacionadas com a gestão das áreas de mercado de capacidade e com o funcionamento do mercado de gás natural.

Questões para discussão:

- 1) É razoável a divisão das responsabilidades entre os transportadores e o gestor da área de mercado proposta na Tabela 1?
- 2) Haveria um arranjo mais eficiente para promover a coordenação entre transportadores dentro de uma área de mercado de capacidade?
- 3) Existem outras funções que devam ser exercidas por estes agentes e não estão contempladas na Tabela 1?

²⁶ Em relação a função de elaborar o plano coordenado de desenvolvimento do sistema de transporte, já se encontra previsto na Agenda Regulatória 2020-2021, para ter início em outubro de 2020, a revisão da Resolução ANP nº 37/2013, que trata do estabelecimento dos critérios para a caracterização da ampliação da capacidade de transporte de gasodutos de transporte, de tal forma que a definição das responsabilidades dos agentes deverá objeto da referida norma.

²⁷ A divisão de responsabilidades apresentada na Tabela 1 se baseia no estudo realizado por ELERING et. al (2017) sobre um modelo de cooperação entre transportadores para o estabelecimento de uma zona comum de balanceamento de gás entre os países bálticos e a Finlândia.

Tabela 1- Divisão de Responsabilidades entre o Gestor da Área de Mercado e os Transportadores

Função	Descrição da Função	Responsável
Oferta e reserva de capacidade de entrada e saída	Inclui a organização de leilões de oferta de capacidade aos carregadores, conforme regulamentação vigente, levando em consideração que a capacidade poderá alocada não apenas por meio leilões, mas também por meio de outros procedimentos (<i>pro rata</i> , "primeiro a chegar, primeiro a ser servido" etc.)	Transportador
Aceitação de nomeações e renomeações nos pontos de entrada e saída	Recebimento e processamento de nomeações e renomeações; rejeição de nomeações e renomeações; programação; e correspondência (" <i>matching</i> ")	Transportador
Alocação dos fluxos de gás nos pontos de entrada e saída	Alocação das quantidades de gás nos pontos de entrada e saída por meio de regras definidas contratualmente e/ou nos códigos comuns de rede	Transportador
Balanceamento operacional dos sistemas de transporte	Determinação da necessidade de ações de balanceamento, do ponto de vista do transportador; avaliar as sugestões de ações de balanceamento por parte do gestor da área de mercado; requisitar ao gestor da área de mercado a compra e venda de gás de balanceamento; avaliar se o gás de balanceamento deve ser comercializado por meio do ponto virtual de negociação ou se é necessário um produto locacional	Transportador
Cálculo da capacidade de transporte dos pontos de entrada e saída	Estabelecimento de metodologia uniforme para calcular e declarar a capacidade de transporte dos pontos de entrada e de saída da área de mercado de capacidade, de acordo com regulação estabelecida pela ANP	Gestor da Área de Mercado
Gestão do balanceamento junto aos carregadores	Gerenciamento das relações contratuais com carregadores responsáveis pelo balanceamento (incluindo a celebração de Acordos de Balanceamento); cálculo saldo de desequilíbrio do portfólio de balanceamento cada carregador na zona de balanceamento (durante o dia do gás e depois)	Gestor da Área de Mercado
Execução da liquidação e da cobrança do desequilíbrio dos carregadores	Inclui coleta de dados, verificações de cálculo energéticos, elaboração de relatórios, cobrança e determinação do preço do gás de desequilíbrio	Gestor da Área de Mercado
Coordenação das ações de balanceamento operacional dos transportadores	Reconhecimento da necessidade de ações de balanceamento pelos transportadores; assistência para a tomada de decisão e execução por parte do transportador em relação às ações de balanceamento, incluindo a aquisição/venda de gás de balanceamento em nome dos transportadores (seja por meio de produtos padronizados de curto prazo ou serviços de balanceamento)	Gestor da Área de Mercado
Provimento de dados e informações	Provimento, de maneira transparente e tempestiva, de dados e informações aos carregadores e aos transportadores relacionados ao balanceamento	Gestor da Área de Mercado

IV.6 – Regras de Balanceamento

O balanceamento em sistemas de transporte de gás assume diferentes formas, com transportadores e carregadores, cada um tendo funções distintas. Em geral, cada carregador é responsável pelo equilíbrio de suas injeções e retiradas do sistema de transporte no final do período de balanceamento (balanceamento primário ou de portfólio). Os carregadores podem cumprir essa responsabilidade ao equilibrar as suas posições física ou comercialmente. O transportador, por outro lado, é o responsável final por manter o equilíbrio físico do sistema de transporte. Ele age se e quando o balanceamento primário é insuficiente para garantir a operação segura do sistema de transmissão (balanceamento residual ou do transportador).

As regras de balanceamento devem ser concebidas de forma a minimizar o papel de balanceamento residual por parte do transportador, bem como a contribuir para a promoção da liquidez do mercado a curto prazo. Elas devem ser justas, não discriminatórias, transparentes e devem se basear em critérios objetivos de mercado.

A partir destes princípios, os carregadores devem ser capazes de equilibrar seus portfólios por meio da negociação de produtos padronizados de curto prazo, seja no mercado físico ou em um ponto virtual de negociação (PVN). O surgimento destes produtos padronizados é um dos facilitadores do processo de negociação para carregadores que atuam em diferentes áreas de mercados.

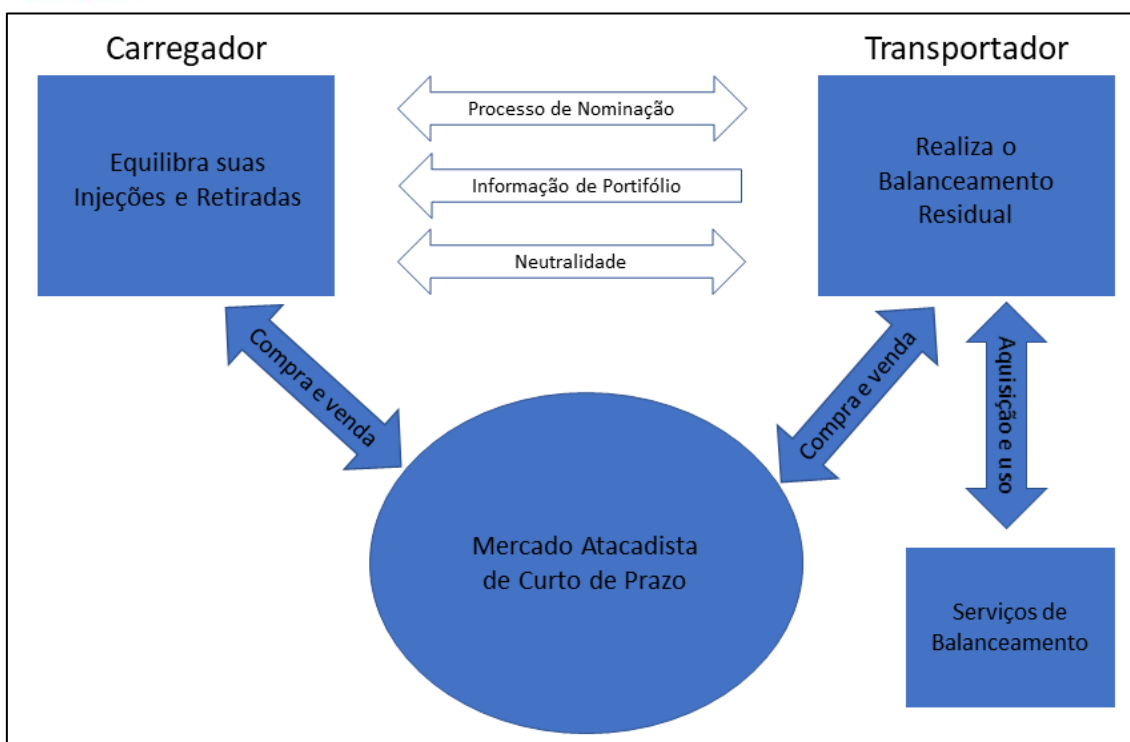
No cumprimento de suas responsabilidades no balanceamento, os carregadores devem:

- operar de maneira que a não restringir, distorcer ou impedir a concorrência; e
- fornecer todos os dados exigidos pelo transportador, permitindo o cumprimento de suas funções de balanceamento, conforme especificado no código de rede pertinente ou em contrato.

Já os transportadores, ao efetuarem o balanceamento residual de seus sistemas de transporte, devem fazê-lo a partir de uma ordem de mérito, a qual deve ser estabelecida de tal maneira que as suas operações de negociação de gás natural levem em consideração tanto aspectos operacionais, quanto comerciais, a partir de produtos diversas características temporais e locais (ver Subseção IV.6.1, a seguir).

Uma característica das regras de balanceamento baseadas no mercado é que quando o transportador precisa realizar ações de balanceamento, ele deverá fazê-lo primeiramente por meio de transações no mercado de gás natural ou por meio de uma plataforma de balanceamento. Somente quando estas não forem capazes de fornecer a solução que o transportador está procurando, ele deverá fazer uso de outras ferramentas (os serviços de balanceamento).

A Figura 5, a seguir, ilustra as responsabilidades de balanceamento dos carregadores e dos transportadores.



Fonte: SIM/ANP, adaptado de ENTSOG (2011).

Figura 5 - Responsabilidades de Balanceamento

Os custos de balanceamento devem ser neutros para os transportadores gerando incentivos corretos para garantir que os custos com a execução de ações de balanceamento residuais sejam incorridos de forma eficiente, e cobrados dos carregadores de forma não discriminatória. Neste sentido, as informações relativas aos custos incorridos pelo transportador para fins de balanceamento devem ser disponibilizadas ao público.

IV.6.1 – Produtos Padronizados de Curto Prazo e Serviços de Balanceamento

Os transportadores devem ter como objetivo maximizar a resolução das suas necessidades de equilíbrio do gás através da compra e venda de produtos padronizados de curto prazo no mercado de gás natural. Os seguintes tipos de produtos padronizados de curto prazo podem ser considerados:

- “*title product*” – quando são definidas apenas a quantidade e as partes na transação comercial (compra e venda de gás natural tendo como referência o ponto virtual de negociação);
- Produto local – quando são definidas as quantidades, as partes na transação comercial e, adicionalmente, o ponto de entrada ou de saída para entrega do gás natural;
- Produto temporal – quando são definidas partes na transação comercial e as quantidades adicionais por unidade de tempo;
- Produto de local temporal – quando são definidos o ponto de entrada ou de saída, as quantidades adicionais por unidade de tempo e as partes na transação comercial.

O transportador também pode comprar serviços de balanceamento para gerenciar as situações em que a compra/venda de produtos padronizados não é suficiente para manter o sistema dentro de limites operacionais aceitáveis. Os critérios para o uso de serviços de balanceamento

como alternativa à utilização de produtos padronizados de curto prazo podem incluir (ENTSOG, 2011):

- Falta de liquidez do mercado: o que pode levar a ineficiências operacionais e problemas de segurança do sistema, se produtos padronizados de curto prazo não estiverem disponíveis quando necessário.
- Frequência das ações de balanceamento: caso o sistema exija ações de balanceamento com frequência, o custo de ações repetidas de compra/venda de produtos padronizados de curto prazo pode tornar mais econômico e eficiente recorrer aos serviços de balanceamento.
- Tempo de resposta necessário: se o transportador enfrentar alguns problemas que exigem uma resposta mais rápida do que poderia ser fornecida por um produto padronizado de curto prazo, então os serviços de balanceamento devem ser usados em vez deste produto.

IV.6.2 – Período de Balanceamento

Uma característica essencial de um sistema de transporte de gás natural é a sua capacidade de se manter em equilíbrio (ou balanceado) em resposta às constantes mudanças na oferta e demanda de gás natural. Tal capacidade não requer apenas o uso instrumentos de flexibilidade de curto e longo prazo (estocagem, terminais de GNL, “linepack” etc.), mas também exige um fluxo confiável e constante de trocas de informação acerca do estado da rede de transporte (e distribuição) entre os transportadores e os carregadores.

Neste sentido, é necessário o estabelecimento de um período de balanceamento pelo transportador. O período de balanceamento é aquele em que as injeções (recebimentos) e retiradas (entregas) dos carregadores são medidas e registradas. Ele representa, também, o intervalo temporal no qual os carregadores devem equipar comercialmente as suas injeções e retiradas da rede²⁸. Tal período deve ser estabelecido pelos transportadores a partir de critérios objetivos²⁹.

Para que o período de balanceamento funcione é necessário que o transportador disponibilize aos carregadores um sistema de informação que o permita agir de forma a corrigir tempestivamente o seu desequilíbrio. Idealmente, tal sistema deve prestar aos carregadores

²⁸ Por exemplo, uma periodicidade diária significa que é exigido dos carregadores que as quantidades de gás que entraram e saíram dentro de um dia operacional sejam equivalentes.

²⁹ A escolha de um período de balanceamento apropriado deve ser baseada em uma avaliação em critérios objetivos, os quais devem incluir (ENTSOG, 2011):

- A capacidade operacional do sistema de transporte para equilibrar o sistema;
- As ferramentas de flexibilidade e balanceamento que são elaboradas pelo transportador e oferecidas aos carregadores;
- O fato de os consumidores terem um perfil de consumo médio diário;
- A interação do período de balanceamento com incentivos comerciais eficazes para equilibrar, em particular as interações em períodos mais curtos nos mercados de eletricidade com períodos potencialmente mais longos no mercado de gás natural;
- A interação com períodos de balanceamento em sistemas de gás interconectados para garantir que não sejam criadas barreiras indevidas ao comércio entre áreas de mercado;
- Disponibilidade e exatidão das informações disponibilizadas aos carregadores sobre sua posição de desequilíbrio, permitindo-lhes tomar medidas de balanceamento oportunas;
- Os custos impostos aos transportadores e carregadores em função de regimes de balanceamento específicos, por exemplo, os custos de TI de fornecer fluxos de informações mais regulares em períodos de balanceamento mais curtos e os custos de transação incorridos pelos carregadores por potencialmente tomarem ações de balanceamento com maior frequência; e
- Procedimentos de nomeação e renomeações complementares ao balanceamento.

informações em tempo real de suas posições individuais de balanceamento, assim como o balanceamento do sistema.

Uma função deste sistema de informação é o estabelecimento de faixas de tolerância para cada carregador e para a rede, dentro do período de balanceamento, bem como os limites a partir dos quais o operador do sistema de transporte deve intervir para preservar a integridade da rede. A ultrapassagens deste limite pode levar o transportador a adquirir (ou vender) gás natural para que o sistema fique em equilíbrio.

A necessidade de que o sistema informe as posições em tempo quase real se justifica por permitir que os carregadores avaliem suas exposições a uma ação de balanceamento por parte do transportador e tomem, assim, as medidas cabíveis. Enquanto não existam ações de balanceamento a serem tomadas, os carregadores podem atuar dentro das suas respectivas faixas de tolerância sem penalidades. Por outro lado, se uma ação de balanceamento é necessária dentro de um período de balanceamento e um carregador esteja na posição que contribua com o desequilíbrio da rede, então este carregador terá que arcar com os custos advindos da correção do desequilíbrio. Os custos podem incluir a compra ou a venda em um mercado intradiário (*"within-day market"*), ou aqueles incorridos pelo transportador nas suas medidas de correção de desequilíbrio.

É importante que os carregadores não sejam expostos a riscos indevidos que não possam gerenciar de forma eficaz e/ou tenham que incorrer em custos ineficientes que possam gerar barreiras à entrada no mercado. Dessa forma, os agentes devem ter acesso a informações e procedimentos de renominação adequados, assim como serviços de flexibilidade para que possam gerenciar suas posições de desequilíbrio (e, portanto, de risco) eficientemente, levando em consideração as características relevantes do regime de balanceamento, em particular o período de balanceamento e as faixas de tolerância da rede de transporte.

Caixa Explicativa 1 - Ações de Balanceamento e Divisão de Responsabilidades entre os Transportadores e o Gestor da Área de Mercado

A Subseção IV.5 foi redigida considerando apenas a relação entre o transportador e carregador. Desta forma, a presente caixa tem o objetivo de estabelecer o elo entre as ações de balanceamento e as responsabilidades dos transportadores e a figura do gestor da área de mercado, detalhada na Subseção IV.4.

A necessidade de ações de balanceamento origina-se dos seguintes motivos:

- diferença entre as injeções e retiradas dos carregadores;
- necessidade de manter o sistema de transporte dentro de seus limites operacionais;
- para manter o nível do empacotamento (*"linepack"*) em um patamar aceitável (por exemplo, devido às condições de pressão, para garantir a segurança do abastecimento etc.)

Em termos das responsabilidades dos agentes, estas podem ser divididas da seguinte forma:

Gestor da Área de Mercado:

- calcula a diferença agregada entre as injeções e retiradas dos carregadores na zona de balanceamento comum (desequilíbrio);
- faz sugestões aos transportadores para ações de balanceamento, em termos de volume;
- compra/vende gás de balanceamento em nome dos transportadores, tanto por meio da utilização de produtos padronizados de curto prazo quanto de serviços de balanceamento.

O gestor da área de mercado não toma decisões unilaterais quanto à ativação das ações de balanceamento. As ações de balanceamento são executadas apenas quando solicitadas pelo transportador.

Transportadores:

- determina a necessidade de ações de balanceamento a partir de sua perspectiva;
- avalia as sugestões do gestor da área de mercado para ações de balanceamento junto com o seu próprio julgamento da necessidade de balanceamento;
- faz requisições ao gestor da área de mercado para compra/venda de gás de balanceamento;
- determina se o gás de balanceamento pode ser comercializado através de ponto virtual de negociação ou se um produto locacional é necessário.

Ao tomar decisões quanto a ações de balanceamento, o transportador deverá levar em consideração as informações que julgar adequadas, incluindo:

- suas próprias estimativas de demanda e perfis de demanda durante o dia;
- informações de nominação e leituras dos medidores nos pontos de entrada e saída do sistema de transporte;
- informações operacionais (por exemplo, pressão e composição do gás); e
- topologia da rede de transporte.

