

## RELATÓRIO CIRCUNSTANCIADO DA CONSULTA PÚBLICA ARSP Nº 01/2025

Nos termos do Regulamento da Consulta Pública nº 01/2025, foram disponibilizadas no sítio eletrônico desta entidade reguladora, a Nota Técnica ARSP/DP/GET nº 14/2024 e a minuta de Resolução proposta que estabelece a metodologia de determinação da margem média de distribuição e dos fatores de eficiência para a realização da 1ª Revisão Tarifária Ordinária da Companhia de Gás do Espírito Santo – ES Gás.

Como uma das ferramentas de controle social necessárias ao aprimoramento dos trabalhos da Agência, e em atendimento ao princípio da transparência, a Consulta teve por objetivo recolher contribuições e opiniões das partes interessadas sobre a proposta, entre os dias 09 de janeiro e 02 de fevereiro de 2025.

Os resultados da análise das contribuições constam do Anexo I deste Relatório Circunstanciado.

Em 25 de fevereiro de 2025.

*(assinado eletronicamente)*

**Suely Cardoso de Oliveira Doria**

**Coordenadora de Regulação**

Gerência de Regulação Econômica e Tarifária

*(assinado eletronicamente)*

**Verival Rios Pereira**

**Gerente**

Gerência de Regulação Econômica e Tarifária

## ANEXO I - ANÁLISE DAS CONTRIBUIÇÕES ENCAMINHADAS

**PROPOSTA:** minuta de Resolução que estabelece a metodologia de determinação da margem média de distribuição e dos fatores de eficiência para a realização da 1ª Revisão Tarifária Ordinária da Companhia de Gás do Espírito Santo – ES Gás.

### 1. CONTRIBUIÇÕES DO INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO E GÁS – IBP

DISPOSITIVO DA MINUTA PROPOSTO PELA ARSP	REDAÇÃO SUGERIDA PARA O DISPOSITIVO	JUSTIFICATIVA PARA O TEXTO SUGERIDO	ANÁLISE DA ARSP
<p>Minuta de resolução</p> <p>II. DA MARGEM MÉDIA DE DISTRIBUIÇÃO</p> <p>(...)</p> <p>iii. receitas irre recuperáveis</p>	<p>Exclusão de texto</p> <p>II. DA MARGEM MÉDIA DE DISTRIBUIÇÃO</p> <p>(...)</p> <p><del>iii. receitas irre recuperáveis</del></p>	<p>A inclusão de “receitas irre recuperáveis” na composição do OPEX é até um pouco estranha porque acaba misturando receitas, custos e despesas (custo com receitas irre recuperáveis). A inadimplência, conforme exemplo trazido na Minuta (item 89) já é tratada pela contabilidade societária assim como pela regra tributária nacional, portanto, a contabilidade regulatória, não poderá ir contra esses princípios. A inclusão deste item, não reflete com precisão a realidade econômica do negócio, pois pode levar a uma distorção no cálculo da margem média de distribuição. As receitas irre recuperáveis são um risco que faz parte do negócio e não devem ser contemplados na margem.</p> <p>Ao excluir esse item da composição do OPEX, busca-se garantir que o cálculo da margem média de distribuição seja</p>	<p><b>Não aceita.</b></p> <p>As receitas irre recuperáveis farão parte da componente Odesp, observando a cláusula XII, item 12.2, inciso III do contrato de concessão, em respeito aos princípios da estabilidade e previsibilidade regulatória, bem como à segurança jurídica da concessão.</p> <p>Embora a gestão de cobrança seja uma obrigação da concessionária e, portanto, atividade pela qual é responsável, é razoável reconhecer um valor limite definido como irre recuperável como custo a ser ressarcido pelas</p>

		<p>baseado apenas nos custos efetivos e que refletem diretamente as operações do negócio. Além disso, ao excluir as receitas irrecuperáveis da composição do OPEX, a distribuidora é incentivada a buscar melhores estratégias para a redução de perdas. Cabe destacar que, caso um usuário não pague a fatura de Gás Natural, a concessionária tem a possibilidade, conforme detalhado nas normas regulatórias, suspender o usuário, desde que tenha todas as justificativas necessárias.</p> <p>O próprio contrato de concessão, na sua cláusula VII estabelece que a concessionária assumirá, integralmente, todos os riscos inerentes a concessão, exceto aqueles que afetem o equilíbrio econômico-financeiro do contrato.</p>	<p>tarifas, após esgotadas todas as possibilidades de cobrança.</p> <p>O procedimento de incorporar um custo de inadimplência é uma prática comum na regulação de serviços públicos, com o objetivo de garantir o equilíbrio econômico-financeiro das concessões.</p> <p>Sua inclusão permite incorporar à parcela da receita total faturada pela concessionária que possivelmente não será arrecadada em função da inadimplência por parte dos usuários, cujo ônus, ressarcido à concessionária, é definido como o montante faturado cujo recebimento se tornou inviável, após esgotadas todas as tentativas de cobrança.</p>
<p>Minuta de resolução</p> <p>II. DA MARGEM MÉDIA DE DISTRIBUIÇÃO</p> <p>(...)</p>	<p>Exclusão de texto</p> <p>II. DA MARGEM MÉDIA DE DISTRIBUIÇÃO</p> <p>(...)</p> <p><del>IV. gastos com pesquisa e desenvolvimento;</del></p>	<p>A inclusão do item “pesquisa e desenvolvimento” (P&amp;D) na composição do OPEX pode gerar uma distorção na estrutura de custos operacionais da distribuidora, resultando em uma penalização indevida para os usuários.</p>	<p><b>Não aceita.</b></p> <p>Os gastos com pesquisa e desenvolvimento farão parte da componente Odesp, observando a cláusula XII, item 12.2, inciso IV do contrato de concessão, em respeito aos princípios da</p>

<p>IV. gastos com pesquisa e desenvolvimento;</p>		<p>Há ainda o risco de uma distorção nos incentivos tributários que a CDL (Companhia de Distribuição de Energia) pode obter. Os incentivos relacionados ao investimento em P&amp;D são projetados para beneficiar a distribuidora, possibilitando o financiamento dessas atividades sem sobrecarregar diretamente os consumidores. No entanto, ao repassar essas despesas aos usuários através do OPEX, a distribuidora ganha duplamente: recebe incentivos sobre os investimentos e ainda repassa o custo para os consumidores.</p>	<p>estabilidade e da previsibilidade regulatória, bem como à segurança jurídica da concessão.</p> <p>Nos termos do instrumento contratual, sua inclusão tem por objetivo alocar recursos para a inovação e aprimoramento dos produtos e da prestação de serviços nos processos e usos finais do serviço público de distribuição de gás canalizado.</p> <p>Neste sentido, entende-se que esse mecanismo deve ser mantido para incentivar ações da concessionária dessa natureza, em benefício dos usuários da concessão.</p>
<p>Minuta de resolução</p> <p>VI. custo de capital, composto pela soma das seguintes parcelas</p> <p>b) valor da depreciação e amortização;</p>	<p>-</p>	<p>Cabe destacar que o contrato de concessão separa a base de ativos em dois valores: Base de Ativos Regulatórios (BAR) e valor da Outorga. O valor da Outorga, não será reavaliado para fins de revisão tarifária conforme exposto no item 11.4, sendo depreciado a taxa de 4% ao ano. Já para os valores da BAR, conforme estabelece o item 11.6.1, será considerada a definição do Anexo II da Resolução ARSP 08/24, que para muitos ativos, é considerado o prazo</p>	<p><b>Não aceita.</b></p> <p>Contribuição relativa à tema não abordado por esta proposta de normativo, tendo sido anteriormente debatido na Consulta Pública ARSP nº 05/2024, cujos resultados culminaram na edição da Resolução ARSP nº 080/2024.</p>

		<p>da vigência contratual (25 anos a partir de 2020).</p> <p>Quando se utiliza um período de depreciação muito curto como, por exemplo, 10 anos para ativos com uma vida útil significativamente maior, como os gasodutos de aço (30 anos) e os de PEAD (50 anos), ocorre uma distorção significativa no cálculo dos custos operacionais da distribuidora. Essa abordagem artificialmente eleva o valor da tarifa/margem, pois a depreciação acelerada resulta em custos mais altos para o consumidor em um curto período.</p> <p>Sugerimos que seja adotado um prazo de depreciação adequado, de 30 anos para os gasodutos de aço e 50 anos para os gasodutos de PEAD, é uma prática mais alinhada à realidade dos ativos, que são utilizados por um período muito maior.</p> <p>A utilização de um período de depreciação mais curto favorece e proporciona à distribuidora uma recuperação de custo mais rápida em detrimento dos consumidores que são forçados a pagar mais por serviços que têm uma vida útil muito mais longa.</p> <p>A adoção de critérios de depreciação mais realistas e compatíveis com a vida útil dos gasodutos é abordagem que reflete um processo tarifário mais justo, fazendo com</p>	
--	--	---	--

		que a tarifa seja ajustada de forma equilibrada, sem sobrecarregar os consumidores e sem distorcer os custos. Essa medida não só garante a modicidade tarifária e assegura que os recursos sejam alocados de maneira mais eficiente.	
VII. DOS CUSTOS OPERACIONAIS 64. Os encargos relativos às apólices de seguros	Exclusão de texto VII. DOS CUSTOS OPERACIONAIS <del>64. Os encargos relativos às apólices de seguros</del>	<p>A inclusão de encargos relativos às apólices de seguros no OPEX e no ODESP representa uma transferência indevida de risco para os consumidores.</p> <p>As apólices de seguros são contratadas para proteger a distribuidora contra riscos que são inerentes ao seu negócio, conforme está previsto no contrato de concessão. Esses riscos devem ser absorvidos pela própria empresa, não pelos usuários, uma vez que eles não são cobeneficiários dos seguros. Ao incluir o custo das apólices de seguros nos custos operacionais a distribuidora está repassando parte do risco de seu negócio para os consumidores, o que vai contra o princípio da modicidade tarifária.</p> <p>Para preservar esse princípio, é importante que os encargos com seguros sejam tratados de forma separada. Dessa forma, a distribuidora se protege de riscos sem transferir esse custo para os consumidores, garantindo uma estrutura tarifária mais justa, transparente e equilibrada.</p>	<p><b>Não aceita.</b></p> <p>A inclusão de apólice de seguros nos custos operacionais observa o disposto na cláusula XVIII, item 18.4 do contrato de concessão, que dispõe:</p> <p>18.4. Os encargos relativos às apólices de seguros comporão as despesas operacionais a serem consideradas na MARGEM MÉDIA DE DISTRIBUIÇÃO.</p>

<p>IX. DO FATOR X</p> <p>(...)</p> <p>104. O fator X será aplicado nos reajustes anuais da margem média de distribuição.</p>	<p>Inclusão de texto</p> <p>IX. DO FATOR X</p> <p>(...)</p> <p>104. O fator X será aplicado nos reajustes anuais da margem média de distribuição, de modo que os ganhos de produtividade devem ser distribuídos como 50% (cinquenta por cento) com os usuários, na forma de redução das tarifas, e 50% (cinquenta por cento) com a concessionária, sendo vedado o aumento da tarifa sob a alegação de perda de produtividade por parte da concessionária.</p>	<p>A adoção de uma partilha equilibrada do Fator X, com 50% dos ganhos sendo repassados aos usuários na forma de redução de tarifas e os outros 50% mantidos pela CDL representa uma abordagem justa e transparente que beneficia os consumidores e, ao mesmo tempo, preserva a sustentabilidade financeira do serviço prestado.</p> <p>Ao determinar que 50% dos ganhos de produtividade sejam repassados aos usuários na forma de redução das tarifas, é assegurado que o processo de revisão tarifária esteja alinhado ao princípio da modicidade tarifária. Ao mesmo tempo, a alocação dos outros 50% dos ganhos de produtividade para a CDL é uma forma de reconhecer o esforço da distribuidora para melhorar sua gestão e aumentar sua rentabilidade.</p> <p>Por fim, o Fator X deve refletir ganhos reais de eficiência, e não ser uma justificativa para a distribuidora transferir para os usuários os custos de eventuais ineficiências, não devendo ser utilizada a alegação de uma eventual perda de produtividade como justificativa para aumentos tarifários.</p>	<p><b>Não aceita.</b></p> <p>O compartilhamento dos ganhos de produtividade será realizado, entretanto, conforme justificativa apresentada na Nota Técnica ARSP/DP/GET Nº 014/2024, o método escolhido para a determinação do fator X foi o do Fluxo de Caixa Descontado (FCD), em razão deste método incorporar, em sua determinação, as projeções de mercado, os custos e o plano de investimento previsto pela concessionária para o ciclo tarifário.</p> <p>Neste método, a determinação do Fator X inclui a verificação, através de um modelo financeiro, cujo detalhamento é apresentado na referida nota técnica que acompanha esta consulta pública.</p> <p>A opção pelo FCD garantirá o adequado compartilhamento dos ganhos de produtividade, em atendimento à regulação por incentivos preconizada no contrato de concessão.</p>
--	---	--	---

<p>VIII.1 PERDAS (...)</p>	<p>VIII.1 PERDAS (...)</p> <p>82. Quando as perdas ficarem abaixo do máximo estabelecido, 50% (cinquenta por cento) das perdas técnicas serão cobradas dos usuários e 50% (cinquenta por cento) das perdas técnicas serão custo da concessionária.</p> <p>83. A parcela das perdas técnicas acima do limite máximo estabelecido não poderá ser cobrada dos usuários.</p> <p>84. As perdas não devem ser transferidas aos usuários adimplentes.</p> <p>85. Não serão cobradas perdas de usuários atendidos por gasodutos dedicados e exclusivos.</p>	<p>A proposta de nova redação segue a lógica sugerida para os ganhos de produtividade, de modo que haja partilha dos custos entre consumidores e concessionária no caso das perdas dentro do limite máximo.</p> <p>No caso de perdas técnicas superiores ao limite máximo estabelecido, os consumidores não devem ser onerados.</p> <p>Da mesma forma, não faz sentido onerar consumidores adimplentes por perdas comerciais</p>	<p><b>Não aceita.</b></p> <p>A metodologia de tratamento das perdas se dará pela determinação do nível eficiente de perdas regulatórias vinculadas à distribuição do gás natural, associado à definição de uma meta percentual regulatória anual, nos termos do regulamento proposto, considerando tanto perdas técnicas como as perdas comerciais.</p> <p>Essa metodologia é mais robusta tecnicamente e aderente ao contexto regulatório do gás atual, ao incentivar a concessionária a adotar medidas no sentido de atender ou superar a meta estabelecida, com os usuários absorvendo apenas os custos eficientes de perdas, dentro de limites aceitáveis. O próprio contrato de concessão prevê a possibilidade de aceitação das perdas.</p> <p>Se as perdas registradas ao longo do ciclo forem superiores ao nível eficiente, a rentabilidade da</p>
--------------------------------	---	--	---



			<p>empresa será inferior à taxa do custo de capital.</p> <p>Entretanto, se as perdas forem inferiores às repassadas aos usuários, a rentabilidade será superior à calculada.</p>
--	--	--	--

## 2. CONTRIBUIÇÕES DA COMPANHIA DE GÁS DO ESPÍRITO SANTO – ES GÁS

DISPOSITIVO DA MINUTA PROPOSTO PELA ARSP	REDAÇÃO SUGERIDA PARA O DISPOSITIVO	JUSTIFICATIVA PARA O TEXTO SUGERIDO	ANÁLISE DA ARSP
III. receitas irrecuperáveis;	III. receitas irrecuperáveis <a href="#">qualificadas como parcela da receita total faturada e não recebida pela CONCESSIONÁRIA</a> ;	Necessário adaptar a definição da norma à do contrato de Concessão, que prevê: “2.1. III - receitas irrecuperáveis, qualificadas, para efeito da execução deste CONTRATO, como parcela da <b>receita total</b> faturada e não recebida pela CONCESSIONÁRIA”, ficando explícita a necessidade de prever mecanismos de recuperação da inadimplência em cima dos componentes do faturamento, incluindo, entre outros, margem, custo do gás, transporte, tributos etc.	<b>Não aceita.</b> O acréscimo sugerido remete à definição de receitas irrecuperáveis, que está disposta no Anexo II do normativo proposto. Por simplificação e para evitar repetição, será mantida a redação original.
7. A taxa de regulação e fiscalização será considerada no cálculo da	7. A taxa de regulação e fiscalização, <a href="#">conforme prevista na regulação estadual</a> , será considerada no cálculo da	Alteração para prever que, em caso de alteração da Lei, o valor da taxa deve ser revisto. A menção à regulação estadual está	<b>Aceita.</b>

<p>componente de custos operacionais eficientes.</p>	<p>componente de custos operacionais <u>eficientes, com previsão de ajuste compensatório entre ciclos.</u></p>	<p>prevista no Art. 12.2.II do Contrato de Concessão.</p> <p>Por fim, em atendimento aos preceitos do Contrato de Concessão, os montantes referentes à TRG devem ser considerados na Margem de distribuição. Considerando que as variáveis que determinam o montante efetivamente pago de TRG são exógenas à Concessionaria, e que não envolvem fatores de eficiência, entende-se oportuno que ao final de cada Ciclo haja ajuste compensatório, para mais ou para menos, entre os montantes efetivamente pagos pela Concessionaria e os arrecadados através das tarifas, garantindo assim a <b>neutralidade</b>. Esta proposta está alinhada aos preceitos do Contrato de Concessão, especialmente: (a) à definição de MARGEM MÉDIA DE DISTRIBUIÇÃO conforme clausula I – Item XXIV do Contrato, que prevê a possibilidade de regulamentar metodologias e (b) à Clausula 30. 8, que trata dos casos omissos do Contrato de Concessão. Frise-se, que o Poder Concedente já deixou consignado que casos omissos sejam objeto de aprovação pela ARSP: <b>“30.8. Os casos omissos serão objeto de consulta e aprovação junto ao REGULADOR”</b>. Isso permite, portanto, que metodologias de contas de compensação e ajustes compensatórios, tanto de margem quanto de preço de gás não definidos de forma explícita no Contrato, sejam</p>	<p>No entanto, foram realizados ajustes de redação para simplificação, bem como foi ajustada a menção a custos operacionais eficientes, dado que os custos com a TRG serão computados na componente Odesp:</p> <p>“7. A taxa de regulação e fiscalização, será considerada no cálculo da componente Odesp, com previsão de ajuste compensatório entre os ciclos tarifários.”</p>
--	--	---	--

		<p>aprovados pelo Regulador. Adicionalmente, a Resolução 61/2023, atualmente em vigor, regulamentou a Conta Gráfica referente à parcela PG.</p>	
<p>8. O cálculo da margem média de distribuição incluirá a aplicação do fator de qualidade – fator Q, nos termos deste regulamento.</p>	<p><del>8. O cálculo da margem média de distribuição incluirá a aplicação do fator de qualidade – fator Q, nos termos deste regulamento.</del></p>	<p>Propomos a exclusão do Artigo e de qualquer referência ao Fator Q neste regulamento.</p> <p>Os fatores X e K são explicitamente previstos respectivamente na Clausula V e VIII do Contrato de Concessão, enquanto seria uma inovação a introdução do fator Q, que poderia inclusive afetar a segurança jurídica e o equilíbrio econômico-financeiro da Concessão. Ou seja, a lista de fatores que poderão, quando oportuno, ser utilizados na Concessão é taxativa: Fator X e Fator K.</p> <p>Frisa-se, o Contrato de Concessão faz referência, em vários artigos, todos oportunamente mencionados na Nota Técnica, à qualidade dos serviços nos moldes já devidamente regulamentados pela ARSP através da Resolução Nº 067, de 21 de agosto de 2023, a qual dispõe sobre os indicadores de qualidade do produto e do serviço público de distribuição de gás canalizado. Ou seja, introduzir novamente fatores de qualidade, além de constituir inovação ao Contrato de Concessão, implicaria em uma complexidade não gerenciável pela ARSP e pela Concessionária,</p>	<p><b>Aceita.</b></p> <p>O item 12.6 da cláusula XII do contrato de concessão prevê a possibilidade de inclusão, por regulamento, do estímulo à melhoria da qualidade, conforme disposto a seguir:</p> <p>12.6. A MARGEM MÉDIA DE DISTRIBUIÇÃO, a ser estabelecida ao início de cada CICLO TARIFÁRIO, deverá observar os estímulos à eficiência, modicidade tarifária e previsibilidade das regras, <b>podendo incluir melhoria da qualidade</b>, conforme disposto em REGULAMENTO.</p> <p>Essa previsão, inserida em um dispositivo contratual fundamental que regra o cálculo da margem, na regulação tarifária, só pode ser atendida com a aplicação do fator de qualidade, ou fator Q.</p> <p>No entanto, considerando as contribuições recebidas, a análise quanto à definição do fator de qualidade será remetida para estudo específico, abrangendo a elaboração</p>

		<p>pois poderia incorrer em eventuais duplas penalizações.</p> <p>Ademais, quando o Contrato determina ao Art. 12.6 que: “12.6. A MARGEM MÉDIA DE DISTRIBUIÇÃO, a ser estabelecida ao início de cada CICLO TARIFÁRIO, deverá observar os estímulos à eficiência, modicidade tarifária e previsibilidade das regras, <b>podendo incluir melhoria da qualidade</b>, conforme disposto em REGULAMENTO”, se refere evidentemente ao fato que a concessionária pode, se oportuno, adicionar investimentos e custos para que seja aprimorada a qualidade da concessão e respeitados os indicadores da Resolução Nº 067.</p> <p>Importante ressaltar que o fator Q não foi usado em quaisquer outras empresas de distribuição de Gás Canalizado com regulação estadual por Price Cap no Brasil e/ou na América Latina.</p> <p>Em conclusão, entende-se que os indicadores de qualidade já definidos no ANEXO II do Contrato de Concessão e recentemente regulamentados pela ARSP são suficientes para a garantia dos níveis de serviços previstos no Contrato.</p>	<p>de análise de impacto regulatório (AIR), com a promoção de uma discussão mais abrangente sobre o tema.</p> <p>Cabe registrar que existem dados históricos que permitem o incentivo à melhoria de indicadores de qualidade por meio do Fator Q, com a aplicação de critérios objetivos para a definição das metas, com o uso da regulação por menu.</p>
<p><b>Equação 1: Cálculo da margem média de distribuição</b> t: taxa de impostos.</p>	<p><b>Equação 1: Cálculo da margem média de distribuição</b> t: taxa de impostos <u>sobre a renda – imposto de renda pessoa jurídica (IRPJ) e</u></p>	<p>Proposta de alteração para deixar explícito os tributos aos quais o item se refere.</p>	<p><b>Aceita.</b> A redação final foi ajustada na forma dessa contribuição.</p>

	<a href="#">contribuição social sobre lucro líquido (CSLL).</a>		
11. A margem média de distribuição será calculada considerando a metodologia do fluxo de caixa livre da concessão do ciclo tarifário, que terá valor presente líquido igual à zero ao utilizar taxa de custo de capital aprovada como taxa de desconto.	11. A margem média de distribuição será calculada considerando a metodologia do fluxo de caixa livre da concessão do ciclo tarifário, que terá valor presente líquido igual à zero ao utilizar taxa de custo de capital aprovada como taxa de desconto, <a href="#">a qual será publicada juntamente à publicação desta Resolução.</a>	Proposta de alteração para explicitar que a taxa WACC será publicada pela ARSP juntamente com a publicação da norma.	<b>Não aceita.</b> A publicação da taxa de custo de capital – WACC será realizada oportunamente no sítio eletrônico da ARSP, conforme concluído o estudo sobre a aplicação do risco tamanho, que terá por base a avaliação das condições do mercado que indique a necessidade de sua inclusão, com previsão de publicação em março, previamente ao prazo para apresentação do plano de negócios.
13. A taxa de impostos sobre a renda – imposto de renda pessoa jurídica (IRPJ) e contribuição social sobre lucro líquido (CSLL) – será de 34% sobre a base tributável.	13. A taxa de impostos –sobre a renda – imposto de renda pessoa jurídica (IRPJ) e contribuição social sobre lucro líquido (CSLL), <a href="#">parte integrante da margem média de distribuição</a> , será de 34% sobre a base tributável.	De acordo com a redação proposta, em atendimento aos preceitos do contrato de concessão e da regulação aplicável.  Adicionalmente, se sugere que a ARSP explicitar que a taxa de impostos sobre a renda mencionada nesse item corresponde à taxa de impostos (t) considerada na fórmula da margem média da distribuição.	<b>Aceita Parcialmente.</b> O ajuste proposto foi realizado no item 9, Equação 1, não sendo necessária sua repetição no item 13.
14. A margem dos usuários do segmento termoeletrico observará as regras do(s) contrato(s) em vigor no segundo ciclo tarifário.	14. <a href="#">O cálculo do Lucro Bruto A margem dos usuários de</a> segmento termoeletrico observará as regras do(s) contrato(s) em vigor <del>no segundo ciclo tarifário.</del>	De acordo com a definição contida ao item 09 desta norma e no Contrato de Concessão: “LBsti: <b>lucro bruto</b> do segmento termoeletrico no ano i (R\$)”. Por conta disso, é recomendável utilizar a mesma terminologia utilizada de “Lucro Bruto”.	<b>Aceita parcialmente.</b> A proposta original está em conformidade com o definido na cláusula 2.4.2 do anexo I do Contrato de Concessão:

		<p>Adicionalmente, sugerimos deixar claro que os contratos que serão utilizados para o cálculo devem ser os que estão em vigor, conforme, destacado na metodologia proposta na Carta ES GAS_GREG_135_2024_Ajuste regulatório do Segmento Termoelétrico.</p>	<p>2.4.2. A margem dos USUÁRIOS do SEGMENTO TERMOELÉTRICO observará as regras do(s) contrato(s) que se encontra(m) em vigor na data do início da eficácia deste CONTRATO e dos REGULAMENTOS.</p> <p>No entanto, faz-se necessário ajustar a redação para que o tratamento da margem do segmento termoelétrico observe todos os contratos aplicáveis, de acordo com avaliação posterior, que analisará a proposta da Carta ES GAS/DAC/GREG n°135/2024, e que será divulgada com a apresentação da margem média de distribuição preliminar, etapa 09 do cronograma de eventos da RTO.</p> <p>Nova redação:</p> <p>A margem dos usuários do segmento termoelétrico observará as regras do(s) contrato(s) em vigor.</p>
<p>16. A variação anual de volume distribuído do segmento termoelétrico ao confrontar com o volume aprovado terá seus efeitos compensados na RTO.</p>	<p>16. A variação anual de volume distribuído do segmento termoelétrico ao confrontar com o volume aprovado terá seus efeitos compensados na RTO.</p>	<p>De acordo, conforme Metodologia proposta na Carta ES GAS_GREG_135_2024_Ajuste regulatório do Segmento Termoelétrico, em que foi demonstrado que as normas determinam que no cálculo da Margem</p>	<p>Não houve uma proposta para o dispositivo. Trata-se de comentário, para o qual não se aplica análise da contribuição.</p>

		Média de Distribuição do 2º ciclo tarifário, deve ser incluída a parcela de compensação referente ao segmento termoeletrico.	
18. Poderão ser incluídos no cálculo da margem média de distribuição os efeitos econômico-financeiros do mercado livre de gás canalizado, respeitada a aplicação da remuneração da concessionária.	18. Poderão ser incluídos no cálculo da margem média de distribuição os efeitos econômico-financeiros do mercado livre de gás canalizado, respeitada a <del>aplicação</del> <b>justada</b> remuneração da concessionária.	Ajuste necessário para a adequação ao contrato de concessão, “2.4.3. Poderão ser incluídos no cálculo da MARGEM MÉDIA DE DISTRIBUIÇÃO os efeitos econômico-financeiros do MERCADO LIVRE DE GÁS CANALIZADO, <b>respeitada a justa remuneração da CONCESSIONÁRIA</b> ”.	<b>Aceita.</b> A redação final foi ajustada na forma dessa contribuição.
19. Nos termos da previsão do contrato de concessão em sua Cláusula XII, itens 12.6 e 12.18, o fator de qualidade – fator Q, será estabelecido como parte da metodologia de reajuste da margem média de distribuição, que disciplinará sobre seus critérios de cálculo, bem como os indicadores de qualidade e suas respectivas metas.	<del>19. Nos termos da previsão do contrato de concessão em sua Cláusula XII, itens 12.6 e 12.18, o fator de qualidade – fator Q, será estabelecido como parte da metodologia de reajuste da margem média de distribuição, que disciplinará sobre seus critérios de cálculo, bem como os indicadores de qualidade e suas respectivas metas.</del>	Propomos a exclusão do Artigo e de qualquer referência ao Fator Q neste regulamento.  Os fatores X e K são explicitamente previstos respectivamente na Cláusula V e VIII do Contrato de Concessão, enquanto seria uma inovação a introdução do fator Q, que pode inclusive afetar a segurança jurídica e o equilíbrio econômico-financeiro da Concessão. Ou seja, a lista de fatores que poderão, quando oportuno, ser utilizados na Concessão é taxativa: Fator X e Fator K.  Frisa-se, o Contrato de Concessão faz referência, em vários artigos, todos oportunamente mencionados na Nota Técnica, à qualidade dos serviços nos moldes já devidamente regulamentados pela ARSP através da Resolução Nº 067, de 21 de agosto de 2023, a qual dispõe sobre os indicadores de qualidade do produto e do	<b>Aceita.</b> A análise quanto à definição do fator de qualidade será remetida para estudo específico, abrangendo a elaboração de análise de impacto regulatório (AIR).  Cabe registrar que existem dados históricos que permitem o incentivo à melhoria de indicadores de qualidade por meio do Fator Q, com a aplicação de critérios objetivos para a definição das metas, com o uso da regulação por menu.

