

## **Tomada Pública de Contribuições MME - Harmonização Regulatória**

### **INFORMAÇÕES GERAIS**

**Qual o seu nome e/ou o nome da instituição representada?**

Shell Energy do Brasil Gás Ltda

**No caso de pessoa jurídica, qual o CNPJ da instituição representada? No caso de pessoa física, responda com um "0".**

[REDAÇÃO CONFIDENCIAL]

**Atua em algum segmento da cadeia de gás natural e biometano? Qual?**

Comercialização de gás natural

**Qual o seu e-mail para contato?**

[REDAÇÃO CONFIDENCIAL]

**Em qual cidade/estado está sediado?**

São Paulo/SP

**Qual o seu telefone para contato?**

[REDAÇÃO CONFIDENCIAL]

### **INFORMAÇÕES ESPECÍFICAS**

**1.1. Quais termos e aspectos precisam de maior clareza na definição dos limites de competências das regulações estaduais e federal? Dos dispositivos vigentes, inclusive estaduais, que, porventura, ensejam sobreposição de competências, qual a proposta de redação alternativa como possível solução para a divergência?**

Obrigações referente à comercialização de gás natural vêm sofrendo sobreposição regulatória nas esferas federal e estadual, o que precisa ser evitado de modo a contribuir com a competitividade e evitar dupla oneração dos agentes, promovendo segurança jurídica e regulatória no setor.

Existem regulações estaduais que impõem burocracias excessivas ou mesmo duplicadas em relação à regulação federal que acabam configurando critérios restritivos para a

migração de consumidores para o mercado livre, indo na contramão da busca da promoção da concorrência.

Uma alternativa para que se evite o excesso de exigências ou a sua duplicação é a criação de uma plataforma única para protocolo dos dados em nível federal e, posteriormente, a depender das informações necessárias, dar acesso às Agências e/ou Distribuidoras locais.

**1.2. Na sua avaliação, quais são os serviços que integram ou deveriam integrar o serviço local de gás canalizado? Por quê?**

O serviço local de gás canalizado deve abarcar apenas a movimentação de gás natural por meio de dutos para os consumidores finais, além da comercialização para atendimento aos consumidores cativos.

Considerando um mercado cada vez mais liberalizado, é desejável que se evolua para um mercado no qual os consumidores tenham a opção de utilizar, da distribuidora, apenas os serviços ligados à operação e manutenção de gasodutos.

Sendo assim, deve-se proceder com a separação das atividades do suprimento de gás natural do “serviço-rede” que englobaria, por exemplo:

- i. Operação da Rede de Distribuição: Gerenciamento operacional e manutenção de gasodutos, característicos da atividade de distribuição, para entrega de gás aos consumidores finais;
- ii. Medição e Faturamento: Medição correta dos volumes de gás e faturamento transparente para os consumidores;
- iii. Atendimento ao Cliente: Suporte para conexão e resolução de problemas operacionais cotidianos;
- iv. Controle de Segurança e Qualidade: Garantia de conformidade com padrões de segurança e especificações e controle da qualidade do gás; e
- v. Serviços de Conexão: Facilitação de novas conexões de consumidores à rede.

**1.3. Quais critérios devem ser considerados para enquadramento dos dutos como de responsabilidade da regulação federal ou estadual?**

Os critérios para classificação de gasodutos como responsabilidade federal ou estadual deveriam incluir, atributos como exemplificado a seguir:

- Níveis de Pressão: gasodutos de alta pressão (a ser definido) geralmente servem ao transporte, enquanto os de baixa pressão servem à distribuição, porém, em função da viabilidade econômica, exceções justificadas podem ser consideradas.
- Escopo Geográfico: Gasodutos interestaduais ou inter-regionais estão sob jurisdição federal; gasodutos intraestaduais que atendem consumidores locais são regulados pelos estados.