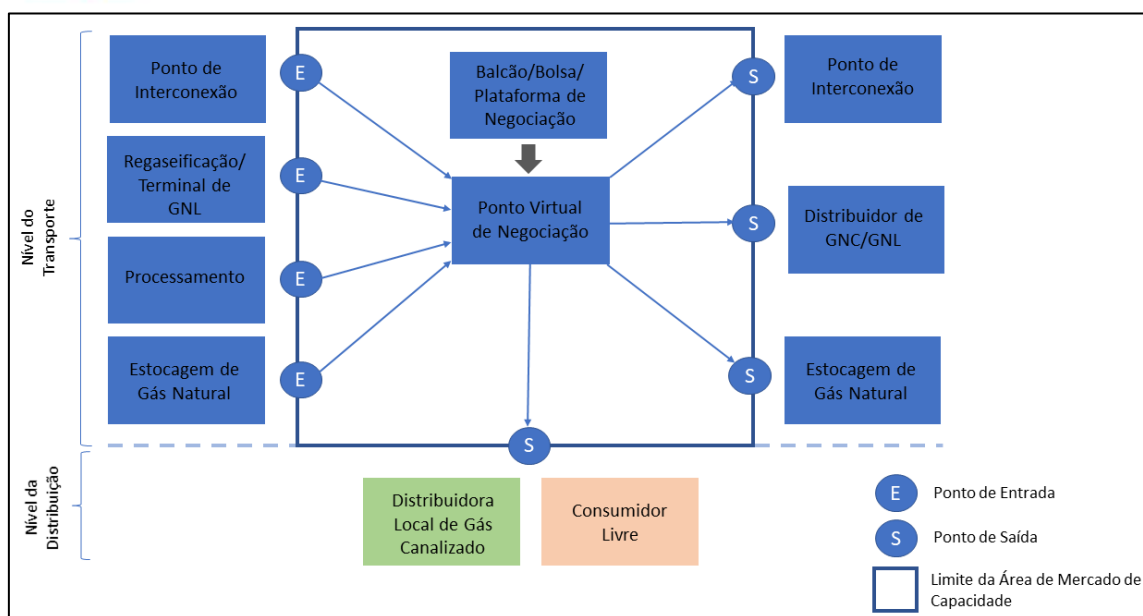
Ao decidir sobre as ações de balanceamento que devem ser adotadas, o transportador deve seguir uma ordem de mérito pré-estabelecida. Preferencialmente, as regras detalhadas acerca das tomadas de decisão acerca das ações de balanceamento operacional devem estar descritas regramento específico.

IV.7 – Ponto Virtual de Negociação

Os pontos de negociação (“*hubs*”) de gás natural, ao concentrar as atividades de compra e venda em determinado local, facilitam a comercialização de gás natural. Os *hubs* podem ser físicos ou virtuais, no primeiro a determinação do preço se dá no ponto geográfico no qual o gás é entregue³⁰, enquanto no “*virtual hub*” ou ponto virtual de negociação (PVN), a negociação se dá após a injeção e antes da retirada do gás no sistema de transporte e não é condicionada a uma localização específica, mas sim a uma áreas de mercado. Dentro desta área de mercado aplicam-se regras de balanceamento que disciplinam como os agentes interagem para garantir que o equilíbrio do sistema se dê de forma otimizada. A Figura 6 a seguir exemplifica um PVN.

Após o estabelecimento do PVN, em razão da implementação do modelo de entrada e saída, por meio do qual pode fluir todo o gás natural do sistema de transporte delimitado por uma área de mercado, a figura do responsável por contratar a capacidade de entrada (e solicitar respectiva programação) e a figura do responsável por contratar a capacidade de saída (e solicitar a respectiva programação) passam a ser separadas.

³⁰ Conforme OECD/IEA (2012), “O ponto de negociação físico é a abordagem utilizada principalmente na América do Norte (sendo o ponto de Zeebrugge na Bélgica a exceção europeia). (...) O Henry Hub foi escolhido por causa de vários gasodutos interestaduais que chegam na sua localização e trazem gás de diferentes fontes. Os preços em outros hubs norte-americanos (como o Opal) são determinados por meio do diferencial das tarifas de transporte entre as regiões onde o gás é produzido e onde é consumido.”

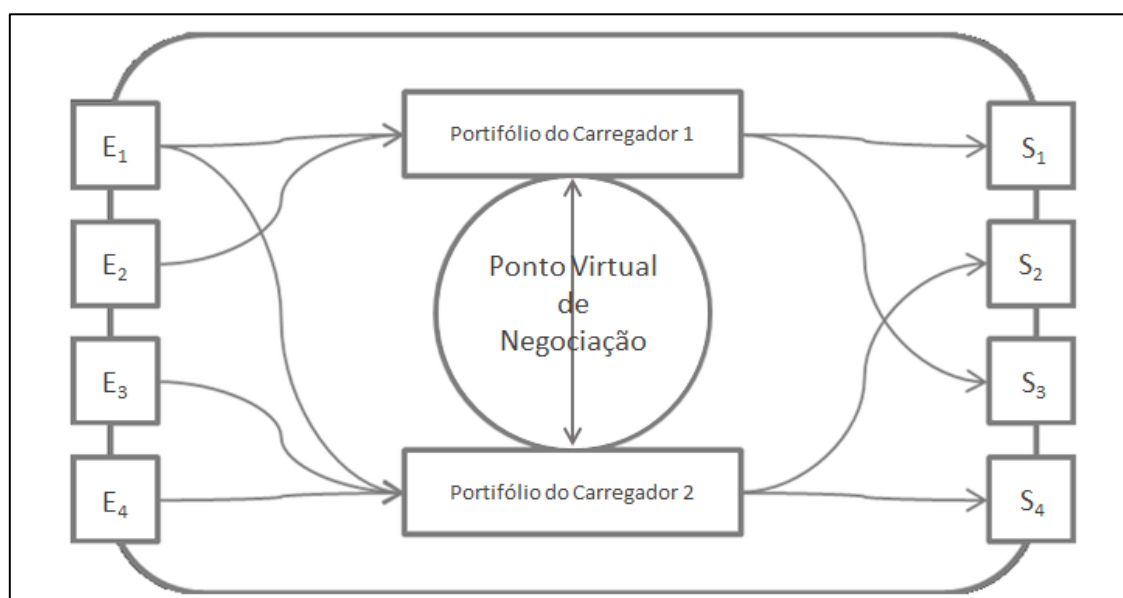


Fonte: SIM/ANP, adaptado de DNV KEMA (2013).

Figura 6 - Ponto Virtual de Negociação

As transações comerciais de gás natural que envolvem um PVN são, na prática, transferências de titularidade entre portfólios de balanceamento, onde o vendedor do gás natural é debitado da quantidade negociada de seu portfólio de balanceamento, ao passo que o comprador é creditado na mesma quantidade em seu portfólio.

A Figura 7, a seguir, ilustra esta troca de titularidades no PVN:



Fonte: SIM/ANP, adaptado de DICKX, L.; MIRIELLO, C.; POLO, MICHELE (2010).

Figura 7 - Troca de Titularidades no Ponto de Negociação Virtual

Os contratos de compra e venda passam a poder estabelecer o PVN como o “ponto de transferência de propriedade”, e o comprador do gás natural (agora na qualidade de carregador) passa a contratar a capacidade de transporte de saída, e não necessita mais do consentimento do seu supridor para determinar o destino do gás que adquiriu. Deste modo, o comprador

(detentor da capacidade de saída) é que determina se o gás natural deixa o sistema de transporte ou é novamente comercializado no ponto virtual de negociação.

Sobre as vantagens do PVN, o estudo da EFET (2013) sobre os *hubs* pondera:

“Uma vantagem óbvia de um PVN é permitir a concentração de liquidez que, de outra forma, se desenvolveria em vários pontos de entrada ou saída. Havendo apenas um ponto, ou um número pequeno de pontos onde o gás possa ser transacionado, a atividade será focalizada ali. Desta forma, um mercado eficiente pode ser estabelecido onde os compradores podem buscar a fonte de suprimento mais barata daqueles capazes de ofertar gás natural no PVN, e os vendedores podem procurar as partes que valorizam mais o gás natural disponível. Os custos de transação são reduzidos à medida que menos tempo é gasto identificando quem pode comprar ou vender em apenas um local, ao invés de diversas opções de locais. Os sistemas de informática e plataformas de negociação devem ser desenvolvidos tendo como referência um único ponto (ou pequeno número de pontos).” (pág.3)

A Seção V trata dos custos e desafios para se implementar essa solução, bem como da questão tributária associada a constituição de um PVN no Brasil.

Uma consequência importante da constituição do modelo de entrada e saída é que a venda de gás natural, torna-se passível de padronização em termos da quantidade, qualidade, ponto de entrega (o PVN) e prazo de entrega (diário, intradiário, semanal, mensal etc.). A padronização o torna de fato uma *commodity*, cujo preço é determinado no mercado por condições de oferta e demanda.

Com o potencial aumento de transações e liquidez, as operações no mercado organizado de gás natural (balcão e bolsa) podem ser usadas como uma segunda fonte de suprimento, em paralelo aos contratos bilaterais de compra e venda de longo prazo.

Para o mercado atacadista de gás natural ter relevância, os produtos/contratos negociados devem se alinhar com as necessidades dos participantes do mercado, de forma que a duração dos contratos possa prever tipicamente períodos mais curtos, como o diário (um dia de antecedência - "*day-ahead market*"), semanal ("*balance-of-week*") e mensal ("*balance-of-month*")³¹.

Como mencionado na Subseção IV.3, a comercialização referente ao ponto virtual de negociação pode ser realizada por mercado de balcão ou em bolsas, que permitem a negociação anônima³². Os carregadores devem notificar ao operador do PVN das trocas de titularidade ocorridas no ponto virtual de negociação (informação de volumes, prazos e titularidade) resultantes de cada transação. Por sua vez, o operador do ponto virtual de negociação deve comunicar tal informação ao transportador (ou o gestor da área de mercado, que por sua vez irá informar ao transportador) por ocasião da conclusão dos negócios. Deste modo, o transportador sempre tem a informação acerca da titularidade do gás natural que está custodiado no sistema de transporte.

Os reflexos na posição "física" de cada carregador ocorrem por meio de notificações eletrônicas, que contém o volume do gás transferido, o período, a qualidade do gás (caso aplicável) e as partes (compradores e vendedores). A Subseção IV.9 trata com mais detalhes dos fluxos de informações entre os agentes e as relações contratuais que são necessárias para o funcionamento do mercado.

³¹ "*The benefits of TTF liquidity*" (Baringa 2015).

³² As Caixas Explicativas 1 e 2, mais adiante, trazem exemplos de negociações em mercados de balcão e em bolsa, respectivamente.

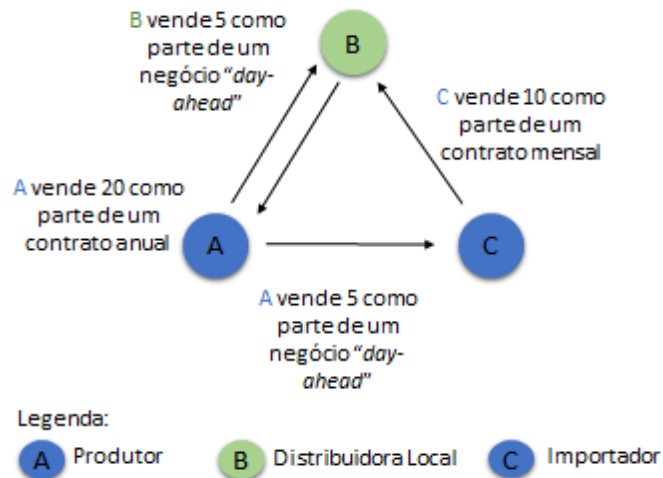


Figura 8 - Comercialização no Mercado de Balcão

A Figura 8 ilustra a situação em que três carregadores (A, B e C) realizam a compra e venda de gás natural em diversas periodicidades (diária, mensal e anual) por meio do mercado de balcão, seja conta própria ou por meio de um corretor ("broker"). Neste exemplo, os agentes conhecem a sua contraparte no mercado, de maneira que no período, o Carregador C realiza a venda de 10 unidades para o Carregador B por meio de um contrato mensal (um instrumento contratual em que se encontra estabelecido a obrigação de entrega de 10 unidades por dia dentro de um determinado mês do ano) e o mesmo Carregador C realiza uma compra diária ("day-ahead") de 5 unidades do Carregador A. Por sua vez, o Carregador B realiza uma venda diária de 5 unidades ao Carregador A, ao passo que o Carregador A vende 20 unidades ao Carregador B por meio de uma contratação anual (o mesmo princípio do contrato mensal explicado acima).

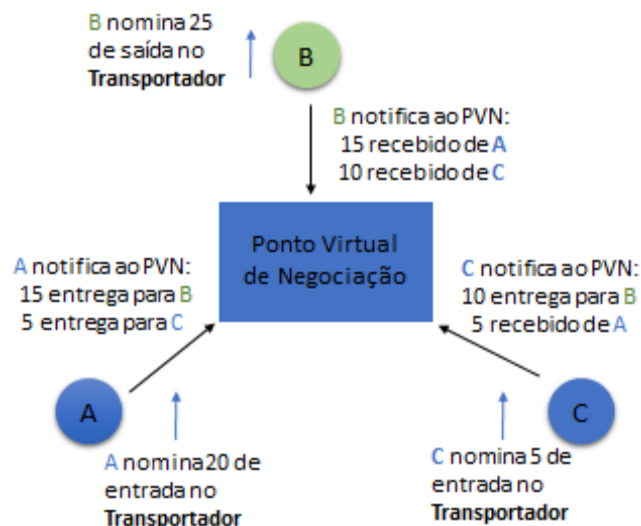


Figura 9 - Reflexo Físico das Negociações

De acordo com a Figura 9, como resultado destas negociações: (i) o Carregador C tem que informar ao ponto virtual de negociação a transferência de titularidade de 10 unidades para o Carregador B e de 5 unidades advindas do Carregador A; (ii) o Carregador B deve informar o saldo líquido da operação com o Carregador A (15 unidades advindas do Carregador A) e a

aquisição de 10 unidades do Carregador C; e (iii) o Carregador A deve informar ao ponto virtual de negociação que realizou a venda líquida de 15 unidades ao Carregador B (o resultado da operação diária e anual) e a venda diária de 5 unidades ao Carregador C.

O operador do ponto virtual de negociação deve assegurar a consistências das operações realizadas, e caso ocorra alguma divergência entre as informações prestadas, este deve adotar o critério do menor par informado, ou o último par informado consistentemente (“*last matched value*”).

Caso as posições dos agentes não sejam desfeitas até o momento da entrega física do gás natural, os Carregadores A e C devem possuir capacidade de entrada no sistema de transporte contratada junto ao transportador de 20 e 5 unidades, respectivamente, e o Carregador B deve ter capacidade de saída do sistema de 25 unidades

Caixa Explicativa 3 - Exemplo de Comercialização em Bolsa

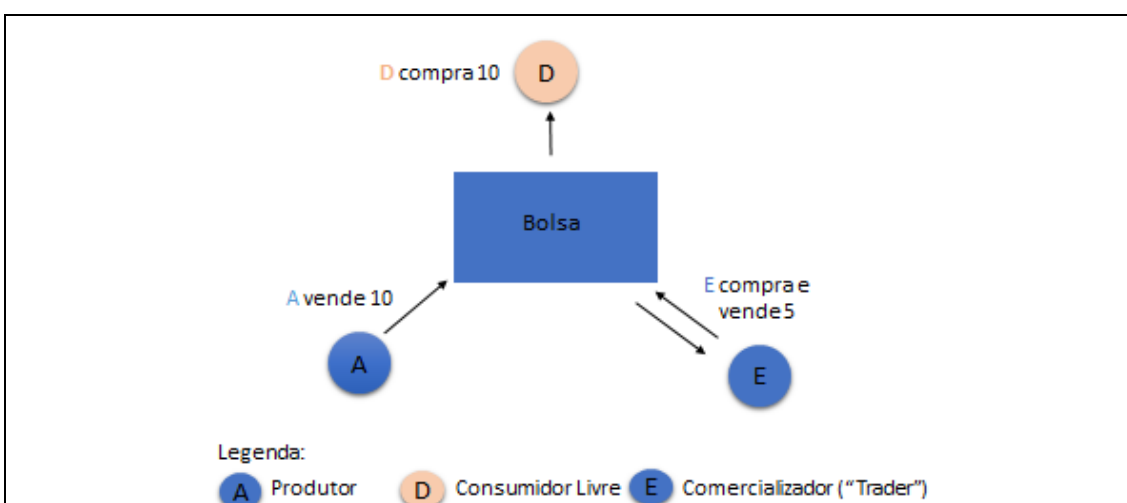


Figura 10 - Comercialização em Bolsa

Na Figura 10, três carregadores (A, D e E), que atuam no ponto de negociação virtual por meio de operações em uma bolsa e, portanto, não conhecem a sua contraparte na negociação. Conforme a figura, o Carregador A realiza a venda de 10 (dez) unidades do produto, o Carregador D realiza a compra de 10 unidades e o Carregador E realiza uma operação intradiária de compra e venda de 5 unidades. Como consequência, é necessário haver a comunicação da troca de titularidade por parte destes agentes ao ponto virtual de negociação, a quem cabe zelar que a troca de titularidade do gás natural injetado e retirado pelos carregadores de fato pertence a tais agentes. Da mesma forma, as transações que não envolvem necessariamente injeção e retirada de gás, tal como a realizada pelo Carregador E, um “*trader*” de gás natural, devem ser comunicadas ao PVN.