		<p>serviço público de distribuição de gás canalizado. Ou seja, introduzir novamente fatores de qualidade, além de constituir inovação ao Contrato de Concessão, implicaria em uma complexidade não gerenciável pela ARSP e pela Concessionaria, pois poderia incorrer em eventuais duplas penalizações.</p> <p>Ademais, quando o Contrato determina ao Art. 12.6 que: “12.6. A MARGEM MÉDIA DE DISTRIBUIÇÃO, a ser estabelecida ao início de cada CICLO TARIFÁRIO, deverá observar os estímulos à eficiência, modicidade tarifária e previsibilidade das regras, <b>podendo incluir melhoria da qualidade</b>, conforme disposto em REGULAMENTO”, se refere evidentemente ao fato que a concessionaria pode, se oportuno, adicionar investimentos e custos para que seja aprimorada a qualidade da concessão e respeitados os indicadores da Resolução Nº 067.</p> <p>Importante ressaltar que o fator Q não foi usado em quaisquer outras empresas de distribuição de Gás Canalizado com regulação estadual por Price Cap no Brasil e/ou na América Latina.</p> <p>Em conclusão, entende-se que os indicadores de qualidade já definidos no ANEXO II do Contrato de Concessão e recentemente regulamentados pela ARSP</p>	
--	--	--	--



		são suficientes para a garantia dos níveis de serviços previstos no Contrato.	
20. A metodologia utilizará a regulação por menu, para a escolha, pela concessionária, da(s) meta(s) aplicável(eis) ao segundo ciclo tarifário.	<del>20. A metodologia utilizará a regulação por menu, para a escolha, pela concessionária, da(s) meta(s) aplicável(eis) ao segundo ciclo tarifário.</del>	Propomos a exclusão do Artigo e de qualquer referência ao Fator Q neste regulamento, em conformidade a quanto comentado ao item 8 e 19 deste documento.	<b>Aceita.</b> A análise quanto à definição do fator de qualidade será remetida para estudo específico, abrangendo a elaboração de análise de impacto regulatório (AIR).  Cabe registrar que existem dados históricos que permitem o incentivo à melhoria de indicadores de qualidade por meio do Fator Q, com a aplicação de critérios objetivos para a definição das metas, com o uso da regulação por menu.
21. Os investimentos realizados no primeiro ciclo serão comparados aos investimentos aprovados, e as diferenças verificadas serão aplicadas no cálculo da margem média de distribuição de que trata este regulamento.	21. <u>As diferenças entre os investimentos aprovados e os Os investimentos realizados em um ciclo no primeiro ciclo serão comparados aos investimentos aprovados, e as diferenças verificadas serão poder ser aplicadas no cálculo da margem média de distribuição do ciclo seguinte, conformede que trata este regulamento a ser definido pela ARSP.</u>	O Contrato de Concessão da ES GÁS, no item 12.19 da Cláusula XII, estabelece que (i) há possibilidade de ajuste compensatório entre investimentos realizados e aprovados e (ii) a aplicação das diferenças se daria no ciclo tarifário seguinte, (iii) sujeito a previa regulamentação. Diante disso, e uma vez que a metodologia de ajustes compensatórios e controle de investimentos ainda não foi definida pela Agência Reguladora, entendemos que a compensação de investimentos nesta 1ª Revisão Tarifária não pode ser aplicada.	<b>Não aceita.</b> A cláusula XII, item 12.19 do contrato de concessão, transcrita a seguir, prevê a aplicação da verificação e ajuste dos investimentos, e sua vigência é clara nesta RTO:  12.19. Ao final de cada ano serão verificados os investimentos realizados e comparados aos investimentos aprovados, cujas diferenças verificadas serão aplicadas no CICLO TARIFÁRIO seguinte, conforme REGULAMENTO.

		Somente após a aprovação final do AIR, poderá haver a ampla discussão prevista em norma com agentes e sociedade, para coleta de subsídios, e enfim a publicação da resolução.	Quanto à realização de AIR, entende-se por não ser aplicável neste caso, visto que a regulamentação dos termos ora propostos já é exigida pelo contrato de concessão, não cabendo a decisão de aplicação ou não das regras, em respeito aos princípios da estabilidade e da previsibilidade regulatória, bem como à segurança jurídica da concessão.
22. Fica estabelecido o dia 31 de maio de 2025 como data-base de referência para fins de atualização monetária, aplicando-se o índice especificado para cada componente.	22. Fica estabelecido o dia 31 de maio de 2025 como data-base de referência para fins de atualização monetária, aplicando-se o índice especificado para cada componente.	Entendemos que este artigo define que os índices monetários, como o IGP-M, serão atualizados até o valor publicados com a referência para maio de 2025.	Não houve uma proposta para o dispositivo. Trata-se de comentário, para o qual não se aplica análise da contribuição.
30. A aprovação dos investimentos propostos no plano de negócios terá por condição a apresentação prévia de estudos que indiquem sua viabilidade econômico-financeira, assegurada a liberdade da concessionária na direção de negócios, investimentos, pessoal e tecnologia, o equilíbrio econômico-financeiro da concessão e a modicidade tarifária.	30. A aprovação dos investimentos <u>em expansão</u> propostos no plano de negócios terá por condição a apresentação prévia de estudos que indiquem sua viabilidade econômico-financeira, assegurada a liberdade da concessionária na direção de negócios, investimentos, pessoal e tecnologia, <u>e equilíbrio econômico-financeiro da concessão, prestação de serviço adequado e a modicidade tarifária.</u>	É evidente que o Artigo 30 se aplica exclusivamente a ativos de expansão, já que para os demais investimentos não será possível avaliar a viabilidade econômico-financeira.  Complementarmente, e em atendimento ao Artigo 37, os investimentos relacionados à qualidade de níveis de serviços adequados, segurança operacional, garantia de fornecimento, entre outros, devem ter sua aprovação subordinada à manutenção e melhoria do serviço de distribuição de gás canalizado para adequá-lo às melhores práticas, não sendo possíveis estudos de viabilidade econômico-financeira.	<b>Não aceita.</b>  A manutenção do equilíbrio econômico-financeiro do contrato Anexo I, cláusula VI, item 6.1, bem como o a manutenção da modicidade tarifária (cláusula IV, item 4.2.1) e a prestação de serviço adequado (cláusula VIII, item 8.2) são premissas fundamentais do referido contrato de concessão e devem ser preservadas em respeito aos princípios da estabilidade e da previsibilidade regulatória, bem como à segurança jurídica da concessão.

			<p>Ainda, entende-se que o acréscimo proposto, segregando investimentos “em expansão”, criaria uma classificação subjetiva, cuja discussão deve ser remetida à análise sobre os critérios de viabilidade, no âmbito da avaliação do plano de negócios.</p> <p>Além disso, criaria conflito com a previsão do item 34 quanto à possibilidade de se atestar a viabilidade econômico-financeira dos investimentos por meio do conjunto de projetos previstos no plano de negócios.</p>
<p>31. A elaboração do plano de investimentos deverá observar a obrigação contratual de planejar e implementar a expansão e a ampliação do sistema de distribuição, de modo a garantir o atendimento da demanda do serviço público de distribuição de gás canalizado, considerando as possibilidades de integração com o sistema de transporte e de outros sistemas de distribuição.</p>	<p>31. A elaboração do plano de investimentos deverá observar a obrigação contratual de planejar e implementar a expansão e a ampliação do sistema de distribuição, de modo a garantir o atendimento da demanda <u>de seu mercado presente e futuro de gás canalizado</u>, considerando as possibilidades de integração com o sistema de transporte, <u>de fontes de suprimentos</u> e de outros sistemas de distribuição.</p>	<p>Conforme previsto no Contrato de Concessão, “9.6.1. A CONCESSIONÁRIA fica obrigada a implementar instalações, bem como a ampliá-las e modificá-las, de modo a garantir o atendimento da demanda <b>de seu mercado presente e futuro de GÁS CANALIZADO</b>, observados os princípios norteadores mencionados no presente CONTRATO”.</p> <p>Adicionalmente é de entendimento da Concessionaria, que ao fim de garantir a segurança energética do Estado, investimentos prudentes devem ser realizados, quando oportuno, para conectar inclusive fontes de suprimentos, inclusive plantas biometano e poços em terra que por</p>	<p><b>Aceita parcialmente.</b></p> <p>O ajuste de redação atende ao estabelecido nas cláusulas IX, itens 9.6.1 e 9.6.2, e cláusula XVI, item 16.7 do contrato de concessão quanto à inclusão do atendimento da demanda do mercado presente e futuro.</p> <p>No entanto, não se faz presente no instrumento contratual a de integração com outras fontes de suprimento.</p> <p>A redação assim foi ajustada para reproduzir o contrato de concessão:</p> <p>31. A elaboração do plano de investimentos deverá observar a obrigação contratual de</p>

		<p>razões econômicas e/ou técnicas não consigam se conectar ao Transporte.</p>	<p>planejar e implementar a expansão e a ampliação do sistema de distribuição, de modo a garantir o atendimento da demanda de seu mercado presente e futuro de gás canalizado, considerando as possibilidades de integração com o sistema de transporte e de outros sistemas de distribuição.</p> <p>Registra-se o objetivo do dispositivo é o de apresentar uma previsão contratual taxativa, o que não impede a apresentação, pela concessionária, de projetos não mencionados pelo normativo, como iniciativas para conexão com outras fontes de suprimento, cuja aprovação se dará na forma do contrato de concessão e desse regulamento.</p>
<p>33. O plano de investimentos poderá incluir empreendimentos cuja viabilidade econômica não possa ser comprovada, desde que o requerente ou interessado custeie o investimento correspondente à parcela inviável.</p>	<p>33. <u>Nos termos do Art. 30 desta Resolução, em se tratando de investimento em expansão, o</u> plano de investimentos poderá incluir empreendimentos cuja viabilidade econômica não possa ser comprovada, desde que o requerente ou interessado custeie o investimento correspondente à parcela inviável.</p>	<p>Alteração necessária para esclarecer, em conformidade a quanto já proposto ao Art. 30, que a viabilidade econômica somente se aplica a investimentos em expansão.</p>	<p><b>Não aceita.</b></p> <p>O contrato de concessão não vincula a viabilidade aos “investimentos em expansão”.</p> <p>Adicionalmente, a avaliação da viabilidade econômica se faz indispensável, pois definirá a forma em que o investimento será</p>

			<p>financiado na hipótese tratada no dispositivo em análise.</p> <p>O acréscimo proposto, segregando investimentos “em expansão”, criaria uma classificação subjetiva, cuja discussão deve ser remetida à análise sobre os critérios de viabilidade, no âmbito da avaliação do plano de negócios.</p> <p>Além disso, criaria conflito com a previsão do item 34 quanto à possibilidade de se atestar a viabilidade econômico-financeira dos investimentos por meio do conjunto de projetos previstos no plano de negócios.</p>
<p>34. A viabilidade econômico-financeira dos investimentos poderá ser atestada considerando o conjunto de projetos previstos no plano de negócios.</p>	<p>34. A viabilidade econômico-financeira dos investimentos poderá ser atestada considerando o conjunto de projetos <a href="#">de expansão</a> previstos no plano de negócios.</p>	<p>De acordo com a redação proposta, já que a análise do conjunto de projetos permite uma visão abrangente e detalhada da viabilidade econômico-financeira dos investimentos, garantindo assim uma avaliação adequada.</p> <p>A adição do termo “expansão” é consequência ao já exposto no artigo 30.</p>	<p><b>Não aceita.</b></p> <p>O acréscimo proposto, segregando investimentos “em expansão”, criaria uma classificação subjetiva, cuja discussão deve ser remetida à análise sobre os critérios de viabilidade, no âmbito da avaliação do plano de negócios.</p> <p>Além disso, criaria conflito com a previsão do item 34, que prevê a possibilidade de se atestar a viabilidade econômico-financeira dos investimentos por meio do conjunto</p>

			de projetos previstos no plano de negócios.
35. O plano de investimentos deverá atender aos princípios norteadores do contrato de concessão, observando as regras nele dispostas e as estabelecidas neste regulamento.	35. O plano de investimentos deverá atender aos princípios norteadores do contrato de concessão, observando as regras nele dispostas e as estabelecidas neste regulamento.	De acordo com a redação proposta, em prol da segurança jurídica e do preceito da estabilidade regulatória.	Não houve uma proposta para o dispositivo. Trata-se de comentário, para o qual não se aplica análise da contribuição.
	<p><a href="#">35.1. O plano de investimentos—deverá destacar os projetos de Redes Locais</a></p> <p><a href="#">35.2.Os custos relativos as etapas de compressão, liquefação, transporte rodoviário, carga e descarga, descompressão, regaseificação e armazenamento de Gás relativos aos projetos de Redes Locais serão repassadas aos usuários como Parcela de Margem referente a Redes Locais, conforme regulamento a seguir:</a></p> <p><a href="#">“Art. 1º. Os Custos relativos as etapas de compressão, liquefação, transporte, carga e descarga, descompressão, regaseificação e armazenamento relativos aos projetos de Redes Locais (doravante denominados “Custos da Rede Local”) não serão considerados para os fins de cálculo da Receita Requerida, calculada em conformidade à Clausula</a></p>	<p>Proposta de adição de artigo e, por consequência, de renumeração dos artigos seguintes.</p> <p>Necessário incluir a possibilidade de atendimento a Redes Locais, previstas no contrato de concessão, considerando que as Redes Locais otimizam a logística de distribuição, o que pode reduzir custos operacionais e de manutenção, diminui a necessidade de grandes investimentos em infraestrutura e permitem que o serviço chegue a mais consumidores, afastados da infraestrutura existente.</p> <p>Em projetos de rede local existem etapas que configuram um monopólio da concessionária e etapas referentes a atividades competitivas (compressão, liquefação, transporte, armazenamento, descompressão, regaseificação), sendo que os custos relativos as etapas competitivas devem ser repassadas aos usuários como parcela de margem, conforme metodologia</p>	<p><b>Não aceita.</b></p> <p>O contrato de concessão, em sua cláusula XVI, item 16.7, estabelece a obrigação contratual da concessionária de planejar e implementar a expansão e a ampliação do sistema de distribuição, de modo a garantir o atendimento da demanda do serviço público de distribuição de gás canalizado, considerando as possibilidades de integração com o sistema de transporte e de outros sistemas de distribuição, sendo assegurada a liberdade da concessionária na direção de negócios, investimentos, pessoal e tecnologia, como define o item 8.1 da cláusula VIII.</p> <p>Neste sentido, as redes locais devem ser endereçadas pela concessionária na elaboração de seu plano de negócios, uma vez que são parte</p>

	<p><a href="#">2.1.3 do Anexo I do Contrato de Concessão.</a></p> <p><a href="#">Art. 2º Para os fins dessa Resolução, adota-se a seguinte definição:</a></p> <p><a href="#">I - Rede Local: gasodutos que se encontram isolados em determinadas regiões, não conectadas fisicamente ao sistema de distribuição principal, mas integrados por meio de estruturas de compressão/liquefação e descompressão/regaseificação de gás canalizado, armazenamento, transporte rodoviário, carga e descarga de GÁS comprimido ou liquefeito.</a></p> <p><a href="#">Art. 3º. A metodologia visa à apuração, atualização e compensação na margem de distribuição de gás canalizado dos valores relativos aos Custos da Rede Local definidos no Artigo 1º, como parcela de Redes Locais na margem de distribuição, a qual comporá as tarifas de todos os usuários da área de concessão.</a></p> <p><a href="#">Art. 4º. O primeiro repasse se dará em 01/08/2025, primeiro dia do 2º Ciclo</a></p>	<p>contida na Carta ES GAS_GREG_095_2024 e no Anexo IV à Carta ES GASDACGREG Nº 016-2025 de apresentação das contribuições à CP 001/2025 (<b>Anexo IV - Minuta de Resolução Metodológica para Rede Local</b>).</p> <p>Esta proposta está alinhada aos preceitos do Contrato de Concessão, especialmente (a) à definição de MARGEM MÉDIA DE DISTRIBUIÇÃO conforme clausula I – Item XXIV do Contrato, que prevê a possibilidade de regulamentar metodologias e (b) à Clausula 30. 8, que trata dos casos omissos do Contrato de Concessão. Frise-se, o Poder Concedente já deixou consignado que casos omissos sejam objeto de aprovação pela ARSP: <b>“30.8. Os casos omissos serão objeto de consulta e aprovação junto ao REGULADOR”</b>, permitindo, portanto, que metodologias de contas de compensação e ajustes compensatórios de margem e/ou de gás, não definidos de forma explícita no Contrato, sejam aprovados pelo Regulador. Adicionalmente, a Resolução 61/2023, em vigor, regulamentou Conta Gráfica referente à parcela PG.</p>	<p>integrante do sistema de distribuição, nos termos da definição estabelecida na cláusula 1.1, LI do contrato de concessão.</p> <p>Assim, os custos relativos à implantação das redes locais deverão ser avaliados e propostos pela concessionária por meio do plano de negócios do processo revisional, demonstrando, em suas projeções de mercado, a sua viabilidade, nos termos de cláusula IX do contrato de concessão e de acordo com os princípios norteadores desse instrumento.</p> <p>A proposta de repasses aos usuários por meio de uma parcela de compensação transfere a esses usuários o risco de mercado que cabe à concessionária, conforme estabelecido no contrato de concessão.</p> <p>7.1. A CONCESSIONÁRIA assumirá integral responsabilidade por todos os riscos inerentes à concessão, ressalvada a configuração de fatos imprevisíveis ou previsíveis, mas de consequências incalculáveis que afetem o EQUILÍBRIO</p>
--	---	---	--

	<p><u>Tarifário, e será calculado da seguinte forma:</u></p> $PMRL_6 = \frac{\text{Custo Est } RL_6}{\text{Volume distribuído}_5}$ <p><u>Onde,</u></p> <p><u>PMRL<sub>6</sub>: Parcela de Margem de Rede Local em R\$/m<sup>3</sup> a ser incorporada na tabela de margens de distribuição e TUSD a partir de 01/08/2025, para o sexto ano da Concessão.</u></p> <p><u>Custo Est RL<sub>6</sub>: é montante total em (R\$) informado pela Concessionaria, e aprovado pela ARSP, de Custos com Redes Locais para o ano de 01/08/2025 a 31/07/2026 (sexto ano da Concessão).</u></p> <p><u>Volume distribuído<sub>5</sub>: é o volume de distribuição em m<sup>3</sup> realizado entre junho 2024 e maio 2025.</u></p> <p><u>Art. 5º. Para os demais anos, (t) em julho de cada ano (t-1), será calculada a Parcela de Margem de Redes Locais para o ano t:</u></p>		<p>ECONÔMICO-FINANCEIRO do CONTRATO.</p> <p>Anexo I:</p> <p>6.3. Os riscos comerciais, administrativos e operacionais, exceto o custo do GÁS (molécula e transporte), são assumidos pela CONCESSIONÁRIA no exercício do presente CONTRATO e compreendem, principalmente: (...)</p>
--	---	--	--



$$PMRL_t = \frac{SCRL_{t-1} + \text{Custo Est } RL_t}{\text{Volume distribuído}_{t-1}}$$

Onde,

$t = 7, 8, \dots, 25$

$SCRL_{t-1}$  = Saldo da Conta de Compensação de Redes Locais para o ano t-1 apurado entre junho do ano anterior e maio do ano do cálculo. Em 01/08/2025 o saldo é igual a R\$ 0,00.

$\text{Custo Est } RL_t$ : é montante total em (R\$) informado pela Concessionária, e aprovado pela ARSP, relativo aos Custos com redes locais para o ano t.

$\text{Volume distribuído}_{t-1}$ : é o volume de distribuição em m<sup>3</sup> realizado entre junho do ano anterior e maio do ano do cálculo.

§ 1º. O Saldo da Conta de Compensação de Redes Locais (SCRL), será

contabilizado mensalmente conforme segue:

$$SCRL_m = (a) - (b) + (c)$$

No qual:

▪ (a) - (b):

É a diferença entre (a) o saldo do ano anterior aplicado na Parcela de Margem de Redes locais, atualizado mensalmente pela taxa Selic (T), e (b) os valores efetivamente recuperados através da aplicação da PMRL vigente no mesmo mês.

$$a = SCRL_{m-1} \times (1 + T_m)$$

$$b = PMRL_m \times VDR_m$$

T<sub>m</sub> = taxa básica de juros fixada para o mês "m" pelo Banco Central do Brasil, SELIC, com todas as casas decimais ou, no caso de sua extinção, a que vier a substituí-la (%).

	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <u>(c) = valores realizados dos custos com as redes locais conforme definidos no Artigo 1º.</u></li> </ul> <p><u>§ 1º. Os repasses da PMRL<sub>t</sub> ocorrerão juntamente aos reajustes anuais da margem de distribuição, em agosto, considerando o Saldo da Conta de Compensação de Redes Locais (SCRL), dos meses de junho do ano anterior a maio do ano de reajuste, ressalvado no ano 7, quando se considerará os saldos constituídos entre agosto de 2025 e maio de 2026.</u></p> <p><u>§ 2º. A Parcela de Margem de Redes Locais (PMRL) será expressa em R\$/m<sup>3</sup> e será incorporada a tabela de margem de distribuição (mercado cativo) e TUSD (mercado livre).</u></p> <p><u>Art. 6º. Ao final da concessão o saldo remanescente da Conta de Margem de Redes Locais será revertido ou devolvido ao Concessionário em forma a ser definida pelo Poder Concedente.</u></p>		
<p>39. A BRRB, bem como a BRRL, avaliada no momento da RTO, será projetada para os demais anos do ciclo tarifário, considerando o</p>	<p>39. A BRRB, bem como a BRRL, avaliada no momento da RTO, será projetada <u>de 01/08/2024 a 31/07/2025 e sucessivamente</u> para os demais anos do</p>	<p>Alteração necessária para deixar explícito que a projeção incluirá o período de 01/08/2024 até 31/07/2030.</p>	<p><b>Não aceita.</b></p> <p>Por simplificação, dado que por padrão a projeção se aplicará ao período mencionado, vinculado ao</p>

<p>acréscimo dos investimentos anuais previstos para o período e as datas em que os mesmos passarão a integrar a BRRB, incluindo também os valores do JOA.</p>	<p>ciclo tarifário, até 31/07/2030, considerando o acréscimo dos investimentos anuais previstos para o período e as datas em que os mesmos passarão a integrar a BRRB, incluindo também os valores do JOA.</p>		<p>ciclo tarifário da presente RTO, entende-se por manter a redação original.</p>
<p>45. O cálculo da taxa WACC será apresentado pela concessionária, seguindo os parâmetros deste regulamento.</p>	<p>45. O cálculo da taxa WACC será apresentado pela concessionária, seguindo os parâmetros deste regulamento.</p>	<p>De acordo com o texto proposto. Adicionalmente, apresentamos o cálculo, seguindo os parâmetros deste regulamento, na forma de estudo técnico anexo à contribuição <b>(Anexo III - Cálculo relativo à taxa de remuneração de capital (WACC))</b>.</p>	<p>Não houve uma proposta para o dispositivo. Trata-se de comentário, para o qual não se aplica análise da contribuição.</p>
<p><math>WACC=(we*re)+(wd*Rd)*(1-t)</math> <math>re=rf+\beta e*(rm-rf)+R</math></p>	<p><math>WACC=(we*re)+(wd*Rd)*(1-t)</math> <math>re=rf+\beta e*(rm-rf)+RP</math></p>	<p>De acordo. Destaca-se aqui a importância da previsibilidade e estabilidade das regras, as quais garantem a segurança jurídica, e assim permitem incrementar a atratividade, sustentabilidade e desenvolvimento da Concessão, em conformidade ao item 26 da Nota Técnica: “Considerando o atendimento às diretrizes de estabilidade e previsibilidade, buscou-se preservar, sempre que possível, as regras aplicadas no cálculo da margem de distribuição do primeiro ciclo tarifário”. Adicionalmente, para este fim, é fundamental que eventuais regras, aplicadas no cálculo da margem de distribuição do primeiro ciclo tarifário, que não possam ser utilizadas neste ciclo, sejam esclarecidas na Nota Técnica Final da ARSP.</p>	<p><b>Aceita.</b> A redação final foi ajustada na forma dessa contribuição.</p>

		Ademais, na fórmula, é importante que a nomenclatura do componente de risco país seja alterada de “R” para “RP” para estar em linha com a legenda.	
Rd: custo do capital de terceiros, em %;	Rd: custo do capital de terceiros, em %, <b>correspondente a <math>Rd=rf+rc+RP+RT</math></b>	Na minuta da resolução são descritas as fórmulas gerais do WACC e do custo de capital próprio, faltando a fórmula do custo de capital de terceiros. Portanto, sugere-se explicitar a fórmula do custo de capital de terceiros, em conformidade ao CAPM da Dívida, conforme definido no Contrato de Concessão, no item 3.2 da Cláusula 3 do Anexo I, que contém a taxa livre de risco, o risco de crédito, o risco país e o risco tamanho (RT).	<b>Parcialmente aceita.</b>  A demonstração da fórmula de custo de capital de terceiros traz clareza ao dispositivo. Contudo, a parcela referente ao risco tamanho será incluída se o estudo sobre o tema concluir por esta alternativa, conforme tratado nas contribuições sobre o assunto.
	<b>RT: risco tamanho, em %;</b>	Sugestão de legenda para o componente de risco tamanho que deve ser utilizado na fórmula de custo de capital próprio e de terceiros. Entende-se que este componente deve sempre ser considerado pela ARSP para garantir maior estabilidade e previsibilidade, conforme estudo técnico anexo à esta contribuição ( <b>Anexo II - Estudo técnico relativo ao Risco Tamanho</b> ).	<b>Não aceita.</b>  A parcela referente ao risco tamanho será incluída se as condições do mercado indicarem essa necessidade, em observância da cláusula III, item 3.2.2.1 do Anexo I do contrato de concessão. A avaliação sobre sua inclusão será remetida ao estudo específico sobre o tema, como parte do cálculo da taxa WACC, cuja publicação está prevista publicação para março, previamente ao prazo para apresentação do plano de negócios.