- Função: Gasodutos que movem gás do processamento até os pontos de entrega (city gates) são de transporte; aqueles que entregam aos usuários finais são de distribuição.
- Capacidade e Fluxo: Gasodutos de grande capacidade que atendem múltiplos distribuidores ou grandes consumidores são de transporte.

**1.4. Considerando a necessidade de articulação com os Estados e o Distrito Federal para a harmonização e o aperfeiçoamento das normas atinentes à indústria de gás natural, seria desejável a criação de um fórum de discussão, permanente ou não?**

Em prol da boa governança do setor de gás natural, é desejável uma aproximação entre reguladores federais e estaduais, partes interessadas da indústria e consumidores.

A criação de um fórum permanente de discussão poderia ser interessante, ao mesmo, vale a reflexão sobre o Comitê de Monitoramento do Setor de Gás Natural (CMSGN) exercer essa função.

Importante reforçar que tal iniciativa não deve postergar o início das atividades de articulação entre os Estados e o Distrito Federal.

**2.1 Quais são os aspectos que devem ser considerados para garantir a interoperabilidade (procedimento de rede) entre as redes de transporte de gás natural e de serviço local de gás canalizado? Desses aspectos, quais devem ser padronizados e por quê?**

Os aspectos que devem ser considerados para garantir a interoperabilidade entre as redes de transporte de gás natural e de serviço local de gás canalizado são:

- (i) Condições de entregas (pressão, vazão e temperatura), que atendam aos requisitos físicos do sistema de distribuição e, em casos de intercorrências, no sistema de Transporte - nesse contexto, é interessante a elaboração de um Plano de Contingência, que deve determinar as alternativas e prioridades de suprimento de gás natural;
- (ii) Processos padronizados para nomeação de gás e balanceamento da rede para garantir um fluxo contínuo. Ter uma plataforma única como forma de gerenciar o sistema é necessário mais do que desejável;
- (iii) Compartilhamento em tempo real de dados de volume, qualidade e capacidade entre operadores de transporte e distribuição;
- (iv) Acesso não discriminatório aos pontos de interconexão para todos os participantes do mercado.

**2.2. Qual agente deve se responsabilizar pelas medições de qualidade e dos volumes entregues de gás natural na rede do serviço local de gás canalizado? Qual a justificativa?**

As transportadoras ou mesmo as distribuidoras deveriam se responsabilizar pelas medições de qualidade e volume do gás natural entregue aos consumidores livres.

Alocar essa atribuição aos comercializadores não é cabível já que se torna uma obrigação impossível de ser cumprida - por exemplo, as comercializadoras não têm acesso aos equipamentos e instalações para poder certificar ou mesmo apurar a qualidade do gás sendo processado, transportado e distribuído. Esse tema deve ser tratado no âmbito dos contratos nos diferentes elos da cadeia e as eventuais desconformidades tratadas no âmbito do Plano de Contingência e nos Acordos de Operação de Dutos entre Processador, Transportador e Distribuidor. Aqui sim, um ponto extremamente relevante de harmonização regulatória.

Atualmente, para cumprir obrigações estabelecidas por algumas regulamentações estaduais, os comercializadores só conseguem repassar os certificados recebidos pelas transportadas e/ou processadores às distribuidoras, o que gera uma duplicidade de informações, uma vez que as transportadoras e as distribuidoras já realizam essa ação, quer de maneira formal, quer de maneira informal.

**3.1. Para garantir a continuidade do abastecimento quais são os desafios e soluções propostas para a coordenação entre os agentes do setor e os órgãos estaduais e federais em situações de contingência? Quais os critérios para definição dos consumidores prioritários?**

De acordo com o art. 34 da Lei 14.134/2021, os transportadores, em conjunto com os carregadores, deverão elaborar Plano de Contingência para o suprimento de gás natural, consoante diretrizes do CNPE, e submetê-lo à aprovação da ANP. Sendo assim, na visão da Shell, a definição das diretrizes pelo CNPE é fundamental para o início da elaboração do referido plano.