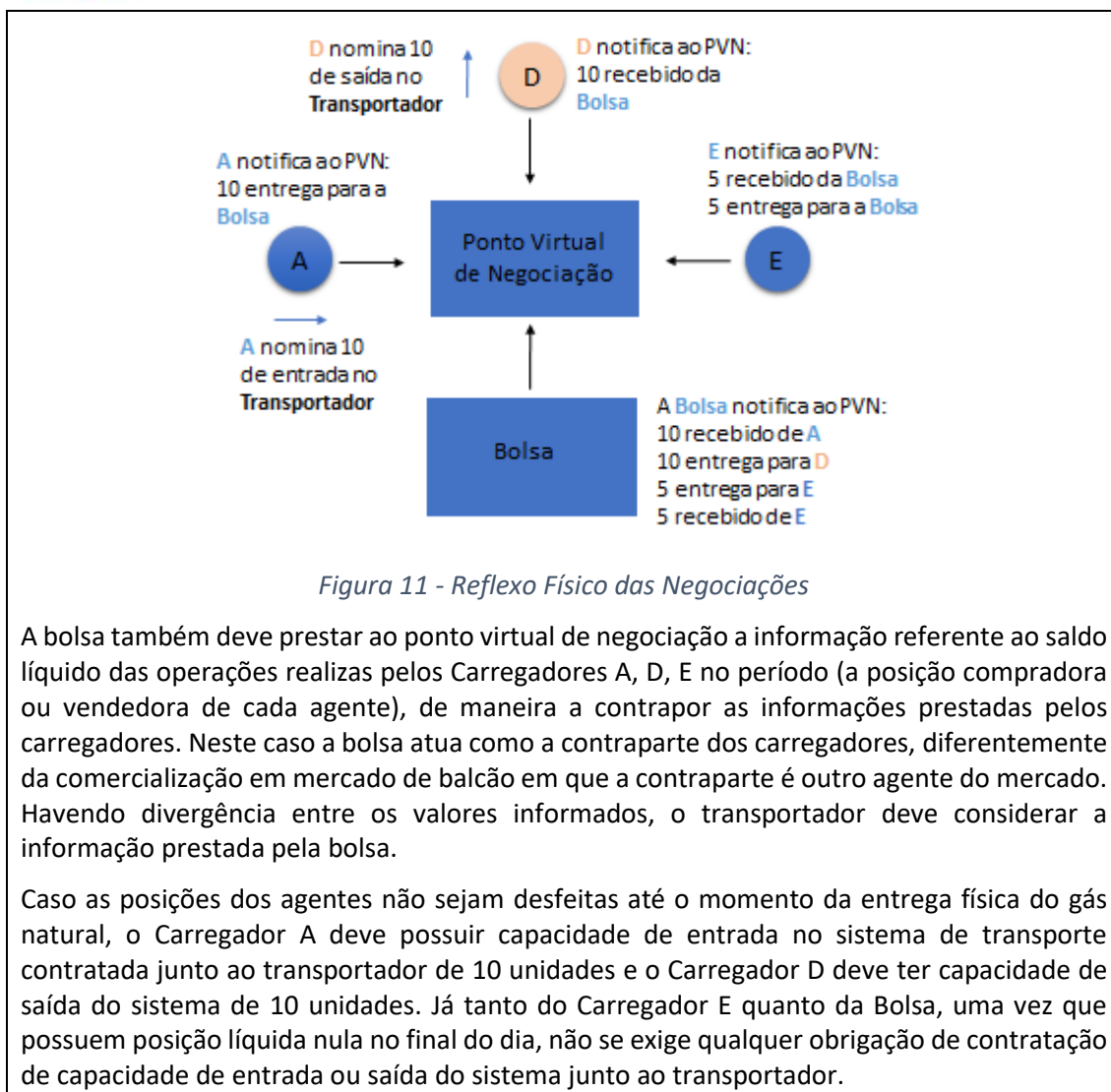


Figura 11 - Reflexo Físico das Negociações

A bolsa também deve prestar ao ponto virtual de negociação a informação referente ao saldo líquido das operações realizadas pelos Carregadores A, D, E no período (a posição compradora ou vendedora de cada agente), de maneira a contrapor as informações prestadas pelos carregadores. Neste caso a bolsa atua como a contraparte dos carregadores, diferentemente da comercialização em mercado de balcão em que a contraparte é outro agente do mercado. Havendo divergência entre os valores informados, o transportador deve considerar a informação prestada pela bolsa.

Caso as posições dos agentes não sejam desfeitas até o momento da entrega física do gás natural, o Carregador A deve possuir capacidade de entrada no sistema de transporte contratada junto ao transportador de 10 unidades e o Carregador D deve ter capacidade de saída do sistema de 10 unidades. Já tanto do Carregador E quanto da Bolsa, uma vez que possuem posição líquida nula no final do dia, não se exige qualquer obrigação de contratação de capacidade de entrada ou saída do sistema junto ao transportador.

Os PVNs ao possibilitarem o acesso a todos os pontos de recebimento (pontos de entrada) ou de entrega (pontos de saída) dentro de uma área de mercado, favorecem que um mesmo volume de gás natural seja negociado várias vezes, a partir da entrada no mercado de agentes interessados em arbitragem³³. Isto gera, como dito anteriormente, incentivos ao aumento da liquidez.

Tendo em vista a grande concentração na oferta e pouca liquidez presentes na atual estrutura da indústria brasileira do gás natural, pode-se considerar que os PVNs, assim como a oferta e contratação de capacidade de transporte por meio do modelo de entrada/saída que acompanham sua implementação, são mais adequados à criação, no Brasil, de incentivos ao estabelecimento de mercados líquidos e com mecanismos de formação de preços transparentes.

³³ O "churn rate" é um dos indicadores de liquidez de um ponto virtual de negociação. Este indicador mede a razão entre os volumes negociados e os volumes equivalentes ao fluxo físico movimentado no sistema. Heather (2015) define "churn rate" como: "o múltiplo do volume negociado em relação ao volume efetivamente movimentado: uma medida do número de vezes uma 'parcela' do gás foi negociada e renegociada entre sua venda inicial pelo produtor e a compra final pelo consumidor.

IV.7.1 – Funções e Responsabilidades do Operador do Ponto Virtual de Negociação

O operador do ponto virtual de negociação deverá ser independente e autônomo nos planos jurídico, patrimonial e societário das sociedades ou consórcio que exerçam, diretamente ou por meio de sociedades coligadas, as atividades de exploração, desenvolvimento, produção, importação, carregamento e comercialização de gás natural.

O operador do ponto virtual de negociação possui as seguintes funções e atribuições³⁴:

- operar, de forma autônoma, o ponto de negociação virtual em cooperação com o gestor da área de mercado;
- oferecer serviços comerciais de *hub*, incluindo, sem se limitar:
 - o rastreamento das trocas de titularidade para comprovar a transferência de direitos de propriedade do gás natural no ponto virtual de negociação; e
 - prestar serviços de comunicação e de troca de dados com participantes do mercado, usuários da rede (carregadores) e outras plataformas, incluindo sistemas de corretoras e bolsas;
 - “*wheeling*”, “*parking*”, vendas em horário de pico etc. (ver Caixa Explicativa 4);
- registrar e liquidar eletronicamente os volumes negociados no ponto virtual de negociação;
- processar continuamente as notificações comerciais (168 horas por semana) relativas aos participantes do mercado no ponto virtual de negociação;
- providenciar uma plataforma eletrônica de reserva (*backup*) para manter a continuidade das operações; e
- cooperar com as bolsas de mercadorias e câmaras de liquidação (*clearing*) para permitir a liquidação das notificações comerciais relacionadas ao ponto virtual de negociação.

Caixa Explicativa 4 - Serviços Comerciais de Hub

Inicialmente, para prover liquidez ao mercado, o PVN pode prover, temporariamente, os seguintes serviços, segundo estudo da IEA (2020):

- **“Wheeling”**: significa que o gás natural pode ser transportado de um ponto de entrada para um ponto de saída muito próximo, a uma tarifa inferior à soma das tarifas regulares de transporte para os pontos distintos. Isso é possível porque nenhuma demanda física é imposta à rede de transporte.
- **“Parking”**: transação de curto prazo em que o operador do PVN retém o gás natural do transportador para reenvio em uma data posterior. Geralmente são utilizadas instalações de armazenamento, mas também pode usar deslocamento ou variações no *linepack*.
- **Vendas em horário de pico**: vendas de gás natural de curto prazo (geralmente menos de um dia, podendo ser por hora) para atender a aumentos imprevistos na demanda ou escassez de gás experimentada pelo comprador.
- **Empréstimo**: adiantamento de gás natural de curto prazo para um carregador em um mercado; o gás natural é reembolsado em espécie pelo carregador pouco tempo depois.
- **Serviços de gerenciamento de risco**: relacionados à redução do risco de mudanças de preço para compradores e vendedores de gás natural, por exemplo, troca de futuros por produtos físicos.

³⁴ As funções, atribuições, obrigações e responsabilidades do operador do ponto virtual de negociação se baseiam na *Gaswirtschaftsgesetz* (“Lei da Indústria de Gás”) de 2011, consolidada em 2017, a legislação austríaca da indústria de gás natural.

- **Assistência administrativa:** aos transportadores nos aspectos administrativos das transferências de gás natural, como nomeações e confirmações.

Além das funções e atribuições acima elencadas, o operador do ponto virtual de negociação possui as seguintes obrigações e responsabilidades:

- não discriminar os potenciais e efetivos usuários dos seus serviços;
- manter os registros das operações de troca de titularidade de gás e permitir o acesso irrestrito e a qualquer tempo da ANP a tais registros, mediante solicitação fundamentada;
- sem prejuízo de sua obrigação de divulgar informações, o operador do ponto virtual de negociação deve preservar a confidencialidade de qualquer informação comercialmente sensível e de quaisquer segredos comerciais dos quais obtenha conhecimento na condução de seus negócios;
- salvo informações agregadas ou por determinação legal ou judicial o operador do ponto virtual de negociação não poderá divulgar os preços constantes dos contratos bilaterais de compra e venda de gás natural firmados entre as partes;
- incluir cláusulas de confidencialidade em quaisquer relações contratuais entre o operador do ponto virtual de negociação com prestadores de serviços;
- publicar regularmente informações gerais de mercado de maneira agregada e anônima na Internet; e
- fornecer todas as informações sobre as quais obtém conhecimento e que podem ter impacto no mercado de maneira não discriminatória e sem demora injustificada, em um formato apropriado.

Além das responsabilidades acima apresentadas, os acionistas do operador do ponto virtual de negociação devem: (i) abster-se de qualquer ação que prejudique ou ponha em risco o desempenho das obrigações do operador do ponto virtual de negociação; e (ii) preservar a confidencialidade de informações comercialmente sensíveis e do teor de contratos de compra e venda de gás natural que por ventura tenham conhecimento em razão de sua relação com o ponto virtual de negociação.

Os gastos com desenvolvimento e operação de um PVN com funcionalidades básicas podem ser recuperados por meio de encargos tarifários de transporte cobrado dos carregadores, na hipótese destes serviços serem prestados inicialmente por um transportador, para registro da troca de titularidade do gás natural decorrente de negócios bilaterais. Isso não deve impedir o estabelecimento posterior do PVN dentro de uma bolsa ou arranjos até mais sofisticados (um agente independente do ponto de vista jurídico e societário – um “operador de hub puro”), que podem fornecer serviços de valor agregado com um retorno comercial razoável. Onde estes não podem ser oferecidos competitivamente por terceiros, a supervisão regulatória será necessária (EFET, 2013).

A ANP deve avaliar se o agente designado como operador do ponto virtual de negociação demonstra ser capaz de desempenhar com eficiência as suas funções e responsabilidades.

Caixa Explicativa 5 - Exercício das Funções de Operação de Mercado Balcão e Bolsa pelo Operador do Ponto Virtual de Negociação

Na hipótese de exercer as funções de operação de mercado de balcão e de bolsa, o operador do ponto virtual de negociação deve tomar as devidas ações de conformidade (“*compliance*”) para manter a confidencialidade interna entre as funções de operação de balcão e de bolsa.

As pessoas responsáveis pela negociação de balcão no operador do ponto virtual de negociação virtual não podem ser responsáveis pela negociação no ambiente de bolsa ao mesmo tempo.

O operador do ponto virtual de negociação deve nomear um responsável por conformidade (“*compliance officer*”) para monitorar o exercício das funções de operação de mercado de balcão e de bolsa, o qual será responsável pela envio de relatório anual à ANP acerca do cumprimento das disposições de separação das atividades de mercado de balcão e de bolsa pelo operador do ponto virtual de negociação.

Questões para discussão:

- 1) Quais seriam os critérios para a designação do operador do ponto virtual de negociação?
- 2) O operador do ponto virtual de negociação deve ser pessoa jurídica de direito privada distinta do transportador, do gestor da área de mercado ou da entidade administradora do mercado organizado, mesmo que estes agentes atendam aos critérios de autonomia e independência propostos? Justifique.
- 3) Como os custos e despesas da constituição e operação do PVN devem ser cobrados dos participantes do mercado? Por meio de cobrança direta pelo operador do ponto virtual de negociação ou por meio da cobrança por terceiros (transportador e/ou a entidade administradora do mercado organizado) de um encargo específico, os quais se encarregaram de recolher o valor dos usuários e ressarcir o operador do ponto virtual de negociação?

IV.8 – Funções e Responsabilidades dos Participantes do Mercado

Os carregadores possuem as seguintes funções e atribuições:

- solicitar previamente autorização para a ANP para atuar como carregador;
- atender às especificações técnicas dos transportadores, na medida em que utilizem os seus próprios equipamentos de medição e de transmissão de dados;
- disponibilizar e transmitir ao transportador e ao operador do ponto virtual de negociação, de acordo com suas obrigações contratuais, quaisquer dados, leituras de medidores e outras informações necessárias para a determinação das suas necessidades de transporte;
- elaborar e enviar ao transportador as suas nomeações de transporte;
- garantir que o gás natural colocado na custódia do transportador se mantenha livre de quaisquer ônus, encargos e reivindicações de titularidade, de qualquer natureza;
- garantir que todas as suas injeções, retiradas e transações no ponto virtual de negociação estejam equilibradas dentro do período de balanceamento aplicável à área de mercado de capacidade;
- realizar os pagamentos e a emissão de faturas referentes aos encargos de desequilíbrio relativos ao seu portfólio de balanceamento, em conformidade com o estabelecido pelo gestor da área de mercado;
- informar suas transações comerciais que envolvam a troca de titularidade de gás natural ao operador do ponto de negociação virtual da área de mercado de capacidade correspondente;
- celebrar com o gestor da área de mercado um acordo de balanceamento, o qual contém as regras e os procedimentos de balanceamento da área de mercado de capacidade;



- comprovar sua capacidade financeira e atender às exigências de crédito exigidas pelo transportador para o cumprimento das obrigações decorrentes da contratação de serviços de transporte e da aquisição de produtos de capacidade; e
- realizar as análises da composição química do gás natural nos pontos de recebimento de acordo com o disposto na Resolução ANP nº 16, de 17 de junho de 2008, ou regulamentação superveniente.

Caixa Explicativa 6 - Grupos de Balanceamento (Adoção Opcional)

Como forma de compensar eventuais desequilíbrios, os carregadores terão o direito de agregar seus saldos positivos e negativos de desequilíbrio dentro de uma área de mercado de capacidade em um grupo de balanceamento.

Cada carregador deve registrar-se no gestor da área de mercado como carregador responsável pelo balanceamento ou como um participante de grupo de balanceamento gerido por um carregador responsável pelo balanceamento, além de só poder ser membro de um grupo de balanceamento por vez.

O carregador responsável pelo balanceamento que vir a gerenciar um grupo de balanceamento será responsável:

- pelo saldo do grupo em relação ao gestor da área de mercado e, portanto, responderá sozinho pelo grupo de balanceamento com relação às ações de balanceamento sob sua responsabilidade;
- pelo equilíbrio entre injeções e retiradas dentro da área de mercado de capacidade de todos os membros do seu grupo de balanceamento; e
- notificar o gestor da área de mercado de todos os carregadores que são membros do grupo de balanceamento.

O carregador responsável pelo balanceamento encarregado pela gestão de um grupo de balanceamento possui as seguintes funções e atribuições adicionais:

- manter o registro dos membros do grupo de balanceamento;
- permitir a migração de membros do grupo de balanceamento sob a sua gestão para outro grupo de balanceamento, assim como fornecer os dados acerca desse membro ao gestor do grupo de balanceamento de destino;
- arcar com pagamento dos encargos de desequilíbrio do grupo de balanceamento e repassá-los aos membros do grupo de balanceamento que porventura tenham dado causa ao desequilíbrio; e
- celebrar com cada membro do grupo de balanceamento um contrato com o objetivo de disciplinar a relação entre o gestor do grupo de balanceamento e o carregador que deseja terceirizar a responsabilidade pelo balanceamento, contrato este cuja minuta deve ser submetido à aprovação prévia da ANP, bem como as condições comerciais que o governam.

Observação: A formação de um grupo de balanceamento não representa a transferência de capacidade contratada de um membro do grupo para outro membro, não constituindo, de forma alguma, uma operação de cessão de capacidade contratada de transporte.

Constituem obrigações dos comercializadores:

- solicitar autorização prévia para o exercício da atividade de comercialização;
- comunicar à ANP os volumes de gás natural comercializados e os preços de venda praticados, entre outras informações, na forma e no prazo estabelecidos pela Agência;



- enviar os contratos de compra e venda de gás natural para registro na ANP, no prazo estabelecidos pela Agência, bem como, em igual prazo, quaisquer alterações contratuais; e
- manter registros contábeis da atividade de comercialização de gás natural separados das demais atividades que eventualmente realizar.

Constituem obrigações dos agentes que operam no mercado organizado:

- celebrar com a entidade administradora de mercado de gás natural um acordo de negociação, o qual contém as regras e os procedimentos para a realização de negócios de gás natural que envolvam a utilização do ponto virtual de negociação;
- satisfazer os requisitos de admissão e dispor dos meios necessários para a operação adequada e técnica no mercado organizado, tal como estabelecido pela entidade administradora de mercado de gás natural;
- manter a confidencialidade das informações que tiver obtido através da sua participação no mercado organizado;
- manter seus dados cadastrais devidamente atualizados perante a(s) plataforma(s) de negociação do mercado organizado;
- responder pelas obrigações econômicas resultantes da sua atuação no mercado organizado;
- comunicar a cessação do cumprimento de qualquer um dos requisitos de acesso ao mercado organizado, assim como qualquer alteração prevista na situação do agente que o leve a deixar de satisfazer tais requisitos; e
- comunicar tempestivamente para a entidade administradora de mercado de gás natural a existência de qualquer tipo de declaração de recuperação extrajudicial, judicial ou falência, que seja solicitada pelo agente, ou que tenha sido solicitada por um terceiro.