	rc: risco de crédito, em %.	Sugestão de legenda para o componente de risco de crédito que compõe a fórmula de custo de capital de terceiros e, portanto, deve estar explicitado no presente Regulamento.	<b>Aceita.</b> A redação final foi ajustada na forma dessa contribuição.
47. Os elementos da fórmula para o cálculo da taxa WACC estão apresentados no Anexo III.	47. Os elementos da fórmula para o cálculo da taxa WACC estão apresentados no Anexo III.	Os parâmetros foram definidos com base nos princípios e critérios do parágrafo 63 da referida Nota Técnica.	Não houve uma proposta para o dispositivo. Trata-se de comentário, para o qual não se aplica análise da contribuição.
48. A aplicação do risco tamanho será precedida de avaliação das condições do mercado que indique a necessidade de sua inclusão.	48. A aplicação do risco tamanho será precedida de avaliação das condições do mercado que indique a necessidade de sua inclusão.	De acordo com a redação. Entretanto, como tem sido nosso recorrente posicionamento em defesa do princípio da previsibilidade e da estabilidade das regras, é determinante que essa Agência Reguladora considere o Risco Tamanho – RT na aplicação da fórmula do WACC, tendo em vista que esta componente, apropriadamente, foi considerada no primeiro ciclo tarifário. Adicionalmente, entregamos, junto a esta contribuição à Consulta Pública de Metodologias, o estudo contendo a avaliação das condições de mercado que indicam a necessidade da sua inclusão <b>(Anexo II - Estudo técnico relativo ao Risco Tamanho)</b> .	Não houve uma proposta para o dispositivo. Trata-se de comentário, para o qual não se aplica análise da contribuição.
50. A NCG será calculada pela diferença entre os ativos e passivos circulantes, assumindo uma utilização ótima dos recursos	50. A NCG será calculada pela <b>média da</b> diferença entre os ativos e passivos circulantes <b>extraídos dos Balanços Patrimoniais da distribuidora dos últimos</b>	Entendemos ser importante a especificação da origem dos dados, em prol do princípio da previsibilidade e estabilidade, além da segurança jurídica.	<b>Não aceita.</b> A definição tratada quanto ao uso da média e a base de informações para o cálculo será remetida ao estudo

<p>financeiros da concessionária, representando a reserva de recursos necessária para suprir as necessidades financeiras operacionais da concessionária.</p>	<p>anos disponíveis, assumindo uma utilização ótima dos recursos financeiros da concessionária, representando a reserva de recursos necessária para suprir as necessidades financeiras operacionais da concessionária.</p>		<p>específico sobre o tema, cujos resultados serão divulgados com a apresentação da margem média de distribuição preliminar, etapa 09 do cronograma de eventos da RTO.</p>
<p><b>Equação 3: Cálculo do capital de giro unitário</b></p> <p>AC = Total das receitas operacionais (ativo circulante) corrigidas pelo IPCA;</p> <p>PC = Total das despesas operacionais (passivo circulante) corrigidas pelo IPCA;</p> <p>V = Volume distribuído (m<sup>3</sup>).</p>	<p><b>Equação 3: Cálculo do capital de giro unitário</b></p> <p>AC = <del>Total das receitas operacionais</del> <u>Ativo circulante extraído dos Balanços Patrimoniais da distribuidora</u> corrigidoas pelo IGP-M+PC;</p> <p>PC = <del>Total das despesas operacionais</del> <u>Passivo circulante extraídos dos Balanços Patrimoniais da distribuidora</u> corrigidoas pelo IGP-M+PC;</p> <p>V = Volume distribuído (m<sup>3</sup>).</p>	<p>Considerando que, conforme determinado no Contrato de Concessão da ES GÁS (i) a NCG, assim como a BRRL, é parte integrante da parcela “remuneração do capital” do custo de capital (subitem VI, item 12.2, Cláusula XII) e (ii) que a BRRB, que dará origem à BRRL, deve ser atualizada monetariamente pelo IGP-M (item 11.5, Cláusula XI). Portanto, propõe-se que a NCG seja atualizada pelo mesmo índice de atualização da BRRB, o Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M). Além disso, propõe-se especificar a origem dos dados.</p>	<p><b>Não aceita.</b></p> <p>A definição quanto à base de informações será remetida ao estudo específico sobre o tema, cujos resultados serão divulgados com a apresentação da margem média de distribuição preliminar, etapa 09 do cronograma de eventos da RTO.</p> <p>Quanto à utilização do IGP-M, o contrato de concessão menciona esse índice em dois casos: (i) para a atualização da BRRB; e (ii) das multas e penalidades, conforme reprodução a seguir:</p> <p>11.5. A BRRB deverá ser atualizada monetariamente anualmente por Índice Geral de Preços do Mercado-IGPM, podendo esse índice ser alterado por REGULAMENTO.</p> <p>(...)</p> <p>22.5. As multas e outras penalidades pecuniárias decorrentes deste CONTRATO</p>

			<p>serão atualizados pelo Índice Geral de Preços do Mercado - IGPM, ou de outro índice que vier a sucedê-lo.</p> <p>Como se observa da redação dos dispositivos acima, o único caso em que o contrato restringe a atualização ao uso do IGP-M se dá na atualização das penalidades pecuniárias.</p> <p>Assim, não há restrição contratual que impeça a adoção do IPCA ou outros índices para atualização de quaisquer componentes da MM.</p> <p>No caso da atualização da BRRB, o instrumento contratual permite sua substituição de acordo com regulamento. Como se sabe, foi mantido o uso do IGP-M para a atualização da BRRB, de acordo com o art. 8º da Resolução ARSP nº 080, de 05 de dezembro de 2024.</p> <p>No entanto, no caso da atualização da NCG, opta-se por manter o uso do IPCA, índice que melhor representa a inflação associada à esta componente.</p>
<p>60. Para esta definição, será adotado o método baseado na avaliação dos</p>	<p>60. Para esta definição, será adotado o método baseado na avaliação <u>da consistência</u> dos custos <u>apresentados</u></p>	<p>Conforme Carta ES GAS_GREG_102_2024, entendemos que os custos históricos devem ser avaliados à luz da necessidade de</p>	<p><b>Aceita parcialmente.</b></p>



<p>custos e indicadores históricos da concessionária.</p>	<p><u>pela ES GÁS em seu plano de negócios, comparados a indicadores históricos da concessionária, e indicadores de concessionárias do serviço de distribuição de gás canalizado no âmbito da regulação por incentivos, utilizados em revisões tarifárias.</u></p>	<p>aprimorar o serviço de distribuição de gás canalizado, compativelmente ao de um operador prudente e razoável.</p> <p>Nesse sentido, devem ser levados em consideração na análise, a defasagem dos custos históricos da ES Gás para a adequada operação e manutenção da concessão além da necessidade de elevados investimentos na expansão dos serviços de distribuição, que implicam em despesas com o aprimoramento dos padrões de segurança, qualidade e atendimento para melhoria da qualidade do serviço aos usuários.</p> <p>Quanto à comparação com outras distribuidoras, conforme Carta citada, propõe-se explicitar no texto que será feita em relação a indicadores com dados regulatórios.</p> <p>Tal pleito se justifica por (i) precedente regulatório e (ii) inexistência de um banco de dados padronizado.</p> <p>Em relação ao primeiro aspecto, quase todos os reguladores de distribuidoras de gás canalizado no Brasil que atuam sob o regime de regulação por incentivos aplicam o método de Análise de Indicadores (ARSESP no caso da COMGÁS, SPS e NECTA, SEDE para a GASMIG e AGEPAR para a COMPAGÁS). Entre essas experiências, destaca-se o caso da GASMIG em que a Análise de Indicadores foi feita por meio da comparação dos custos</p>	<p>A avaliação a ser efetuada pelo regulador observará o devido tratamento dos custos históricos da concessionária, que serão analisados criteriosamente, na forma do detalhamento apresentado na seção de que trata essa contribuição.</p> <p>A redação foi ajustada para destacar a comparação com outras concessionárias, na forma a seguir:</p> <p>60. Para esta definição, será adotado o método baseado na avaliação dos custos e indicadores históricos da concessionária, comparados com outras concessionárias prestadoras do serviço de distribuição de gás canalizado.</p>
---	--	---	---

		<p>unitários da concessionária com os indicadores regulatórios de outras distribuidoras.</p> <p>Sobre o segundo aspecto, diferentemente do que ocorre em outros setores regulados, como de saneamento básico que tem o Sistema Nacional de Informações em Saneamento Básico (SINISA) e de energia elétrica que tem a ANEEL que solicita dados padronizados de todas as distribuidoras, no setor de distribuição de gás canalizado inexistem banco de dados extensos e padronizados. A ausência de um banco de dados somada à dificuldade de comparabilidade de dados de demonstrações financeiras de empresas por ausência de padronização da exposição de dados de contas de pessoal, materiais, serviços e outros (PMSO), faz com que a análise por indicadores regulatórios (indicadores construídos com dados de custos aprovados pelos reguladores de distribuidoras de gás natural) seja a única possível.</p>	
<p>61. O regulador analisará a trajetória e os valores previstos pela concessionária em seu plano de negócios, realizando avaliação qualitativa e quantitativa de consistência, a fim de definir os</p>	<p>61. O regulador analisará a trajetória e os valores previstos pela concessionária em seu plano de negócios, realizando avaliação qualitativa e quantitativa de consistência, a fim de definir os montantes aplicáveis a cada ano do segundo ciclo tarifário.</p>		<p><b>Aceita.</b></p> <p>A redação final foi ajustada na forma dessa contribuição.</p>

montantes aplicáveis a cada ano do segundo ciclo tarifário.			
64. Os encargos relativos às apólices de seguros comporão as despesas operacionais a serem consideradas na margem média de distribuição.	64. Os encargos relativos às apólices de seguros comporão <u>os custos operacionais eficientes as despesas operacionais</u> a serem consideradas na margem média de distribuição.	Entende-se que tal alteração dirime qualquer dúvida quanto a classificação dos encargos relativos às apólices de seguros como custos operacionais ou outros custos.	<b>Aceita.</b> A redação final foi ajustada na forma dessa contribuição.
67. Eventuais glosas, a depender de sua natureza, serão consideradas para efeito das estimativas de produtividade a serem aplicadas através do Fator X.	67. Eventuais glosas, a depender de sua natureza, serão consideradas para efeito das estimativas de produtividade a serem aplicadas através do Fator X, <b>quando aplicável.</b>	De acordo com quanto previsto ao art. 97.	<b>Aceita.</b> A redação final foi ajustada na forma dessa contribuição, acrescida de ajuste textual a fim de evitar interpretação diversa, para o adequado tratamento dessas glosas na definição do fator X:  67. Eventuais glosas, a depender de sua natureza, serão <b>desconsideradas</b> para efeito das estimativas de produtividade a serem aplicadas através do Fator X, <b>quando aplicável.</b>
68. Após excluídos os custos não elegíveis por meio da análise qualitativa, os valores aplicáveis de OPEX, serão atualizados pelo IPCA até a data de referência da RTO.	68. Após excluídos os custos não elegíveis por meio da análise qualitativa, os valores aplicáveis de OPEX, serão atualizados pelo <del>IPCA</del> <u>IGP-M</u> até a data de referência da RTO.	O Contrato de Concessão prevê o uso do IGP-M para atualização tanto de investimento, como dos demais itens. Portanto solicitamos manter o IGP-M para atualização de todos os itens.	<b>Não aceita.</b> O contrato de concessão menciona o IGP-M em dois casos: (i) para a atualização da BRRB; e (ii) das multas e penalidades, conforme reprodução a seguir:  11.5. A BRRB deverá ser atualizada monetariamente

			<p>anualmente por Índice Geral de Preços do Mercado-IGPM, podendo esse índice ser alterado por REGULAMENTO.</p> <p>(...)</p> <p>22.5. As multas e outras penalidades pecuniárias decorrentes deste CONTRATO serão atualizados pelo Índice Geral de Preços do Mercado - IGPM, ou de outro índice que vier a sucedê-lo.</p> <p>Como se observa da redação dos dispositivos acima, o único caso em que o contrato restringe a atualização ao uso do IGP-M se dá na atualização das penalidades pecuniárias.</p> <p>Assim, não há restrição contratual que impeça a adoção do IPCA ou outros índices para atualização de quaisquer componentes da MM.</p> <p>No caso da atualização da BRRB, o instrumento contratual permite sua substituição de acordo com regulamento. Como se sabe, foi mantido o uso do IGP-M para a atualização da BRRB, de acordo com o art. 8º da Resolução ARSP nº 080, de 05 de dezembro de 2024.</p>
--	--	--	---

			<p>No entanto, no caso da atualização da componente OPEX, opta-se por manter o uso do IPCA, índice que melhor representa a variação dos itens de OPEX, como pessoal e serviços de terceiros.</p>
<p>69. A seguir, será realizada a avaliação quantitativa por meio da construção de indicadores, com sua comparação com os resultados do primeiro ciclo tarifário, e com outras concessionárias do serviço de distribuição de gás canalizado, a fim de compor uma base de custos operacionais eficientes no âmbito da regulação por incentivos.</p>	<p>69. A seguir, será realizada a avaliação quantitativa por meio da construção de indicadores <u>do plano de negócios</u>, com sua comparação com os resultados do primeiro ciclo tarifário, e com outras concessionárias do serviço de distribuição de gás canalizado <u>com regulação por incentivos, utilizados em revisões tarifárias</u>, a fim de compor uma base de custos operacionais eficientes no âmbito da regulação por incentivos.</p> <p><u>Para a construção do indicador para avaliação dos custos de pessoal (P) o direcionador será o número de usuários. Para os indicadores dos demais custos (M, S, O), será utilizado como direcionador o volume distribuído.</u></p>	<p>Com relação ao primeiro parágrafo, reiteramos o comentário do artigo 60 acima.</p> <p>Adicionalmente, com relação ao segundo parágrafo, sugerimos que a ARSP indique quais serão os direcionadores que serão considerados na análise dos indicadores de custos. Propõe-se que a ARSP considere como direcionadores para os custos de pessoal e para os demais custos (materiais, serviços de terceiros e outros) o número de usuários e o volume distribuído, respectivamente, da mesma forma realizada pela SEDE para a GASMIG em sua 2ª Revisão Tarifária Ordinária e explicitado na Carta enviada à ARSP ES GAS_GREG_102_2024.</p>	<p><b>Não aceita.</b></p> <p>Opta-se por manter a redação original. As inclusões propostas restringem a avaliação quantitativa, ao:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>(i). limitar a construção dos indicadores aos contemplados no plano de negócios, cuja responsabilidade de apresentação é de responsabilidade da concessionária;</li> <li>(ii) reduzir a base de dados para comparação, tratamento que poderá ser aplicado pelo regulador, caso conveniente, com a ressalva de que o setor de gás canalizado não possui alta disponibilidade de dados;</li> <li>(iii) definir direcionadores, quando é mais apropriado que sua indicação ocorra no estudo sobre o tema.</li> </ul>

<p>72. Na inconsistência dos valores projetados no plano de negócios, e na ausência de justificativas para tal, os custos operacionais eficientes serão ajustados para refletir uma trajetória regulatória consistente com o histórico do primeiro ciclo tarifário e com o setor regulado.</p>	<p>72. Na inconsistência dos valores projetados no plano de negócios, e na ausência de justificativas para tal, os custos operacionais eficientes serão ajustados para refletir uma trajetória regulatória consistente com o histórico do primeiro ciclo tarifário e com o setor regulado <b>de gás canalizado</b>.</p>	<p>De acordo com a redação proposta, somente especificando qual setor regulado será considerado.</p>	<p><b>Aceita.</b></p> <p>A redação final foi ajustada na forma dessa contribuição, incluindo, contudo, o termo distribuição. Segue redação ajustada:</p> <p>72. Na inconsistência dos valores projetados no plano de negócios, e na ausência de justificativas para tal, os custos operacionais eficientes serão ajustados para refletir uma trajetória regulatória consistente com o histórico do primeiro ciclo tarifário e com o setor regulado de distribuição de gás canalizado.</p>
<p><b>VIII. DOS OUTROS CUSTOS</b></p> <p>73. Esta seção aborda a metodologia de definição dos custos com (i) perdas regulatórias, (ii) taxas de regulação do serviço público de gás canalizado, (iii) pesquisa e desenvolvimento, (iv) receitas irrecuperáveis; e (v) encargos da tarifa social.</p>	<p><b>VIII. DOS OUTROS CUSTOS</b></p> <p>73. Esta seção aborda a metodologia de definição dos custos com (i) perdas regulatórias, (ii) taxas de regulação do serviço público de gás canalizado, (iii) pesquisa e desenvolvimento, (iv) receitas irrecuperáveis; e (v) encargos da tarifa social, <u>classificados como outras despesas (ODESP) para fins de cálculo da margem média de distribuição.</u></p>	<p>Sugere-se que na redação se exponha que tais custos são parte integrante de outras despesas, a fim de não gerar confusão e de se alinhar com o item 9 do inciso II (da margem média de distribuição) em que se diz que outras despesas, gastos e receitas irrecuperáveis são classificados como ODESP.</p>	<p><b>Aceita.</b></p> <p>A redação final foi ajustada na forma a seguir:</p> <p>73. Esta seção aborda a metodologia de definição <b>da componente Odesp, contemplando</b> os custos com (i) perdas regulatórias, (ii) taxas de regulação do serviço público de gás canalizado, (iii) pesquisa e desenvolvimento, (iv) receitas irrecuperáveis; e (v) encargos da tarifa social.</p>

<p><b>VIII.1 Perdas</b></p> <p>74. Esta subseção trata da definição dos custos com perdas regulatórias como parte da componente “Outros Custos” da receita requerida.</p>	<p><b>VIII.1 Perdas</b></p> <p>74. Esta subseção trata da definição dos custos com perdas regulatórias. como parte da componente “Outros Custos” <del>da</del> <del>receita requerida.</del></p>	<p>De acordo com a redação proposta, com ajuste que será explicado no item seguinte.</p>	<p><b>Não aceita.</b></p> <p>A proposta sugerida transfere integralmente aos usuários um risco comercial que o contrato de concessão aloca para a concessionária.</p> <p>Além disso, vai de encontro à regulação por incentivos e às boas práticas atuais sobre o assunto, sugerindo a criação de uma conta de compensação adicional, o que, ainda, agregaria complexidade ao cálculo tarifário.</p> <p>Cumprir registrar que a redação desse item foi ajustada para esclarecer que os custos com perdas farão parte da componente Odesp:</p> <p>70. Esta subseção trata da definição dos custos com perdas regulatórias como parte da componente Odesp da receita requerida.</p>
<p>75. O custo com perdas será definido pela determinação do nível eficiente de perdas regulatórias vinculadas à distribuição do gás natural, associado à definição de uma meta percentual regulatória anual.</p>	<p>75. O custo com perdas será definido <del>conforme regulamento a seguir: pela determinação do nível eficiente de perdas regulatórias vinculadas à distribuição do gás natural, associado à definição de uma meta percentual regulatória anual.</del> Art. 1º. Os custos com perdas não serão considerados para os fins de cálculo da Receita Requerida</p>	<p>O Artigo 31 da Resolução ASPE 005/2007 reconhece que “As margens de erro de medição admitidas, para mais ou para menos, independentemente da classe de pressão, <b>são as estabelecidas pela legislação metrológica</b>”.</p> <p>A International Organization of Legal Metrology), ou Organização Internacional de</p>	<p><b>Não aceita.</b></p> <p>A proposta sugerida transfere integralmente aos usuários um risco comercial que o contrato de concessão aloca para a concessionária.</p> <p>Além disso, vai de encontro à regulação por incentivos e às boas</p>

	<p>calculada em conformidade à Clausula 2.1.3 do Anexo I do Contrato de Concessão.</p> <p>Art. 2º. A metodologia proposta visa à apuração, atualização e compensação dos valores relativos aos custos com Perdas de Gás, e a sua aplicação como Parcela de Perdas a ser incorporada na tabela de margem de distribuição (mercado cativo) e TUSD (mercado livre).</p> <p>Art. 3º. A Parcela de Margem de Perdas de Gás (PMPGt) para o período t, será:</p> $PMPGt = SCPGt-1 / VDRt-1$ <p>Na qual:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>t = 6, 7, ..., 25;</li> <li>O SCPG5 do quinto ano regulatório, até 31/07/2025, a ser aplicado no ano 6, é R\$ 0,00 (zero Reais);</li> <li>SCPG t-1 = saldo da Conta de Compensação de Perdas de Gás, no período anterior, em R\$;</li> <li>VDRt-1 = Volume de gás distribuído realizado em t-1 em m<sup>3</sup>;</li> </ol> <p>§ 1º. O valor do PMPG6, para o sexto ano regulatório, será de R\$/m<sup>3</sup> 0,00 (zero Reais por metro cúbico).</p>	<p>Metrologia Legal (OIML), define na International Recommendation (Recomendação Internacional) 137-1 &amp; 2 ao item 5.3.4 que o erro metrológico máximo possível - <math>Qt \leq Q \leq Qmax \pm 1.5\%</math>.</p> <p>Da mesma forma, a cláusula 6.4.7 da resolução conjunta ANP/ INMETRO 0001/2013 define o erro máximo de incerteza de um sistema de medição em 1,5%: “6.4.7. <b><u>Os sistemas de medição de gás devem ser projetados, instalados e calibrados para operar dentro das seguintes incertezas de medição</u></b> de vazão ou volume:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li><b><u>Sistemas de medição fiscal incerteza máxima de 1,5%;</u></b></li> <li><b><u>Sistemas de medição para transferência de custódia incerteza máxima de 1,5%;</u></b></li> <li>Sistemas de medição para apropriação incerteza máxima de 2%;</li> <li>Sistemas de medição para queima ou ventilação de gás natural incerteza máxima de 5%”.</li> </ol> <p>O mesmo valor consta na cláusula 2.7.14 do Contrato Master da TAG enviado na carta ES GAS/DAC/GREG N° 132/2024 e aprovado pela ARSP no ofício OF/ARSP/DG/N°069/2024: “2.7.14. Quando a diferença entre (i) a <b><u>QUANTIDADE DIÁRIA</u></b></p>	<p>práticas atuais sobre o assunto, sugerindo a criação de uma conta de compensação adicional, o que, ainda, agregaria complexidade ao cálculo tarifário.</p>
--	--	--	---



	<p>§ 2º. O valor do PMPG7, para o sétimo ano regulatório, considerará os saldos acumulados de 01/08/2025 até 31/05/2026.</p> <p>Art. 4º. Para o ano t, em julho de cada ano (t-1), será calculado o saldo da Conta de Compensação de Perdas de Gás (SCPG):</p> <p>SCPGt = (a) - (b) + (c)</p> <p>Na qual:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ (a) - (b):</li> </ul> <p>é a diferença entre (a) o saldo do ano anterior aplicado na Parcela de Margem de Perdas de Gás, atualizado mensalmente pela taxa Selic T, e (b) os valores efetivamente recuperados através da aplicação da PMPGt.</p> <p>a = SCPGt-1 x (1 + Tt-1)</p> <p>b = PMPGt x VDRt</p> <p>Tt -1= taxa básica de juros fixada para t-1 pelo Banco Central do Brasil, SELIC, ou, no caso de sua extinção, a que vier a substituí-la (%), aplicada mês a mês ao saldo do mês anterior.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ (c) = (VCGt - VDRt) x PGt</li> </ul>	<p><b><u>MEDIDA DE ENTRADA ou a QUANTIDADE DIÁRIA MEDIDA DE SAÍDA apurada pelo TRANSPORTADOR e (ii) a quantidade diária medida registrada no sistema de medição de terceiros seja superior a 1,5% (um vírgula cinco por cento), para mais ou para menos,</u></b></p> <p>o CARREGADOR poderá apresentar contestação ao TRANSPORTADOR. O CARREGADOR deverá encaminhar, em conjunto com a contestação, os volumes apurados em seus sistemas de medição e a comprovação metrológica de todo o sistema de medição.”</p> <p>O contrato modelo de contrato CUSD definido na RESOLUÇÃO ARSP Nº 053/2021 define na cláusula 9.3 que: “Medição das Quantidades de GÁS Entregues ao USUÁRIO e Recebidas pela Concessionária” e “ 9.3.15. Caso determinada CALIBRAÇÃO indique que o referido CONJUNTO DE REGULAGEM E MEDIÇÃO (CRM) esteja fora de ajuste, ou seja, fique comprovado que o mesmo esteja apurando uma QUANTIDADE MEDIDA (QM) com <b><u>erro superior a 1,5% (um vírgula cinco por cento), para mais ou para menos”</u></b></p> <p>Os próprios Contratos de Compra e Venda, todos devidamente aprovados pela ARSP, reconhecem erros metrológico de até 1,5%: “Nenhum ajuste será efetuado no CONJUNTO DE REGULAGEM E MEDIÇÃO (CRM) caso a CALIBRAÇÃO indique que o equipamento esteja apurando uma</p>	
--	---	---	--

	<p>Saldo a ser adicionado na Conta de Compensação no ano t, que corresponde a <math>(VPRT - VDRt) \times PMGt</math>, onde:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. VPRT = Volume medido nos Pontos de Recebimentos (VPRT) no período de apuração, em m<sup>3</sup>;</li> <li>2. VDRt = Volume de gás Distribuído Realizado (VDRt) no período de apuração, em m<sup>3</sup>;</li> <li>3. PGt = Preço Médio do Gás (PGt), realizado em R\$/m<sup>3</sup>, sem impostos, de acordo com a resolução ARSP 061, de 29 de março de 2023.</li> </ol> <p>§ 1º. Os repasses da PMPG ocorrerão juntamente aos reajustes anuais da margem de distribuição em agosto, considerando o saldo da Conta de Compensação de Perdas de Gás (SCPG), dos meses de junho do ano anterior a maio do ano de reajuste, ressalvado quanto previsto ao Art.3 § 2º.</p> <p>§ 2º. A Parcela de Margem de Perdas de Gás (PMPG) será expressa em R\$/m<sup>3</sup> e incorporada nas tabelas de margens de distribuição (mercado cativo) e de TUSD (mercado livre).</p> <p>Art. 5º. Ao final da concessão o saldo remanescente da Conta de Margem de Perdas Regulatórias será revertido ou</p>	<p>QUANTIDADE MEDIDA (QM) <u>com erro igual ou inferior a 1,5% (um vírgula cinco por cento), para mais ou para menos.”.</u></p> <p><b><u>OU SEJA, É CERTO E ACEITO QUE EXISTEM PERDAS DE ATÉ 1,5% DEVIDAS À DIFERENÇA DE MEDIÇÃO DE GÁS TANTO NA ENTRADA COMO NA SAÍDA DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO, TANTO PARA MAIS, COMO PARA MENOS.</u></b></p> <p>Adicionalmente, métodos e tecnologias de medição diferentes (ultrassônico, placas de orifício, etc), mesmo que aprovados pela INMETRO, também podem gerar diferenças de medição. Isto porque é um princípio fundamental na ciência e na metrologia (ciência das medições) que na medição haja a prática de repetir medições várias vezes para aprimorar precisão e confiabilidade. Isso é fundamental porque, na prática, <b><u>não há de se falar em imprecisão ou ineficiência da Concessionaria ou das outras partes envolvidas quando o cerne da questão é o próprio ato de medir.</u></b></p> <p>Quanto exposto acima ainda fica mais relevante quando não somente medimos, mas sim calculamos a diferença entre duas medidas (entrada e saída), cada uma afetada pelo erro metrológico acima exposto.</p> <p>Esta é a principal razão pela existência de diferenças de medições entre os volumes medidos na entrada (transportador) e na</p>	
--	---	--	--

	<p>devolvido ao Concessionário em forma a ser definida pelo Poder Concedente na ocasião.</p>	<p>saída (usuários) do sistema de distribuição e este componente, em termos percentuais, é significativamente maior dentre as que compõem o item “perdas”.</p> <p>As demais componentes listadas ao Art. 78 (vazamentos devido a incidentes, as perdas comerciais, fraudes, ligações clandestinas e erros de faturamento) também compõem perdas, mas são irrelevantes em termos percentuais.</p> <p>Em adição à questão metrológica independente da gestão eficiente da Concessionaria, quando se pretende colocar um valor na Margem Bruta aprovada da Concessionaria, deve-se projetar variáveis como o custo do gás, o qual é influenciado por fatores exógenos, tais como Petróleo (Brent, TTK, HH), Dólar, entre outros, cuja previsibilidade é notadamente dependente de fatores macroeconômicos, como conflitos ou flutuações de variáveis globais.</p> <p>Por conta disso, a assertividade quanto a definição do valor das perdas regulatórias ex-ante é extremamente baixa, podendo resultar em ganhos ou perdas vultosos para a Concessionaria situação para a qual, há vedação expressa no Contrato de Concessão que “6.3. Os riscos comerciais, administrativos e operacionais, <b>exceto o custo do GÁS (molécula e transporte)</b>, são</p>	
--	--	---	--