Além disso, a implementação de uma plataforma, com amplo acesso, para acompanhamento, em tempo real, da situação dos gasodutos e monitoramento do suprimento pode contribuir para uma melhor coordenação entre os diversos agentes (transportadores, carregadores e distribuidores).

Já no ambiente físico, investimentos em instalações de armazenamento e diversificação das fontes de suprimento (por exemplo, terminais de GNL) são essenciais para aumentar a resiliência do sistema como um todo. Diversificação de fontes de suprimento é essencial à segurança do sistema de oferta de gás natural ao mercado.

Com relação aos consumidores prioritários, os critérios poderiam incluir: serviços críticos (como hospitais e serviços de emergência), consumidores residenciais em geral, indústrias críticas etc.

Como melhores práticas, a ANEEL abriu uma consulta pública em 2024 sobre aprimoramentos nas normas relacionadas à transmissão e à distribuição de energia elétrica. O foco das discussões envolvia a melhoria do atendimento durante situações de emergência e na propagação de boas práticas sobre resiliência de redes.

Sendo assim, a Shell sugere a abertura de uma consulta pública para aprofundamento desse tema.

**4.1. Quais são os principais critérios que devem ser atendidos para garantir que os contratos de concessão sejam eficientes, equilibrados e justos? Como esses critérios devem ser aplicados aos contratos de concessão vigentes, inclusive de forma a refletir o atual ambiente econômico, associado ao risco do negócio?**

Existem critérios que estão desatualizadas e que deveriam ser revistos, preservando-se, contudo, a observância à segurança jurídica e estabilidade regulatória dos contratos ora vigentes.

O primeiro deles está associado ao cálculo sobre o retorno de investimentos. Entendemos que deve ser adotada metodologia que seja condizente com aquelas praticadas pelo mercado, como é o caso do *Weighted Average Cost of Capital* (WACC), ajustada para valores reais (desconto da inflação).

A título de comparação com o setor elétrico, o WACC do segmento de transmissão é de, aproximadamente, 7,5%.

Outro ponto importante diz respeito à necessidade de revisão de critérios que determinem uma depreciação de 10 anos para a rede de distribuição de gás e demais ativos da concessionária. Normalmente, os investimentos aplicados neste tipo de prestação de serviço, principalmente dutos, possuem uma vida longa significativamente superior há 10 anos. Há estados, bem como outras atividades similares à distribuição de gás natural (como, por exemplo, a atividade de transporte de gás), nas quais são utilizados períodos que chegam a 30 anos.

Por fim, é necessário observar contratos de concessão com definições que se sobrepõem às competências da União e que deveriam estar limitados ao escopo da ANP, evitando-se interpretações e eventuais ações de constitucionalidade.

**5.1. Quais são as barreiras ou medidas que impedem ou dificultam a migração dos consumidores para o mercado livre, ou parcialmente livre, e seu retorno ao mercado cativo? Sugira quais regras práticas podem ser estabelecidas para facilitar a migração nesses casos.**

Existem uma série de medidas que dificultam a migração dos consumidores e/ou a atuação dos comercializadores.

Do ponto de vista do comercializador, destaca-se a necessidade de pagamento de taxas de fiscalização para que um agente comercialize gás a consumidores livres em determinados Estados, o que onera o gás natural como combustível de escolha dos clientes no mercado livre dos Estados. Entendemos que esse tipo de taxa é aplicável às atividades intrínsecas das distribuidoras decorrente de seu papel central como construtores, operadores e mantenedores das redes de distribuição. Não há que se fiscalizar no âmbito da comercialização por se tratar de relação bilateral.

A duplicidade de obrigações regulatórias também é um desafio operacional. Para exemplificar algumas obrigações: (i) necessidade de protocolar os mesmos contratos assinados na ANP e nas Agências Reguladoras; (ii) envio de dados volumétricos para ANP e para algumas Distribuidoras; (iii) envio de relatórios de qualidade; (iv) manutenção da atualização dos documentos societários, etc.