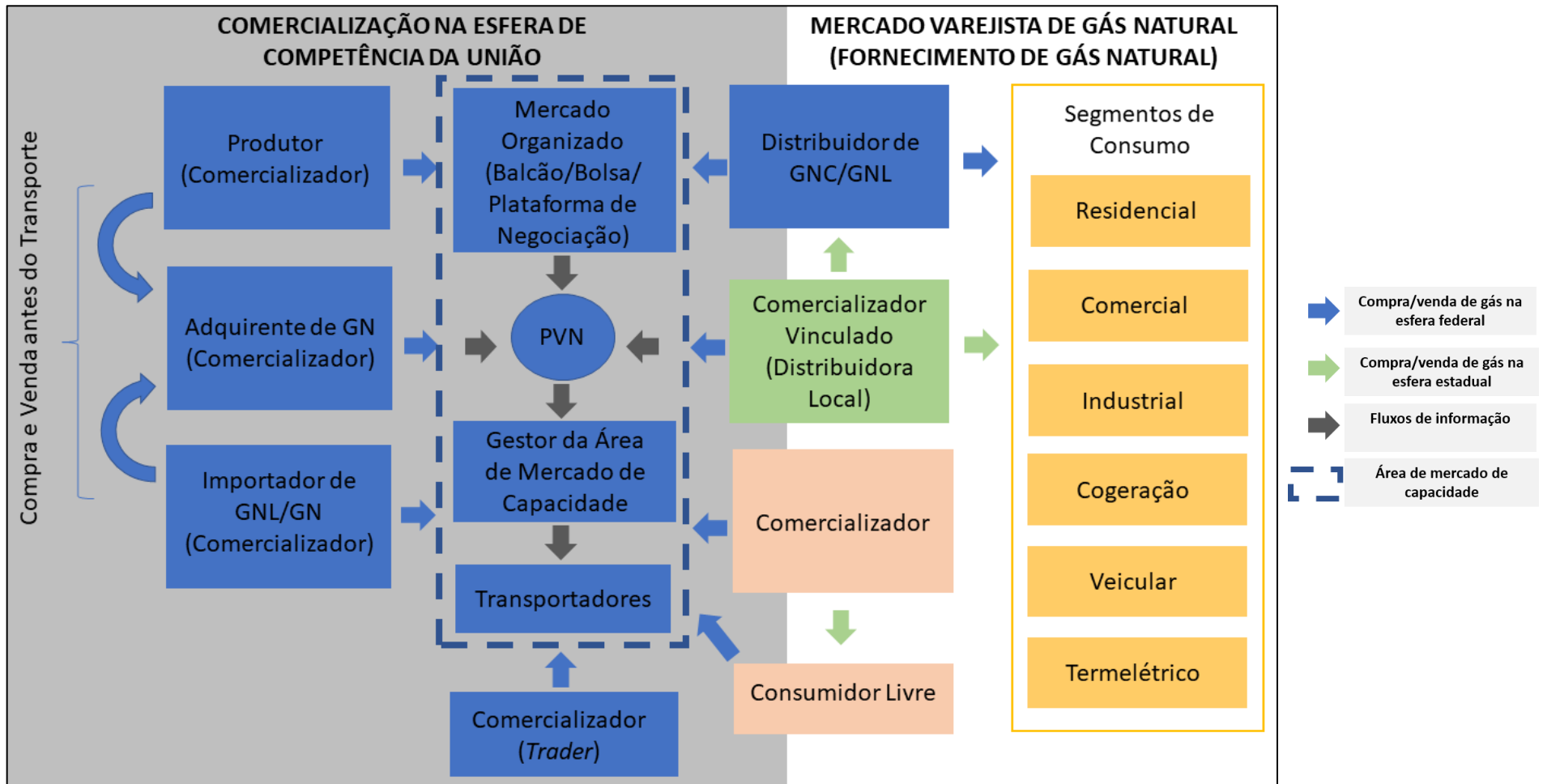
Questões para discussão:

- 1) Qual a sua opinião quanto à opção de grupo de balanceamento e da figura do carregador responsável pelo balanceamento gestor deste grupo, de que trata a Caixa Explicativa 6?
- 2) Existem outras funções e responsabilidades dos carregadores, comercializadores e dos agentes que operam no mercado organizado?

IV.9 – Funcionamento do Mercado de Gás Natural

As Subseções anteriores apresentaram as principais instituições e agentes que deverão fazer parte do mercado de gás natural. A Figura 12, a seguir, representa os fluxos comerciais entre estes agentes.

As transações entre comercializadores podem ter início previamente à entrada no transporte e são apresentadas no lado esquerdo da figura. Os produtores ou importadores poderiam vender o gás natural a um comercializador adquirente, que por sua vez o leva até o transporte, para então vendê-lo no mercado organizado. Alternativamente, os produtores e importadores podem fazê-lo diretamente, contratando capacidade de entrada no sistema de transporte e atuando como carregadores. Em ambos os casos é necessário que os agentes sejam previamente autorizados como comercializadores pela ANP (tal como acontece hoje).



Fonte: SIM/ANP

Figura 12 - Fluxos Comerciais no Mercado de Gás Natural

Após a entrada no sistema de transporte, o gás encontra-se em posse dos carregadores com capacidade contratada na área de mercado de capacidade, delimitada pela linha tracejada na figura. Uma vez dentro do sistema, o gás é negociado no PVN, seja através do mercado de balcão, bolsa ou outra plataforma de negociação; alternativamente, a transação pode ser feita bilateralmente fora do mercado organizado, tendo como referência o ponto de negociação. As transações na bolsa podem envolver a figura do “trader”, o comercializador que têm uma permissão especial de acesso ao PVN para a realização de operações de compra e venda do gás natural, não podendo carregá-lo posteriormente para um ponto de entrada ou saída do sistema de transporte.

As transações com o gás dentro do sistema integrado de transporte requerem a transmissão das informações dos negócios realizados ao operador do ponto virtual de negociação; as setas de cor cinza indicam que o operador recebe estas notificações tanto dos mercados organizados, quanto dos agentes comercializadores que negociam diretamente entre si. Por sua vez, o PVN informa ao gestor da área de mercado das trocas de titularidade do gás, e este então aos transportadores, para que compatibilizem finalmente as informações de titularidade com as nomeações solicitadas pelos carregadores na malha de transporte.

Por fim, as transações comerciais que retiram o gás do sistema de transporte envolvem os agentes compradores: que incluem distribuidores de GNC/GNL, as distribuidoras locais de gás canalizado, os comercializadores (quando previstos pela legislação estadual) e consumidores livres. É importante notar que as transações destes agentes podem envolver venda de gás natural também, seja por necessidade de balanceamento ou oportunidades comerciais. As setas indicam se a transação comercial se dá nas esferas federal ou estadual.

O funcionamento do mercado de gás natural pode ser descrito a partir das trocas de informações entre os agentes que nele operam. Para tal, é necessário definir de como se dá a interação entre os agentes nos mercados de capacidade e no mercado de compra e venda de gás natural³⁵:

- Os participantes do mercado organizado (agentes vendedores, compradores ou corretores operando em nome de terceiros) informam suas ordens de compra e venda de gás natural para a entidade administradora do mercado organizado;
- A entidade administradora do mercado organizado recebe, registra e processa³⁶, as ordens de compra e venda dos produtos padronizados ofertados no mercado, e comunica aos interessados os resultados de suas operações;
- A entidade administradora do mercado organizado notifica ao operador do ponto virtual de negociação o resultado das trocas de titularidade (informação de volumes, prazos e titularidade) entre os participantes do mercado organizado (balcão e bolsa);
- Os carregadores que efetuaram a comercialização de gás natural por meio de contratos bilaterais no mercado físico (fora do mercado organizado) notificam o operador do ponto virtual de negociação da troca de titularidade ocorrida no PVN (informação de volumes, prazos e titularidade) resultante de cada transação;
- Os carregadores contratam capacidade (adquirem produtos de capacidade) junto ao(s) transportador(es) e enviam suas nomeações e renomeações em função do resultado

³⁵ Por simplificação, este documento não irá tratar da relação entre os agentes e o mercado de derivativos de gás natural (mercado a termo, futuro, opções etc.), apesar do mercado financeiro, na prática, fazer parte do mercado de gás natural.

³⁶ Tal como questionado na Subseção IV.3.3, é preciso definir se compensação e liquidação das ordens de compra e venda na bolsa de gás natural deverá ser realizada pela entidade administradora do mercado organizado, ou pode ser realizada por terceiros.

de suas operações comerciais, de necessidades de movimentação (por exemplo, autoconsumo) ou de seus desequilíbrios;

- O operador do ponto virtual de negociação agrega e consolida as informações de troca de titularidade dos participantes do mercado organizado e dos carregadores e envia estas informações, para cada um dos agentes, para o gestor da área de mercado;
- Cada transportador envia ao gestor da área de mercado as informações acerca das nomeiações e renomeiações dos carregadores, para que o gestor da área de mercado possa gerenciar os portfólios de balanceamento de cada carregador;
- O gestor da área de mercado informa aos transportadores acerca das trocas de titularidades entre os carregadores, de tal forma que cada um sempre tenha a informação acerca da titularidade do gás natural que está custodiado no sistema de transporte;
- O gestor da área de mercado provê, também, aos transportadores as informações necessárias para estes possam efetuar o balanceamento operacional e a alocação física dos fluxos de gás nos pontos de entrada e saída do sistema; e
- O gestor da área de mercado informa aos carregadores seus eventuais desequilíbrios *ex-ante*, de tal forma que possam tomar as devidas ações corretivas dos seus portfólios de balanceamento, assim como no final do dia operacional os informa acerca das quantidades entregues no PVN, injetadas e retiradas por eles.

Caixa Explicativa 7 - Requisitos para Nomeiações e Notificações Comerciais

Nomeiação: significa o relatório prévio do carregador ao transportador do fluxo real (físico) que ele deseja injetar ou retirar do sistema de transporte.

As nomeiações e renomeiações nos pontos de entrada e saída devem conter, ao menos, as seguintes informações:

- o ponto de entrada/saída;
- a direção do fluxo do gás (em pontos bidirecionais);
- a identificação do carregador e/ou do portfólio de balanceamento;
- o período de início e fim do fluxo de gás referente à nomeiação ou da renomeiação diárias (o início e o fim do dia do gás);
- o dia do gás a qual se refere a nomeiação;
- a quantidade de gás natural requisitada pelo carregador para ser transportado no dia do gás constante da nomeiação;

Quando as nomeiações são encaminhadas pelo carregador, elas são checadas contra a reserva de capacidade do agente.

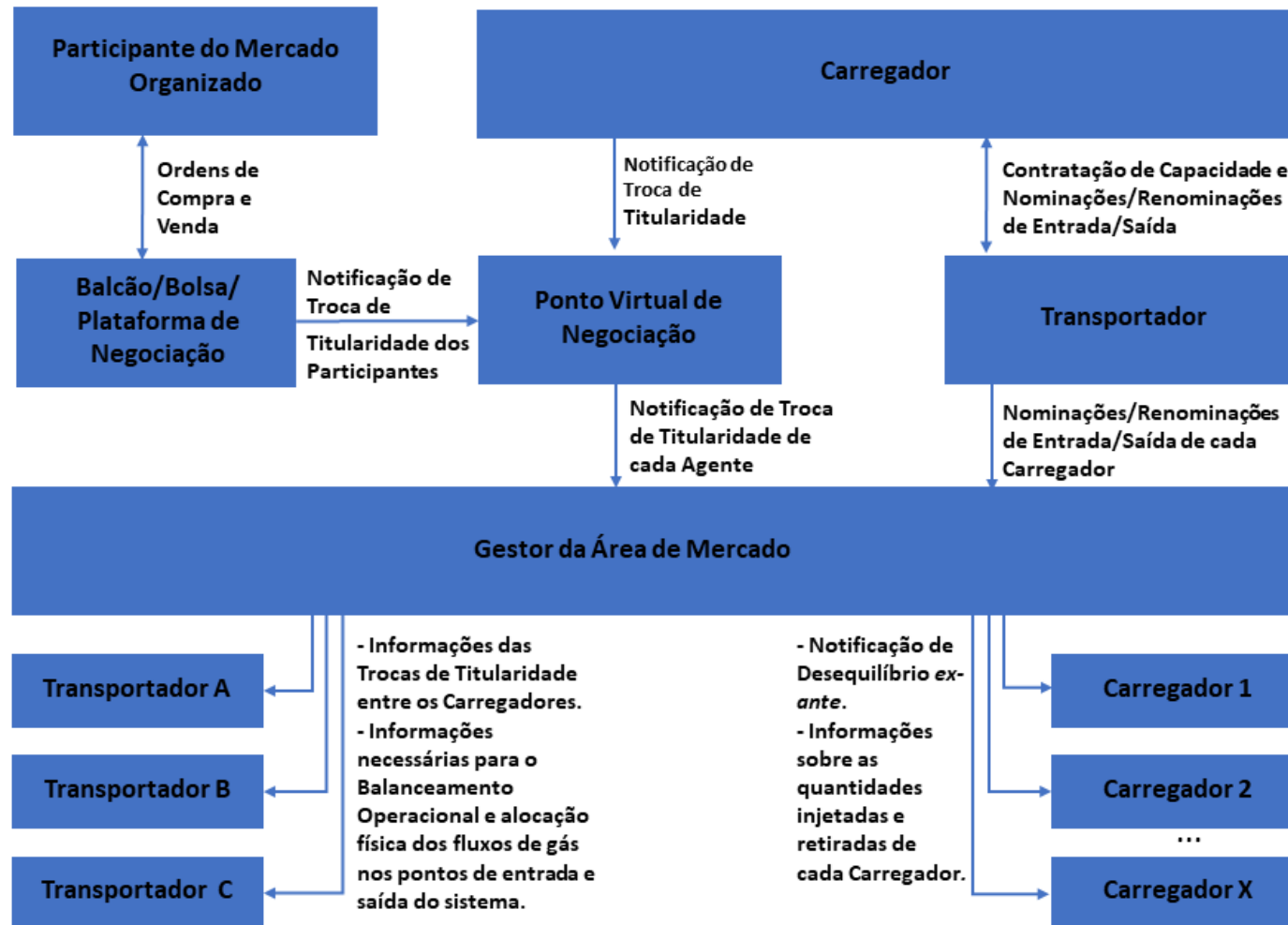
Notificação Comercial: significa o aviso enviado pelo carregador ao operador do ponto virtual de negociação especificando a troca de titularidade entre dois portfólios de balanceamento no PVN.

As notificações comerciais no PVN devem conter, ao menos, as seguintes informações:

- participante da transação;
- tipo de transação (compra ou venda);
- data do dia do gás ou período na qual a transação se refere;
- o horário de início da transação;
- a quantidade de gás natural transacionada.

Observação: a informação acerca do preço da transação é opcional.

A Figura 13, a seguir, apresenta de forma esquemática as trocas de informações entre os agentes que operam no mercado de gás natural.



Fonte: SIM/ANP, adaptado de ELERING *et. al* (2017).

Figura 13 - Trocas de Informações entre os Agentes no Mercado de Gás Natural

Atualmente existem muitos contratos que um participante do mercado deve celebrar para atuar no mercado de gás natural no Brasil. Para se contratar capacidade no modelo atual é necessário celebrar tantos contratos de serviço de transporte quanto pontos de entrada ou de saída houver, por período e modalidade, o que demanda de um carregador a assinatura de dezenas de contratos³⁷. Já no presente modelo conceitual, uma vez que não seria mais exigida a celebração de múltiplos contratos de serviço de transporte, o número total de contratos que necessitam ser celebrados se reduz consideravelmente.

A Tabela 2 mais adiante, apresenta as relações contratuais entre os agentes vislumbradas a partir da implantação do modelo conceitual aqui apresentado.

O Acordo de Balanceamento funcionaria como hoje operam a cláusula ou o apêndice dos contratos de serviço de transporte existentes que tratam das responsabilidades dos carregadores e transportadores na gestão dos desequilíbrios da rede de transporte, podendo vir a substituí-los no todo ou em parte³⁸.

O Acordo de Uso da Rede de Transporte serviria como um substituto dos contratos de serviço de transporte, sendo um instrumento contratual único que traria os direitos e obrigações dos carregadores e dos transportadores, além dos termos e condições gerais da prestação do serviço por parte do transportador referente a todos os produtos de capacidade oferecidos.

Já o Acordo de Serviço visa reger a relação entre o transportador e o gestor da área de mercado em relação à divisão de responsabilidades de que trata a Tabela 1 na Subseção IV.5.1. Os demais acordos têm como objetivo formalizar as relações entre os agentes para a implementação do ponto virtual de negociação e as operações comerciais envolvendo-os no mercado organizado (mercado de balão e bolsa).

A quantidade de acordos e o conteúdo dos instrumentos contratuais constantes da Tabela 2 é dependente do desenho de mercado final, onde algumas funções podem ser exercidas por mais um de agente (por exemplo, as atividades do operador do ponto virtual de negociação pode ser exercidas pela mesma entidade que administra o mercado organizado, de tal forma que o conteúdo previstos no denominado Acordo de Negociação e Acordo de Uso do PVN passariam a constar de um único documento). A alocação das funções irá depender da análise dos custos e benefícios de se agregar ou manter separadas as atividades.

Questões para discussão:

- 1) A descrição funcionamento do mercado por meio da Figura 13 está satisfatória ou carece de algum aprimoramento ou correção em termos da descrição dos fluxos de informações?
- 2) Expresse sua opinião acerca das relações contratuais previstas, em especial os tipos e os conteúdo dos acordos. A proposta constante da Tabela 2 parece adequada?
- 3) Indicar se haveria necessidade de criação de outras entidades para o bom funcionamento do mercado de gás natural; por exemplo, uma entidade de contraparte central deveria ter sido citada ou ter tido a sua constituição proposta no documento?

³⁷ Por exemplo, no sistema operado pela TBG, que contém 2 (dois) pontos de recebimento e 9 (nove) zonas de entrega, caso um agente opte por contratar capacidade de entrada na fronteira (EMED Corumbá) e saída em 5 (cinco) zonas de saída por 4 (quatro) períodos anuais na modalidade firme, ele teria que celebrar 24 (vinte e quatro) contratos com apenas um transportador.

³⁸ Os novos contratos de serviço de transporte da TBG na modalidade de entrada e saída já trazem, em sua Cláusula Dezenove a previsão de ajustes neste instrumento contratual em função da implementação dos Códigos Comuns de Rede, os quais incluem a publicação de documento com o estabelecimento de regras de balanceamento.