		<p>assumidos pela CONCESSIONÁRIA no exercício do presente CONTRATO (...).”</p> <p>Por conta de tudo o que foi exposto acima, a ESGAS, encaminhou à ARSP através da Carta ES GAS_GREG_133_2024_Nota Técnica Perdas e agora, como Anexo V à contribuição para esta CP 001/225 (<b>Anexo V – Minuta de Resolução Metodológica para Perdas</b>), em que propôs reconhecer as perdas como uma parcela de perdas, a ser aplicada a todos os usuários do sistema de distribuição, <b>em conta de compensação específica</b>, a ser repassada anualmente aos usuários em agosto, juntamente à atualização anual da margem, que garantirá a neutralidade da Concessionaria, sendo o montante da conta acompanhado pelos informes a serem realizados para a ARSP. Desta forma, tanto o erro metrológico exposto acima, como eventuais variações em variáveis macroeconômicas, não afetarão a Concessionaria assim como também não afetarão os usuários do sistema de distribuição de gás canalizado no Espírito Santo.</p> <p>Esta proposta está alinhada aos preceitos do Contrato de Concessão, especialmente (a) à definição de MARGEM MÉDIA DE DISTRIBUIÇÃO conforme clausula I – Item XXIV do Contrato, que prevê a possibilidade de regulamentar metodologias e (b) à Clausula 30. 8, que trata dos casos omissos.</p>	
--	--	--	--

		<p>Frise-se, o Poder Concedente já deixou consignado que casos omissos sejam objeto de aprovação pela ARSP: <b>“30.8. Os casos omissos serão objeto de consulta e aprovação junto ao REGULADOR”</b>, permitindo, portanto, que metodologias de contas de compensação e ajustes compensatórios de margem e/ou de gás, não definidos de forma explícita no Contrato, sejam aprovados pelo Regulador. Adicionalmente, a Resolução 61/2023, em vigor, regulamentou Conta Gráfica referente à parcela PG.</p> <p>Por fim, com referência a outra perda, é importante ressaltar que a ARSP já fiscaliza à ação da distribuidora com relação aos vazamentos através do indicador IVAZ regulamentado pela RESOLUÇÃO ARSP Nº 059, de 28 de dezembro de 2022.</p>	
<p>76. O percentual será definido por meio de estudo, que analisará a trajetória das perdas regulatórias no primeiro ciclo tarifário, identificando o nível eficiente que deve ser reconhecido no cálculo da margem média de distribuição.</p>	<p><del>76. O percentual será definido por meio de estudo, que analisará a trajetória das perdas regulatórias no primeiro ciclo tarifário, identificando o nível eficiente que deve ser reconhecido no cálculo da margem média de distribuição.</del></p>	<p>Sugerimos a exclusão do artigo e propõe a utilização da metodologia de Perdas através de uma conta de compensação, conforme delineado ao art. 75.</p>	<p><b>Não aceita.</b></p> <p>A proposta sugerida transfere integralmente aos usuários um risco comercial que o contrato de concessão aloca para a concessionária.</p> <p>Além disso, vai de encontro à regulação por incentivos e às boas práticas atuais sobre o assunto, sugerindo a criação de uma conta de compensação adicional, o que, ainda,</p>

			agregaria complexidade ao cálculo tarifário.
77. No estudo de perdas devem ser definidas principalmente três variáveis: o indicador de referência das perdas, o nível real de perdas da concessionária e a meta regulatória.	<del>77. No estudo de perdas devem ser definidas principalmente três variáveis: o indicador de referência das perdas, o nível real de perdas da concessionária e a meta regulatória.</del>	Sugerimos a exclusão do artigo e propõe a utilização da metodologia de Perdas através de uma conta de compensação, conforme delineado ao art. 75.	<p><b>Não aceita.</b></p> <p>A proposta sugerida transfere integralmente aos usuários um risco comercial que o contrato de concessão aloca para a concessionária.</p> <p>Além disso, vai de encontro à regulação por incentivos e às boas práticas atuais sobre o assunto, sugerindo a criação de uma conta de compensação adicional, o que, ainda, agregaria complexidade ao cálculo tarifário.</p>
78. O indicador de referência estabelecido é a porcentagem de perdas totais de gás – PPTG, que considera tanto (i) as perdas técnicas, que incluem vazamentos devido a incidentes e à imprecisão dos equipamentos de medição, e (ii) as perdas comerciais, oriundas de fraudes, ligações clandestinas e erros de faturamento.	<del>78. O indicador de referência estabelecido é a porcentagem de perdas totais de gás – PPTG, que considera tanto (i) as perdas técnicas, que incluem vazamentos devido a incidentes e à imprecisão dos equipamentos de medição, e (ii) as perdas comerciais, oriundas de fraudes, ligações clandestinas e erros de faturamento.</del>	Sugerimos a exclusão do artigo e propõe a utilização da metodologia de Perdas através de uma conta de compensação, conforme delineado ao art. 75.	<p><b>Não aceita.</b></p> <p>A proposta sugerida transfere integralmente aos usuários um risco comercial que o contrato de concessão aloca para a concessionária.</p> <p>Além disso, vai de encontro à regulação por incentivos e às boas práticas atuais sobre o assunto, sugerindo a criação de uma conta de compensação adicional, o que, ainda, agregaria complexidade ao cálculo tarifário.</p>

<p>79. Por meio dos dados históricos encaminhados por estudo próprio elaborado pela concessionária, será calculada a PPTG para cada ano do primeiro ciclo tarifário. Em seguida, deverá ser definido o PPTG regulatório aplicável ao segundo ciclo, com o objetivo de determinar o percentual de perdas regulatórias a ser reconhecido na tarifa, podendo ser um valor fixo anual ou valores decrescentes.</p>	<p><del>79. — Por meio próprio elaborado pela concessionária, será o PPTG, com o objetivo de determinar o percentual de perdas regulatórias a ser reconhecido na tarifa, podendo ser um valor fixo anual ou valores decrescentes.</del></p>	<p>Sugerimos a exclusão do artigo e propõe a utilização da metodologia de Perdas através de uma conta de compensação, conforme delineado ao art. 75.</p>	<p><b>Não aceita.</b></p> <p>A proposta sugerida transfere integralmente aos usuários um risco comercial que o contrato de concessão aloca para a concessionária.</p> <p>Além disso, vai de encontro à regulação por incentivos e às boas práticas atuais sobre o assunto, sugerindo a criação de uma conta de compensação adicional, o que, ainda, agregaria complexidade ao cálculo tarifário.</p>
<p>80. O percentual anual de perdas aplicável ao segundo ciclo tarifário representará a meta definida pelo regulador, e subsidiará as medidas necessárias para que a concessionária atinja o nível de perdas estabelecido, em observância ao item 8.25 da Cláusula VIII do contrato de concessão.</p>	<p><del>80. — O percentual anual de perdas aplicável ao segundo ciclo tarifário representará a meta definida pelo regulador, e subsidiará as medidas necessárias para que a concessionária atinja o nível de perdas estabelecido, em observância ao item 8.25 da Cláusula VIII do contrato de concessão.</del></p>	<p>Sugerimos a exclusão do artigo e propõe a utilização da metodologia de Perdas através de uma conta de compensação, conforme delineado ao art. 75.</p>	<p><b>Não aceita.</b></p> <p>A proposta sugerida transfere integralmente aos usuários um risco comercial que o contrato de concessão aloca para a concessionária.</p> <p>Além disso, vai de encontro à regulação por incentivos e às boas práticas atuais sobre o assunto, sugerindo a criação de uma conta de compensação adicional, o que, ainda, agregaria complexidade ao cálculo tarifário.</p>
<p>81. O estudo também realizará uma comparação entre concessionárias de características similares e os níveis</p>	<p><del>81. — O estudo também realizará uma comparação entre concessionárias de características similares e os níveis de</del></p>	<p>Sugerimos a exclusão do artigo e propõe a utilização da metodologia de Perdas através</p>	<p><b>Não aceita.</b></p>

<p>de metas ideais definidos pela literatura, bem como na experiência internacional, caso aplicável e de acordo com a disponibilidade de dados sobre o tema.</p>	<p><del>metas ideais definidos pela literatura, bem como na experiência internacional, caso aplicável e de acordo com a disponibilidade de dados sobre o tema.</del></p>	<p>de uma conta de compensação, conforme delineado ao art. 75.</p>	<p>A proposta sugerida transfere integralmente aos usuários um risco comercial que o contrato de concessão aloca para a concessionária.</p> <p>Além disso, vai de encontro à regulação por incentivos e às boas práticas atuais sobre o assunto, sugerindo a criação de uma conta de compensação adicional, o que, ainda, agregaria complexidade ao cálculo tarifário.</p>
<p>83. De acordo com o art. 10 da Lei nº 7.860/2004, a TRG é determinada pela seguinte fórmula:</p>	<p>83. De acordo com o art. 10 da Lei nº 7.860/2004, <b>ou outra que venha substituí-la</b>, a TRG é determinada pela seguinte fórmula:</p>	<p>Alteração para prever a revisão da taxa caso haja alteração da Lei.</p>	<p><b>Não aceita.</b></p> <p>Trata-se de reprodução da legislação vigente aplicável nesta 1ª RTO.</p>
<p>84. Os valores referente à TRG serão projetados como parte do plano de negócios, sendo homologados pelo regulador, compondo o cálculo da componente Outros Custos.</p>	<p>84. Os valores referentes à TRG serão projetados como parte do plano de negócios, sendo homologados pelo regulador, compondo o cálculo da componente Outros Custos, <b>cabendo ainda ajuste compensatório entre ciclos.</b></p>	<p>Em atendimento aos preceitos do Contrato de Concessão, os montantes referentes à TRG devem ser considerados na Margem de distribuição. Considerando que as variáveis que determinam o montante efetivamente pago de TRG são exógenas à Concessionaria, e que não envolvem fatores de eficiência, entende-se oportuno que ao final de cada Ciclo haja ajuste compensatório, para mais ou para menos, entre os montantes efetivamente pagos pela Concessionaria e os arrecadados através das tarifas, ao fim de garantir a neutralidade.</p>	<p>Aceita, com ajustes na redação proposta:</p> <p>84. Os valores referentes à TRG serão projetados como parte do plano de negócios, sendo homologados pelo regulador, compondo o cálculo da componente Odesp, e serão objeto de ajuste compensatório entre os ciclos tarifários.</p>



		<p>Esta proposta está alinhada aos preceitos do Contrato de Concessão, especialmente (a) à definição de MARGEM MÉDIA DE DISTRIBUIÇÃO conforme clausula I – Item XXIV do Contrato, que prevê a possibilidade de regulamentar metodologias e (b) à Clausula 30. 8, que trata dos casos omissos do Contrato de Concessão. Frise-se, o Poder Concedente já deixou consignado que casos omissos sejam objeto de aprovação pela ARSP: “30.8. Os casos omissos serão objeto de consulta e aprovação junto ao REGULADOR”, permitindo, portanto, que metodologias de contas de compensação e ajustes compensatórios de margem e/ou de gás, não definidos de forma explícita no Contrato, sejam aprovados pelo Regulador. Adicionalmente, a Resolução 61/2023, em vigor, regulamentou Conta Gráfica referente à parcela PG.</p>	
<p>86. Será alocado o montante equivalente a 0,25% da receita requerida o custeio de gastos com pesquisa e desenvolvimento em projetos voltados a alocar recursos humanos e financeiros, visando à inovação e/ou ao aprimoramento dos produtos e da prestação de serviços, nos processos e usos finais do gás.</p>	<p>86. Será alocado o montante equivalente a 0,25% da receita requerida referente ao custeio de gastos com pesquisa e desenvolvimento em projetos voltados a alocar recursos humanos e financeiros, visando à inovação e/ou ao aprimoramento dos produtos e da prestação de serviços, nos processos e usos finais do gás.</p>		<p><b>Aceita.</b> A redação final foi ajustada na forma dessa contribuição.</p>

<p>87. Os projetos financiados por estes recursos serão propostos pela concessionária até 01 de novembro de 2025, e serão objeto de homologação pelo regulador.</p>	<p>87. Os projetos financiados por estes recursos serão propostos pela concessionária <del>até 01 de novembro de 2025</del>, e serão objeto de homologação pelo regulador.</p>	<p>Considerando que o recurso é para projetos a serem executados nos 5 anos seguintes, é mais adequado discutir ao longo do ciclo.</p>	<p><b>Aceita.</b> A redação final foi ajustada na forma dessa contribuição.</p>
<p>91. O nível eficiente de inadimplência será definido como um percentual regulatório para o ciclo tarifário, obtido a partir das informações da base de faturamento da concessionária, utilizando o método da curva de envelhecimento da fatura, também conhecido como curva de “aging”.</p>	<p>91. O nível eficiente de inadimplência será definido como um percentual regulatório para o ciclo tarifário, obtido a partir das informações da base de faturamento da concessionária, utilizando o método da curva de envelhecimento da fatura, também conhecido como curva de “aging”.</p>	<p>De acordo.</p> <p>O regulador deve estimular os prestadores de serviços à adoção de práticas eficientes de cobrança e arrecadação, desonerando os usuário do custo de arcar com a inadimplência transitória e repassando à tarifa apenas a parcela da inadimplência que é estrutural, ou seja, as receitas irrecuperáveis, que independem da capacidade do prestador de serviços em adotar práticas de cobrança e gestão comercial mais eficientes ou que representam um custo de cobrança superior ao benefício da sua execução, o que não corrobora com o princípio da modicidade tarifária.</p> <p>A partir do alvo regulatório estabelecido para as receitas irrecuperáveis na revisão tarifária, a concessionária tem incentivos para aprimorar suas práticas comerciais para superar o limite regulatório estabelecidos e reduzir a inadimplência abaixo desse limite.</p> <p>Contudo, cabe a ponderação do momento em que se encontra a concessionária, como as características do mercado atendido e a</p>	<p>Não houve uma proposta para o dispositivo. Trata-se de comentário, para o qual não se aplica análise da contribuição.</p>

		<p>possibilidade de se utilizar algum energético substituto.</p> <p>Um mercado concentrado em poucos grandes clientes industriais podem apresentar em determinados momentos uma parcela de inadimplência relativamente baixa, no entanto, essa mesma parcela poderia se tornar muito alta, quando um cliente ficar inadimplente. Além disso, para os fins do cálculo do percentual de inadimplência a ser aplicado ao segundo ciclo tarifário, se deve considerar o movimento de migração de grandes usuários do mercado cativo para o mercado livre, uma vez que reduz o faturamento da Companhia e conseqüentemente eleva o % inadimplência a ser considerado. De fato, a ES Gás, em 2023, quando quase 100% do volume distribuído era cativo, possuía um faturamento líquido de cerca de R\$ 1,9 bilhões. Estima-se que em 2025, ano em que 90% do volume distribuído da Concessionária será referente ao mercado livre, o faturamento da Distribuidora deve ser abaixo de R\$ 1 bilhão, uma queda de 60%, sobre o qual se calculará o % inadimplência.</p> <p>Adicionalmente, como o gás natural é de relativamente fácil substituição, o inadimplemento pode se estender por mais tempo que nas concessões de energia elétrica ou saneamento básico. Além disso, a</p>	
--	--	---	--

		<p>expansão do serviço de distribuição de gás canalizado para regiões com menor poder aquisitivo tende a aumentar o percentual de receitas irrecuperáveis.</p> <p>Com relação ao aging, esta é uma prática comum no mercado.</p>	
<p>93. Será analisada a base de faturamento atual e pendente dos últimos 36 meses, a fim de determinar o ponto de estabilização da curva. A trajetória de inadimplência deverá contemplar os valores a recuperar por categoria de usuários.</p>	<p>93. Será analisada a base de faturamento atual, <u>considerando inclusive a migração dos clientes entre o mercado livre e cativo, e o pendente em periodicidade adequados últimos 36 meses</u>, a fim de determinar o ponto de estabilização da curva. A trajetória de inadimplência deverá contemplar os valores a recuperar por categoria de usuários.</p>	<p>Conforme informado ao Artigo 91, a ES Gás, em 2023, quando quase 100% do volume distribuído era cativo, possuía um faturamento líquido de cerca de R\$ 1,9 bilhões. Estima-se que em 2025, ano em que 90% do volume distribuído da Concessionária será referente ao mercado livre, o faturamento da Distribuidora deve ser abaixo de R\$ 1bilhão, uma queda de 60%, sobre o qual se calculará o % inadimplência.</p> <p>Portanto não é adequado considerar o histórico de faturamento da Concessionária para o cálculo do percentual de inadimplência, e sim, o volume a partir de 2025, quando a migração de usuários cativo para o mercado livre já se tornou uma realidade e, por conta disso, o faturamento já ficou muito aquém do de anos anteriores.</p> <p>Considerando a entrega do Plano de Negócios de RTO em 07/04/2024, conforme Res 81/2024, se entende adequado utilizar o maior prazo disponível em que as condições de mercado se estabilizaram, ou seja, o primeiro trimestre de 2025.</p>	<p><b>Não aceita.</b></p> <p>Será adotado o histórico com o objetivo de se determinar o percentual/taxa de inadimplência que será considerada. Dessa forma, o que será observado é: dado o faturamento, qual é o percentual de inadimplentes.</p>

<p>94. Caso os níveis de inadimplência apurados por meio dos dados da concessionária sejam muito divergentes dos valores regulatórios habituais no setor, será avaliada a aplicação de um mecanismo de transição, para que se atinjam os valores regulatórios durante o segundo ciclo tarifário.</p>	<p>94. Caso os níveis de inadimplência apurados por meio dos dados da concessionária sejam muito divergentes dos <u>valores percentuais</u> regulatórios habituais no setor <u>de gás canalizado</u>, será avaliada a aplicação de um mecanismo de transição, para que se atinjam os valores regulatórios durante o segundo ciclo tarifário.</p>	<p>Proposta de ajuste do texto considerando tratar-se do cálculo dos percentuais, e não dos valores a serem utilizados nos modelos de cálculo do aging.</p>	<p><b>Aceita.</b></p> <p>Nova redação:</p> <p>94. Caso os níveis de inadimplência apurados por meio dos dados da concessionária sejam muito divergentes dos percentuais regulatórios habituais no setor de distribuição de gás canalizado, será avaliada a aplicação de um mecanismo de transição, para que se atinjam os valores regulatórios durante o segundo ciclo tarifário.</p>
	<p><b>94.1 Caso haja solicitação de migração do mercado livre para o mercado cativo durante o ciclo tarifário, a Concessionária deverá exigir garantia financeira do usuário solicitante, sem a qual não haverá eficácia do contrato de fornecimento.</b></p>	<p>A metodologia deve considerar a questão da inadimplência referente ao custo do gás na receita de clientes que são livres no momento do cálculo do PO, mas que podem migrar volumes para o mercado cativo ao longo do ciclo.</p> <p>Como não será possível considerar a parcela de gás na receita referente destes usuários quando da definição do percentual de inadimplência para o cálculo do PO, uma garantia deverá ser exigida pela Concessionária para que seu risco de inadimplência não seja afetado.</p>	<p><b>Não aceita.</b></p> <p>Trata-se de contribuição sobre tema fora do escopo do normativo em discussão na consulta pública, cujo teor foi regulamentado pela Resolução ARSP nº 046, de 31 de março de 2021.</p>
<p>97. O Fator X será calculado pelo modelo de Fluxo de Caixa Descontado (FCD).</p>	<p>97. O Fator X <u>do 2º Ciclo Tarifário será considerado implicitamente no cálculo dos custos eficientes, por meio da avaliação do Plano de Negócios da</u></p>	<p>Propõe-se que o Fator X seja considerado implicitamente para estimar os custos operacionais eficientes, obtido pela avaliação do Plano de Negócios apresentado</p>	<p><b>Não aceita.</b></p> <p>A adoção do fator X explícito não pode ser confundida com a</p>

	<p><del>Concessionária, calculado pelo modelo de Fluxo de Caixa Descontado (FCD).</del></p>	<p>pela Concessionária e pela comparação dos custos projetados com os custos unitários regulatórios médios de outras distribuidoras de gás canalizado.</p> <p>O conceito é adequado considerando que o cálculo da margem já internaliza os ganhos de eficiência nos custos operacionais. Isso porque a metodologia de definição dos custos operacionais utilizada (Análise de Indicadores), ao comparar os custos projetados aos custos de outras distribuidoras de gás canalizado, já permite a avaliação da eficiência da empresa quanto à gestão de seus custos operacionais.</p> <p>A eventual utilização de um Fator X explícito implica na definição do OPEX da Concessionária abaixo do custo eficiente, o que é prejudicial para a adequada prestação do serviço e impõe dupla penalização à distribuidora.</p> <p>Além disso, tal pleito está embasado em dois pilares (i) precedente regulatório e (ii) estágio de maturidade da regulação do Espírito Santo. O pleito está em linha com a experiência regulatória nacional, uma vez que no setor de distribuição de gás canalizado, a maioria dos reguladores – AGEPAR, SEDE e AGENERSA – não aplicou o Fator X explícito nos últimos processos de revisão tarifária. Apenas a ARSESP, que possui arcabouço regulatório mais</p>	<p>metodologia de custos operacionais eficientes.</p> <p>Enquanto para o último caso, em respeito ao contrato de concessão e à regulação por incentivos, se estimam os custos operacionais em padrões de eficiência a serem reconhecidos anualmente no ciclo tarifário, no caso do fator X, se projeta o compartilhamento de parte do ganho de eficiência que a empresa regulada atingirá no referido ciclo.</p> <p>O fator X é um elemento fundamental do sistema de preços máximos ou price-cap. Neste sistema, calcula-se inicialmente a tarifa que permite cobrir os custos de capital e de operação eficientes da empresa, permitindo-lhe obter uma remuneração justa.</p> <p>Os custos operacionais eficientes não refletem os custos mínimos da produção de uma empresa, mas aqueles vinculados a padrões de eficiência.</p> <p>O sistema de preços máximos gera incentivos para que a empresa opere eficientemente e reduza seus custos, já que sua rentabilidade durante o</p>
--	---	---	---

		<p>consolidado e histórico de dados para aplicação de metodologia de PTF, aplicou o Fator X explícito.</p> <p>Ademais, é inadequado criar complexidade regulatória em estágios iniciais da regulação, como é o caso da distribuição de gás canalizado no Espírito Santo, uma vez que este é o primeiro processo de revisão tarifária da Concessão no modelo Price Cap.</p>	<p>período tarifário dependerá da gestão da companhia.</p> <p>Caso os ganhos de produtividade sejam superiores aos calculados pelo regulador na revisão tarifária, a rentabilidade da empresa será superior à taxa do custo de capital e a empresa poderá reter tais benefícios adicionais.</p> <p>Entretanto, se as melhorias em eficiência forem inferiores às repassadas aos usuários, a rentabilidade será inferior à calculada.</p> <p>Neste sentido, trata-se de uma metodologia neutra, que evita a apropriação de todos os ganhos de produtividade apenas pela concessionária, hipótese que deve ser afastada pela regulação de um monopólio natural.</p> <p>Ressalta-se que a metodologia, em nenhuma hipótese, caracteriza a aplicação do conceito de uma penalização, mas da atuação da regulação econômica em prover a devida proteção aos usuários e a garantia de seus interesses em um mercado monopolista, ao mesmo tempo em que é garantida a adequada operação e remuneração</p>
--	--	--	--

			<p>da concessionária, vital para a provisão de serviços sustentáveis e de qualidade.</p> <p>Logo, não existe dupla penalização, e sim dois efeitos diferenciados:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>(i) primeiro, a projeção dos custos operacionais eficientes buscará reproduzir, em um contexto monopolista, um mecanismo do mercado que conduza à minimização dos custos, como um proxy para um ambiente concorrencial;</li><li>(ii) segundo, serão compartilhados parte dos ganhos de produtividade obtidos pelos incentivos à eficiência do prestador, decorrentes do aumento de sua eficiência técnica, tecnológica e de escala ao longo do próximo ciclo tarifário.</li></ul> <p>O incremento de complexidade, neste caso, se justifica, ao introduzir ganhos significativos em termos de qualidade da metodologia de definição da MM, além de respeitar a previsão contratual de regulação por incentivos.</p>
--	--	--	---



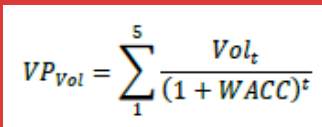
			<p>Além disso, registra-se que o contrato de concessão, em sua cláusula V, infere a previsão de um fator X explícito, conforme reprodução a seguir:</p> <p>5.1. O FATOR X terá por objetivo permitir o compartilhamento dos ganhos de eficiência e produtividade da CONCESSIONÁRIA com os USUÁRIOS durante o CICLO TARIFÁRIO.</p> <p>5.2. As diretrizes para aplicação do FATOR X são previstas abaixo.</p> <p>5.2.1. No primeiro CICLO TARIFÁRIO ocorrerá a coleta e a avaliação de dados históricos, não sendo aplicado, nesse período, a metodologia do FATOR X.</p> <p>5.2.2. No segundo CICLO TARIFÁRIO em diante, será aplicado o FATOR X tendo como base metodologia que será definida pelo REGULADOR.</p> <p>5.3. O FATOR X estabelecido nas REVISÕES TARIFÁRIAS ORDINÁRIAS se manterá fixo</p>
--	--	--	---

			<p>para os anos subsequentes do CICLO TARIFÁRIO.</p> <p>Ainda, não se configura como razoável a crítica à metodologia com base em precedentes regulatórios e estágio de maturidade da regulação do ES. A metodologia utilizada é consagrada na regulação de <i>utilities</i>, e foi aplicada com sucesso por este regulador justamente em uma 1ª Revisão Tarifária, a da Companhia Espírito Santense de Saneamento – Cesan.</p> <p>Como menciona o Department for Business, Innovation &amp; Skills (2011)<sup>1</sup> do Reino Unido, em tradução livre:</p> <p>Os mercados regulados e as tecnologias evoluem, e os arcabouços regulatórios, assim como os objetivos de política mais amplos, precisam ser atualizados para refletir as prioridades do momento. Um arcabouço regulatório claramente desatualizado dificilmente levará a resultados bem-sucedidos ou previsíveis.</p>
--	--	--	--

<sup>1</sup> UNITED KINGDOM. Department for Business, Innovation & Skills. Principles for Economic Regulation. London, 2011. Disponível em: <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/5a755c9fed915d6faf2b2669/11-795-principles-for-economic-regulation.pdf>. Acesso em 07 de fevereiro de 2025.