Indo além, a gestão regulatória da mudança também é um desafio já que os prazos e as obrigações são diferentes entre Estados e sempre existe a prerrogativa de novas alterações.

Do ponto de vista do consumidor, o tempo mínimo de aviso prévio para denúncia do contrato também pode ser uma barreira. Como sugestão, o prazo estabelecido deveria ser uniformizado para, no máximo, 06 meses.

Além disso, a depender da distribuidora, podem existir restrições em termos de volume, afetando a elegibilidade do mercado livre, além multas e/ou penalidades para os consumidores que desejam retornar ao mercado cativo, dificultando a decisão de migração - nesse quesito, como uma sugestão, seria interessante a não definição de volumes mínimos para enquadramento como “consumidor livre”, a exemplo da recente proposta de abertura de mercado aos consumidores em baixa tensão do setor elétrico. Também, garantir que consumidores possam retornar ao mercado cativo em até 60 dias sem custos adicionais.

A falta de transparência, com informações insuficientes sobre o processo de migração, os fornecedores e, eventualmente, preços de referência também pode ser uma barreira.

## **5.2. Quais regras deveriam ser iguais e quais deveriam ser diferentes para os consumidores livres e cativos? Por quê?**

Quando os consumidores livres fazem uso da malha da distribuidora, a tarifa de movimentação a ser paga deve ser a mesma do segmento no Mercado Regulado, com o abatimento obrigatório dos seguintes custos:

- i. Gestão de aquisição de GÁS NATURAL e TRANSPORTE, incluindo as penalidades impostas nos contratos e compra e venda de gás firmados entre a distribuidora e supridor(es) e TRANSPORTADOR(es) de GÁS NATURAL.
- ii. Comunicação e marketing.
- iii. Despesas de pessoal da diretoria comercial.
- iv. Despesas de pessoal do centro de custo de suprimento de GÁS NATURAL.
- v. Despesas jurídicas relacionadas com a COMERCIALIZAÇÃO e ativos utilizados especificamente para este fim.
- vi. Custos relacionados aos ativos usados para o desenvolvimento da atividade de COMERCIALIZAÇÃO.

Porém, quando os consumidores são atendidos por gasodutos dedicados, ou seja, não fazem uso da malha da distribuidora, sendo atendidos por gasodutos conectados diretamente ao transporte de gás, a uma UPGN, ou a um terminal de GNL, por

exemplo, deve haver uma Tarifa Específica, considerando apenas os custos de operação e manutenção desse gasoduto dedicado, e o investimento, caso a distribuidora tenha construído o duto, conforme determinado pela Lei do Gás (Artigo 29 da Lei 14.134/2021).

**6.1. Os consumidores que não utilizam a rede de gasodutos do serviço local de gás canalizado devem pagar tarifa pelo serviço, de modo a evitar vantagens competitivas indevidas entre um agente conectado e outro não conectado, desde que a receita resultante seja destinada à modicidade tarifária do sistema?**

É importante que as tarifas reflitam adequadamente os serviços prestados, evitando o recebimento de receitas indevidas para a distribuidora. Na visão da Shell, a modicidade tarifária pode ser alcançada através das revisões regulatórias e eficiência operacional, sem onerar consumidores externos à rede.

A cobrança de tarifas para os consumidores que não utilizam a rede de gasodutos criaria barreiras à inovação em modais alternativos, como GNL, GNC e para o biometano,, prejudicando a concorrência.

Importante reforçar o entendimento que um consumidor livre conectado à malha da distribuidora deve pagar a mesma tarifa aprovada para a concessionária para o mercado regulado, enquanto o consumidor atendido por gasoduto dedicado, conectado diretamente a uma fonte de suprimento de gás (gasoduto de transporte, UPGN ou terminal de GNL, por exemplo) deve pagar uma tarifa específica (TUSD-E ou TMOV-E), conforme estabelecido no Art. 29 da Lei 14.134/2021.