Tabela 2 - Relações Contratuais Entre os Agentes

Tipo de Acordo	Conteúdo	Partes
Acordo de Balanceamento	Responsabilidade de balanceamento; direitos e obrigações do gestor da área de mercado e do carregador; termos e procedimentos para fornecer informações e troca geral de dados entre o gestor da área de mercado e o carregador sobre o <i>status</i> do seu saldo de de portfólio de balanceamento; alocação da quantidade de desequilíbrio inicial e final pelos carregadores, liquidação e cobrança dos encargos de desequilíbrio; requisitos para as garantias para o cumprimento das obrigações do carregador	Gestor da Área de Mercado e Carregador Responsável pelo Balanceamento
Acordo de Uso da Rede de Transporte	Reserva de capacidade; regras de nomeação/renominação e alocação; termos e condições tarifários; termos e condições gerais da prestação de serviço pelo transportador	Transportador e Carregador
Acordo de Serviço	Divisão de responsabilidades entre transportador e gestor da área de mercado em relação ao balanceamento operacional; troca de dados e informação (nomeação/renominação dos carregadores, troca de titularidade entre os carregadores; alocação física dos fluxos de gás nos pontos de entrada e saída do sistema etc.); aquisição dos serviços de balanceamento	Gestor da Área de Mercado e Transportador
Acordo de Negociação	Requisitos de acesso à plataforma de negociação; regras do mercado organizado; negociação via ponto virtual de negociação ¹	Entidade Administradora do Mercado Organizado e Participante do Mercado Organizado
Acordo de Uso do PVN	Processo de envio da notificação de comercial pelos carregadores; serviços comerciais de <i>hub</i>	Carregador e Operador do Ponto Virtual de Negociação
Acordo de Troca de Informação	Troca de dados e informações sobre a troca de titularidade (notificação comercial) entre os agentes;	Operador do Ponto Virtual de Negociação e Gestor da Área de Mercado / Entidade Administradora do Mercado Organizado e Operador do Ponto Virtual de Negociação

Nota: 1) Para os participantes do mercado que optarem negociar exclusivamente no ponto virtual de negociação sem a realização física da operação (sem previsão de ingresso ou retirada de gás natural do sistema de transporte de gás natural) é possível prever que o processo de envio da notificação comercial seja efetuado pela entidade administrados do mercado organizado, que por sua vez deverá celebrar um Acordo de Troca de Informação com o operador do ponto virtual de negociação para dar conta desta tarefa em nome desses agentes.

IV.10 – Acompanhamento do Mercado de Gás Natural

O acompanhamento do mercado de gás natural é uma atividade essencial para o desenvolvimento do setor em direção à visão exposta na Seção II deste modelo conceitual. A transparência na formação de preços, o monitoramento do nível de liquidez, a identificação dos gargalos físicos e contratuais são possíveis com o acompanhamento e publicidade das negociações, preservado o sigilo necessário das partes.

A ANP deve assumir um papel ativo no acompanhamento do funcionamento do mercado de gás natural, inclusive adotando mecanismos de estímulo à eficiência e à competitividade e de redução da concentração na oferta de gás natural com vistas a prevenir condições de mercado favoráveis à prática de infrações contra a ordem econômica.

Atualmente a Lei nº 11.909/2009 prevê a seguinte definição “*comercialização de Gás Natural: atividade de compra e venda de gás natural, realizada por meio da celebração de contratos negociados entre as partes e registrados na ANP (...)*”. Ou seja, todas as negociações de gás na esfera de competência da união devem ser registradas na ANP. Os volumes e preços médios praticados no mercado brasileiro já são objeto de publicação da agência em razão da Resolução nº 52/2011 (alterada pela Resolução nº 794/2019) introduzindo um grau de transparência no mercado até pouco tempo inexistente no setor.

No entanto, o novo mercado de gás natural pressupõe uma diversidade maior de agentes e multiplicação dos contratos de curto prazo negociados nos mercados organizados de gás natural, o que faz com que o caminho natural seja o registro das negociações diretamente com as entidades administradoras do mercado organizado dos respectivos mercados, sendo a ANP informada posteriormente pela entidade das transações concluídas, reduzindo assim o custo regulatório dos comercializadores.

As entidades administradoras ficam encarregadas em prover informações suficientes sobre a evolução das condições comerciais negociadas no mercado, contendo no mínimo os preços de referência dos produtos padronizados, os volumes agregados, entre outras informações previstas nas obrigações destes agentes nas respectivas seções deste documento. A ANP, por sua vez, deverá aprovar o formato, a periodicidade e metodologia de divulgação das informações a serem disponibilizadas ao mercado.

A transparência dos preços e condições de mercado também é facilitada pela atuação das agências de divulgação de preços, que são entidades independentes e não atuam na comercialização do gás, mas prestam serviços aos comercializadores ao agregar as informações dos negócios realizados nos mercados organizados ou fora deles. A ANP deverá fiscalizar as atividades destas entidades para garantir que as informações prestadas são idôneas e representam de forma fidedigna as condições vigentes no mercado de gás natural.

O registro dos contratos e a publicação dos preços médios e volumes do gás oriundos de negociação fora do mercado organizado continuariam ao encargo da ANP. É importante salientar que a ANP também mantém o compromisso de dar publicidade aos contratos de compra e venda de gás para o atendimento ao mercado cativo.

Dentre as funções precípuas do acompanhamento de mercado estão a prevenção dos ilícitos, como a manipulação do mercado, uso de informação privilegiada, abuso do poder econômico, entre outras infrações à ordem econômica elencadas no art. 36 da Lei nº 12.529/2011.

Para que os objetivos sejam alcançados, a ANP poderá adotar medidas de desconcentração de oferta, cessão de capacidade de transporte, escoamento e processamento, bem como outras medidas de obrigação de venda de gás ou restrições de vendas entre produtores, tal como preconizado no art. 33 do PL nº 6.407/2013.



Da mesma forma, a agência deverá atuar na coleta dos indícios, em cooperação com a entidade administradora do mercado organizado, as agências de divulgação de preços e os demais agentes participantes do mercado de gás natural para identificar as potenciais infrações à ordem econômica; em todos os casos o CADE deve ser ouvido previamente a qualquer aplicação das medidas corretivas acima elencadas.

V – Custos e Desafios

Esta Seção V apresenta os principais custos e desafios identificados para a implementação do modelo conceitual. A identificação e a proposta de solução ou remoção de obstáculos na etapa inicial é fundamental, possibilitando o dimensionamento do tempo necessário para a concretização da visão expressa na Seção II dentro do prazo almejado pelo conjunto dos agentes da indústria do gás natural.

V.1 – Desenvolvimento das Plataformas de Negociação e Sistemas de TI

O modelo conceitual ora apresentado depende da padronização dos sistemas a serem desenvolvidos, para que a futura integração das áreas de mercado seja feita ao menor custo possível. Assim, o desenvolvimento dos sistemas de TI de cada gestor de área de mercado, transportador ou plataforma de negociação deve respeitar códigos e princípios comuns que facilitem a interoperabilidade, ou seja, que se comuniquem de forma transparente com os demais sistemas.

Para este fim, é indispensável que os transportadores se coordenem desde o início, reduzindo os riscos de investimento em infraestruturas que sejam mutuamente incompatíveis ou exijam reconfigurações dispendiosas.

Preservando a liberdade dos agentes na configuração dos sistemas e produtos que atendam aos seus planos de negócio, a ANP entende que as aquelas funcionalidades que envolvam a troca de informações necessárias à operação do mercado comum futuro, devam evoluir em conjunto e estejam pactuadas antes da própria viabilidade da sua plena operação.

Dentre estes princípios podemos citar: os prazos e formatos das informações sobre troca de titularidade do gás nos PVN, os requisitos de segurança das mensagens, os horários do dia do gás para efeitos de balanceamento; entre outros aspectos.

V.2 – Mudanças de Procedimentos, Normas e Contratos

A estruturação da malha dutoviária brasileira em sistemas de transporte de gás natural e a contratação por intermédio do regime de entrada e saída, são mudanças essenciais para a integração do mercado de gás natural nos termos propostos por este modelo conceitual. No entanto, a implementação exige mudanças nos procedimentos, normas e contratos vigentes.

A contratação do serviço de transporte no regime de entrada e saída permite que estas possam ser contratadas de forma independente. Para tanto, os procedimentos de reserva e alocação de capacidade de transporte de todos os transportadores precisarão ser necessariamente alterados, a exemplo do que já ocorreu no processo de Chamada Pública da Transportadora Gasoduto Bolívia-Brasil de 2019 (“Chamada Pública TBG 2019”)³⁹.

³⁹ No caso da Chamada Pública TBG 2019, aproveitou-se a oportunidade decorrente do final da vigência do Contrato TCQ Brasil para a recontração da capacidade tornada disponível no regime de contratação por entrada e saída, o que demandou um considerável esforço de adaptação dos contratos legados remanescentes (“Contrato TCO Brasil”,



A eficácia das propostas do presente modelo conceitual requer uma adaptação de todos os contratos legados dos demais transportadores interconectados, tendo em vista que o acesso dos agentes ao mercado ocorre necessariamente por meio do acesso deles ao sistema de transporte de gás natural. Neste sentido, torna-se crucial a redução da congestão contratual atualmente observada no segmento do transporte de gás natural, em razão da flexibilidade existente nos contratos legados vigentes.

A congestão contratual pode ser reduzida pela alteração dos contratos adequando-os ao regime de contratação de entradas e saída, ou pela adoção de medidas de gerenciamento de congestão, tais como: a oferta de produtos de capacidade interruptíveis; a aplicação de medidas de retomada pelos transportadores da capacidade sistematicamente não utilizada; ou a possibilidade de renúncia de capacidade etc.

Cabe ressaltar que o parágrafo único do art. 70-A do Decreto nº 7.382/2010 atribuiu à ANP o papel de estabelecer incentivos em relação à receita máxima permitida aos transportadores, com vista à adequação dos contratos de serviço de transporte de gás natural vigentes ao modelo de entrada e saída. Trata-se, portanto, de uma solução que não traz prejuízo aos transportadores, muito pelo contrário, visa proporcionar novas oportunidades de investimento a eles. A solução proporciona, ainda, ganhos potenciais ao conjunto dos agentes da indústria advindos de um mercado de gás natural mais líquido e maduro.

Um instrumento central para a adequação dos contratos legados é o Termo de Compromisso de Cessação de Prática (“TCC”), celebrado entre o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (“CADE”) e a Petrobras, em 09 de julho de 2019, em especial a Cláusula 2.2 transcrita a seguir:

“2.2. A COMPROMISSÁRIA [Petrobras] se compromete a indicar nos sistemas de transporte da NTS e da TAG quais são os volumes de injeção e retirada máxima em cada ponto de recebimento e zona de entrega, por área de concessão de cada companhia distribuidora local e consumos próprios, perante a ANP e os referidos transportadores, dentro dos limites de Quantidade Diária Contratada dos contratos de serviço de transporte atuais, eliminando flexibilidades e o congestionamento contratual hoje existentes, no prazo de até 90 (noventa dias) após a publicação da aprovação do presente Termo de Compromisso no Diário Oficial da União. Caso, após a indicação supracitada, as transportadoras indicarem que deverão ser consideradas áreas distintas (subdivisão, por exemplo, da área de concessão de uma determinada companhia distribuidora local), a Petrobras deverá, em até 90 dias, ajustar sua indicação original.

2.2.1. A COMPROMISSÁRIA se compromete a, tão logo concluídas as ações previstas no item 2.2, iniciar negociação com os transportadores (TAG e NTS) para promover as adequações necessárias aos contratos de serviço de transporte vigentes visando a limitar a flexibilidade de acordo com o item 2.2, a fim de que os transportadores TAG, NTS e TBG, sob supervisão da ANP, possam ofertar a capacidade remanescente ao mercado, por entrada e saída, com a definição das respectivas tarifas de entrada e saída aplicáveis (inclusive as tarifas equivalentes aplicáveis a todos os agentes do mercado), sem reserva de capacidade nas interconexões entre transportadores e com tarifas de interconexão simbólicas.

2.2.2. A COMPROMISSÁRIA se compromete a declinar da exclusividade ainda remanescente em função de ser carregadora inicial referente aos contratos de serviço de transporte vigentes, comunicando aos respectivos transportadores e à ANP deste fato no prazo máximo de 30 (trinta dias) após a publicação da aprovação do presente Termo de Compromisso no Diário Oficial da União.” (grifos nossos)

“Contrato TCX Brasil” e “CPAC Trecho Sul”) firmados entre a transportadora e seu único carregador, a Petrobras, de tal forma que fosse possível conciliar a nova modalidade de contratação com contratos de serviço de transporte existentes.



Ou seja, há a clara intenção no TCC no sentido da redução da flexibilidade da Petrobras na contratação de capacidade e da eliminação da congestão contratual atualmente existentes, assim como o compromisso firmado pelo agente dominante de negociar a adequação dos contratos de serviço de transporte vigentes. Dessa forma, tem-se os requisitos legais necessários para a realização do processo de revisão dos contratos legados, a saber: a predisposição da parte do carregador contratante e o incentivo para os transportadores alterarem o contrato sem prejuízo de suas receitas esperadas.

Outra mudança em contratos necessária é a gradativa migração dos contratos de serviço de transporte dos carregadores pelos contratos da Tabela 2 da Subseção IV.9. Tal medida visa a reduzir o total de contratos que os agentes devem celebrar para acessar o mercado de gás natural, ao mesmo tempo torna mais participativo o processo de revisão e atualização das regras e procedimentos que devem ser seguidos por todos, especialmente pela adoção dos códigos comuns de rede.

Mais um ponto que merece atenção é o papel do elo de distribuição do gás natural. Conforme o disposto no art. 5º da Resolução CNPE nº 16, de 24 de junho de 2019:

“Art. 5º Recomendar que o Ministério de Minas e Energia e o Ministério da Economia incentivem os Estados e o Distrito Federal a adotarem as seguintes medidas:

I - reformas e medidas estruturantes na prestação de serviço de gás canalizado, incluído eventual aditivo aos contratos de concessão, de forma a refletir boas práticas regulatórias, recomendadas pela ANP, que incluem:

- a) princípios regulatórios para os Consumidores Livres, Autoprodutores e Autoimportadores;*
- b) transparência do teor dos contratos de compra e venda de gás natural para atendimento do mercado cativo;*
- c) aquisição de gás natural pelas distribuidoras estaduais de forma transparente e que permita ampla participação de todos os ofertantes;*
- d) transparência na metodologia de cálculo tarifário e na definição dos componentes da tarifa;*
- e) adoção de metodologia tarifária que dê os corretos incentivos econômicos aos investimentos e à operação eficiente das redes;*
- f) efetiva separação entre as atividades de comercialização e de prestação de serviços de rede; e*
- g) estrutura tarifária proporcional a utilização dos serviços de distribuição, por segmento de usuários;*

II - criação ou manutenção de agência reguladora autônoma, com requisitos mínimos de governança, transparência e rito decisório;

III - privatização da concessionária estadual de serviço local de gás canalizado; e

IV - adesão a ajustes tributários necessários à abertura do mercado de gás natural discutidas no âmbito do Conselho Nacional de Política Fazendária – CONFAZ, a exemplo do Ajuste do Sistema Nacional Integrado de Informações Econômico-Fiscais - SINIEF nº 03/18, de 3 de abril de 2018.

§ 1º Na privatização de que trata o inciso III, incentiva-se que os Estados e Distrito Federal avaliem a oportunidade e conveniência de definição de novo contrato de concessão, que considere as diretrizes que trata o inciso I.

§ 2º Recomendar ao Ministério de Minas e Energia, ao Ministério da Economia, à ANP e à Empresa de Pesquisa Energética - EPE que se articulem para promover o apoio de treinamento e capacitação das agências reguladoras estaduais nas matérias de que trata os incisos I e II.” (grifos nossos)

A harmonização da regulamentação do gás natural entre a União, os estados e o Distrito Federal é fundamental, tendo em vista que o limite das zonas de entrada e saída no Brasil são os pontos de entrega para as distribuidoras locais de gás canalizado, e assim os agentes devem contratar a saída do sistema transporte e a entrada na rede de distribuição de gás canalizado. Neste



sentido, o § 1º do art. 5º Resolução CNPE nº 16/2019 orienta que seja incentivada a alteração dos contratos de concessão para que estes passem a refletir a diretrizes constantes do inciso I, de tal forma a dar mais segurança jurídica aos agentes da indústria do gás natural interessados em participar do mercado.

A respeito das mudanças normativas, a Agenda Regulatória 2020-21 da ANP⁴⁰ e o lançamento do Novo Mercado de Gás⁴¹ já trazem o conjunto de resoluções que devem ser editadas ou revisadas na regulamentação da ANP para a adequação ao novo modelo do mercado de gás (ver Anexo C, mais adiante, para mais detalhes de como Agenda Regulatória da ANP insere-se na transição para o novo modelo do mercado do gás).

V.3 – Constituição de Pessoas Jurídicas de Direito Privado

Na Seção IV são citadas funções e responsabilidades de novos agentes introduzidos pelo modelo conceitual aqui discutido, a saber:

- gestor da área de mercado;
- operador do ponto virtual de negociação; e
- entidade administradora do mercado organizado.

Embora o modelo conceitual apresentado não estabeleça de maneira explícita que tais entidades devam ser criadas, uma vez que, a depender do desenho de mercado adotado, algumas funções que tais agentes devem exercer podem ser assumidas por agentes já constituídos, é razoável supor que ao menos a figura do gestor da área de mercado única deverá ser uma nova pessoa jurídica de direito privado.

Já com relação aos demais agentes, desde que atendidos todos os requisitos apresentadas nas Subseções IV.3.3 (entidade administradora do mercado organizado) e IV.7.1 (operador do ponto virtual de negociação), suas funções e reponsabilidade podem ser exercidas por pessoas jurídicas já existentes, com especial atenção para o pré-requisito de independência e autonomia por parte do operador do ponto virtual de negociação.

A opção entre a constituição de uma pessoa jurídica de direito privado deve ser avaliada contra a alternativa de se atribuir a uma entidade já existente e operacional, com base numa análise de custo/benefício, levando-se em consideração que os custos e despesas incorridos pelos novos agentes deverão ser suportados pelos participantes do mercados e os usuários da rede, assim como o custo regulatório de supervisão destas atividades.

Questão para discussão:

1) Na sua visão, quais são os custos e benefícios de a função do operador do ponto virtual de negociação e da entidade administradora do mercado organizado serem exercidas por pessoas jurídicas já existentes ou por pessoas jurídicas de direito privado novas?

V.4 – Tributação

O modelo conceitual conforme apresentado, com transações comerciais predominantemente realizadas no PVN, traz desafios para a adequação do modelo de tributação atualmente vigente na comercialização do gás natural. De acordo com a Seção II-B do Ajuste SINIEF nº 03/2018, que trata da transferência de titularidade do gás natural sob custódia do transportador, tanto por motivos comerciais, quanto por motivo de solução de desequilíbrio causado no sistema, as

⁴⁰ Disponível em: <http://www.anp.gov.br/acoes-e-programas/agenda-regulatoria> (acessado em: 12/08/2020).