			Dessa forma, mantém-se a metodologia indicada na proposta de resolução, com a aplicação da componente em sua forma explícita, com a adoção da metodologia de fluxo de caixa descontado, por meio do qual o fator X irá capturar, a cada reajuste, o ganho de eficiência alcançado ao longo do ciclo tarifário.
98. Será realizada uma verificação, através de um modelo financeiro, para que o fator determinado permita à concessionária cumprir com os planos de investimento definidos e obter uma rentabilidade compatível com seu custo de capital.	<del>98. Será realizada uma verificação, através de um modelo financeiro, para que o fator determinado permita à concessionária cumprir com os planos de investimento definidos e obter uma rentabilidade compatível com seu custo de capital.</del>	Sugere-se a exclusão da metodologia proposta pela ARSP e propõe-se a utilização da metodologia do Fator X Implícito.	<b>Não aceita</b> , nos termos da análise da contribuição ao item 97, disposta acima.
99. O Fator X será determinado como o percentual que zera o valor presente dos fluxos de caixa esperados, descontados à taxa do custo de capital reconhecida pelo regulador.	<del>99. O Fator X será determinado como o percentual que zera o valor presente dos fluxos de caixa esperados, descontados à taxa do custo de capital reconhecida pelo regulador.</del>	Sugere-se a exclusão da metodologia proposta pela ARSP e propõe-se a utilização da metodologia do Fator X Implícito.	<b>Não aceita</b> , nos termos da análise da contribuição ao item 97, disposta acima.
100. Para o cálculo do fator X, primeiramente será calculada uma margem média com base em um fluxo de caixa que considera a projeção das diferentes componentes da Receita Requerida, sendo que os custos operacionais considerados neste fluxo de caixa e	<del>100. Para o cálculo do fator X, primeiramente será calculada uma margem média com base em um fluxo de caixa que considera a projeção das diferentes componentes da Receita Requerida, sendo que os custos operacionais considerados neste fluxo de caixa e</del>	Sugere-se a exclusão da metodologia proposta pela ARSP e propõe-se a utilização da metodologia do Fator X Implícito.	<b>Não aceita</b> , nos termos da análise da contribuição ao item 97, disposta acima.

que compõem a receita requerida são projetados sem incorporar critérios de eficiência, segundo a equação a seguir:	<del>são projetados sem incorporar critérios de eficiência, segundo a equação a seguir:</del>		
<b>Equação 6: Margem média sem fator X</b>	<del>Equação 6: Margem média sem fator X</del>	Sugere-se a exclusão da metodologia proposta pela ARSP e propõe-se a utilização da metodologia do Fator X Implícito.	<b>Não aceita</b> , nos termos da análise da contribuição ao item 97, disposta acima.
$MM_{semFatorX} = \frac{VP_{RR}}{VP_{Vol}}$	<del><math display="block">MM_{semFatorX} = \frac{VP_{RR}}{VP_{Vol}}</math></del>	Sugere-se a exclusão da metodologia proposta pela ARSP e propõe-se a utilização da metodologia do Fator X Implícito	<b>Não aceita</b> , nos termos da análise da contribuição ao item 97, disposta acima.
Onde:	<del>Onde:</del>	Sugere-se a exclusão da metodologia proposta pela ARSP e propõe-se a utilização da metodologia do Fator X Implícito.	<b>Não aceita</b> , nos termos da análise da contribuição ao item 97, disposta acima.
MMsemFatorX: margem média de distribuição sem fator X;	<del>MMsemFatorX: margem média de distribuição sem fator X;</del>	Sugere-se a exclusão da metodologia proposta pela ARSP e propõe-se a utilização da metodologia do Fator X Implícito.	<b>Não aceita</b> , nos termos da análise da contribuição ao item 97, disposta acima.
VPRR: valor presente da Receita Requerida;	<del>VPRR: valor presente da Receita Requerida;</del>	Sugere-se a exclusão da metodologia proposta pela ARSP e propõe-se a utilização da metodologia do Fator X Implícito.	<b>Não aceita</b> , nos termos da análise da contribuição ao item 97, disposta acima.

<p>VPVOL: valor presente do volume distribuído projetado para o ciclo tarifário, segundo a seguinte Equação:</p>	<p><del>VPVOL: valor presente do volume distribuído projetado para o ciclo tarifário, segundo a seguinte Equação:</del></p>	<p>Sugere-se a exclusão da metodologia proposta pela ARSP e propõe-se a utilização da metodologia do Fator X Implícito.</p>	<p><b>Não aceita</b>, nos termos da análise da contribuição ao item 97, disposta acima.</p>
<p><b>Equação 7: Valor presente dos volumes projetados 5</b></p>	<p><del>Equação 7: Valor presente dos volumes projetados 5</del></p>	<p>Sugere-se a exclusão da metodologia proposta pela ARSP e propõe-se a utilização da metodologia do Fator X Implícito.</p>	<p><b>Não aceita</b>, nos termos da análise da contribuição ao item 97, disposta acima.</p>
$VP_{Vol} = \sum_1^5 \frac{Vol_t}{(1 + WACC)^t}$		<p>Sugere-se a exclusão da metodologia proposta pela ARSP e propõe-se a utilização da metodologia do Fator X Implícito.</p>	<p><b>Não aceita</b>, nos termos da análise da contribuição ao item 97, disposta acima.</p>
<p>101. O segundo passo para o cálculo do Fator X consiste em determinar o valor presente da Receita Requerida Eficiente (<math>VP_{RRE}</math>). Para isso, serão utilizados direcionadores eficientes na projeção dos custos operacionais, considerando valores eficientes no fluxo de caixa, de acordo com a tabela a seguir:</p>	<p><del>101. O segundo passo para o cálculo de Fator X consiste em determinar o valor presente da Receita Requerida Eficiente (<math>VP_{RRE}</math>). Para isso, serão utilizados direcionadores eficientes na projeção dos custos operacionais, considerando valores eficientes no fluxo de caixa, de acordo com a tabela a seguir:</del></p>	<p>Sugere-se a exclusão da metodologia proposta pela ARSP e propõe-se a utilização da metodologia do Fator X Implícito.</p>	<p><b>Não aceita</b>, nos termos da análise da contribuição ao item 97, disposta acima.</p>
<p><b>Tabela 1: Projeção custos operacionais</b></p>	<p><del>Tabela 1: Projeção custos operacionais</del></p>	<p>Sugere-se a exclusão da metodologia proposta pela ARSP e propõe-se a utilização da metodologia do Fator X Implícito.</p>	<p><b>Não aceita</b>, nos termos da análise da contribuição ao item 97, disposta acima.</p>

<b>Conceito</b>	<del>Conceito</del>	Sugere-se a exclusão da metodologia proposta pela ARSP e propõe-se a utilização da metodologia do Fator X Implícito.	<b>Não aceita</b> , nos termos da análise da contribuição ao item 97, disposta acima.
Pessoal - Direcionador: Número de usuários - Direcionadores eficientes - Regressão	<del>Pessoal — Direcionador: Número de usuários — Direcionadores eficientes — Regressão</del>	Sugere-se a exclusão da metodologia proposta pela ARSP e propõe-se a utilização da metodologia do Fator X Implícito.	<b>Não aceita</b> , nos termos da análise da contribuição ao item 97, disposta acima.
Materiais - Direcionador: Volume distribuído - Direcionadores eficientes - Regressão	<del>Materiais — Direcionador: Volume distribuído — Direcionadores eficientes — Regressão</del>	Sugere-se a exclusão da metodologia proposta pela ARSP e propõe-se a utilização da metodologia do Fator X Implícito.	<b>Não aceita</b> , nos termos da análise da contribuição ao item 97, disposta acima.
Serv. Terceiros - Direcionador: Volume distribuído - Direcionadores eficientes - Regressão	<del>Serv. Terceiros — Direcionador: Volume distribuído — Direcionadores eficientes — Regressão</del>	Sugere-se a exclusão da metodologia proposta pela ARSP e propõe-se a utilização da metodologia do Fator X Implícito.	<b>Não aceita</b> , nos termos da análise da contribuição ao item 97, disposta acima.
Outros - Direcionador: Volume distribuído - Direcionadores eficientes - Regressão	<del>Outros — Direcionador: Volume distribuído — Direcionadores eficientes — Regressão</del>	Sugere-se a exclusão da metodologia proposta pela ARSP e propõe-se a utilização da metodologia do Fator X Implícito.	<b>Não aceita</b> , nos termos da análise da contribuição ao item 97, disposta acima.
Receitas irre recuperáveis - Direcionador: Receita requerida - Direcionadores eficientes - Valor Regulatório RI/ Receitas	<del>Receitas irre recuperáveis — Direcionador: Receita requerida — Direcionadores eficientes — Valor Regulatório RI/ Receitas</del>	Sugere-se a exclusão da metodologia proposta pela ARSP e propõe-se a utilização da metodologia do Fator X Implícito.	<b>Não aceita</b> , nos termos da análise da contribuição ao item 97, disposta acima.
Outras receitas (Receitas Indiretas) - Direcionador: Receita requerida - Direcionadores eficientes - Valor Regulatório OR e RInd/ Receitas	<del>Outras receitas (Receitas Indiretas) — Direcionador: Receita requerida — Direcionadores eficientes — Valor Regulatório OR e RInd/ Receitas</del>	Sugere-se a exclusão da metodologia proposta pela ARSP e propõe-se a utilização da metodologia do Fator X Implícito.	<b>Não aceita</b> , nos termos da análise da contribuição ao item 97, disposta acima.

Tributos - Direcionador: Volume distribuído - Direcionadores eficientes - Volume distribuído	<del>Tributos — Direcionador: Volume distribuído — Direcionadores eficientes — Volume distribuído</del>	Sugere-se a exclusão da metodologia proposta pela ARSP e propõe-se a utilização da metodologia do Fator X Implícito.	<b>Não aceita</b> , nos termos da análise da contribuição ao item 97, disposta acima.
102. Finalmente, o fator X é determinado como o valor que aplicado sobre o produto entre a “margem média sem fator X” e o volume (em valor presente) iguala o valor presente da Receita Requerida Eficiente, permitindo que a taxa interna de retorno desse fluxo seja igual à taxa do custo de capital:	<del>102. Finalmente, o fator X é determinado como o valor que aplicado sobre o produto entre a “margem média sem fator X” e o volume (em valor presente) iguala o valor presente da Receita Requerida Eficiente, permitindo que a taxa interna de retorno desse fluxo seja igual à taxa do custo de capital:</del>	Sugere-se a exclusão da metodologia proposta pela ARSP e propõe-se a utilização da metodologia do Fator X Implícito.	<b>Não aceita</b> , nos termos da análise da contribuição ao item 97, disposta acima.
<b>Equação 8: Fator X</b>	<b>Equação 8: Fator X</b>	Sugere-se a exclusão da metodologia proposta pela ARSP e propõe-se a utilização da metodologia do Fator X Implícito.	<b>Não aceita</b> , nos termos da análise da contribuição ao item 97, disposta acima.
$VP_{RRE} = \sum_1^5 \frac{MM_{semFatorX} * Vol_t * (1 - FatorX)^{t-1}}{(1 + WACC)^t}$	<del> <math display="block">VP_{RRE} = \sum_1^5 \frac{MM_{semFatorX} * Vol_t * (1 - FatorX)^{t-1}}{(1 + WACC)^t}</math> </del>	Sugere-se a exclusão da metodologia proposta pela ARSP e propõe-se a utilização da metodologia do Fator X Implícito.	<b>Não aceita</b> , nos termos da análise da contribuição ao item 97, disposta acima.
103. O fator X resultante será representado por um percentual que se manterá fixo para os anos subsequentes do ciclo tarifário, e que aplicado sobre a margem média sem fator X, permitirá à concessionária atingir a receita requerida eficiente.	<del>103. O fator X resultante será representado por um percentual que se manterá fixo para os anos subsequentes do ciclo tarifário, e que aplicado sobre a margem média sem fator X, permitirá à concessionária atingir a receita requerida eficiente.</del>	Sugere-se a exclusão da metodologia proposta pela ARSP e propõe-se a utilização da metodologia do Fator X Implícito.	<b>Não aceita</b> , nos termos da análise da contribuição ao item 97, disposta acima.

<p>104. O fator X será aplicado nos reajustes anuais da margem média de distribuição.</p>	<p><del>104. O fator X será aplicado nos reajustes anuais da margem média de distribuição.</del></p>	<p>Sugere-se a exclusão da metodologia proposta pela ARSP e propõe-se a utilização da metodologia do Fator X Implícito.</p>	<p><b>Não aceita</b>, nos termos da análise da contribuição ao item 97, disposta acima.</p>
<p>105. Para a metodologia, serão considerados, quando aplicáveis, os dados coletados ao longo do primeiro ciclo tarifário, de acordo com o que estabelece a cláusula V do contrato de concessão.</p>	<p><del>105. Para a metodologia, serão considerados, quando aplicáveis, os dados coletados ao longo do primeiro ciclo tarifário, de acordo com o que estabelece a cláusula V do contrato de concessão.</del></p>	<p>Sugere-se a exclusão da metodologia proposta pela ARSP e propõe-se a utilização da metodologia do Fator X Implícito.</p>	<p><b>Não aceita</b>, nos termos da análise da contribuição ao item 97, disposta acima.</p>
<p>109. As receitas correlatas, receitas acessórias e receitas de comercialização, bem como os custos, despesas e encargos associados às operações de prestação de serviços geradores de tais receitas deverão ser contabilizados em separado, e seu resultado será revertido à modicidade tarifária e aplicado no cálculo da margem média de distribuição.</p>	<p>109. As receitas correlatas, receitas acessórias e receitas de comercialização, bem como os custos, despesas e encargos associados às operações de prestação de serviços geradores de tais receitas deverão ser contabilizados em separado, e <u>parte de</u> seu resultado <u>poderá</u> ser revertido à modicidade tarifária e aplicado no cálculo da margem média de distribuição.</p>	<p>Conforme contrato de Concessão, “12.5. As RECEITAS CORRELATAS, RECEITAS ACESSÓRIAS e RECEITAS DE COMERCIALIZAÇÃO, bem como os custos, despesas e encargos associados às operações de prestação de serviços geradores de tais receitas deverão ser contabilizados em separado e <b>parte do resultado poderá ser aplicada</b> à MARGEM MÉDIA DE DISTRIBUIÇÃO”.</p>	<p><b>Aceita.</b></p> <p>Para maior clareza, foram efetuados ajustes pontuais na redação final, destacados a seguir:</p> <p>109. As receitas correlatas, receitas acessórias e receitas de comercialização, bem como os custos, despesas e encargos associados às operações de prestação de serviços geradores de tais receitas deverão ser contabilizados em separado, e parte de seu resultado poderá ser revertida à modicidade tarifária e aplicado no cálculo da margem média de distribuição, <b>nos termos deste regulamento.</b></p>
<p>110. O compartilhamento destas receitas observará o incentivo à prestação destes serviços pela concessionária, sem prejuízo às</p>	<p>110. O <u>eventual</u> compartilhamento <u>do resultado</u> destas <u>receitas-atividades</u> observará o incentivo à prestação destes serviços pela concessionária, sem</p>	<p>Alteração em conformidade ao Artigo anterior.</p>	<p><b>Aceita.</b></p>



<p>atividades principais definidas no contrato de concessão.</p>	<p>prejuízo às atividades principais definidas no contrato de concessão.</p>		<p>Por simplificação, a redação final foi ajustada, conforme destacado a seguir:</p> <p><b>110. O compartilhamento de que trata esta seção</b> observará o incentivo à prestação destes serviços pela concessionária, sem prejuízo às atividades principais definidas no contrato de concessão.</p>
<p>111. O compartilhamento total das receitas será realizado quando os custos incorridos para a prestação dos serviços não relacionados com a atividade principal da concessionária já estiverem considerados dentro do cálculo dos custos operacionais que compõem a receita requerida.</p>	<p>111. O compartilhamento total das receitas será realizado quando <u>a totalidade dos custos incorridos para a prestação dos serviços de atribuição exclusiva da Concessionária não relacionados com a atividade principal da concessionária</u> já estiverem considerados dentro do cálculo dos custos operacionais que compõem a receita requerida.</p>	<p>É comum entre as regulações de distribuição de gás canalizado no Brasil que se reconhecerem as receitas correlatas e acessórias, por tratar-se de atividades necessárias para o início ou continuidade do fornecimento de gás, como serviços técnicos de adequação de ambiente, instalação de equipamentos e assistência técnica, contribuindo para o desenvolvimento e manutenção do serviço de distribuição de gás canalizado.</p> <p>Portanto, deve ser incentivada a execução dessas atividades pela concessionária, cujos custos devem ser repassados para os usuários que requisitem o serviço.</p> <p>Com relação ao compartilhamento, primeiramente frisa-se a indicação explícita do contrato onde consta que eventuais repasses para a modicidade tarifariam podem ocorrer, conforme regulamento, e</p>	<p><b>Aceita.</b></p> <p>Por simplificação, a redação final foi ajustada, conforme destacado a seguir:</p> <p>111. O compartilhamento total das receitas será realizado quando a totalidade dos custos incorridos para a prestação dos serviços <b>correlatos</b> já estiverem considerados dentro do cálculo dos custos operacionais que compõem a receita requerida.</p> <p>Quanto à atualização dos valores dos serviços correlatos, atualmente definidos pela Resolução ARSP nº 031/2019, trata-se de tema que não faz parte do escopo desta consulta pública, sendo remetido aos estudos sobre o assunto.</p> <p>Quanto ao incentivo à prestação destes serviços, principalmente quanto às atividades geradoras de</p>

		<p>somente em relação a resultados, ou seja aos lucros, da prestação destes serviços:</p> <p><b>Anexo I, Cláusula II, item 2.1.2: (...) parte do resultado poderá ser aplicada à margem média de distribuição, conforme regulamento.</b></p> <p>Importante ser levado em consideração (i) que a aprovação das tabelas contendo os valores de serviços correlatos e acessórios deve se dar pelo Regulador já considerando os lucros que a concessionária venha a auferir, o que não é explícito na tabela aprovada através da Resolução ARSP Nº 031 - Tabelas de valores de serviços correlatos, atualmente vigente, para que não haja desequilíbrio econômico-financeiro (ii) que ao implementar compartilhamento do resultado com o fim de beneficiar a modicidade tarifaria, o valor final a ser aprovado pelo regulador para os serviços objeto desta nota técnica e a ser cobrado dos usuários será maior, impactando negativamente os usuários que porventura precisem dos serviços da concessionária (iii) que as tabelas atualmente vigente não vem sendo atualizada por índice de inflação desde 2019, sendo portanto os É comum entre as regulações de distribuição de gás canalizado no Brasil que se reconhecerem as receitas correlatas e acessórios, por tratar-se de atividades necessárias para o início ou continuidade do fornecimento de gás, como</p>	<p>receitas acessórias e de comercialização, destaca-se a previsão do item 113 do normativo:</p> <p>113. A concessionária apresentará estudo, como parte de seu plano de negócios, com a proposição do percentual de compartilhamento das operações correlatas, acessórios e de comercialização, caso aplicáveis.</p> <p>Assim, o assunto será endereçado na discussão sobre o plano de negócios, quando o percentual de compartilhamento do resultado destas operações será proposto pela concessionária e validado pela ARSP.</p> <p>Registra-se a exceção para o caso tratado nesta contribuição, que observará o compartilhamento total das receitas, e não de parte do seu resultado.</p>
--	--	--	--

		<p>serviços técnicos de adequação de ambiente, instalação de equipamentos e assistência técnica, contribuindo para o desenvolvimento e manutenção do serviço de distribuição de gás canalizado.</p> <p>Portanto, deve ser incentivada a execução dessas atividades pela concessionária, cujos custos devem ser repassados para os usuários que requisitem o serviço.</p> <p>Com relação ao compartilhamento, primeiramente frisa-se a indicação explícita do contrato onde consta que eventuais repasses para a modicidade tarifariam podem ocorrer, conforme regulamento, e somente em relação a resultados, ou seja aos lucros, da prestação destes serviços:</p> <p>Anexo I, Cláusula II, item 2.1.2: (...) parte do resultado poderá ser aplicada à margem média de distribuição, conforme regulamento.</p> <p>Importante ser levado em consideração (i) que a aprovação das tabelas contendo os valores de serviços correlatos e acessórios deve se dar pelo Regulador já considerando os lucros que a concessionaria venha a auferir, o que não é explícito na tabela aprovada através da Resolução ARSP Nº 031 - Tabelas de valores de serviços correlatos, atualmente vigente, para que não haja desequilíbrio econômico-financeiro (ii) que ao implementar compartilhamento do</p>	
--	--	---	--

		<p>resultado com o fim de beneficiar a modicidade tarifaria, o valor final a ser aprovado pelo regulador para os serviços objeto desta nota técnica e a ser cobrado dos usuários será maior, impactando negativamente os usuários que porventura precisem dos serviços da concessionaria (iii) que as tabelas atualmente vigente não vem sendo atualizada por índice de inflação desde 2019, sendo portanto os valores evidentemente defasados dos aplicados no mercado.</p> <p>Dado esse contexto, a ES Gás entende que as tabelas devem ser atualizadas monetariamente pelo índice de inflação previsto no Contrato de Concessão, ou seja, o IGP-M, desde sua última atualização mediante dados apresentados pela Concessionária.</p> <p>Neste caso, é importante ressaltar que apenas atividades de atribuição exclusiva da concessionária (como corte e religação) seriam passíveis de compartilhamento total, sendo que são as únicas atividades indivisíveis do cálculo do custo operacional, uma vez que fazem parte da prestação do serviço de distribuição.</p> <p>As demais atividades que podem ter um mercado desenvolvido com outros prestadores se tiverem a receita totalmente compartilhada pela Concessionária correm o</p>	
--	--	--	--

		<p>risco de gerarem subsídios cruzados, uma vez que não geram nenhum incentivo para eficiência e concorrência da concessionária.</p> <p>Reforçamos, a concessionária entende que para estimular o desenvolvimento do mercado de forma segura e sustentável, o Regulador não deve tomar medidas que possam causar aumento no valor das taxas dos serviços.</p>	
<p>112. O compartilhamento parcial será aplicável sobre as atividades cujos custos não estão contemplados no cálculo dos custos operacionais.</p>	<p><del>112. O compartilhamento parcial será aplicável sobre as atividades cujos custos não estão contemplados no cálculo dos custos operacionais.</del></p>	<p>Sugere-se a exclusão deste Artigo, em conformidade a quanto proposto ao item 112.</p>	<p><b>Não aceita.</b></p> <p>O dispositivo regulamenta e atende ao contrato de concessão, especificamente quanto à cláusula VIII, item 8.5:</p> <p>8.5. O resultado das operações que gerem, para a CONCESSIONÁRIA, RECEITAS ACESSÓRIAS, RECEITAS CORRELATAS e RECEITAS DE COMERCIALIZAÇÃO, será apurado, após efetiva dedução dos seus custos, despesas e encargos e tal resultado será compartilhado entre a CONCESSIONÁRIA e os USUÁRIOS, observado o estabelecido em REGULAMENTO.</p>

<p>113. A concessionária apresentará estudo, como parte de seu plano de negócios, com a proposição do percentual de compartilhamento das operações correlatas, acessórias e de comercialização, caso aplicáveis.</p>	<p><del>113. A concessionária apresentará estudo, como parte de seu plano de negócios, com a proposição do percentual de compartilhamento das operações correlatas, acessórias e de comercialização, caso aplicáveis.</del></p>	<p>Sugere-se a exclusão deste Artigo, em conformidade a quanto proposto ao item 112.</p>	<p><b>Não aceita.</b></p> <p>A apresentação do estudo é fundamental para garantir o adequado compartilhamento do resultado das atividades objeto de compartilhamento, e a concessionária é detentora da expertise necessária para sua proposição, com validação do regulador, de modo a garantir o incentivo a prestação desses serviços, sem prejuízo às atividades principais definidas no contrato de concessão.</p>
<p>114. O compartilhamento de que trata esta seção será apurado a partir do resultado das operações gerados de receitas acessórias, receitas correlatas e receitas de comercialização, caso aplicável, e observará a efetiva dedução dos custos, despesas e encargos a elas associados, diretamente ou por meio de rateio.</p>	<p><del>114. O compartilhamento de que trata esta seção será apurado a partir do resultado das operações gerados de receitas acessórias, receitas correlatas e receitas de comercialização, caso aplicável, e observará a efetiva dedução dos custos, despesas e encargos a elas associados, diretamente ou por meio de rateio.</del></p>	<p>Sugere-se a exclusão deste Artigo, em conformidade a quanto proposto ao item 112.</p>	<p><b>Não aceita.</b></p> <p>O dispositivo regulamenta e atende ao contrato de concessão, especificamente quanto à cláusula VIII, item 8.5:</p> <p>8.5. O resultado das operações que gerem, para a CONCESSIONÁRIA, RECEITAS ACESSÓRIAS, RECEITAS CORRELATAS e RECEITAS DE COMERCIALIZAÇÃO, será apurado, após efetiva dedução dos seus custos, despesas e encargos e tal resultado será compartilhado entre a CONCESSIONÁRIA e os USUÁRIOS, observado o</p>

			<p>estabelecido em REGULAMENTO.</p> <p>Registra-se o ajuste na redação para correção textual e aderência no tratamento das receitas correlatas cuja totalidade de custos esteja prevista no cálculo de OPEX:</p> <p>114. O compartilhamento de que trata esta seção será apurado a partir do resultado das operações <b>geradoras</b> de receitas acessórias, receitas correlatas e receitas de comercialização, caso aplicável, e observará a efetiva dedução dos custos, despesas e encargos a elas associados, diretamente ou por meio de rateio, <b>observado o disposto no item 111.</b></p>
115. A lista de atividades exclusivas, geradoras de receitas correlatas, bem como seus respectivos valores, estão dispostos na Resolução ARSP nº 031, de 23 de dezembro de 2019.	115. A lista de atividades exclusivas, geradoras de receitas correlatas, bem como seus respectivos valores, estão dispostos na Resolução ARSP nº 031, de 23 de dezembro de 2019, <u>ou outra que venha à substituí-la.</u>	De acordo com a redação proposta, com ajuste para caracterizar que caso haja alteração na RES 31, a nova será aplicada.	<p><b>Aceita.</b></p> <p>A redação final foi ajustada na forma dessa contribuição.</p>
116. O fator K, ou Termo de Ajuste K, não será aplicável na metodologia de definição da margem média de distribuição no segundo ciclo tarifário.	116. O fator K, ou Termo de Ajuste K, não será aplicável na metodologia de definição da margem média de distribuição no segundo ciclo tarifário.	Dado a não obrigatoriedade de sua aplicação, de acordo com o estabelecido no contrato de concessão, concordamos com a proposta da ARSP de não considerar do Fator K, considerando que é inadequada sua aplicação (i) pelo fato de sua metodologia	Não foi apresentada proposta para o dispositivo. Trata-se de comentário, para o qual não se aplica análise da contribuição.

		não estar estabelecida (ii) e pelo aumento da complexidade regulatória que se encontra em estágio inicial.	
XIX. MERCADO LIVRE DE GÁS CANALIZADO: mercado onde há a comercialização direta de gás canalizado entre supridores e agentes livres de mercado nas condições estabelecidas em regulamento, observadas as regras do contrato de concessão;	XIX. MERCADO LIVRE DE GÁS CANALIZADO: mercado onde há a comercialização direta de gás canalizado entre <a href="#">comercializadores habilitados</a> e agentes livres de mercado nas condições estabelecidas em regulamento, observadas as regras do contrato de concessão;	Sugestão de alteração com base na nomenclatura disponível ao site da ARSP, inclusive para esclarecer que “supridores” somente podem vender gás se forem comercializadores.	<b>Não aceita.</b>  Na proposição deste normativo, buscou-se manter as definições, conceitos e diretrizes do contrato de concessão e demais normativos com o objetivo de evitar conflito entre os instrumentos, e garantir a estabilidade e previsibilidade regulatórias, bem como a segurança jurídica da concessão. Ademais, a definição de supridores engloba o comercializador, conforme cláusula 1.1, LII do contrato de concessão. Dessa forma, será mantida a definição adotada contratualmente.
	<a href="#">XXI - OUTORGA: delegação à CONCESSIONÁRIA, pelo PODER CONCEDENTE, nos termos da Lei Estadual nº 10.955/2018 e na forma prevista no Contrato de Concessão.— O valor atribuído à OUTORGA corresponde ao montante de R\$ 230.000.000,00 (duzentos e trinta milhões de reais) e não será reavaliado nas revisões tarifárias. O valor da OUTORGA será amortizado à taxa fixa de 4% (quatro por cento) ao ano, de forma que ao final do prazo contratual</a>	Proposta de acordo ao Contrato de Concessão.  Adicionalmente, será necessário renumerar as definições abaixo.	<b>Aceita</b> , com reprodução do texto do contrato de concessão, cláusula 1.1, XXVII:  XXI. OUTORGA: delegação à CONCESSIONÁRIA, pelo PODER CONCEDENTE, nos termos da Lei Estadual nº 10.955/2018 e na forma prevista no contrato de concessão, do SERVIÇO PÚBLICO DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS CANALIZADO no Estado do Espírito Santo.