**6.2. A definição dos investimentos necessários para expansão do serviço local de gás canalizado deve passar, invariavelmente, por processo público e transparente. Como evitar que investimentos que não sejam, de fato, necessários à prestação do serviço sejam contabilizados?**

Algumas medidas para evitar investimentos desnecessários são:

- i. Planejamento Público: exigir planos de investimento aprovados em consultas e audiências públicas, com participação de consumidores e reguladores, garantindo prazos adequados para envio de contribuições (pelo menos, superior à 15 dias).
- ii. Análise de Custo-Benefício: submeter investimentos a avaliações independentes para verificar necessidade e impacto tarifário.
- iii. Metas de Eficiência: vincular aprovações a indicadores de desempenho (por exemplo, aumento de conexões por km de rede).
- iv. Auditorias Regulares: conduzir auditorias anuais para verificar a execução e a adequação dos investimentos;
- v. Enquadramento dos projetos nos elementos sugeridos na pergunta 2.1.

**7.1. Sobre penalidades no serviço local de gás canalizado, quais são os principais problemas observados e quais as propostas de solução?**

Com relação às penalidades, inicialmente, é importante pontuar que as penalidades são distintas entre distribuidoras, criando uma atratividade na migração a depender do Estado. Além disso, de maneira geral, existe uma falta de transparência na aplicação das penalidades, assim como uma não proporcionalidade em seu valor a depender da gravidade da situação. Sendo assim, seria interessante uma harmonização na aplicação de penalidades e multas.

Em prol da regulação por incentivo, como sugestão a ser aprofundada, poderia ser interessante a publicação de relatórios anuais detalhando infrações e penalidades aplicada, estabelecendo um ranking das distribuidoras e, eventualmente, até premiar aquelas que atingiram metas de qualidade e adequada satisfação do cliente final, promovendo responsabilidade e confiança, tal qual como já é observado no setor elétrico.

Por fim, destacamos que não há um alinhamento entre as regras de programação de despacho do setor elétrico (ONS) e as regras de programação junto às distribuidoras, o que implica no pagamento frequente de penalidades por parte de usinas termelétricas às distribuidoras.

**8.1. Visando transparéncia, quais informações devem ser disponibilizadas publicamente e periodicamente pelas concessionárias do serviço local de gás canalizado, pelas agências reguladoras estaduais e pela ANP, considerando o interesse do consumidor e demais agentes que desejam, ou precisam, acompanhar a demanda nacional por gás natural?**

Primeiramente, entendemos que seria importante incentivar as Agências reguladoras estaduais a implantarem o Sistema Eletrônico de Informações (SEI) de modo a facilitar o protocolo de documentos em processos administrativos no âmbito estadual (há Estados, em que os documentos precisam ser enviados por e-mail, com limite de tamanho para recebimento de arquivos, e sem recibos de protocolo, sendo necessário muitas vezes confirmar o recebimento na íntegra dos arquivos, por meio de contato telefônico). Além disso, o acompanhamento de processos é muitas vezes dificultado por falta de acesso, caso em que é necessário recorrer à Lei de Acesso a Informações (LAI). Portanto, a implantação do SEI seria uma medida essencial para facilitar o acompanhamento das atividades das Agências Estaduais.

Também seria importante que todas as Agências Estaduais realizassem as reuniões de Diretoria com acesso e eventual participação do público, seja na modalidade presencial ou via canal na internet.

Por fim, seria necessária a instituição de mecanismos obrigatórios de prestação de contas e publicação de Agenda Regulatória por parte das agências reguladoras estaduais.

**9.1. No âmbito das obrigações tributárias e de registro dos comercializadores perante as secretarias estaduais de fazenda, quais são os principais problemas observados e quais as propostas de solução?**

- 1) Exigências das agências reguladoras estaduais para constituição de estabelecimentos fiscais pelos comercializadores nos estados de localização dos consumidores livres.