⁴¹ Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cmgn/novo-mercado-de-gas> (acessado em: 12/08/2020).



notas fiscais devem levar em consideração os pontos de recebimento (entrada) do sistema de transporte, como pode ser visto na transcrição do *caput* das cláusulas oitava-C e oitava-D:

“
Seção II-B
Da Transferência de Titularidade do Gás Natural sob Custódia do Transportador

Cláusula oitava-C Havendo transferência de titularidade entre carregadores, de quantidades de gás natural sob custódia do prestador do serviço de transporte, sem realização de transporte efetivo, tais volumes serão controlados como estoque no ponto de recebimento / entrada, devendo serem emitidas as seguintes NF-es, modelo 55, observando os demais requisitos previstos na legislação:

(...)

Cláusula oitava-D Havendo transferência de titularidade, entre o prestador do serviço de transporte e um carregador, de quantidades de gás natural para solução do desequilíbrio causado no sistema, em razão da injeção ou retirada de gás em volume diferente do definido conforme a programação logística, a regularização se dará no correspondente ponto de recebimento associado ao carregador, devendo serem emitidas as seguintes NF-e, modelo 55, observando os demais requisitos previstos na legislação:
(...)”

Este tratamento diferenciado para cumprimento de obrigações tributárias relacionadas às operações de circulação e prestações de serviço de transporte de gás natural por meio de gasoduto, em especial no que se refere à emissão de notas fiscais, não contempla a existência e operação de um PVN, tal como descrito na Subseção IV.7.

Trata-se de uma norma tributária que trouxe notáveis avanços na questão do descasamento entre o fluxo físico e contratual, com a prevalência do último, ao reconhecer explicitamente a característica de fungibilidade do gás natural. Contudo, a citada norma ainda trata as negociações de gás natural como se elas ocorressem “na borda/fora do gasoduto de transporte”, o que faz com que muitas das vantagens advindas do modelo de entrada e saída não possam ser plenamente exploradas, em especial ter um ponto de referência (o PVN) que concentre a liquidez das operações, e assim se reduzam os custos de transação na comercialização.

Assim sendo, uma revisão do ajuste existente, ou até a mesmo a elaboração de novo ajuste deve ser considerado no processo. Entretanto, por tratar-se de um instrumento precário, que a qualquer tempo seus signatários podem optar por deixá-lo, a solução ideal seria uma mudança em lei que considerasse as características do modelo, de tal forma a dar mais segurança jurídica aos agentes da indústria.

Outra questão que deve ser levada em consideração na constituição de um PVN é que o gás natural passa a poder ter propriedades de uma *commodity* de fato, de tal forma que diversas transações de compra e venda que podem ocorrer até a realização física da operação ao final do dia deveriam ter um tratamento similar às operações em bolsa com um mesmo ativo financeiro. Com o objetivo de evitar ineficiências econômicas, é necessário considerar um tratamento tributário específico para as trocas de titularidade de gás natural no PVN que ocorrem até o fechamento das transações comerciais, aplicando-se a sistemática da tributação do mercado físico apenas por ocasião de sua realização física.

Adicionalmente, pelas suas características é possível estabelecer alguns paralelos entre as negociações com gás natural no PVN com a lógica das operações que envolvem os Certificados de Depósito Agropecuário – CDAs, título de crédito instituído pela Lei nº 11.076, de 30 de dezembro de 2004.

Há que se considerar, portanto, se as resoluções da ANP, como normas infralegais, devem ser complementadas por normas de outros órgãos, tais como a Comissão de Valores Mobiliários e o Banco Central do Brasil.

Outro tema que merece atenção é o distanciamento da noção de movimentação de gás natural entre locais após a instituição da independência entre a contratação das capacidades de entrada e saída. O mais relevante passa a ser a equivalência energética das trocas de titularidade de gás natural que ocorrem dentro do gasoduto e a manutenção do equilíbrio do sistema de transporte dentro de certos parâmetros operacionais. Dessa forma, a revisão das normas tributárias que envolvem a operação do PVN, deve ser, necessariamente, acompanhada de uma discussão acerca da natureza jurídica da contratação de capacidade alternativamente ao conceito de transporte⁴².

A questão tributária é complexa e extensa, dessa forma o tratamento de todos os seus aspectos ultrapassa o escopo deste documento. A intenção desta Subseção é apenas apontar os pontos mais relevantes e urgentes decorrentes do conteúdo da Seção IV.

Questão para discussão:

1) A legislação do ICMS atual, como ênfase na identificação da origem e destino dos produtos, não parece adequada ao surgimento do mercado líquido no PVN. Emita a sua opinião sobre a melhor forma de adequar ou inovar a legislação tributária vigente para o contemplar as transações no ponto virtual.

VI – Transição para a Área de Mercado Única no Brasil

De acordo com a Resolução CNPE nº 16/2019, a gradativa fusão das áreas de mercado é um dos princípios para a transição para um mercado concorrencial, conforme pode ser visto em seu art. 1º, transcrito a seguir:

“Art. 1º São princípios da transição para um mercado concorrencial de gás natural:

I - a preservação da segurança no abastecimento nacional e da qualidade do produto;

II - a ampliação da concorrência em todo o mercado, evitando-se inclusive a formação de monopólios regionais;

III - o estabelecimento de prazos céleres e prudentes para adequação dos agentes da indústria do gás natural ao novo desenho de mercado;

IV - a mitigação de condições que favoreçam discrepâncias acentuadas de preços entre as Regiões do País durante período de transição, com gradativa implantação do sinal locacional;

V - a coordenação da operação do sistema de transporte pelos transportadores independentes por meio dos códigos comuns de rede;

VI - a formação de áreas de mercado que considere processo de fusão entre elas, com o objetivo de progressiva diminuição do número de áreas e aumento da liquidez do ponto virtual de negociação;

VII - o respeito aos contratos e à governança das empresas;

VIII - o respeito à autonomia e o fortalecimento das agências reguladoras e da autoridade de defesa da concorrência; e

IX - a integração do setor de gás natural com os setores elétrico e industrial.” (grifos nossos)

A integração das áreas de mercado com o objetivo de transitar para uma área única no Brasil pressupõe o aperfeiçoamento da regulamentação da indústria do gás natural. As iniciativas para tal já se fazem presentes nas resoluções, iniciativas e normativas da Agenda Regulatória do Novo Mercado de Gás, contemplando uma série de medidas que se estendem nos próximos anos⁴³.

⁴² Uma breve discussão acerca tema foi objeto do documento “Realização de Estudos Sobre os Desafios do Sistema Tributário Brasileiro na Indústria do Gás Natural - Relatório Técnico do Produto 2”. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/36144/472285/Produto+2.pdf> (acessado em: 27 de agosto de 2020).

⁴³ O Anexo C discorre sobre os temas que compõem a Agenda Regulatória.



No entanto, algumas ações podem e devem ser realizadas pelos agentes da indústria de gás natural antes que a Agenda Regulatória do Novo Mercado de Gás esteja completamente implementada, tal como será apresentado nesta Seção. São arranjos que devem estar em funcionamento desde o princípio, para que facilitem e fomentem a formação de um mercado comum, compatibilizando as operações dos agentes nas diferentes áreas de mercados existentes e diminuindo os custos da integração definitiva posterior.

Nos anexos A e B são discutidos caminhos alternativos para a integração das áreas de mercado de capacidade e das zonas de balanceamento, cujos conteúdos podem ser complementares ou substitutos às medidas que são propostas nesta seção, que cuida deste momento importante que é o início de transição ao mercado único do gás natural brasileiro.

A partir da data de entrada em vigor das obrigações constantes nas revisões das resoluções de comercialização e carregamento, prevista para 2021, é esperado que as medidas de que tratam as próximas Subseções já estejam vigentes.

VI.1 – Oferta de Produtos de Capacidade de Curto Prazo

O desenvolvimento do mercado de gás natural é representado, em boa medida, pela sua liquidez: a capacidade dos participantes em contratarem ou venderem gás de acordo com suas necessidades e conveniências, o que só é possível com a criação de um mercado de curto prazo.

Por outro lado, as transações comerciais de produtos diários, semanais ou mensais de gás no ponto virtual de negociação exige que os comercializadores possam obter produtos de capacidade de curto prazo dos transportadores. Não é razoável imaginar que um mercado relevante de gás de curto prazo possa se desenvolver quando é necessário que o comercializador se comprometa com uma capacidade de longo prazo. Tal arranjo favoreceria a rigidez dos portfólios e a primazia dos carregadores incumbentes. Desta forma, é necessário que desde o início da vigência do modelo conceitual ora exposto, sejam oferecidos produtos de capacidade de curto prazo.

No cenário inicial, em que os contratos legados ainda estejam sendo adaptados ao regime de entrada e saída e, possivelmente, não houver capacidade disponível em determinado transportador, os produtos de curto prazo devem surgir através do oferecimento da capacidade ociosa atual na modalidade interruptível ou outras medidas de redução de congestionamento contratual.

Cabe recordar que o § 1º do art. 3º da Resolução nº 11/2016 já obriga o transportador a oferecer a integralidade das capacidades disponível e ociosa. A orientação é que os transportadores deverão se abster de oferecer produtos de prazo superior ao mensal, enquanto a demanda por produtos de periodicidade menor não for oferecida e satisfeita.

A este respeito, cabe destacar o processo de oferta de capacidade de curto prazo pela TBG aprovado pela ANP em 09 de setembro de 2020⁴⁴, com produtos de periodicidade diária, mensal e trimestral. Os produtos ofertados são na modalidade firme em capacidade disponível remanescente da Chamada Pública Anual de 2019. Além disso, os interessados poderão realizar a contratação por meio da plataforma eletrônica da transportadora, denominada Plataforma de Oferta de Capacidade (POC), o que torna mais ágil a aquisição dos produtos pelos carregadores.

O surgimento de capacidade disponível, seja após a reforma dos contratos legados, ou quaisquer outros instrumentos de redução do congestionamento contratual discutidos na Subseção V.2 deverá promover uma nova rodada de oferta de produtos de capacidade de curto prazo.

⁴⁴ <http://www.anp.gov.br/noticias/5934-gasbol-transportadora-oferta-produtos-de-curto-prazo-e-acesso-ao-sistema-de-transporte>.

VI.2 – Ponto Virtual de Negociação

O cerne das transações no regime de entrada e saída é a comercialização do gás natural no ponto virtual de negociação (PVN). As compras e vendas no mercado organizado deverão ser realizadas obrigatoriamente no PVN, concentrando a liquidez dos negócios na área de mercado de capacidade. Desta forma, é essencial que cada área de mercado já tenha estabelecido o seu PVN no início da vigência do modelo. Contudo, como apontado na Subseção V.4, o desafio tributário para o estabelecimento de PVNs no Brasil poderá ter impacto na velocidade em que esta medida poderá ser implementada.

A experiência internacional aponta que os negócios no PVN podem levar tempo para maturar e tornar o mercado líquido, mas o estabelecimento do ponto é importante inicialmente para que se identifiquem possíveis gargalos físicos e/ou contratuais para o seu desenvolvimento. São exemplos de um PVN ainda incipiente: um diferencial de preços grande, entre as transações lá realizadas e em outros ambientes de negociação para produtos de qualidade e periodicidade semelhantes; um número reduzido de agentes ofertantes; giro insuficiente das transações de mercado, entre outros indicadores de baixa maturidade do mercado.

Tal como discutido na Subseção V.3.2, a existência de produtos de capacidade de curto prazo é essencial para que o mercado líquido se desenvolva, e deverá acontecer de forma concomitante ao estabelecimento do PVN.

VI.3 – Áreas de Mercado de Capacidade

Como mencionado na Subseção IV.5, um sistema de transporte de gás natural pode conter uma ou mais áreas de mercado de capacidade, dentro das quais deve haver um gestor da área de mercado responsável pela coordenação da operação dos transportadores em sua respectiva área de mercado de capacidade. Inicialmente, a ANP prevê que os próprios transportadores fiquem encarregados das funções relativas à gestão das áreas de mercado.

Também foi dito que a quantidade de sistemas de transportes de gás natural e de áreas de mercado de capacidade no Brasil deverá ser estabelecida pela ANP por meio de regulamentação específica, uma vez que a sua definição depende de estudos com simulações numéricas⁴⁵.

Dessa forma, num primeiro momento vislumbra-se a criação de 3 (três) áreas de mercado de capacidade coincidentes com as zonas operacionais dos atuais transportadores interconectados, quais sejam: Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG), Nova Transportadora do Sudeste S.A. (NTS) e Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (TBG).

Nesta situação, as transações comerciais transcorrem em cada mercado individualmente, devendo os participantes do mercado providenciar a migração entre os mercados por meio da contratação de capacidade nas interconexões, similar ao que já ocorre atualmente. A diferença na abordagem está em determinar, desde o início, que os transportadores têm o dever de

⁴⁵ “Quanto maior a zona de preço, maior o número de restrições localizadas que precisarão ser gerenciadas dentro dela e mais ferramentas de balanceamento serão exigidas pelo transportador para garantir a integridade do sistema. Este *trade-off* coloca um limite na expansão das zonas à medida que os custos de gestão de restrições internas aumentam, em particular se a fusão de duas zonas internalizar restrições físicas significativas”. (“*The bigger the price zone the greater the number of localised constraints that will need to be managed within it and the more balancing tools will be required by the TSO to ensure system integrity. This trade-off places a limit on the expansion of zones as the costs of managing internal constraints increases, in particular if the merger of two zones internalises significant physical constraints*”) – Moselle e White, “*Market design for natural gas: the Target Model for the Internal Market*”, 2011.



cooperar entre si para facilitar as transações comerciais entre os mercados. A Subseção IV.4, a seguir, irá detalhar esta obrigação dos transportadores.

Em relação às tarifas de transporte dos contratos de serviço de transporte celebrados antes da data de publicação da Lei nº 11.909/2009, a definição das áreas de mercado aqui apresentada não tem o condão de alterar os seus valores, por força do disposto no art. 31 da referida norma⁴⁶. Ainda a este respeito, é objeto de resolução a ser futuramente editada a definição dos mecanismos de repasse de receita entre os transportadores, em atendimento ao disposto no § 2º do art. 52-A do Decreto nº 7.382/2010⁴⁷.

Cabe ressaltar que, por tratarem-se de sistemas de transporte fisicamente interconectados, inclusive com áreas de concessão de distribuição de gás canalizado atendidas em conjunto pelos transportadores, as áreas de mercado devem ser integradas para formarem uma área de mercado de capacidade única, com um único gestor da área de mercado (o Anexo A apresenta os modelos que podem ser adotados para a integração).

VI.4 – Cooperação entre os Transportadores

Os transportadores têm um papel central na transição para o mercado único. É por intermédio da sua coordenação que se torna possível que os carregadores entreguem o gás em qualquer ponto da malha integrada⁴⁸. O objetivo é que transição seja atingida ao menor custo e maior eficiência do ponto de vista sistêmico, o que exige alto grau de coordenação entre os transportadores.

Os transportadores têm a obrigação de balancear operacionalmente o sistema ao longo do dia do gás⁴⁹. Para tanto, estão disponíveis uma série de instrumentos de acordo com a maturidade do mercado. Ainda que o objetivo final, já anunciado na Subseção IV.6, seja o balanceamento de mercado, na ausência de liquidez que permita os carregadores e os transportadores a efetuarem tempestivamente as compras e vendas nos volumes necessários, é preciso acionar outros instrumentos.

A opção que inicialmente está sempre disponível aos transportadores é o uso do *linepack* para o balanceamento. Isto pode ser atingido pelo oferecimento de uma margem de tolerância aos carregadores que estejam em desequilíbrio, quando compatível com o funcionamento seguro do sistema, ou então pela oferta de serviços de flexibilidade. No entanto, o uso eficiente do *linepack* do ponto de vista do sistema integrado de transporte requer a coordenação entre os transportadores, de forma a evitar que o transportador - agindo apenas sob a perspectiva da sua malha isolada - incorra na sobrecontratação dos serviços de balanceamento.

⁴⁶ A Subseção V.2 do presente documento trata das mudanças em contratos legados.

⁴⁷ Ao se estabelecer uma área de mercado única, as tarifas de transporte podem não mais serem diretamente cobradas pelo transportador que presta o serviço de transporte, mas podem ser cobradas por outro transportador. Várias alternativas de estrutura tarifária são possíveis, mas os pagamentos de tarifa de transporte para cada transportador deverão, em geral, ser diferentes dos seus custos. Por exemplo, se capacidades de entrada e saída são contratadas e pagas independentemente, o transportador que estiver a montante poderá auferir encargos de entrada, e o transportador a jusante encargos de saída, enquanto os transportadores localizados entre um e outro apenas recuperarão o valor de suas saídas, e não o valor relativo ao serviço do trânsito ("*transit service*"). Desse modo, é fundamental que seja estabelecido um mecanismo de compensação entre transportadores ("*inter-TSO Compensation mechanism*" - ITC) para o estabelecimento de uma estrutura tarifária eficiente de entrada/saída (ANP, 2017).

⁴⁸ De acordo o Decreto nº 7.382/2010 os transportadores que operem instalações interconectadas deverão atuar de forma conjunta, coordenada e transparente (parágrafo único do art. 13).

⁴⁹ Em coordenação com o gestor da área de mercado.

Na atuação integrada, os transportadores deverão trocar temporariamente a custódia do gás do *linepack* utilizando suas interconexões, mediante uma remuneração pré-acordada, com o objetivo de balancear o sistema de forma agregada⁵⁰. Desta forma, as ações de balanceamento de cada transportador já refletiriam os custos do ponto de vista do sistema integrado de transporte.

Já a contratação de serviços de balanceamento através de contratos com fornecedores, especialmente de forma isolada pelos transportadores, só deve ser possível quando o transportador em questão provar que as alternativas acima não são capazes de resolver o desequilíbrio. Ainda assim, os contratos desta natureza devem ser de prazo igual ou inferior a 1 (um) ano, de forma a não reduzir a liquidez do mercado de gás natural.

VI.5 – Próximas Etapas

As medidas elencadas acima constituem o mínimo necessário para que o processo rumo à integração do mercado brasileiro de gás natural se inicie, criando as condições para que o mercado de curto prazo surja e exigindo que os transportadores iniciem a cooperação no balanceamento do sistema integrado de transporte.

Nos Anexos A e B são discutidos os modelos de integração das áreas de mercado e a constituição de uma zona comum de balanceamento no sistema integrado de transporte. As alternativas ali discutidas são os próximos passos para a concretização do processo de integração e serão objeto de uma resolução própria.