	<p><a href="#">de 25 (vinte e cinco) anos o seu valor residual seja igual a zero. O valor anual da amortização da OUTORGA será considerado como custo a ser repassado no cálculo da MARGEM MÉDIA DE DISTRIBUIÇÃO;</a></p>		
	<p><a href="#">PERDAS: Erro metrologico, perdas com vazamentos, imprecisão dos equipamentos de medição, fraudes, ligações clandestinas, erros de faturamento, entre outros.</a></p>	<p>Sugestão de redação incluindo os itens previstos ao Art 78 (com proposta de exclusão), além do erro metrologico.</p> <p>Adicionalmente, será necessário renumerar as definições abaixo.</p>	<p><b>Aceita parcialmente.</b></p> <p>Incluída a definição de perdas, contudo com a redação a seguir:</p> <p>XXII. PERDAS: diferença entre o volume de gás canalizado adquirido pela concessionária e o volume faturado aos consumidores finais.</p>
<p>XXV. RECEITAS ACESSÓRIAS: receitas provenientes de atividades ligadas ao serviço público de distribuição de gás canalizado, cuja execução não seja considerada exclusiva da concessionária, conforme este regulamento;</p>	<p>XXV. RECEITAS ACESSÓRIAS: receitas provenientes de atividades ligadas ao serviço público de distribuição de gás canalizado, cuja execução não seja considerada exclusiva da concessionária, conforme <a href="#">este regulamento</a> <a href="#">Resolução 31</a>;</p>		<p><b>Não aceita.</b></p> <p>A Resolução ARSP nº 31/2019 trata da definição da lista de serviços correlatos e seus respectivos valores, em atendimento à cláusula VIII, item 8.4.2 do contrato de concessão:</p> <p>8.4.2. Para efeito do disposto no item 8.4, REGULAMENTO definirá a lista de atividades exclusivas, geradoras de RECEITAS CORRELATAS, bem como seus respectivos valores.</p>
<p>XXVI. RECEITAS CORRELATAS: receitas provenientes de atividades ligadas ao serviço público de</p>	<p>XXVI. RECEITAS CORRELATAS: receitas provenientes de atividades ligadas ao serviço público de distribuição de gás</p>		<p><b>Aceita.</b></p>

<p>distribuição de gás canalizado, cuja execução seja considerada exclusiva da concessionária, conforme este regulamento, realizadas diretamente ou por meio de empresa(s) contratada(s);</p>	<p>canalizado, cuja execução seja considerada exclusiva da concessionária, conforme <a href="#">Resolução 31este regulamento</a>, realizadas diretamente ou por meio de empresa(s) contratada(s);</p>		<p>A redação final foi ajustada na forma a seguir, com pequenos ajustes:</p> <p>XXVIII. RECEITAS CORRELATAS: receitas provenientes de atividades ligadas ao serviço público de distribuição de gás canalizado, cuja execução seja considerada exclusiva da concessionária, conforme Resolução ARSP nº 31/2019, realizadas diretamente ou por meio de empresa(s) contratada(s);</p>
	<p><a href="#">XXIX - REDE LOCAL: gasodutos que se encontram isolados em determinada região, não conectada fisicamente ao SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO, mas integrando-a por meio de estruturas de compressão/descompressão de GÁS CANALIZADO, armazenamento, transporte, carga e descarga de GÁS comprimido ou liquefeito;</a></p>	<p>Adição em conformidade ao Contrato de Concessão, “XLIII - REDE LOCAL: gasodutos que se encontram isolados em determinada região, não conectada fisicamente ao SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO, mas integrando-a por meio de estruturas de compressão/descompressão de GÁS CANALIZADO, armazenamento, transporte, carga e descarga de GÁS comprimido ou liquefeito.”</p> <p>Adicionalmente, será necessário renumerar as definições abaixo.</p>	<p><b>Aceita.</b></p> <p>A redação foi incluída na forma dessa contribuição.</p>
<p><b>ANEXO III – CRITÉRIOS PARA DEFINIÇÃO DA TAXA WACC</b></p> <p><b>Elementos da fórmula</b></p> <p>Participação do capital próprio: Estrutura de Capital Geral do setor</p>	<p><b>ANEXO III – CRITÉRIOS PARA DEFINIÇÃO DA TAXA WACC</b></p> <p><b>Elementos da fórmula</b></p> <p>Participação do capital próprio: Estrutura de Capital <del>Geral</del> do setor distribuição de</p>	<p>Proposta de redação para deixar explícita a metodologia de cálculo da estrutura de capital.</p>	<p><b>Aceita.</b></p> <p>A redação final foi ajustada na forma a seguir:</p>

<p>distribuição de gás (Média ponderada) - Janela Temporal: 5 anos: 2020 a 2024</p>	<p>gás, <u>calculada por diferença (1 - Participação do capital de terceiros)</u> - Janela Temporal: 5 anos: 2020 a 2024</p>		<p>Elementos da fórmula: Participação do capital próprio:</p> <p>Premissas: Estrutura de Capital Geral do setor de distribuição de gás, calculada pela seguinte diferença:</p> <p style="text-align: center;">1 – Participação do capital de terceiros</p> <p>Janela Temporal: 5 anos: 2020 a 2024</p>
<p>Participação do capital de terceiros: Estrutura de Capital Geral do setor distribuição de gás (Média ponderada) - Janela Temporal: 5 anos: 2020 a 2024</p>	<p>Participação do capital de terceiros: Estrutura de Capital <del>Geral</del> do setor distribuição de gás, <u>calculada pela (Média ponderada) do Passivo Oneroso sobre o Capital Total, dado pela soma do Passivo Oneroso com o Patrimônio Líquido de empresas do setor de distribuição de gás canalizado (Média ponderada)</u> - Janela Temporal: 5 anos: 2020 a 2024</p>	<p>Sugere-se que a ARSP deixe explícita a metodologia de cálculo da estrutura de capital. Propõe-se que a estrutura de capital seja calculada pela divisão do Passivo Oneroso pelo Capital Total (Passivo Oneroso mais Patrimônio Líquido), uma vez que esse corresponde ao método mais adequado e que se alinha às melhores práticas da regulação.</p> <p>A adequação do método sugerido de cálculo da Estrutura de Capital pela divisão do Passivo Oneroso pelo Capital Total (Passivo Oneroso mais Patrimônio Líquido) reside no fato que (i) o uso do passivo oneroso reflete apenas as obrigações que geram custo financeiro, como empréstimos e financiamentos, evitando a inclusão de obrigações não que acarretam custos financeiros (como por exemplo, fornecedores e impostos a pagar) que ocorreria com a escolha da utilização do</p>	<p><b>Não aceita.</b></p> <p>A adoção do passivo oneroso exigiria o tratamento, no denominador, dos ativos utilizados para fins do cálculo. Nesse sentido, adotar-se-ia a definição de uma conta de bens em uso, o que agrega complexidade uma vez que o valor líquido dos ativos não é ajustado pelos efeitos da inflação. Além disso, traria possíveis efeitos negativos na comparação entre as empresas, com diferentes vidas úteis médias de ativos, e possivelmente, diferenças de tratamentos contábeis para parte das contas.</p> <p>No entanto, para maior clareza e detalhamento, a redação final foi ajustada na forma a seguir:</p>

		<p>passivo total e (ii) o uso do patrimônio líquido representa a parcela dos recursos da empresa que pertence aos acionistas, após dedução de todas as obrigações.</p> <p>Ademais, o método aqui proposto ainda apresenta precedente regulatório, tendo sido utilizado pelos reguladores de distribuição de gás canalizados (SEDE-MG, AGEPAR e ARSESP). A própria ARSP na regulação do setor de saneamento básico utilizou o Patrimônio Líquido para calcular o capital próprio da CESAN.</p>	<p>Elementos da fórmula: Participação do capital de terceiros</p> <p>Premissas: Estrutura de Capital Geral do setor de distribuição de gás, fornecida pela média ponderada do cálculo da Dívida total sobre o ativo total (D/A), sendo o ativo total (A) a soma do equity (E) e a dívida (D), do grupo de empresas do setor de distribuição de gás canalizado.</p> <p>Janela Temporal: 5 anos: 2020 a 2024</p>
<p>Taxa livre de risco: Média dos Títulos do Tesouro dos Estados Unidos a 10 anos (UST-10) - Janela Temporal: janeiro de 1928 até o mês anterior até dezembro/2024</p>	<p>Taxa livre de risco: Média dos Títulos do Tesouro dos Estados Unidos a 10 anos (UST-10) - Janela Temporal: janeiro de 1928 até o mês anterior até dezembro/2024</p>	<p>Entendemos que o texto proposto está mais coerente com a data final das demais séries.</p>	<p><b>Aceita.</b></p> <p>A redação final foi ajustada na forma dessa contribuição.</p>
<p>Prêmio de risco do mercado: Média do Índice SP500 Standard &amp; Poor's, acima da taxa livre de risco - Janela Temporal: janeiro de 1928 até o mês anterior até dezembro/2024</p>	<p>Prêmio de risco do mercado: Média do Índice SP500 Standard &amp; Poor's, acima da taxa livre de risco - Janela Temporal: janeiro de 1928 até o mês anterior até dezembro/2024</p>	<p>Entendemos que o texto proposto está mais coerente com a data final das demais séries.</p>	<p><b>Aceita.</b></p> <p>A redação final foi ajustada na forma dessa contribuição.</p>
<p>Risco Tamanho %: Prêmio atribuído por Ibbotson em "2015 ValuationYearbook" às empresas de gás natural do porte indicado pelo estudo de cálculo da taxa WACC</p>	<p>Risco Tamanho %: Prêmio atribuído por Ibbotson em "2015 ValuationYearbook" às empresas de gás natural do porte indicado <del>pel</del><u> pela atualização da classificação das empresas conforme os respectivos EBITDAs atualizados. e o estudo de cálculo da taxa WACC</u></p>	<p>Propõe-se deixar explícita a metodologia adotada para determinação do porte.</p> <p>Conforme Carta ES GAS_GREG_102_2024, a proposta é seguir a metodologia do contrato de concessão, que utilizou o prêmio atribuído por Ibbotson na publicação "2015</p>	<p><b>Não aceita.</b></p> <p>A parcela referente ao risco tamanho será incluída se as condições do mercado indicarem essa necessidade, em observância da cláusula III, item 3.2.2.1 do Anexo I do contrato de concessão. A avaliação sobre sua</p>

		Valuation Yearbook” às empresas de gás natural.  Entretanto, com a atualização do <i>ranking</i> das empresas conforme os respectivos EBITDAs atualizados de forma a garantir que o risco tamanho reflita o cenário atual.	inclusão será remetida ao estudo específico sobre o tema, como parte do cálculo da taxa WACC, cuja publicação está prevista publicação para março, previamente ao prazo para apresentação do plano de negócios.
Nota: A aplicabilidade do risco tamanho observará o disposto no item 48 da seção V do Anexo I desta Resolução.	Nota: A aplicabilidade do risco tamanho observará o disposto no item 48 da seção V do Anexo I desta Resolução.	Entende-se que este componente deve sempre ser considerado pela ARSP para garantir maior estabilidade e previsibilidade, conforme estudo técnico anexo à contribuição ( <b>Anexo II - Estudo técnico relativo ao Risco Tamanho</b> ) e comentários ao Art. 45 e 46 desta minuta de Resolução.	Trata-se de comentário, para o qual não se aplica análise da contribuição.

### 3. CONTRIBUIÇÕES DA ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE GRANDES CONSUMIDORES INDUSTRIAIS DE ENERGIA E DE CONSUMIDORES LIVRES – ABRACE

DISPOSITIVO DA MINUTA PROPOSTO PELA ARSP	REDAÇÃO SUGERIDA PARA O DISPOSITIVO	JUSTIFICATIVA PARA O TEXTO SUGERIDO	ANÁLISE DA ARSP
6. A margem média de distribuição terá como base o plano de negócios para o ciclo tarifário e é composta pelas seguintes componentes:  (...)  V. encargos da tarifa social;	6. A margem média de distribuição terá como base o plano de negócios para o ciclo tarifário e é composta pelas seguintes componentes:  (...)  <del>V. encargos da tarifa social;</del>	Entendemos que encargos da tarifa social não deveriam constar no cálculo da margem, uma vez que representam uma forma de subsídio cruzado, onde um segmento de mercado específico, no caso o residencial, é favorecido em detrimento aos demais. A concessão de descontos na tarifa residencial	<b>Não aceita.</b>  A previsão dos encargos da tarifa social no normativo obedece aos princípios da previsibilidade e da estabilidade regulatória, incorporando a previsão do contrato de concessão. A manutenção desta componente como parte da equação

		<p>deve ser suportada por políticas públicas, a fim de não comprometer a prestação do serviço de distribuição aos demais segmentos de usuários.</p> <p>Em relação ao estabelecimento da tarifa social aos usuários residenciais, sugerimos que sua aprovação esteja vinculada a um estudo que comprove a <b>viabilidade e a competitividade do gás natural perante outros combustíveis substitutos</b>, como o GLP e a energia elétrica.</p> <p>A demanda por gás natural nas residências, principalmente de baixa renda, depende do preço e da concorrência com outras fontes energéticas, o que pode comprometer a margem de distribuição. Além do mais, a efetividade da tarifa social para o usuário de baixa renda é questionável, uma vez que programas governamentais como o “Gás para todos” já suprem a demanda de acesso a tecnologias de cozimento.</p> <p>Por isso, defendemos a glosa dos encargos de tarifa social, a não ser que comprovada a viabilidade econômica e a competitividade do gás natural perante demais combustíveis, considerando inclusive os subsídios já existentes. E que seja dada a transparência</p>	<p>de cálculo da MM não significará necessariamente um custo adicional aos usuários, podendo, quando e se instituída, ser financiada por fontes alternativas ao subsídio cruzado.</p>
--	--	---	---

		<p>das análises realizadas, em caso de consideração destes valores, a fim de identificar o montante direcionado para custear este subsídio.</p>	
<p>8. O cálculo da margem média de distribuição incluirá a aplicação do fator de qualidade – fator Q, nos termos deste regulamento.</p>	<p><del>8. O cálculo da margem média de distribuição incluirá a aplicação do fator de qualidade – fator Q, nos termos deste regulamento.</del></p>	<p>O contrato de concessão torna discricionária a decisão de aplicação do Fator Q. Por isso, levando em consideração as contribuições realizadas anteriormente, que relevam a imaturidade do assunto, a falta de dados históricos para avaliação das propostas e a subjetividade na definição das metas, que não deveriam ser autorreguladas pela concessionária, sugerimos a exclusão da previsão do cálculo do Fator Q, condicionada à realização de AIR pela agência reguladora.</p>	<p><b>Aceita.</b></p> <p>O item 12.6 da cláusula XII do contrato de concessão prevê a possibilidade de inclusão, por regulamento, do estímulo à melhoria da qualidade, conforme disposto a seguir:</p> <p>12.6. A MARGEM MÉDIA DE DISTRIBUIÇÃO, a ser estabelecida ao início de cada CICLO TARIFÁRIO, deverá observar os estímulos à eficiência, modicidade tarifária e previsibilidade das regras, <b>podendo incluir melhoria da qualidade</b>, conforme disposto em REGULAMENTO.</p> <p>Essa previsão, inserida em um dispositivo contratual fundamental que regra o cálculo da margem, na regulação tarifária, só pode ser atendida com a aplicação do fator de qualidade, ou fator Q.</p> <p>No entanto, considerando as contribuições recebidas sobre o tema, a análise quanto à definição do fator de qualidade será remetida</p>

			<p>para estudo específico, abrangendo a elaboração de análise de impacto regulatório (AIR), com a promoção de uma discussão mais abrangente sobre o tema.</p> <p>Cabe registrar que existem dados históricos que permitem o incentivo à melhoria de indicadores de qualidade por meio do Fator Q, com a aplicação de critérios objetivos para a definição das metas, com o uso da regulação por menu.</p>
<p>14. A margem dos usuários do segmento termoeletrico observará as regras do(s) contrato(s) em vigor no segundo ciclo tarifário.</p>	<p>14. A margem dos usuários do segmento termoeletrico observará as regras <del>do(s) contrato(s) em vigor no segundo ciclo tarifário</del> estabelecidas pela ARSP;</p> <p>14.1 A tarifa a ser aplicada será binômia, contendo uma parcela fixa e uma parcela variável;</p> <p>14.2 Toda a receita auferida com o segmento termoeletrico será considerada como receita extraordinária, cujo montante será totalmente revertido em modicidade tarifária aos demais usuários.</p>	<p>Consideramos que o segmento termoeletrico deve contribuir para a modicidade tarifária. Para tanto, sugerimos aplicação de <b>tarifa específica (TUSD-E térmica) binômia</b> aos usuários do segmento termoeletrico, composta por um Encargo fixo (responsável por remunerar o CAPEX, ou seja, investimentos destinados às térmicas), e uma Tarifa volumétrica (responsável pela remuneração do OPEX, acompanhando a variação dos despachos). Dessa forma, o encargo fixo seria integralmente suportado pelos usuários termoeletricos, e a receita obtida pela tarifa volumétrica retornaria como <b>receita extraordinária</b>, a ser abatida</p>	<p><b>Não aceita.</b></p> <p>A proposta apresentada trata de tema de estrutura tarifária, não relativo ao escopo desta consulta pública.</p>



		no próximo ano, promovendo um benefício sistêmico.	
15. A partir do cálculo da margem média de distribuição, a concessionária deverá apresentar para aprovação do regulador a tabela de tarifas para os diferentes segmentos dos usuários.	15. A partir do cálculo da margem média de distribuição, a concessionária deverá apresentar para aprovação do regulador a tabela de tarifas para os diferentes segmentos dos usuários, <b>que deverão ser submetidas ao processo de consulta pública, com ampla participação social.</b>	Recomendamos, observando benchmark da ARSESP, a abertura de um processo de consulta pública abrangente sobre a metodologia e os procedimentos utilizados na definição da estrutura tarifária. Propomos que a estrutura tarifária resultante desse processo, juntamente com a demonstração detalhada dos cálculos em planilhas eletrônicas (formato excel), seja integralmente publicada no site da agência reguladora. Essa medida visa assegurar a transparência das informações.	<p><b>Aceita parcialmente.</b></p> <p>A publicação das diretrizes de estrutura tarifária, da margem média de distribuição e da tabela de tarifas preliminar, será objeto de consulta pública, conforme etapa 10 prevista no cronograma de eventos estabelecido pela Resolução ARSP nº 077/2024, alterada pela Resolução ARSP nº 081/2024.</p> <p>No entanto, a redação do normativo permanecerá inalterada em razão da necessidade de incorporar, à tabela de tarifas final a ser divulgada na etapa 13, os efeitos do reajuste contratual, cujo procedimento obedece a Resolução ARSP nº 061/2023.</p> <p>Esta medida se faz necessária pela ausência de prazo hábil para publicar a tabela de tarifas final em consulta pública, dada a previsão da cláusula IV, item 4.1.1 do contrato de concessão:</p> <p style="padding-left: 40px;">4.1.1. Os reajustes das tarifas em razão da alteração DO PREÇO DA MOLÉCULA DO GÁS e/ou PREÇO DO</p>

			<p>TRANSPORTE DO GÁS serão submetidos à homologação do REGULADOR com antecedência mínima de 20 (vinte) dias, e tendo esse órgão o prazo máximo de 10 (dez) dias para manifestação, permitindo a publicação da Tabela de Tarifas reajustada nos canais de comunicação, dando ampla publicidade ao ato antes da sua efetiva vigência.</p>
<p>17. As características de fornecimento e atendimento ao segmento termoeletrico e aos agentes livres de mercado poderão contribuir para modicidade tarifária.</p>	<p>17. As características de fornecimento e atendimento ao segmento termoeletrico e aos agentes livres de mercado <b>poderão</b> <b>deverão</b> contribuir para modicidade tarifária.</p>	<p>Conforme reforçado em contribuições anteriores, consideramos essencial a consideração do mercado livre e do segmento termoeletrico no cômputo da margem, a fim de garantir a modicidade tarifária e promover a competitividade e a isonomia na prestação do serviço de distribuição.</p>	<p><b>Não aceita.</b></p> <p>A redação prevista no normativo reproduz a Cláusula XII, item 12.3 do contrato de concessão.</p> <p>Adicionalmente, entende-se como mais prudente, dado o ineditismo do processo revisional no âmbito do atual contrato de concessão, remeter a avaliação de contribuição à modicidade tarifária do segmento termoeletrico e do mercado livre para os estudos sobre estrutura tarifária e definição da margem média de distribuição preliminar, evitando-se assim antecipar as definições sobre este tema nesta oportunidade.</p>

<p>18. Poderão ser incluídos no cálculo da margem média de distribuição os efeitos econômico-financeiros do mercado livre de gás canalizado, respeitada a aplicação da remuneração da concessionária.</p>	<p>18. <b>Poderão Deverão</b> ser incluídos no cálculo da margem média de distribuição os efeitos econômico-financeiros do mercado livre de gás canalizado, respeitada a aplicação da remuneração da concessionária.</p> <p>Parágrafo único. A metodologia de cálculo da TUSD, direcionada aos consumidores livres, obedecerá a seguinte fórmula:</p> <p>TUSD = MM - EC, sendo:</p> <p>TUSD média: a receita requerida da atividade de Distribuição dividida pelo volume de distribuição (volume total);</p> <p>MM: Margem média de distribuição;</p> <p>Encargo de Comercialização médio: a receita requerida da atividade de Comercialização dividida pelo volume de comercialização (obtido da subtração do 'Volume distribuído para o Mercado Livre' do 'Volume total').</p> <p>O Encargo de Comercialização médio será definido pela fórmula:</p>	<p>Entendemos necessária a consideração do mercado livre no cálculo da margem de distribuição, desde que devidamente segregados os investimentos, custos e despesas direcionados às atividades de distribuição e comercialização. Além disso, faz-se essencial a exemplificação da metodologia utilizada para o cálculo da TUSD, assim como do Encargo de Comercialização médio, que será desconsiderado do valor da margem média para fins de cálculo da tarifa destinada ao mercado livre.</p>	<p><b>Não aceita.</b></p> <p>A redação prevista no normativo reproduz a Cláusula XII, item 12.3 do contrato de concessão.</p> <p>Adicionalmente, entende-se como mais prudente, dado o ineditismo do processo revisional no âmbito do atual contrato de concessão, remeter a avaliação de contribuição à modicidade tarifária do segmento termoeletrico e do mercado livre para os estudos sobre estrutura tarifária e definição da margem média de distribuição preliminar, evitando-se assim antecipar as definições sobre este tema nesta oportunidade.</p> <p>Por fim, a proposta de alteração da metodologia de cálculo da TUSD, com a incorporação dos encargos de comercialização, será considerada em estudo técnico específico sobre o tema, a ser elaborado oportunamente.</p>
---	--	--	--

	$EC = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{(OPEX \& ODESP)_i}{(1+r_{wacc})^i}}{\sum_{t=1}^T \frac{Volume \ cativo}{(1+r_{wacc})^i}}, \text{ onde:}$ <p>EC<sub>m</sub>: Encargo de Comercialização médio (R\$/m<sup>3</sup>);  OPEXi: custos referentes às atividades de comercialização no ano i (R\$);  ODESPi: outras despesas referentes às atividades de comercialização no ano i (R\$);  Volume cativo: volume do mercado cativo (m<sup>3</sup>); e  T: número de anos do ciclo tarifário.</p> <p>Além disso, cabe mencionar que a TUSD para cada segmento de consumo será calculada considerando a margem para cada segmento de mercado, ponderada por meio da estrutura tarifária, descontada do percentual do Encargo de Comercialização médio.</p>		
<p>19. Nos termos da previsão do contrato de concessão em sua Cláusula XII, itens 12.6 e 12.18, o fator de qualidade – fator Q, será estabelecido como parte da metodologia de reajuste da margem média de distribuição, que disciplinará</p>	<p>19. Nos termos da previsão do contrato de concessão em sua Cláusula XII, itens 12.6 e 12.18, o fator de qualidade – fator Q, será estabelecido como parte da metodologia de reajuste da margem média de distribuição, que disciplinará sobre seus critérios de cálculo, bem</p>	<p>A subjetividade da metodologia de cálculo do Fator Q suscita preocupações quanto à sua aplicação justa e transparente. Diante disso, e em consonância com o tratamento dado ao fator K (termo de ajuste K), propomos a exclusão do Fator Q do presente ciclo tarifário, sendo sua metodologia e</p>	<p><b>Aceita parcialmente.</b></p> <p>A análise quanto à definição do fator de qualidade será remetida para estudo específico, abrangendo a elaboração de análise de impacto regulatório.</p> <p>Cabe registrar que existem dados históricos que permitem o incentivo</p>

<p>sobre seus critérios de cálculo, bem como os indicadores de qualidade e suas respectivas metas.</p> <p>20. A metodologia utilizará a regulação por menu, para a escolha, pela concessionária, da(s) meta(s) aplicável(eis) ao segundo ciclo tarifário.</p>	<p>como os indicadores de qualidade e suas respectivas metas.</p> <p>20. A metodologia <b>será precedida de Análise de Impacto Regulatório (AIR), utilizará a regulação por menu,</b> para a escolha, pela <b>concessionária-ARSP</b>, da(s) meta(s) aplicável(eis) ao <b>segundo terceiro</b> ciclo tarifário.</p>	<p>definição condicionada à realização de análise de impacto regulatório, conduzida pela ARSP. A definição de metas não deve ficar a cargo da concessionária, uma vez que a autorregulação se caracteriza como uma atividade tendenciosa.</p> <p>Assim, recomendamos que o Fator Q seja rediscutido no terceiro ciclo tarifário, após conclusão e análise da AIR, e que seja endereçada à agência reguladora a responsabilidade de estabelecer critérios claros e objetivos a serem avaliados, assegurando a transparência e a legitimidade do processo tarifário.</p>	<p>à melhoria de indicadores de qualidade por meio do Fator Q, com a aplicação de critérios objetivos para a definição das metas, com o uso da regulação por menu.</p> <p>Neste sentido, os dispositivos presentes nos itens 19 e 20 mencionados foram suprimidos da redação final.</p>
<p>21. Os investimentos realizados no primeiro ciclo serão comparados aos investimentos aprovados, e as diferenças verificadas serão aplicadas no cálculo da margem média de distribuição de que trata este regulamento.</p>	<p>21. Os investimentos realizados no primeiro ciclo serão comparados aos investimentos aprovados. <b>Em caso de subinvestimento, e</b> as diferenças verificadas serão aplicadas <b>para fins de modicidade</b> no cálculo da margem média de distribuição <b>no ciclo seguinte de que trata este regulamento.</b></p> <p><b>21.1 Para apuração do subinvestimento do ciclo anterior, a ARSP deverá apurar os investimentos não realizados de</b></p>	<p>Em consonância com contribuições anteriores, reiteramos a solicitação de uma fiscalização abrangente por parte da agência reguladora, complementada por uma auditoria independente da base de ativos, conduzida por um agente terceiro qualificado. O objetivo primordial dessa auditoria é atestar a veracidade do montante destinado ao desembolso de investimentos e a sua efetiva execução, verificando a aderência entre os valores investidos e os projetos realizados.</p>	<p><b>Aceita parcialmente.</b></p> <p>A redação prevista no normativo reproduz a Cláusula XII, item 12.3 do contrato de concessão.</p> <p>Quanto à fiscalização solicitada, essa se dará, nesta oportunidade, por meio do levantamento de ativos para a definição da base de remuneração regulatória, que será objeto de validação desta entidade reguladora, de acordo com o regramento estabelecido pela Resolução ARSP nº 80/2021.</p>