Esta exigência atrai burocracias tributárias, na medida em que vai de encontro à previsão da legislação tributária que permite o descolamento do fluxo físico pelo fluxo contratual da molécula, viabilizando a comercialização do gás a partir de qualquer ponto de injeção nos gasodutos. Além disso, essa exigência causa inconsistências em modelos de operação entre estabelecimentos do contribuinte. Por fim, a regulamentação da reforma tributária possibilitará modelos mais simples e centralizados para apuração do IBS (Imposto sobre Bens e Serviços) e CBS (Contribuição sobre Bens e Serviços), após sua implementação.

- 2) Exigências de CNAE de distribuição por gasodutos em redes urbanas para comercialização a consumidores livres.

O registro dos comercializadores de gás natural nas Secretarias de Fazenda gera desafios em função do CNAE utilizado pelos comercializadores ser, geralmente, incluído na listagem de atividades sujeitas a controle diferenciado equiparado a combustíveis. Isso traz a necessidade de informações sobre tancagem, frota de veículos, além dos últimos 5 anos de declaração de imposto de renda dos diretores, dentre outras exigências.

O desenvolvimento do mercado de gás natural traz a necessidade dos Fiscos estaduais adequarem suas legislações de controles e excluírem certas exigências destes comercializadores. Considerando que o modal prioritário para gás natural é o dutoviário, o uso predominante é como insumo da indústria e a baixa capilaridade existente no seu consumo/distribuição, muitas das preocupações fazem-se desnecessárias e implicam em verdadeiros óbices.

Algumas jurisdições aceitam um CNAE conectado a indústria química o que desloca a competência para fora dos controles de combustíveis, enquanto outras começaram a flexibilizar as regras necessárias para a atualização e manutenção do registro. A harmonização destes procedimentos trazendo simplificação e transparência em nível nacional, diminuiria o “Custo Brasil” associado aos registros.

Outras agências reguladoras estaduais vêm exigindo o CNAE - Classificação Nacional de Atividades Econômicas constante da subclasse 3520-4/02 nos CNPJs dos comercializadores, relativa à distribuição de combustíveis gasosos por redes urbanas, mas que essencialmente não preveem a comercialização de gás. Assim, para reduzir processos de alteração de CNAE e evitar entendimentos diversos, recomenda-se que, havendo algum dos CNAEs relativos à subclasse 3520-4/02 ou 3520-4/01, o agente esteja apto a realizar a comercialização ao consumidor livre.

**10.1. Como integrar o planejamento das infraestruturas dos serviços locais de gás canalizado com o Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural e Biometano (Art. 6º-A do Decreto nº 12.153, de 26 de agosto de 2024), inclusive em relação ao biometano?**

Como sugestões iniciais, o Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural e Biometano poderia ser incorporado, mesmo que de maneira indicativa, aos planos estaduais de distribuição.

Indo além, seria interessante a realização de audiências públicas e/ou estabelecimento de fóruns de discussão, entre ANP, Estados e operadores para definir prioridades de infraestrutura.

**11.1. O desenvolvimento do mercado de gás natural por modais alternativos ao dutoviário prejudica a expansão da malha do serviço local de gás canalizado? Deve ser cobrada margem de distribuição do serviço local de gás canalizado no atendimento a consumidores por modais alternativos ao dutoviário? Por quê?**

A movimentação de gás por modais alternativos ao dutoviário não prejudica a expansão da malha de distribuição e avaliamos que não deve ser cobrada margem por esta movimentação. Vale lembrar que o monopólio estadual estabelecido no art. 25, § 2º da CF é sobre os serviços locais de gás canalizado apenas, razão pela qual a cobrança de margem por esta movimentação, sem a prestação de serviço pelos Estados, configuraria o recebimento de receitas sem causa por parte das distribuidoras, onerando desnecessariamente o usuário final.

Assim, é necessário coibir a prática de cobrança de margens adicionais na movimentação de gás por modais alternativos, uma vez que se trata de matéria de competência da esfera federal, nos termos do art. 25, da Lei do Gás, inclusive já regulada pela ANP, por meio das Resoluções nº 971/2024 e 973/2024.