As próximas etapas para a abertura do mercado estão previstas na Agenda Regulatória do Novo Mercado de Gás, conforme descrita no Anexo C. As resoluções previstas nesta agenda visam adaptar marco regulatório da indústria do gás natural para a transição para um mercado concorrencial, em linha com o art. 4º da Resolução CNPE nº 16/2019, o que qual dispõe:

- I - oferta de capacidade disponível de transporte;
- II - autonomia e independência dos transportadores (com a implementação do modelo de desverticalização do transporte);
- III - organização do sistema de transporte por meio dos códigos comuns de rede;
- IV - elaboração de códigos comuns de acesso a dutos de escoamento, unidades de processamento de gás natural e terminais de GNL;
- V - implementação de áreas de mercado e respectivos pontos virtuais de comercialização e publicação de contratos de transporte padronizados; e
- VI - implantação de programas de liberação de gás natural para redução de concentração do mercado (implementado sob a supervisão da ANP, em conjunto com a autoridade de defesa da concorrência).

As revisões das resoluções que tratam de critérios tarifários e de interconexão entre gasodutos de transporte estão em andamento na ANP, com previsão de apreciação de suas respectivas minutas de resolução por meio de consulta pública no primeiro semestre de 2021.

Além disso, como mencionado na Subseção V.2, a Subcláusula 2.2.1 do TCC celebrado entre o CADE e a Petrobras aponta a necessidade de adaptação dos contratos legados com o intuito de se reduzir o congestionamento contratual atualmente observado no Brasil. A ANP terá um papel preponderante na verificação da adaptação dos contratos de serviço de transporte vigentes para

⁵⁰ O princípio aqui se assemelha ao mercado interbancário, onde os bancos que tenham incorrido em desequilíbrio entre as retiradas e depósitos ao longo do dia, que imputem risco de liquidez ao sistema, podem solicitar empréstimos de curtíssimo prazo no mercado interbancário aos seus pares.



o regime de reserva de capacidade por entradas e saídas, quanto ao atendimento dos princípios da Resolução CNPE nº 16/2019 e a da abertura do mercado de gás natural.

Cumpra ressaltar que a conclusão de todas as resoluções da Agenda Regulatória do Novo Mercado de Gás não é pré-requisito para se colocar em marcha a abertura do mercado – trata-se um processo gradual – como já foi demonstrado na promoção da Chamada Pública 2019 da TBG, e descrito nesta e nas Subseções anteriores.

VII – Referências Bibliográficas

ACER (2011). *Framework Guidelines on Gas Balancing in Transmission Systems*.

ACER (2015). *European Gas Target Model: review and update – Annex 6 – Tools for gas market integration and connection*.

ANP (2017). *Considerações sobre alguns Aspectos do Desenvolvimento da Indústria do Gás Natural*. Nota Técnica nº 004/2017-SCM.

BARINGA (2015). *The benefits of TTF liquidity*.

CERI-FGV/BANCO MUNDIAL (2018). *Desenvolvimento de um mercado de gás natural no Brasil*.

DICKX, L.; MIRIELLO, C.; POLO, MICHELE (2010). *Balancing Systems and Flexibility Tools in European Gas Markets*. Research Report nº 14.

DNV KEMA (2013). *Study on Entry-Exit Regimes in Gas*.

EFET (2013). *EFET Guide on the Features of a Successful Virtual Trading Point*.

ELERING et. al (2017). *Concept model for the coordinated balancing zone*.

ENTSOG (2011). *Gas Balancing Launch Documentation*.

HEATHER, P. (2015). *The evolution of European traded gas hubs*, OIES Paper NG 104.

HALLACK, M.; VAZQUEZ, M.; GLACHANT, J.M. (2013). *Building competitive gas markets in the EU*.

IEA (2020). *Gas market reform dialogue and peer-review process. Implementing Gas Market Reform in Brazil: Insights from European experience*.

MOSELLE, B.; WHITE, M. (2011). *Market design for natural gas: The Target Model for the Internal Market*, IECG.

OFGEM (2009). *Liquidity in the GB wholesale energy markets*, Discussion Paper.

OECD/IEA (2012). *Gas Pricing and Regulation - China's Challenges and IEA Experience - Partner Country Series*.

VIII – Glossário

Ação de Balanceamento: significa uma ação realizada pelo transportador para alterar os fluxos de gás de injeção ou retirada de gás do sistema de transporte para garantir que o sistema permaneça dentro de seus limites operacionais toleráveis.

Área de Mercado de Capacidade ou Área de Mercado: delimitação do Sistema de Transporte de Gás Natural onde o carregador pode contratar acesso à capacidade de transporte nos pontos de entrada ou de saída por meio de serviços de transporte padronizados (Inciso III do art. 3º do Projeto de Lei nº 6.407, de 2013).



Balanceamento Primário ou de Portfólio: são as ações realizadas pelos usuários da rede a fim de ajudar a garantir que suas saídas de uma zona de balanceamento correspondam às suas entradas na mesma zona de balanceamento durante o período de balanceamento.

Balanceamento Residual ou do Transportador: são as ações realizadas pelo transportador para garantir que o sistema permaneça dentro dos limites operacionais aceitos.

Cliente: a pessoa jurídica ou o consórcio que adquire o gás natural para efeito da sua revenda; ou o consumidor final que compra gás natural para seu consumo próprio; ou agente da indústria do gás natural que compra gás natural.

Comercializador: sociedade empresária ou consórcio titular de autorização de comercialização de gás natural que exerce a atividade de comercialização de gás natural.

Commodity: mercadoria em geral, matéria-prima, passível de padronização quanto à quantidade, qualidade, ponto de entrega, prazo de entrega etc.

Desequilíbrio: significa a situação em que as injeções individuais dos carregadores na zona de balanceamento diferem de suas remessas da zona de balanceamento ou em que as entradas agregadas para o sistema diferem das saídas agregadas do sistema em um período de balanceamento.

Dia Operacional ou do Gás: significa o período de 24 horas consecutivas estabelecidas pelo transportador para a realizações de suas programações de transporte, cujo início e fim não necessariamente coincide com o horário do dia padrão (que se inicia às 0h e termina às 24h do mesmo dia, de Brasília-DF). Para operações harmonizadas entre transportadores e o mercado organizado é essencial que o dia do gás seja compatível entre todos os operadores.

Empacotamento ou Linepack: representa o volume total de gás natural existente dentro de um gasoduto ou sistema de transporte de gás natural.

Gás Flexível: é o gás necessário para atender às flutuações de curto prazo na demanda dos clientes. Ele também contribui para a segurança geral do sistema, respondendo a demandas inesperadas do sistema de transporte de gás natural.

Nominação: processo de informação diária em que os agentes de mercado comunicam ao transportador a capacidade que pretendem utilizar, nos pontos de entrada e de saída do sistema de transporte.

Período de Balanceamento: compreende no período da retirada de gás natural, expressa em unidades de energia, que deve ser compensada por cada usuário da rede por meio da injeção da mesma quantidade de gás natural na rede de transporte de acordo com o contrato ou código de rede.

Plataforma de Balanceamento: é a plataforma de negociação na qual o gás flexível é comprado e vendido, serviços de balanceamento são adquiridos e o transportador faz parte de todas as negociações.

Plataforma de Negociação: Plataforma eletrônica na qual os participantes do mercado podem apresentar e aceitar propostas de compra e de venda do gás necessário para responder a flutuações de curto prazo na demanda ou oferta de gás, de acordo com os termos e condições aplicáveis na plataforma de negociação e na qual o transportador efetua transações para efeitos de realização de ações de balanceamento.

Regime de Balanceamento: consiste em regras e acordos que se aplicam ao portfólio e balanceamento do transportador, incluindo a aquisição de gás flexível, serviços de balanceamento e encargos de desequilíbrio.



Regime de Reserva de Capacidade por Entrada e Saída: regime por meio do qual os carregadores podem reservar capacidade de transporte de forma independente nos pontos de entrada e saída do sistema. Dessa forma, os carregadores podem utilizar livremente qualquer ponto de entrada e saída do sistema, não sendo mais obrigados a contratar percursos específicos dentro do sistema de transporte.

Regime de Reserva de Capacidade Postal: no regime postal, um contrato de transporte do tipo postal concede aos agentes o direito de realizar o carregamento do gás a partir de qualquer ponto de recebimento e de retirá-lo a partir de qualquer ponto de entrega da rede de transporte. Com este regime, os agentes podem mudar o ponto de início do carregamento (entrada) ou de retirada do gás natural (saída) sem necessidade de assinatura de novos contratos de transporte.

Regime de Reserva de Capacidade Ponto-a-Ponto: regime no qual contratação de capacidade concede o direito aos agentes de carregar no gás a partir de um ponto de recebimento determinado e de retirá-lo em um ponto de entrega determinado. Se o agente deseja mudar o caminho a ser percorrido pelo gás, ele deverá então abandonar o primeiro contrato, com os custos vinculados ao abandono, para assinar outro.

Renominação: significa a comunicação de correção de uma nominação.

Serviços de Balanceamento: são os serviços adicionais (ou seja, adicionais à compra e venda de gás flexível) que um transportador pode comprar para que o sistema permaneça dentro de limites operacionais seguros.

Sistema de Transporte de Gás Natural: sistema formado por gasodutos de transporte interconectados e por outras instalações necessárias à manutenção de sua estabilidade, confiabilidade e segurança, nos termos da regulação da ANP (Inciso XXXV do art. 2º do Decreto nº 7.382, de 02 de dezembro de 2010, incluído pelo Decreto nº 9.616, de 17 de dezembro de 2018).

Zona de balanceamento: compreende o sistema de entrada-saída de gás onde é aplicado um regime de balanceamento específico.

Anexo A - Modelos de Integração de Áreas de Mercado⁵¹

Como mencionado na Subseção IV.5, na hipótese de existirem áreas de mercado de capacidade fisicamente interconectadas, seja por meio da interconexão entre gasodutos de transporte, seja pelo atendimento em conjunto de uma rede de distribuição de gás canalizado, estas devem ser integradas para formarem uma área de mercado de capacidade única, com um único gestor da área de mercado.

O objetivo é a integração de todas as áreas de mercado do sistema de transporte de gás natural, com a formação de uma área de mercado única no Brasil, levando-se em consideração sistemas isolados.

O resultado da integração das áreas de mercado é que o preço do gás no mercado atacadista ampliado recém-criado se torna uniforme (para o mesmo produto comercializado e para o mesmo horário e local de negociação) (ACER, 2015). Não se trata do surgimento de um preço único para o Brasil, mas sim um preço uniforme para cada tipo do produto, em especial, a dimensão temporal.

⁵¹ Esta Subseção se baseia em: “European Gas Target Model – review and update Annex 6 Tools for gas market integration and connection” (ACER, 2015).

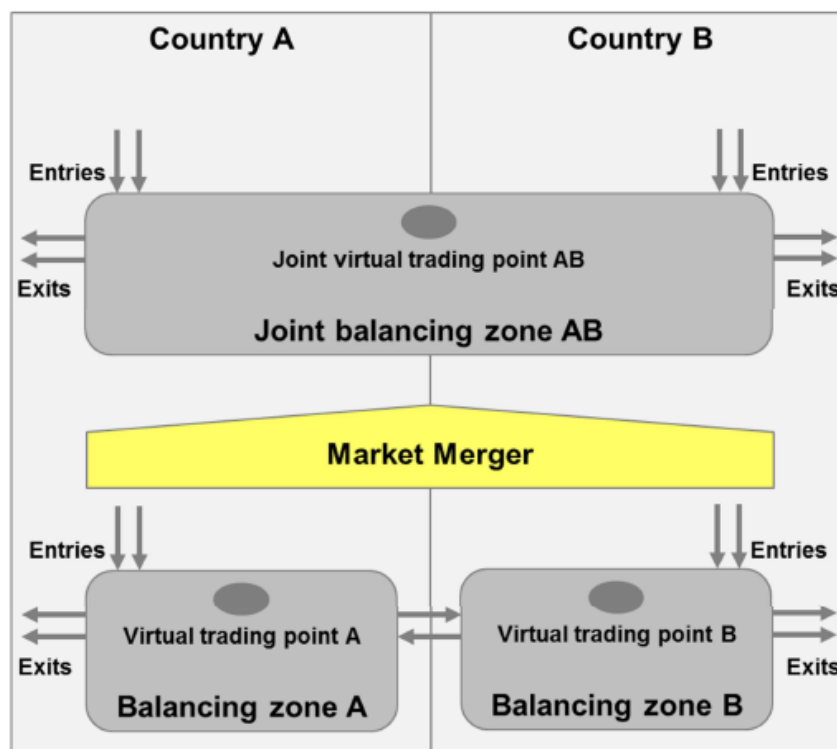
Os seguintes os modelos de integração de mercados de gás natural são propostos pela Agência para a Cooperação dos Reguladores de Energia (*Agency for the Cooperation of Energy Regulators – ACER*, em inglês) da União Europeia⁵²:

- Fusão de Áreas de Mercado (“*Market Merger*”);
- Região de Comercialização (“*Trade Region*”); e
- Acoplamento de Mercados (“*Market Coupling*”).

Cada uma destas alternativas possui vantagens e desvantagens em termos de custos de implementação, redução de ineficiências e coordenação entre transportadores para ações de balanceamento, sinalização para tomada de decisão em investimento com o objetivo de remoção de gargalos físicos na rede de transporte e alocação de capacidade em interconexões, especialmente na presença de congestionamento contratual⁵³.

A.1 – Fusão de Áreas de Mercado (“*Market Merger*”)

No caso de uma fusão de área de mercado, duas, ou mais, áreas de mercado vizinhas fundem totalmente suas zonas de balanceamento em uma zona unificada (sustentada por um sistema integrado de entrada/saída) e, conseqüentemente, também fundem suas pontos virtuais de negociação (uma vez que uma zona de balanceamento pode possuir um ponto virtual de negociação).



Fonte: ACER (2015).

Figura A.1 – Fusão de Áreas de Mercado

⁵² Apesar da ACER fazer uma distinção entre modelos de integração e de conexão de mercados, no presente documento iremos tratar os modelos de forma indistinta, como sendo “modelos de integração de áreas de mercado”.

⁵³ A descrição completa de cada um destes modelos, assim como as vantagens e desvantagens de cada encontram-se no documento “*European Gas Target Model – review and update Annex 6 Tools for gas market integration and connection*” (ACER, 2015).

Dada a zona de balanceamento única, o regime de balanceamento é comum a todos os usuários da rede dentro da área de mercado integrada, com ampla coordenação de ações entre os transportadores.

Neste modelo, os usuários da rede (carregadores) interagem principalmente com o gestor da área de mercado para comprar e vender gás para fins de balanceamento. Já os transportadores permanecem no controle operacional das redes, mas são coordenados pelo gestor da área de mercado com base no resultado do balanceamento da área de mercado de capacidade ampliada.

As principais vantagens do modelo de fusão de áreas de mercado são:

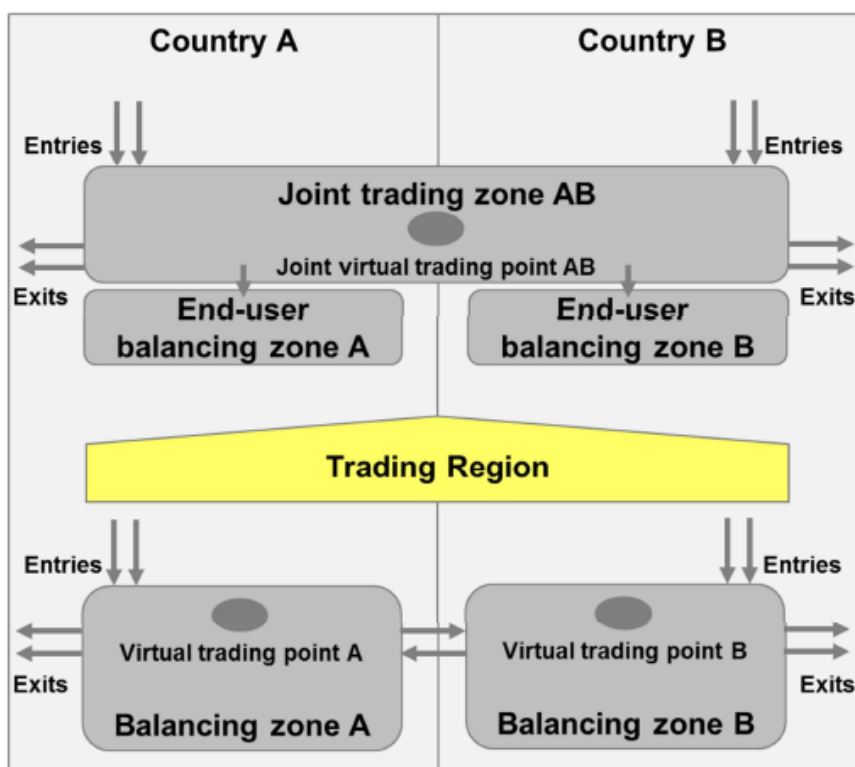
- Realiza o objetivo da plena integração do mercado atacadista de gás para os mercados de gás objetos da fusão, incluindo o mercado à vista (“spot”) e o mercado a termo;
- Ao estabelecer uma zona de balanceamento única, são alcançadas as maiores sinergias de custo de balanceamento dentre todos os modelos de integração de mercado.

As principais desvantagens do modelo são:

- As regras de medição, nominação, alocação e balanceamento precisam ser totalmente harmonizadas entre os transportadores interconectados;
- Pode ser necessária uma compensação entre transportadores interconectados (*Inter-TSO Compensation - ITC*, em inglês) que podem exigir discussões longas.

A.2 – Região de Comercialização (“Trade Region”)

No caso de uma região de comercialização, duas, ou mais, áreas de mercado vizinhas mesclam seus pontos virtuais de negociação, criando um mercado atacadista de gás integrado, mas mantém os seus sistemas locais de balanceamento.



Fonte: ACER (2015).

Figura A.2 – Região de Comercialização



Este modelo implica uma única região de comercialização, mas com a manutenção do controle do balanceamento com os transportadores em cada área de mercado de capacidade.

Potencialmente, os usuários da rede precisam interagir com vários transportadores e fazer face a diferentes encargos de desequilíbrio, a depender de seus desequilíbrios dentro de cada uma das áreas em que atuam os transportadores. Adicionalmente, a depender dos fluxos comerciais, pode haver situações em que um carregador está em equilíbrio no agregado das zonas de balanceamento, ao mesmo tempo em que se encontra em desequilíbrio nas zonas de balanceamento de uma cada das áreas de mercado.