	<p>acordo com cronograma físico-financeiro de cada projeto.</p>	<p>Além disso, solicitamos a confirmação rigorosa do cronograma físico-financeiro de cada projeto apresentado durante o último ciclo tarifário. Essa verificação é crucial para assegurar que os valores desembolsados e não efetivamente realizados no ciclo anterior – caracterizados como subinvestimentos – sejam devidamente contabilizados como Ajuste no presente ciclo tarifário, compensando o cálculo da margem de distribuição. A transparência e a rastreabilidade desses valores são essenciais para garantir a justa remuneração da concessionária e o equilíbrio econômico-financeiro do contrato.</p> <p>Nesse sentido, propomos que sejam compensados como Ajuste no valor da margem não apenas os subinvestimentos orçados e não realizados, mas também quaisquer outros custos previstos no orçamento e não efetivamente incorridos, assim como volumes projetados que não foram atingidos, seguindo metodologia sugerida nesta contribuição para o cálculo do Fator K, que acompanha a regulação do regime <i>price cap</i>.</p>	
--	---	--	--

<p>26. O plano de negócios conterà as seguintes informações mínimas:</p> <p>I - valor da BAR, bem como da BRRB e da BRRL, por meio de laudo de avaliação;</p> <p>II - plano de investimentos (físico e financeiro), observado o disposto na Cláusula IX do contrato de concessão;</p> <p>III - receitas e custos operacionais, incluindo as informações relacionadas à componente “Outros Custos”;</p> <p>IV - informações históricas relativas a custos, receitas, quilometragem de redes de distribuição, ramais dedicados e redes locais, número de usuários e quantidade de gás canalizado distribuído;</p> <p>V - estudos de mercado e projeções das grandezas citadas no inciso anterior para o ciclo tarifário em processamento; e</p> <p>VI - fluxo de caixa descontado, obtido tendo em vista a taxa WACC.</p>	<p>26. O plano de negócios conterà as seguintes informações mínimas:</p> <p>I - valor da BAR, bem como da BRRB e da BRRL, por meio de laudo de avaliação;</p> <p>II - plano de investimentos (físico e financeiro), observado o disposto na Cláusula IX do contrato de concessão;</p> <p>III - receitas e custos operacionais, incluindo as informações relacionadas à componente “Outros Custos”;</p> <p>IV - informações históricas relativas a custos, receitas, quilometragem de redes de distribuição, ramais dedicados e redes locais, número de usuários e quantidade de gás canalizado distribuído;</p> <p>V - estudos de mercado e projeções das grandezas citadas no inciso anterior para o ciclo tarifário em processamento; e</p> <p>VI - fluxo de caixa descontado, obtido tendo em vista a taxa WACC.</p> <p><b>Parágrafo único.</b> O plano de negócios deverá ser submetido ao processo de consulta pública, e sua aprovação</p>	<p>Solicitamos a transparência das informações referentes ao plano de negócios, assim como de sua efetiva validação e verificação, por meio do processo de auditoria da base de ativos. E que o plano de negócios seja submetido ao processo de consulta pública, em momento prévio à revisão tarifária da margem, para garantir o acesso e a validação, pelos agentes interessados, das informações apresentadas, que devem ser publicadas, preferencialmente em tabelas <i>excel</i>, no site da agência reguladora.</p>	<p><b>Aceita.</b></p> <p>O plano de negócios será divulgado na consulta pública da etapa 10, nos termos do cronograma de eventos atualizado pela Resolução ARSP nº 081/2024, quando será objeto de escrutínio de interessados.</p> <p>A redação proposta foi incorporada com pequenos ajustes para sua simplificação:</p> <p>“Parágrafo único. O plano de negócios será submetido a processo de consulta pública, e sua versão final será publicada no sítio eletrônico da ARSP.”</p>
---	--	--	---

	resultará em publicação no <i>site</i> da agência reguladora, garantindo a transparência das informações aos agentes interessados.		
<p>27. O plano de investimento deverá apresentar, para cada iniciativa, as seguintes informações mínimas:</p> <p>I. o tipo de investimento;</p> <p>II. a caracterização das obras;</p> <p>III. os custos;</p> <p>IV. os objetivos;</p> <p>V. a localidade;</p> <p>VI. o mercado e o número de usuários e de unidades consumidoras a serem atendidos;</p> <p>VII. cronograma físico-financeiro da construção e da entrada em operação.</p>	<p>27. O plano de investimento deverá apresentar, para cada iniciativa, as seguintes informações mínimas:</p> <p>I. o tipo de investimento;</p> <p>II. a caracterização das obras;</p> <p>III. os custos;</p> <p>IV. os objetivos;</p> <p>V. a localidade;</p> <p>VI. o mercado e o número de usuários e de unidades consumidoras a serem atendidos;</p> <p>VII. cronograma físico-financeiro da construção e da entrada em operação;</p> <p>VIII. cálculo de viabilidade econômica, considerando o custo marginal de atendimento (em caso de projetos de expansão).</p>	<p>Conforme exemplificado em contribuições anteriores, consideramos essencial que a aprovação de investimentos esteja condicionada à avaliação de viabilidade econômica, e que seja analisado o custo marginal de atendimento de cada projeto.</p>	<p><b>Não aceita.</b></p> <p>Foi inserida a previsão da indicação de viabilidade dos projetos no item 30 da seção III. Do Plano de Negócios, sem a obrigatoriedade de apresentação do cálculo de custo marginal para atendimento de cada iniciativa, considerando a necessidade de permitir a comprovação de viabilidade por meio do conjunto de projetos do referido plano, nos termos do item 34 da referida seção.</p> <p>A indicação de viabilidade econômico-financeira por meio do conjunto de projetos se faz necessária para permitir a inclusão, caso aplicável, de projetos vinculados à política de desenvolvimento fixada pelo poder concedente, em respeito à cláusula IX, item 9.3.1 do contrato de concessão:</p> <p>9.3.1. O REGULADOR poderá aprovar ou solicitar modificações nos planos de</p>



			<p>investimentos apresentados pela CONCESSIONÁRIA para os dois primeiros CICLOS TARIFÁRIOS, observadas, necessariamente, as aplicações mínimas especificadas pelos incisos I e II do item 9.3, os prazos e condições previstos em REGULAMENTO, o EQUILÍBRIO ECONÔMICO-FINANCEIRO deste CONTRATO e a política de desenvolvimento fixada pelo PODER CONCEDENTE para a prestação do serviço público concedido.</p> <p>Além disso, o contrato estabelece em sua cláusula VIII, item 8.19.1, que tais critérios deverão ser propostos pela concessionária:</p> <p>8.19.1. Sem prejuízo de REGULAMENTO, os critérios de viabilidade técnica e viabilidade econômica serão objeto de procedimento emitido pela CONCESSIONÁRIA e aprovado pelo REGULADOR.</p>
28. Em observância ao item 9.3 da Cláusula IX – Plano de Negócios, o	28. Em observância ao item 9.3 da Cláusula IX – Plano de Negócios, o plano	A previsão disposta no contrato de concessão pode representar um risco na	<b>Não aceita.</b>

<p>plano de investimento, deverá contemplar a previsão, considerando os dois primeiros ciclos tarifários, da previsão obrigatória mínima das seguintes aplicações:</p> <p>I. ligação de, no mínimo, 60 (sessenta) mil usuários do segmento residencial, atendendo bairros onde, em média, pelo menos 15% (quinze por cento) dos domicílios tenham renda igual ou inferior a 2 (dois) salários mínimos; e</p> <p>II. investimentos, com recursos próprios, no montante de R\$ 298.000.000,00 (duzentos e noventa e oito milhões de reais), a preços de julho de 2020, visando à ampliação do sistema de distribuição de gás canalizado.</p>	<p>de investimento, deverá contemplar a previsão, <b>desde que devidamente fundamentada e seguida de justificativa embasada</b>, considerando os dois primeiros ciclos tarifários, da previsão obrigatória mínima das seguintes aplicações:</p> <p>I. ligação de, no mínimo, 60 (sessenta) mil usuários do segmento residencial, atendendo bairros onde, em média, pelo menos 15% (quinze por cento) dos domicílios tenham renda igual ou inferior a 2 (dois) salários-mínimos; e</p> <p>II. investimentos, com recursos próprios, no montante de R\$ 298.000.000,00 (duzentos e noventa e oito milhões de reais), a preços de julho de 2020, visando à ampliação do sistema de distribuição de gás canalizado.</p>	<p>garantia de competitividade da prestação do serviço de distribuição no estado do Espírito Santo. Entendemos que a <b>aprovação de investimentos no Plano de Negócios deve estar condicionada ao benefício sistêmico</b>, ou seja, caso devidamente comprovado que o investimento realizado colaboraria para tornar a margem de distribuição mais competitiva (<math>MM' \leq MM_0</math>).</p> <p>MM': Margem média posterior, calculada após a consideração do novo investimento apresentado;</p> <p>Margem<sub>0</sub>: Margem média inicial, calculada antes da proposta de inclusão do investimento analisado.</p> <p>A fundamentação, corroborada por justificativa embasada e análise da viabilidade econômica, contribuiria para garantir a aprovação de projetos que promovam a ampliação do sistema de forma viável, tornando mais competitiva a margem para todos os usuários do sistema de distribuição.</p> <p>Em relação à aprovação da ligação de novos usuários residenciais baixa renda, solicitamos, conforme contribuições</p>	<p>A inclusão tornaria opcional a previsão de investimento obrigatória pelo item 9.3, cláusula XI do contrato de concessão, cujos dispositivos relacionados à metodologia de definição da MM foram consolidados neste regulamento.</p>
--	---	---	--

		anteriores, que sejam avaliados os demais combustíveis substitutos, como a energia elétrica e o GLP, em concomitância aos programas governamentais já existentes, como o Gás para todos, a fim de atestar a viabilidade da destinação dos recursos públicos.	
29. O regulador poderá aprovar ou solicitar modificações nos planos de investimentos apresentados pela concessionária, observadas, necessariamente, as aplicações mínimas especificadas acima, os prazos e condições previstos em regulamento, o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão e a política de desenvolvimento fixada pelo poder concedente para a prestação do serviço público concedido.	29. O regulador poderá aprovar ou solicitar modificações nos planos de investimentos apresentados pela concessionária, observadas, necessariamente, as aplicações mínimas especificadas acima, os prazos e condições previstos em regulamento, o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão, a modicidade tarifária e a política de desenvolvimento fixada pelo poder concedente para a prestação do serviço público concedido.	Conforme endereçado em contribuições anteriores, entendemos essencial a consideração da modicidade tarifária para a aprovação de quaisquer modificações no plano de investimentos, visando a garantia de um benefício sistêmico.	<p><b>Aceita.</b></p> <p>A redação originalmente prevista na minuta reproduz o item 9.3.1 da Cláusula IX do contrato de concessão. No entanto, a inclusão sugerida guarda total relação com a previsão do item 12.6 da cláusula XII do referido instrumento, apresentado a seguir:</p> <p>12.6. A MARGEM MÉDIA DE DISTRIBUIÇÃO, a ser estabelecida ao início de cada CICLO TARIFÁRIO, deverá observar os estímulos à eficiência, <b>modicidade tarifária</b> e previsibilidade das regras, podendo incluir melhoria da qualidade, conforme disposto em REGULAMENTO. (grifo nosso)</p> <p>Dessa forma, a redação será ajustada na forma a seguir:</p> <p>29. O regulador poderá aprovar ou solicitar modificações nos planos de</p>

			investimentos apresentados pela concessionária, observadas, necessariamente, as aplicações mínimas especificadas acima, os prazos e condições previstos em regulamento, o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão, a modicidade tarifária e a política de desenvolvimento fixada pelo poder concedente para a prestação do serviço público concedido.
30. A aprovação dos investimentos propostos no plano de negócios terá por condição a apresentação prévia de estudos que indiquem sua viabilidade econômico-financeira, assegurada a liberdade da concessionária na direção de negócios, investimentos, pessoal e tecnologia, o equilíbrio econômico-financeiro da concessão e a modicidade tarifária.	30. A aprovação dos investimentos propostos no plano de negócios terá por condição a apresentação prévia de estudos que indiquem sua viabilidade econômico-financeira,) assegurada a liberdade da concessionária na direção de negócios, investimentos, pessoal e tecnologia, o equilíbrio econômico-financeiro da concessão e a modicidade tarifária.  30.1 O critério a ser observado para aprovação de investimentos em expansão será: Margem Média' <= a Margem Média <sub>0</sub> , onde:	Em linha com contribuições anteriores, solicitamos para a aprovação de novos investimentos o cálculo da viabilidade econômico-financeira, considerando o custo marginal de atendimento de cada projeto.	<b>Não aceita.</b>  A proposta possui coesão com o atendimento ao princípio contratual da modicidade tarifária e ao inciso I do art. 10-A da Lei nº 827/2016, que determina a observância da diretriz de incentivo à competitividade em todas as atividades do setor de gás. No entanto, os investimentos em expansão de infraestrutura devem estar alinhados a uma visão estratégica de longo prazo, o que torna inviável a regra proposta, cuja perspectiva se limita a um ciclo tarifário.  Essa condição, dada a necessidade de maturação desses investimentos, poderá pressionar a margem média no curto e médio prazos, tornando

	<p>Margem Média' representa a margem média com a inclusão do plano de investimento.</p>		<p>inviável o estabelecimento da regra proposta.</p> <p>Além disso, o contrato estabelece em sua cláusula VIII, item 8.19.1, que tais critérios deverão ser propostos pela concessionária:</p> <p style="padding-left: 40px;">8.19.1. Sem prejuízo de REGULAMENTO, os critérios de viabilidade técnica e viabilidade econômica serão objeto de procedimento emitido pela CONCESSIONÁRIA e aprovado pelo REGULADOR.</p>
<p>32. Os critérios de viabilidade técnica e viabilidade econômica serão objeto de procedimento emitido pela concessionária e aprovado pelo regulador.</p>	<p>32. Os critérios de viabilidade técnica e viabilidade econômica serão objeto de procedimento emitido <del>pela concessionária e aprovado</del> pelo regulador.</p>	<p>Consideramos relevante que os critérios de viabilidade não sejam definidos pela concessionária, mas sim pelo regulador.</p>	<p><b>Não aceita.</b></p> <p>O item 8.19.1 da Cláusula VIII do contrato de concessão determina que os critérios de viabilidade técnica e econômica serão propostos pela concessionária e aprovados pelo regulador. Neste sentido, trata-se de reprodução do instrumento contratual.</p> <p>Cumpramos registrar que essa regra não restringe nem interfere na atuação do regulador nessa matéria, tratando-se apenas do encadeamento para a definição dos referidos critérios.</p>

<p>33. O plano de investimentos poderá incluir empreendimentos cuja viabilidade econômica não possa ser comprovada, desde que o requerente ou interessado custeie o investimento correspondente à parcela inviável.</p>	<p>33. O plano de investimentos poderá incluir empreendimentos cuja viabilidade econômica não possa ser comprovada, desde que o requerente ou interessado custeie o investimento correspondente à parcela inviável.</p>	<p>Sob este aspecto, consideramos relevante mencionar a aprovação de custos de conexão dos Produtores de biometano à rede de distribuição. Entendemos favorável esta previsão, que em caso de inviabilidade econômica remete ao agente interessado o custeio da parcela correspondente ao investimento inviável. E neste contexto, reforçamos a necessidade de inclusão dos custos de conexão de projetos de biometano a esta regra. Assim, caso produtores de biometano queiram se conectar à rede de distribuição, sugerimos a cobrança de uma <b>TUSD-P ou Tarifa de custos de conexão ao produtor</b>, a fim de não onerar o valor da margem e de não comprometer com a competitividade do serviço prestado.</p>	<p><b>Aceita.</b></p> <p>Ajuste de redação aplicado.</p> <p>Ressalta-se que a redação final deste item foi ajustada também para esclarecer que o dispositivo trata, por requerente ou interessado, os usuários atuais ou futuros do sistema:</p> <p>“33. O plano de investimentos poderá incluir empreendimentos cuja viabilidade econômica não possa ser comprovada, desde que o requerente ou interessado, na condição de usuário atual ou futuro do serviço público de gás canalizado, custeie o investimento correspondente à parcela inviável.”</p> <p>Este ajuste é importante para que não se exija, do poder concedente, a contrapartida referente à parcela inviável, permitindo que investimentos relacionados à política de desenvolvimento possam ser viabilizados no conjunto de projetos do plano de negócios, observados todos os princípios norteadores do contrato de concessão.</p> <p>Quanto à proposta de definição de uma tarifa de custos de conexão,</p>
---	---	--	---

			trata-se de tema que não integra o escopo desta consulta pública, sendo remetido para estudos específicos sobre o assunto.
34. A viabilidade econômico-financeira dos investimentos poderá ser atestada considerando o conjunto de projetos previstos no plano de negócios.	<del>34. A viabilidade econômico-financeira dos investimentos poderá ser atestada considerando o conjunto de projetos previstos no plano de negócios.</del>	Consideramos esta previsão vaga e subjetiva, e por isso sugerimos sua desconsideração.	<b>Não aceita.</b> Trata-se de previsão que possibilita, quando aplicável, a inclusão de investimentos necessários ao serviço público de gás canalizado, vinculados à política de desenvolvimento fixada pelo poder concedente, nos termos do item 9.3.1. da cláusula IX do contrato de concessão, e em investimentos em segurança e continuidade do serviço prestado, cujos custos poderão ser suportados pelos demais projetos previstos no plano de investimentos da concessionária.
51. A concessionária apresentará estudo sobre a necessidade de capital de giro como parte do plano de negócios. 52. O estudo apresentará as justificativas para o seu reconhecimento, os critérios utilizados no cálculo e o montante	51. A concessionária apresentará estudo sobre a necessidade de capital de giro como parte do plano de negócios. 52. O estudo apresentará as justificativas para o seu reconhecimento, os critérios utilizados no cálculo e o montante	Seguindo <i>benchmark</i> da ARSESP, sugerimos exclusão da rubrica “estoque inicial de capital de giro”, uma vez que esta não condiz com os critérios de elegibilidade/inclusão da Base de ativos regulatória.	<b>Não aceita.</b> Faz-se necessário reconhecer o estoque inicial de capital de giro para reconhecer a alocação do custo financeiro a ele vinculado, representando a reserva de recursos necessária para suprir as obrigações financeiras operacionais da concessionária, assegurando à adequada relação de equilíbrio entre

<p>correspondente para cada ano do segundo ciclo tarifário.</p>	<p>correspondente para cada ano do segundo ciclo tarifário.</p> <p>53. Não será considerado no cálculo da margem o estoque inicial de capital de giro.</p>		<p>os encargos e as receitas da concessão.</p>
<p>60. Para esta definição, será adotado o método baseado na avaliação dos custos e indicadores históricos da concessionária.</p>	<p>60. Para esta definição, será adotado o método baseado na avaliação dos custos e indicadores históricos da concessionária, assim como indicadores de comparação observando o benchmark de outras concessionárias de gás.</p>	<p>Entendemos necessário que os custos operacionais, para fins de aprovação, sejam comparados não somente com os valores históricos, mas com <i>benchmarks</i> nacionais e internacionais de concessionárias de gás com características semelhantes.</p>	<p><b>Aceita.</b></p> <p>A redação final foi ajustada na forma a seguir:</p> <p>60. Para esta definição, será adotado o método baseado na avaliação dos custos e indicadores históricos da concessionária, comparados com outras concessionárias do serviço de distribuição de gás canalizado.</p>
<p>61. O regulador analisará a trajetória e os valores previstos pela concessionária em seu plano de negócios, realizando avaliação qualitativa e quantitativa de consistência, a fim de definir os montantes aplicáveis a cada ano do segundo ciclo tarifário.</p>	<p>61. O regulador analisará a trajetória e os valores previstos pela concessionária em seu plano de negócios, realizando avaliação qualitativa e quantitativa de consistência, a fim de definir os montantes aplicáveis a cada ano do segundo ciclo tarifário.</p> <p>61.1 A aprovação dos custos operacionais deverá capturar os ganhos de eficiência do ciclo anterior.</p>	<p>Segundo a lógica do conceito metodológico do <i>price cap</i>, entendemos necessário que o regulador avalie a trajetória dos valores previstos e efetivamente desembolsados no ciclo anterior para dimensionar os possíveis ganhos de eficiência, que deverão ser incorporados durante o processo de revisão tarifária.</p>	<p><b>Não aceita.</b></p> <p>O tratamento proposto não é viável uma vez que não houve a definição dos ganhos de produtividade no primeiro ciclo tarifário, em razão da previsão do Anexo I, cláusula V, itens 5.2.1 e 5.2.2 do contrato de concessão:</p> <p>5.2.1. No primeiro CICLO TARIFÁRIO ocorrerá a coleta e a avaliação de dados</p>



			<p>históricos, não sendo aplicado, nesse período, a metodologia do FATOR X.</p> <p>5.2.2. No segundo CICLO TARIFÁRIO em diante, será aplicado o FATOR X tendo como base metodologia que será definida pelo REGULADOR.</p>
<p>62. Os registros contábeis serão apresentados de acordo com a máxima abertura permitida pelo plano de contas societário da concessionária, de acordo com as contas em nível analítico que subsidiam as demonstrações financeiras previamente submetidas a procedimentos de auditoria independente.</p>	<p>62. Os registros contábeis serão apresentados de acordo com a máxima abertura <del>permitida pelo plano de contas societário da concessionária</del> definida pela ARSP, de acordo com as contas em nível analítico que subsidiam as demonstrações financeiras previamente submetidas a procedimentos de auditoria independente.</p>	<p>Entendemos que é dever do regulador determinar o nível de abertura do plano de contas a ser entregue pela concessionária. Fora isso, solicitamos que sejam auditados não somente as despesas e custos operacionais, como todos os ativos e passivo da distribuidora ES Gás.</p>	<p><b>Não aceita.</b></p> <p>Embora estejamos de acordo com a contribuição, esta não se faz viável neste momento em razão da ausência de um plano de contas regulatório, que será contemplado na edição do Manual de Contabilidade Regulatória aplicável à concessão.</p> <p>Os trabalhos para a proposição do Manual serão iniciados no segundo semestre deste ano.</p>
<p>67. Eventuais glosas, a depender de sua natureza, serão consideradas para efeito das estimativas de produtividade a serem aplicadas através do Fator X.</p>	<p><del>67. Eventuais glosas, a depender de sua natureza, serão consideradas para efeito das estimativas de produtividade a serem aplicadas através do Fator X.</del></p>	<p>Solicitamos exclusão da previsão disposta, uma vez que glosas em custos operacionais – que serão desconsideradas do cálculo da margem de distribuição, não deveriam ser consideradas no cômputo do fator X. Esta representa uma medida de incentivo à ineficiência. As glosas devem ser realizadas</p>	<p><b>Aceita.</b></p> <p>No entanto, para atender à contribuição, não se faz necessária a exclusão do dispositivo, mas o seu ajuste textual a fim de evitar interpretação diversa, para o adequado tratamento dessas glosas na definição do fator X:</p>

		<p>pelo regulador para capturar os ganhos de eficiência do ciclo anterior. Já o fator X, incentiva os ganhos de produtividade durante o ciclo, ao não repassar integralmente os reajustes inflacionários.</p>	<p>A redação final foi ajustada da forma a seguir, com destaque na alteração efetuada:</p> <p>67. Eventuais glosas, a depender de sua natureza, serão <b>desconsideradas</b> para efeito das estimativas de produtividade a serem aplicadas através do Fator X, <b>quando aplicável.</b></p>
<p>69. A seguir, será realizada a avaliação quantitativa por meio da construção de indicadores, com sua comparação com os resultados do primeiro ciclo tarifário, e com outras concessionárias do serviço de distribuição de gás canalizado, a fim de compor uma base de custos operacionais eficientes no âmbito da regulação por incentivos.</p>		<p>Idealmente, a metodologia de revisão tarifária colocada em consulta pública já deveria propor os indicadores de custo, com os devidos direcionadores. Propõe-se, inicialmente, utilizar os direcionadores de custos previstos na Tabela 1: Projeção custos operacionais.</p>	<p><b>Não aceita.</b></p> <p>Por se tratar da primeira revisão tarifária da ES Gás e na ausência de previsão contratual, optou-se por endereçar a definição dos indicadores e direcionadores aos estudos desse processo revisional.</p> <p>As regras definidas para a definição desta componente serão preferencialmente mantidas nos próximos ciclos, que apresentarão com maior nível de antecipação o detalhamento metodológico aplicado, como resultado do avanço da curva de aprendizado resultante desta primeira revisão tarifária.</p>
<p>79. Por meio dos dados históricos encaminhados por estudo próprio elaborado pela concessionária, será calculada a PPTG para cada ano do</p>	<p>79. Por meio dos dados históricos encaminhados por estudo próprio elaborado pela concessionária e <b>validado pela ARSP, garantindo a devida</b></p>	<p>Sugerimos adequação a fim de que o percentual de perda dentro do ciclo seja reduzido, como forma de incentivo à eficiência. Fora isso, o cálculo da PPTG</p>	<p><b>Aceita parcialmente.</b></p> <p>A redação foi ajustada na forma a seguir, por simplificação:</p>

<p>primeiro ciclo tarifário. Em seguida, deverá ser definido o PPTG regulatório aplicável ao segundo ciclo, com o objetivo de determinar o percentual de perdas regulatórias a ser reconhecido na tarifa, podendo ser um valor fixo anual ou valores decrescentes.</p>	<p>transparência, será calculada a PPTG para cada ano do primeiro ciclo tarifário. Em seguida, deverá ser definido o PPTG regulatório aplicável ao segundo ciclo, com o objetivo de determinar o percentual de perdas regulatórias a ser reconhecido na tarifa, podendo ser um valor fixo anual ou valores decrescentes.</p> <p>Parágrafo único. O PPTG regulatório definirá um percentual abaixo dos valores históricos como meta de incentivo à eficiência.</p>	<p>deverá ser validado pelo regulador, sendo dada a devida transparência dos dados.</p>	<p>79. Por meio dos dados históricos encaminhados por estudo próprio elaborado pela concessionária e <b>validado pela ARSP</b>, será calculada a PPTG para cada ano do primeiro ciclo tarifário. Em seguida, deverá ser definido o PPTG regulatório aplicável ao segundo ciclo, com o objetivo de determinar o percentual de perdas regulatórias a ser reconhecido na tarifa, podendo ser um valor fixo anual ou valores decrescentes.</p> <p>Quanto à definição de um PPTG regulatório abaixo dos valores históricos, trata-se de redação não aplicável à metodologia, que poderá, a depender do resultado dos estudos, indicar a manutenção do nível de perdas atual, caso esse esteja em patamar inferior ao nível eficiente calculado pelo regulador.</p>
<p>80. O percentual anual de perdas aplicável ao segundo ciclo tarifário representará a meta definida pelo regulador, e subsidiará as medidas necessárias para que a concessionária atinja o nível de perdas estabelecido, em observância ao item 8.25 da Cláusula VIII do contrato de concessão.</p>	<p>80. O percentual anual de perdas aplicável ao segundo ciclo tarifário representará a meta definida pelo regulador, e subsidiará as medidas necessárias para que a concessionária atinja o nível de perdas estabelecido, em observância ao item 8.25 da Cláusula VIII do contrato de concessão.</p>	<p>Para o cálculo das perdas, será necessária a consideração da variável Preço do Gás. Sugerimos que seja considerada a média de 2024 para fins de cálculo do montante financeiro.</p>	<p><b>Não aceita.</b></p> <p>A proposta define um critério específico que pode restringir o adequado tratamento do tema, que será melhor endereçado no estudo sobre perdas, na forma do regulamento.</p>