As principais vantagens do modelo de região de comercialização são:

- Realiza o objetivo da plena integração do mercado atacadista de gás para os mercados de gás pertencentes à região, incluindo o mercado à vista (“spot”) e o mercado a termo;
- As regras de medição, nominação, alocação e balanceamento não precisam ser totalmente harmonizadas entre os transportadores interconectados, o que leva a sua implementação mais célere.

As principais desvantagens do modelo são:

- Não são alcançadas as sinergias de custo de balanceamento decorrentes de uma zona de balanceamento única, diferentemente do modelo de fusão de área de mercado;
- Pode ser necessária uma compensação entre transportadores interconectados (*Inter-TSO Compensation - ITC*, em inglês) que podem exigir discussões longas.

A.3 – Acoplamento de Mercados (“Market Coupling”)

O conceito de acoplamento de mercado (ou “alocação implícita”) envolve dois, ou mais, mercados vizinhos de gás fisicamente conectados com mercados à vista (“spot”) de gás natural distintos que estabelecem um processo entre eles de vinculação da alocação da capacidade no curto prazo (no dia seguinte ou dentro do dia) nos pontos de interconexão entre os sistemas de transporte, com o processo de transações comerciais realizadas em um ambiente de mercado organizado (balcão ou bolsa).

As principais características da alocação implícita são:

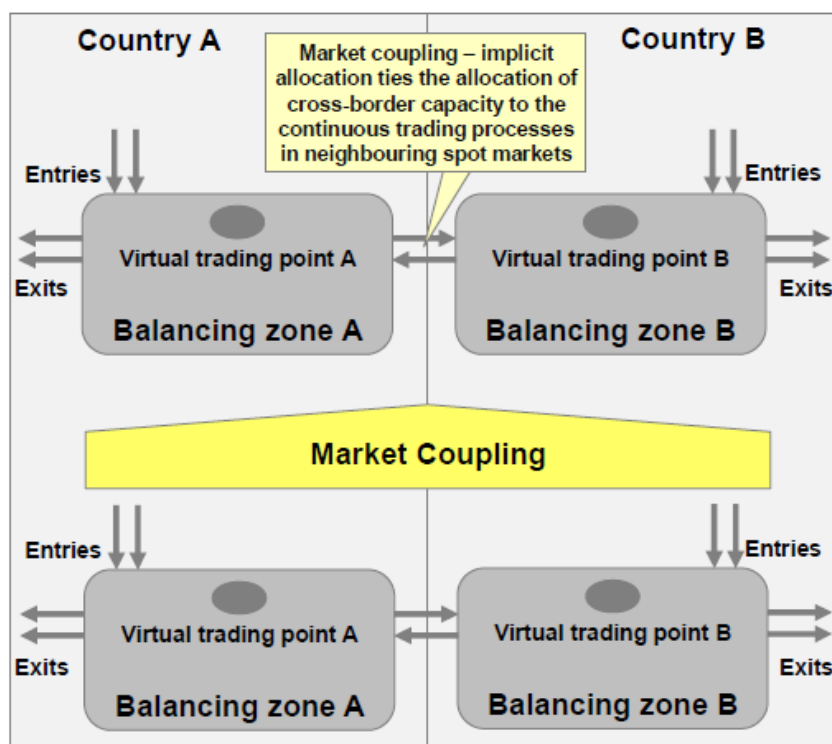
- Os sistemas de balanceamento e, portanto, os pontos virtuais de negociação das áreas de mercado de capacidade permanecem separados;
- Nos mercados à vista as operações de negociação de gás natural ocorrem com base em transações contínuas⁵⁴; e
- Toda a capacidade de dia seguinte (ou do mesmo dia) de interconexão entre as áreas de mercado é disponibilizada para o processo implícito de alocação de capacidade.

As principais vantagens do modelo de alocação implícita são:

- O modelo resolve o chamado “problema de coordenação” (os carregadores que pretendem sair de uma área de mercado para outra, sem alocação implícita, podem enfrentar problemas para coordenar perfeitamente suas ofertas nos leilões de capacidade de curto prazo nas suas negociações de compra e venda de gás entre diferentes mercados);
- O modelo torna a liquidez de um mercado mais “visível” para os demais mercados, além de torná-lo acessível para os comercializadores;

⁵⁴ A transação contínua é o método onde a plataforma da bolsa de gás insere cada ordem de compra ou venda de gás na fila e verifica imediatamente se aquelas ordens confirmadas na fila combinam com quaisquer outras ordens recebidas e confirmadas anteriormente.

- As duas vantagens anteriores podem levar a um melhor alinhamento dos preços de mercado em cada um dos mercados acoplados, podendo estes preços convergirem para o mesmo valor na presença de tarifas de interconexão de curto prazo com preço igual a zero (mediante acordo entre os transportadores);
- A compensação entre transportadores interconectados só é estritamente necessária caso se objetive a redução para zero das tarifas de interconexão de curto prazo;
- As regras de medição, nominação, alocação e balanceamento não precisam ser totalmente harmonizadas entre os transportadores interconectados, a exemplo do que ocorre no modelo de região de comercialização;
- Os sinais locais de preço entre os mercados acoplados são mantidos (potencialmente sinalizando requisitos de investimento e seus benefícios relacionados).



Fonte: ACER (2015).

Figura A.3 – Acoplamento de Mercados

As principais desvantagens do modelo são:

- A alocação implícita não integra os mercados a termo (apenas promove o alinhamento dos preços de mercado à vista). Portanto, podem ser necessárias medidas adicionais para alcançar mercados de gás a termo em pleno funcionamento entre os mercados acoplados, uma vez que este é um requisito essencial para o pleno funcionamento mercados de atacado de gás;
- Não são alcançadas as sinergias de custo de balanceamento decorrentes de uma zona de balanceamento única, diferentemente do modelo de fusão de área de mercado;
- O modelo de alocação implícita é difícil de se conciliar com a existência de plataformas de negociação concorrentes (vários mercados de balcão e bolsas), uma vez que o processo de alocação implícita não pode ser razoavelmente dividido entre vários operadores do mercado sem perda de eficiência;
- A alocação implícita não leva a um preço à vista unificado nos mercados acoplados na presença de tarifas de interconexão de curto prazo com valor diferente de zero, mesmo

com ampla capacidade disponível (uma vez que esta tarifa regulamentada sempre terá que ser paga e, portanto, determinará a diferença mínima de preço entre os mercados). Além disso, na hipótese de congestionamento físico na interconexão, o excedente de congestionamento não necessariamente é coletado pelo transportador, mas sim pelos comercializadores que são ágeis o suficiente para negociar gás entre os mercados usando o processo de alocação implícita de alocação (onde eles só precisam pagar o valor regulado da tarifa de curto prazo de interconexão).

Anexo B – Constituição de uma Zona de Balanceamento Comum no Brasil

B.1 – Pré-requisitos para a Constituição de uma Zona de Balanceamento Comum

Os pré-requisitos para a constituição de uma zona de balanceamento comum são:

- Definições e regras de balanceamento harmonizadas;
- Uso de produtos padronizados de curto prazo e de serviços de balanceamento para fins de balanceamento operacional;
- Harmonização das regras de provimento de dados e das informações de medição por parte das distribuidoras locais de gás canalizado;
- Pouco congestionamento físico nos pontos de interconexão entre transportadores, de tal forma que as transações no PVN entre transportadores ou pelo gestor da área de mercado para fins de balanceamento possam ocorrer sem restrições;
- Desenvolvimento de plataformas de tecnologia de informação (“plataformas de TI”) com o objetivo de gerenciar de dados de transporte e para o compartilhamento de informações entre transportadores, agentes e gestor(es) da área de mercado;
- Celebração de acordos de interconexão⁵⁵ (*Interconnection Agreements – IAs*, em inglês) entre os transportadores para garantir que o fluxo de gás natural entre as redes de transporte seja eficientemente organizado.

Desde o princípio, as plataformas de TI devem ser compatíveis entre si de forma a possibilitar a troca de informações entre os transportadores e agentes. Futuramente, quando da unificação do mercado, essa plataforma deve ser aproveitada pelo gestor da área de mercado única.

B.2 – Opções de Arranjos de Cooperação entre os Transportadores

Dentre as medidas que possam ser adotadas no processo de transição está a exigência de que os transportadores têm o dever cooperar para a integração do mercado de gás natural, seja por meio da fusão de zonas de entrada e de saída ou criação de zonas de balanceamento comuns (onde for tecnicamente viável e economicamente razoável), ou ainda por intermédio do acoplamento dos mercados (ver Anexo A).

Segundo estudo da ACER (2011) as opções de arranjos para a cooperação entre transportadores adjacentes incluem-:

- Balanceamento de portfólio dos carregadores entre sistemas de transporte adjacentes: onde seria permitido aos carregadores compensarem seus desequilíbrios entre zonas de balanceamento vizinhas, com a devida alocação dos custos de balanceamento entre os carregadores das zonas de balanceamento interconectadas;

⁵⁵ Acordos de Interconexão devem conter as disposições necessárias para facilitar a cooperação comercial e operacional entre transportadores adjacentes, em especial na cooperação entre os transportadores na gestão e contabilidade das quantidades de gás dos carregadores nas interfaces de suas respectivas redes de transportes.



- Balanceamento entre transportadores: o que permitiria aos transportadores atuarem como intermediários para facilitar o acesso em mercados adjacentes ao gás necessário para atender às flutuações de curto prazo da demanda dos carregadores (por exemplo, permitindo que seus transportadores vizinhos aceitem lances e ofertas para serviços de balanceamento em sua zona de balanceamento); e
- Plataforma de balanceamento conjunta: por meio da qual para os transportadores em zonas de balanceamento vizinhas podem comprar e vender gás de balanceamento, quando houver capacidade de interconexão suficiente.

Idealmente, a eleição do arranjo mais apropriado deve basear-se numa avaliação de custo/benefício das opções de cooperação entre transportadores adjacentes para o balanceamento.

Além das alternativas acima, é possível vislumbrar as seguintes medidas de coordenação entre transportadores na migração gradual para uma área de mercado única:

- Troca de informações entre os transportadores acerca dos saldos de desequilíbrio dos portfólios de balanceamento dos carregadores de zonas de balanceamento vizinhas; e
- Implementação de um processo de liquidação do “saldo de desequilíbrio agregado” dos carregadores; as posições dos portfólios de balanceamento de cada carregador devem ser apuradas no nível do conjunto das zonas de entrada e saída interconectadas, mas a liquidação dos saldos de desequilíbrio dos carregadores permanece no nível do transportador com o qual eles se relacionam.

Tais medidas podem ser implementadas por meio de um sistema central de TI elaborado e gerenciado em conjunto pelos transportadores, sistema este que pode ser posteriormente migrado para o gestor da área de mercado única.

Anexo C – Agenda Regulatória do Novo Mercado de Gás

Em 17 de dezembro 2018 foi publicado o Decreto nº 9.616/2018, cujo objeto foi realizar alterações no Decreto nº 7.382/2010, que regulamenta a Lei do Gás, com as medidas de abertura do mercado de gás natural passíveis de implementação por meio da regulamentação da ANP. O decreto visou atribuir ao órgão regulador federal o papel de reformar a regulamentação das atividades da indústria do gás natural sob sua jurisdição, com vistas a: (i) implementar o regime de contratação de capacidade por entrada e saída; (ii) estabelecer o procedimento de certificação de independência e autonomia dos transportadores; (iii) organizar a malha de transporte dutoviário em sistemas de transporte de gás natural; entre outros temas.

Após a publicação do Decreto nº 9.616/2018, em 2019 foi instituído o Comitê de Promoção da Concorrência do Mercado de Gás Natural no Brasil (“Comitê”), por meio da Resolução CNPE nº 04/2019, com a competência de avaliar e propor ao CNPE medidas de estímulo à concorrência no mercado de gás natural e sugerir ações a entes federativos para a promoção de boas práticas regulatórias.

Como resultado das propostas apresentadas pelo Comitê, o CNPE aprovou, na data de 24 de junho de 2019, a Resolução CNPE nº 16/2019, a qual estabeleceu diretrizes e aperfeiçoamentos de políticas energéticas voltadas à abertura no mercado de gás natural. Também estabeleceu, como sendo de interesse da Política Energética Nacional, que o agente que viesse a ocupar posição dominante no setor de gás natural a observância de uma série de medidas estruturais e comportamentais.

Além da publicação da Resolução CNPE nº 16/2019, foi lançado em julho de 2019 o Programa Novo Mercado do Gás, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia, e desenvolvido em conjunto com a Casa Civil da Presidência da República, Ministério da Economia, Conselho

Administrativo de Defesa Econômica (CADE), Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e Empresa de Pesquisa Energética (EPE), com o objetivo de implementar as medidas contidas no Resolução CNPE nº 16/2019.

Incluído nos instrumentos para se alcançar os objetivos do programa, foi anunciada a Agenda Regulatória da ANP (“AR da ANP”) para aperfeiçoamento do mercado de gás natural. A Tabela C.1, mais adiante, reproduz o cronograma de publicação das resoluções da ANP (novas ou revisão de existentes) constante do folder de lançamento do Programa Novo Mercado do Gás⁵⁶.

O espaçamento no tempo previsto para a conclusão das normas se justifica pela disponibilidade de recursos humanos na área responsável pela elaboração das propostas de resolução, a complexidade e abrangência do tema e a observância dos prazos legais mínimos que devem ser respeitados, por exemplo, o prazo mínimo de consulta pública (45 dias). Atualmente, a tarefa de condução da AR da ANP é praticamente realizada em série, não em paralelo, em função da disponibilidade de recursos humanos alocados na tarefa⁵⁷.

A escolha da sequência das resoluções da AR da ANP teve o objetivo de abordar os temas mais urgentes inicialmente, como o estabelecimento dos critérios de independência dos transportadores, em razão do processo de desinvestimento da Petrobras no transporte de gás natural, seguido das questões de interconexão entre transportadores e adequação dos critérios tarifários ao regime de entrada e saída, todas estas com previsão original de conclusão em 2020.

Tabela C.1 – Agenda Regulatória do Novo Mercado de Gás

2020	2021	2022	2023
<ul style="list-style-type: none"> Resolução sobre critérios de independência dos transportadores Resolução sobre interconexão entre gasodutos de transporte Revisão da resolução sobre tarifa de transporte 	<ul style="list-style-type: none"> Revisão da resolução de autorização de carregamento; Revisão da resolução de autorização de comercialização; Revisão da resolução de ampliação da capacidade de transporte 	<ul style="list-style-type: none"> Diretrizes para a elaboração de códigos comuns de acesso Resolução sobre mecanismos de repasse de receita entre transportadores Revisão da resolução sobre acesso ao transporte 	<ul style="list-style-type: none"> Solução de Conflitos relativos ao Acesso aos Terminais de GNL Caracterização do Sistema de Transporte de Gás Natural

Fonte: Ministério de Minas e Energia.

Em seguida, o objetivo foi dar início ao ciclo de revisões das normas vigentes para sua adequação o disposto no Decreto nº 9.616/2018 (modelo de entrada e saída e a visão de sistema de transporte, em contraposição ao ponto de vista de gasodutos de transporte individuais).

Em relação às resoluções que tratam das atividades de carregamento e comercialização, foi feita a opção pela fusão da tarefa de revisão destas normas em razão destas tratarem de: contratação de capacidade de transporte; compra e venda de gás natural no mercado físico ou em mercados organizados (mercado de balcão e bolsa); e participação em mecanismos de mercado para ações de balanceamento. Portanto, do conjunto das regulamentações a serem

⁵⁶ Disponível em:

http://www.mme.gov.br/documents/36112/491926/NovoMercadoG%C3%A1s_folder.pdf/d50e74c4-4f59-7a5f-0ef0-6c5668acb1c6 (acessado em: 18 de agosto de 2020).

⁵⁷ Como consequência, a depender do capital humano efetivamente empregado na condução da AR da ANP, é possível antecipar ou abrir frentes de trabalho em paralelo com o objetivo de acelerar a conclusão da tarefa. No entanto, o oposto também vale, caso os recursos humanos aplicados não sejam suficientes, o que fatalmente levará um deslizamento do prazo de conclusão da AR da ANP.



expedidas pela ANP, as resoluções que tratam destas atividades dizem respeito à caracterização do mercado do gás natural, sendo mais eficaz e eficiente tratar delas simultaneamente e numa resolução única.

Dentre as resoluções previstas na Tabela C.1, para fins da harmonização de regras de balanceamento e de procedimentos operacionais entre os transportadores, elementos essenciais para a constituição de uma área de mercado única, é possível destacar as resoluções que tratam da interconexão de gasodutos de transporte e na definição das diretrizes para a elaboração dos códigos comuns de acesso.

Não obstante a relevância da regulamentação da interconexão entre transportadores para o processo de integração de áreas de mercado, em razão da necessidade da celebração dos acordos de interconexão, é de suma importância para a promoção da liquidez do mercado de gás natural o estabelecimento dos códigos comuns de rede, tendo em vista que constituem o arcabouço legal e contratual do transporte de gás natural, portanto, do principal meio de acesso ao mercado.

Desta forma, os códigos comuns de rede representam o elemento fundamental para a harmonização das regras entre áreas de mercado, pois representam o conjunto comum de regras aplicáveis a todos os agentes da indústria do gás natural⁵⁸. E, em função da sua importância, todos os agentes autorizados, incluindo carregadores, não apenas os transportadores, devem participar da elaboração e atualização dos códigos de rede, assim como serem signatários destes. Por sua vez, a ANP deve garantir a autoridade dos códigos comuns de rede, e assim supervisionar a sua aplicação.

Já as resoluções que tratam da revisão das resoluções sobre tarifas de transporte e o acesso de terceiros ao transporte, e as novas resoluções sobre mecanismos de repasse de receita entre transportadores e a caracterização do sistema de transporte de gás natural, dizem respeito, também, ao processo de integração das áreas de mercado, na medida em que tratam dos seguintes aspectos: (i) harmonização das regras de oferta e alocação de capacidade; (ii) definição de remuneração dos (e entre) transportadores; e (iii) a organização da malha de transporte dutoviário no Brasil na forma de sistemas de transporte de gás natural, ou seja, em áreas de mercado de capacidade.

⁵⁸ Em teoria, seria possível para cada transportador ter sua própria versão de um código de rede, desde que houvesse um alto grau de consistência entre eles, que precisaria ser mantido ao longo do tempo. Tal alternativa, provavelmente, acarretaria maiores riscos e custos administrativos para os participantes do mercado. Por sua vez, diferenças muito grandes entre os códigos comuns de rede podem levar a que as áreas de mercado permaneçam pouco integradas, o que é contrário à visão de formação de uma área única de mercado para o Brasil.