	<p>Parágrafo único. Para o cálculo do montante financeiro das perdas no segundo ciclo tarifário, será considerada como Preço do Gás a média de preços de 2024.</p>		
<p>93. Será analisada a base de faturamento atual e pendente dos últimos 36 meses, a fim de determinar o ponto de estabilização da curva. A trajetória de inadimplência deverá contemplar os valores a recuperar por categoria de usuários.</p>	<p>93. Será analisada a base de faturamento atual e pendente dos últimos <del>36</del> 72 (setenta e dois) meses, a fim de determinar o ponto de estabilização da curva. A trajetória de inadimplência deverá contemplar os valores a recuperar por categoria de usuários.</p>	<p>Conforme observado no <i>benchmark</i> de São Paulo, entendemos que a metodologia de <i>aging</i> regulatório, utilizada para o cálculo das Receitas Irrecuperáveis, deverá considerar o percentual do faturamento específico dos serviços regulados de cada um dos 72 meses anteriores ao mês de referência.</p> <p>Entendemos a consideração deste período temporal (72 meses) como favorável, uma vez que captura a parcela de inadimplência estrutural, que representa a parte da inadimplência que não está diretamente ligada a flutuações econômicas ou problemas pontuais de gestão, mas sim a fatores mais profundos como características socioeconômicas dos consumidores ou dificuldades intrínsecas do serviço.</p> <p>Fora isso, a análise de 72 meses corresponde a 6 anos, abrangendo um ciclo regulatório completo, permitindo que a metodologia</p>	<p><b>Não aceita.</b></p> <p>A adoção de 72 (setenta e dois meses) não é possível por não haver série histórica contratualmente disponível para a aplicação da metodologia.</p>

		<p>capture os efeitos de diferentes cenários econômicos, tornando a análise mais robusta e estável.</p> <p>Ao considerar um horizonte temporal mais longo, a metodologia incentiva as concessionárias a adotarem medidas de gestão de longo prazo para reduzir a inadimplência, em vez de se concentrar apenas em soluções de curto prazo.</p>	
<p>95. Os encargos da tarifa social, caso instituída, e na ausência de subsídio direto, deverão compor a receita requerida, como parte da componente “Outros Custos”.</p>	<p><del>95. Os encargos da tarifa social, caso instituída, e na ausência de subsídio direto, deverão compor a receita requerida, como parte da componente “Outros Custos”.</del></p>	<p>Conforme apontado anteriormente, consideramos inadequada a consideração dos encargos sociais, e sugerimos glosa integral desta previsão. Apesar de previsto no contrato de concessão, entendemos que a cobrança do encargo social deve ser alvo de discussão específica.</p>	<p><b>Não aceita.</b></p> <p>A previsão dos encargos da tarifa social no normativo obedece aos princípios da previsibilidade e da estabilidade regulatória, incorporando a previsão do contrato de concessão.</p> <p>A inclusão desta componente não significará necessariamente um custo adicional aos usuários, podendo, quando for o caso, ser financiada por fontes alternativas ao subsídio cruzado.</p>
<p>IX. DO FATOR X</p> <p>97. O Fator X será calculado pelo modelo de Fluxo de Caixa Descontado (FCD).</p>	<p>97. O Fator X será calculado pelo modelo de <del>Fluxo de Caixa Descontado (FCD)</del> Produtividade Total dos Fatores de Produção (PTF), com base no índice de Tornqvist.</p>	<p>Conforme corroborado em contribuições anteriores, consideramos que a proposta evidenciada na minuta para o cálculo do Fator X pode comprometer o cenário das projeções dos custos operacionais, uma vez</p>	<p><b>Não aceita.</b></p> <p>Embora o PTF seja uma metodologia consagrada e tecnicamente robusta, opta-se neste primeiro ciclo tarifário pelo uso do FCD, por incorporar, em</p>

		que os direcionadores eficientes, ao observarem unicamente as tendências históricas dos custos, possuem o risco de superestimar os custos operacionais, ao não considerar a tendência de aumento de eficiência do serviço de distribuição pela concessionária. Por isso sugerimos a aplicação do modelo PTF, de forma análoga às concessionárias de São Paulo.	sua determinação, as projeções de mercado, os custos e o plano de investimento previsto pela concessionária para o ciclo tarifário, sendo mais adequado ao conjunto metodológico definido nesta oportunidade.
99. O Fator X será determinado como o percentual que zera o valor presente dos fluxos de caixa esperados, descontados à taxa do custo de capital reconhecida pelo regulador.	<del>99. O Fator X será determinado como o percentual que zera o valor presente dos fluxos de caixa esperados, descontados à taxa do custo de capital reconhecida pelo regulador.</del>	Entendemos mais coerente com a situação econômica da concessionária, a consideração da metodologia PTF, baseada no Índice de Törnqvist ( $I_T$ ).  Os cenários de OPEX utilizados para cálculo do fator X não necessariamente induzirão redução do custo operacional.  A metodologia por PTF é robusta e amplamente utilizada em indústrias de rede.	<b>Não aceita</b> , nos termos da análise da contribuição ao item 97, apresentada acima.
100. Para o cálculo do fator X, primeiramente será calculada uma margem média com base em um fluxo de caixa que considera a projeção das diferentes componentes da Receita Requerida, sendo que os custos operacionais considerados neste fluxo	<del>100. Para o cálculo do fator X, primeiramente será calculada uma margem média com base em um fluxo de caixa que considera a projeção das diferentes componentes da Receita Requerida, sendo que os custos operacionais considerados neste fluxo</del>	Conforme mencionado acima, sugerimos aplicação de metodologia análoga à aplicada pela ARSESP às concessionárias de gás de São Paulo.	<b>Não aceita</b> , nos termos da análise da contribuição ao item 97, apresentada acima.

<p>de caixa e que compõem a receita requerida são projetados sem incorporar critérios de eficiência, segundo a equação a seguir:</p> <p>Equação 6: Margem média sem fator X</p> <p><math>MMsemFatorX = VP_{rp}/VP_{vol}</math>, onde:</p> <p><i>MMsemFatorX</i>: margem média de distribuição sem fator X;</p> <p><i>VP<sub>RR</sub></i>: valor presente da Receita Requerida;</p> <p><i>VP<sub>Vol</sub></i>: valor presente do volume distribuído projetado para o ciclo tarifário, segundo a seguinte</p> <p>Equação 7: Valor presente dos volumes projetados</p> <p><math>VP_{Vol} = \sum Volt / (1 + WACC)^t</math></p>	<p><del>de caixa e que compõem a receita requerida são projetados sem incorporar critérios de eficiência, segundo a equação a seguir:</del></p> <p><del>Equação 6: Margem média sem fator X</del></p> <p><del><math>MMsemFatorX = VP_{rp}/VP_{vol}</math>, onde:</del></p> <p><del><i>MMsemFatorX</i>: margem média de distribuição sem fator X;</del></p> <p><del><i>VP<sub>RR</sub></i>: valor presente da Receita Requerida;</del></p> <p><del><i>VP<sub>Vol</sub></i>: valor presente do volume distribuído projetado para o ciclo tarifário, segundo a seguinte</del></p> <p><del>Equação 7: Valor presente dos volumes projetados</del></p> <p><del><math>VP_{Vol} = \sum Volt / (1 + WACC)^t</math></del></p> <p>Será considerada a seguinte fórmula, baseada no Índice de Törnqvist (I_T):</p> <p><math>\ln(I_T) = \ln(PTF_t/PTF_{t-1}) = \ln(\text{índice de produtos}) - \ln(\text{índice de insumos}) =</math></p>		
--	---	--	--

	$\frac{1}{2} \sum_{m=1}^M (S_{it} + S_{it-1})(\ln Y_{it} - \ln Y_{it-1}) - \frac{1}{2} \sum_{n=1}^N (E_{jt} + E_{jt-1})(\ln X_{jt} - \ln X_{jt-1})$																										
<p>101. O segundo passo para o cálculo do Fator X consiste em determinar o valor presente da Receita Requerida Eficiente (VPRRE). Para isso, serão utilizados direcionadores eficientes na projeção dos custos operacionais, considerando valores eficientes no fluxo de caixa, de acordo com a tabela a seguir:</p> <p style="text-align: center;">Tabela 1: Projeção custos operacionais</p> <table border="1" data-bbox="143 986 593 1129"> <thead> <tr> <th>Conceito</th> <th>Direcionadores dos custos</th> <th>Direcionadores eficientes</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Pessoal</td> <td>Número de usuários</td> <td>Regressão</td> </tr> <tr> <td>Materiais</td> <td>Volume distribuído</td> <td>Regressão</td> </tr> <tr> <td>Serv. Terceiros</td> <td>Volume distribuído</td> <td>Regressão</td> </tr> <tr> <td>Outros</td> <td>Volume distribuído</td> <td>Regressão</td> </tr> <tr> <td>Receitas Irrecuperáveis</td> <td>Receita requerida</td> <td>Valor Regulatório RI</td> </tr> <tr> <td>Outras receitas (Receitas Indiretas)</td> <td>Receita requerida</td> <td>Valor Regulatório OR</td> </tr> <tr> <td>Tributos</td> <td>Volume distribuído</td> <td>Volume distribuído</td> </tr> </tbody> </table> <p>102. Finalmente, o fator X é determinado como o valor que aplicado sobre o produto entre a “margem média sem fator X” e o volume (em valor presente) iguala o valor presente da Receita Requerida</p>	Conceito	Direcionadores dos custos	Direcionadores eficientes	Pessoal	Número de usuários	Regressão	Materiais	Volume distribuído	Regressão	Serv. Terceiros	Volume distribuído	Regressão	Outros	Volume distribuído	Regressão	Receitas Irrecuperáveis	Receita requerida	Valor Regulatório RI	Outras receitas (Receitas Indiretas)	Receita requerida	Valor Regulatório OR	Tributos	Volume distribuído	Volume distribuído	<p><del>101. O segundo passo para o cálculo do Fator X consiste em determinar o valor presente da Receita Requerida Eficiente (VPRRE). Para isso, serão utilizados direcionadores eficientes na projeção dos custos operacionais, considerando valores eficientes no fluxo de caixa, de acordo com a tabela a seguir:</del></p> <p><del>Tabela 1</del></p> <p><del>102. Finalmente, o fator X é determinado como o valor que aplicado sobre o produto entre a “margem média sem fator X” e o volume (em valor presente) iguala o valor presente da Receita Requerida Eficiente, permitindo que a taxa interna de retorno desse fluxo seja igual à taxa de custo de capital:</del></p>	<p>Conforme contribuições anteriores, não entendemos viável a aplicação dos direcionadores eficientes evidenciados na tabela 1, uma vez que, em nossa opinião, podem ocasionar uma elevação do OPEX projetado.</p> <p>Além de vislumbramos nos custos operacionais eficientes a possibilidade de elevação do OPEX, não fica claro, no capítulo do OPEX, que os custos serão projetados conforme os direcionadores previstos.</p> <p>Por isso, sugerimos supressão dos termos, e a consideração da metodologia por PTF ou Produtividade total de fatores, considerando as variações de produtos e insumos agregados.</p>	<p><b>Não aceita</b>, nos termos da análise da contribuição ao item 97, apresentada acima.</p>
Conceito	Direcionadores dos custos	Direcionadores eficientes																									
Pessoal	Número de usuários	Regressão																									
Materiais	Volume distribuído	Regressão																									
Serv. Terceiros	Volume distribuído	Regressão																									
Outros	Volume distribuído	Regressão																									
Receitas Irrecuperáveis	Receita requerida	Valor Regulatório RI																									
Outras receitas (Receitas Indiretas)	Receita requerida	Valor Regulatório OR																									
Tributos	Volume distribuído	Volume distribuído																									



<p>Eficiente, permitindo que a taxa interna de retorno desse fluxo seja igual à taxa do custo de capital:</p> <p style="text-align: center;"><b>Equação 8: Fator X</b></p> $VP_{RRE} = \sum_{t=1}^5 \frac{MM_{semFatorX} * Vol_t * (1 - Fat)}{(1 + WACC)^t}$	<p><b>Equação 8</b></p>		
<p>104. O fator X será aplicado nos reajustes anuais da margem média de distribuição.</p>	<p>104. O fator X será aplicado nos reajustes anuais da margem média de distribuição <b>pela dedução do fator ao índice inflacionário.</b></p>	<p>Entendemos necessário maior detalhamento quanto à aplicação do Fator X nos reajustes anuais. Este fator seria aplicado para reduzir o índice inflacionário? Solicitamos maiores informações em relação a esta previsão.</p>	<p><b>Não aceita.</b></p> <p>Por padrão, a aplicação do fator X terá o efeito sugerido, optando-se por manter a redação original por simplificação.</p>
<p>108. A concessionária somente prestará atividades não abarcadas pelo serviço público de distribuição de gás canalizado:</p> <p>I - quando se relacionarem ao seu objeto, isto é, à execução do serviço público de distribuição de gás canalizado; e</p> <p>II - quando autorizadas pelo regulador, nos termos e condições especificadas neste regulamento.</p>		<p>Não estão previstas, neste regulamento proposto, quaisquer condições quanto à autorização de termos e condições especificadas para que a concessionária realize atividades não abarcadas pelo serviço público. Por isso, solicitamos elaboração, dentro do regulamento em questão, das normas e condições mencionadas, ou uma reformulação da resolução ARSP nº 031/2019, de forma que ela contemple as atividades correlatas, acessórias e de comercialização.</p>	<p>Não foi apresentada contribuição específica para o dispositivo, tratando-se de comentário.</p> <p>Contudo, concorda-se com o apontamento destacado, e como resultado, foi inserido item adicional à seção, na forma a seguir:</p> <p>116. A lista de atividades geradoras de receitas acessórias será homologada e publicada no sítio oficial da ARSP.</p> <p>Por fim, a autorização da atividade de comercialização está prevista no art. 33 da Resolução ARSP nº 046, de</p>

			31 de março de 2021, e atende à previsão da cláusula I, XXXIX, do contrato de concessão.
<p>113. A concessionária apresentará estudo, como parte de seu plano de negócios, com a proposição do percentual de compartilhamento das operações correlatas, acessórias e de comercialização, caso aplicáveis.</p>	<p>113. A <del>concessionária apresentará estudo, como parte de seu plano de negócios, com a proposição de</del> ARSP determinará percentual de compartilhamento das operações correlatas, acessórias e de comercialização, caso aplicáveis conforme fórmula:</p> <p><math>OA = ROA \cdot r</math>, onde:</p> <p><math>OA</math> = Montante bruto líquido de impostos de outras receitas do tipo n destinadas para modicidade tarifária no ano i;</p> <p><math>ROA</math> = Montante de receitas do tipo n (Atividades Acessórias e Atípicas) no ano i;</p> <p><math>r</math> = Percentual das outras receitas da atividade n destinadas à modicidade tarifária</p> <p>Sendo r:</p>	<p>Solicitamos avaliação do percentual destinado à modicidade tarifária por Outras Receitas (OR), que representam atividades extra concessão, uma vez observado <i>benchmark</i> do setor elétrico. A Aneel, ao definir Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret), no módulo 2: “Revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica”, submódulo 2.7: “Outras Receitas”, estabelece na REN nº 1003/2022:</p> <p>“13. O compartilhamento das receitas decorrentes das atividades acessórias próprias será de 60% da receita bruta, ou seja, um percentual de 40% será atribuído à concessionária, com fins de estimular a eficiência na prestação do serviço, enquanto a outra parcela será destinada aos consumidores do serviço de distribuição de energia elétrica.” (grifo nosso)</p>	<p><b>Não aceita.</b></p> <p>Salvo no caso de receitas correlatas cuja totalidade de seus custos componham a componente OPEX, a predefinição de percentuais de compartilhamento, no contexto desta 1ª RTO, não é recomendada, por gerar risco de inviabilizar as atividades geradoras de receitas acessórias, ao estabelecer o mesmo patamar para operações que envolvem diferentes estruturas de custo e passíveis de serem substituídas ou contratadas com outros agentes.</p> <p>Neste sentido, a apresentação do estudo é fundamental para garantir a adequada divisão do resultado das atividades objeto de compartilhamento, e a concessionária é detentora da expertise necessária para sua proposição, com validação do regulador, de modo a garantir o incentivo a prestação desses serviços, sem prejuízo às atividades</p>

	<p>Atividades correlatas: 60%</p> <p>Atividades acessórias: 30%</p> <p>Atividades atípicas: 10%</p>	<p>São caracterizadas como atividades acessórias próprias: “atividade regulada prestada somente pela distribuidora e sujeita à fiscalização”. A mesma regra é estabelecida para atividades acessórias complementares (atividade não regulada, cuja prestação está relacionada à fruição do serviço público de distribuição e que pode ser prestada tanto pela distribuidora quanto por terceiros), com exceção de itens estabelecidos em regulação. Da mesma forma, é requerido percentual de 60% da receita bruta por serviços cobráveis (receitas inerentes ao serviço de distribuição). Dessa maneira, sugerimos que a ARSP reavalie os percentuais estabelecidos para atividades correlatas (10%), acessórias (30%) e atividades de comercialização (60%), a fim de adequar os montantes destinados à modicidade tarifária conforme aplicado pelo setor elétrico brasileiro.</p>	<p>principais definidas no contrato de concessão.</p>
<p>116. O fator K, ou Termo de Ajuste K, não será aplicável na metodologia de definição da margem média de distribuição no segundo ciclo tarifário</p>	<p>116. O fator K, ou Termo de Ajuste K, <del>não</del> será aplicável <b>anualmente de acordo com a seguinte metodologia:</b> <del>a metodologia de definição da margem</del></p>	<p>Entendemos extremamente necessária a consideração do Fator K no segundo ciclo de tarifário. Essa ferramenta garante que a margem obtida dentro do ciclo tarifário não seja superior à margem média estabelecida.</p>	<p><b>Não aceita.</b></p> <p>Opta-se pela não aplicação do fator ou termo de ajuste K na metodologia de definição da margem média de distribuição neste segundo ciclo tarifário, considerando o substancial</p>

	<p><del>média de distribuição no segundo ciclo tarifário</del></p> $K_t = \frac{[(MM_{t-1} - MO_{t-1}) \times (1 + r_{t-1}) \times V_{t-1}]}{V_t}$ <p>onde:</p> <p>MM<sub>t-1</sub>: Margem Média (MM), no ano t - 1, expressa em reais por m<sup>3</sup>;</p> <p>MO<sub>t-1</sub>: Margem Obtida, no ano t - 1, expressa em reais por m<sup>3</sup>;</p> <p>r<sub>t-1</sub>: taxa de juros média anual, no ano t - 1; V<sub>t</sub>: volume anual previsto para o ano t, expresso em m<sup>3</sup>; e</p> <p>V<sub>t-1</sub>: volume anual distribuído, no ano t - 1, expresso em m<sup>3</sup>.</p>	<p>A aplicação do Fator K se faz extremamente necessária durante o processo da 1ª RTO da ES Gás, uma vez que não houve, durante o 1º ciclo tarifário, qualquer transparência sobre os dados considerados ou resultados obtidos. Por isso, reforçamos a necessidade que a 1ª RTO retrate, no cálculo do ajuste K, as diferenças entre os valores orçados e obtidos no primeiro ciclo tarifário, a fim de garantir que a concessionária não esteja lucrando indevidamente com a apropriação indevida de possíveis receitas a maior, resultante da efetivação de valores abaixo dos projetados durante o ciclo.</p>	<p>acréscimo de complexidade e incremento do nível de incerteza que sua adoção traria ao modelo de cálculo.</p>
<p>Anexo II – Definições</p> <p>XXIV. RECEITA DE COMERCIALIZAÇÃO: receitas provenientes da comercialização do gás canalizado pela concessionária ao agente livre de mercado, podendo ser aplicada ao usuário cativo, em situação específica, temporária e previamente aprovada pelo regulador;</p>	<p>XXIV. RECEITA DE COMERCIALIZAÇÃO: receitas provenientes da comercialização do gás canalizado pela concessionária ao <del>agente livre de mercado, podendo ser aplicada ao</del> usuário cativo, <del>em situação específica, temporária e</del> previamente aprovada pelo regulador;</p>	<p>Sugerimos a revisão da definição supracitada, uma vez que retrata um possível cenário onde a Concessionária atue como Comercializadora no mercado livre de gás natural. Neste intuito, sugerimos atuação da agência reguladora, a fim de garantir a separação das atividades de distribuição e comercialização, instituindo a necessidade de independência total entre a distribuidora e a comercializadora, considerando a separação jurídica, contábil,</p>	<p><b>Não aceita.</b></p> <p>Na proposição deste normativo, buscou-se manter as definições, conceitos e diretrizes do instrumento contratual e dos demais normativos, com o objetivo de evitar conflitos entre as regras do presente regulamento e dos demais instrumentos e garantir a estabilidade e previsibilidade regulatórias, bem como a segurança</p>

		física, entre outros, a fim de evitar a prática de <i>self-dealing</i> .	jurídica da concessão. Dessa forma, será mantida a redação.															
Anexo III – Critérios para a definição da taxa WACC	<p>Anexo III – Critérios para a definição da taxa WACC</p> <table border="1" data-bbox="602 459 1072 1385"> <thead> <tr> <th>Elementos da fórmula</th> <th>Premissas</th> <th>Janela Temporal</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Risco Tamanho %</td> <td>Prêmio atribuído por Ibbotson em "2015 Valuation Yearbook" às empresas de gás natural do porte indicado pelo estudo de cálculo da taxa WACC</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Taxa livre de risco (1)</td> <td>Média dos Títulos do Tesouro dos Estados Unidos a 30 anos (UST-30)</td> <td>Janeiro de 1928 até o mês anterior até dezembro/2024. Intervalo: 2000-2024 (25 anos)</td> </tr> <tr> <td>Taxa de Retorno de Mercado (2)</td> <td>Rentabilidade anual do S&amp;P500, incluindo dividendos.</td> <td>Intervalo: 2000-2024 (25 anos).</td> </tr> <tr> <td>Prêmio de Risco do Mercado</td> <td>Média do Índice SP500 Standard &amp; Poor's, acima da taxa livre de risco = Taxa de Retorno de Mercado (2) – Taxa Livre de Risco (1)</td> <td>Janeiro de 1928 até o mês anterior até dezembro/2024</td> </tr> </tbody> </table>	Elementos da fórmula	Premissas	Janela Temporal	Risco Tamanho %	Prêmio atribuído por Ibbotson em "2015 Valuation Yearbook" às empresas de gás natural do porte indicado pelo estudo de cálculo da taxa WACC		Taxa livre de risco (1)	Média dos Títulos do Tesouro dos Estados Unidos a 30 anos (UST-30)	Janeiro de 1928 até o mês anterior até dezembro/2024. Intervalo: 2000-2024 (25 anos)	Taxa de Retorno de Mercado (2)	Rentabilidade anual do S&P500, incluindo dividendos.	Intervalo: 2000-2024 (25 anos).	Prêmio de Risco do Mercado	Média do Índice SP500 Standard & Poor's, acima da taxa livre de risco = Taxa de Retorno de Mercado (2) – Taxa Livre de Risco (1)	Janeiro de 1928 até o mês anterior até dezembro/2024	<p>Conforme mencionado anteriormente, sugerimos a adequação dos critérios estabelecidos no Anexo III, que estão vagos e não são corroborados por metodologia embasada por cálculos.</p> <p>Em especial, sugerimos a adequação dos termos:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li><b>Exclusão do Risco Tamanho %</b>, por representar um critério tendencioso em prol da concessionária, integrante de um grupo econômico cujo faturamento bruto fora de R\$ 40 bilhões em 2023;</li> <li><b>Taxa Livre de Risco</b>: Utilização de média dos Títulos do Tesouro dos Estados Unidos a 30 anos (UST-30), para consideração da rentabilidade média dos títulos de 30 anos do governo americano, em um intervalo de 25 anos. A adequação do período temporal visa o tornar mais coerente com o período de aplicação do ciclo tarifário, de forma a refletir valores mais próximos a realidade das taxas livres de risco atuais. O período entre jan/1928 e dez/24 representa uma <b>escolha discricionária</b>, somente</li> </ol>	<p><b>Aceita parcialmente.</b></p> <p>A análise da contribuição é apresentada a seguir, por componente da fórmula:</p> <p><b>Risco tamanho:</b> a aplicação do risco tamanho terá por base a avaliação das condições do mercado que indique a necessidade de sua inclusão, em observância da cláusula III, item 3.2.2.1 do Anexo I do contrato de concessão. A avaliação sobre sua inclusão será remetida ao estudo específico sobre o tema, como parte do cálculo da taxa WACC, cuja publicação está prevista para março, previamente ao prazo para apresentação do plano de negócios.</p> <p><b>Taxa livre de risco – T-Notes:</b> A adoção das T-notes de 10 anos é justificada pela manutenção dos critérios utilizados no contrato de concessão, para garantir a estabilidade e o maior grau de previsibilidade possível da metodologia. Essa premissa também é adotada pela ARSP no cálculo da taxa WACC aplicada à prestação dos</p>
Elementos da fórmula	Premissas	Janela Temporal																
Risco Tamanho %	Prêmio atribuído por Ibbotson em "2015 Valuation Yearbook" às empresas de gás natural do porte indicado pelo estudo de cálculo da taxa WACC																	
Taxa livre de risco (1)	Média dos Títulos do Tesouro dos Estados Unidos a 30 anos (UST-30)	Janeiro de 1928 até o mês anterior até dezembro/2024. Intervalo: 2000-2024 (25 anos)																
Taxa de Retorno de Mercado (2)	Rentabilidade anual do S&P500, incluindo dividendos.	Intervalo: 2000-2024 (25 anos).																
Prêmio de Risco do Mercado	Média do Índice SP500 Standard & Poor's, acima da taxa livre de risco = Taxa de Retorno de Mercado (2) – Taxa Livre de Risco (1)	Janeiro de 1928 até o mês anterior até dezembro/2024																

	Beta desalavancado	<p><del>Empresas – Natural Gas Utilities Industry – Damodarar</del></p> <p>Média dos betas de 29 empresas de distribuição ou transporte de gás dos EUA.</p>	Série semanal com retornos de 2 a 5 anos. Média calculada nos últimos 10 (dez) anos, com fechamento em dezembro/2024.	<p>favorecendo a manutenção de percentual elevado da média da taxa, uma vez que um prolongado período considera fatores econômicos passados que não são pertinentes para a economia atual.</p> <p>3. Inclusão do critério <b>Taxa de Retorno de Mercado</b>, considerando a Rentabilidade anual do S&amp;P500, incluindo dividendos, num intervalo de 25 anos. Também sugerimos adequação temporal de forma a tornar mais coerente com o período de aplicação do ciclo tarifário, desconsiderando fatores econômicos passados que não são mais pertinentes.</p> <p>4. Reconsideração da componente <b>Prêmio de risco do mercado</b>, que deve ser calculada pela diferença entre a Taxa Livre de Risco e a Taxa de Retorno de Mercado, conforme observado em <i>benchmarks</i> da ARSESP e da SEDE-MG;</p> <p>5. Cálculo do <b>Beta desalavancado</b>: Consideração da média dos betas de 29 empresas do setor regulado de gás (distribuidoras e transportadoras) dos EUA, num intervalo de 10 anos. Sugerimos esta adequação uma vez que não foi apresentado critério de escolha para esta seleção. Importa considerar na amostra que sejam</p>	<p>serviços de Saneamento Básico. Além disso, cabe destacar que, do ponto de vista conceitual, as T-notes de 30 anos poderiam ser consideradas para aplicação no cálculo da taxa livre de risco, uma vez que o horizonte de vida desse bônus é coerente com o dos ativos do setor de distribuição de gás canalizado. Porém, os bônus a longo prazo dessa duração incorporam um risco associado à expectativa de inflação a longo prazo. Com o intuito de evitar esse risco adicional, uma solução generalizada é considerar como taxa livre de risco o bônus do governo americano com vencimento a 10 anos, nos termos da opção adotada pela ARSP. Esse tipo de bônus possui larga utilização regulatória, como pelas agências reguladoras da Guatemala, Argentina, Panamá, Reino Unido e Austrália.</p> <p><b>Taxa livre de risco – Janela temporal:</b> Na determinação dos parâmetros da metodologia WACC é fundamental incorporar mecanismos que aumentem a previsibilidade do setor, com o objetivo de incrementar sua atratividade e propiciar a sua</p>
Beta Equity (avalancado) Brasil	Estrutura de Capital e Taxa de impostos do Brasil. = Beta desalavancado * (1+ (Participação no capital de terceiros/participação de capital próprio)*(1 – alíquota de impostos));				
Participação de capital próprio e de terceiros	Estrutura de Capital Geral do setor distribuição de gás (Média ponderada)  60% capital próprio e 40% capital de terceiros.				

		<p>elencadas empresas cujo negócio se assemelhe à ES Gás, ou seja, distribuição de gás natural. E quanto maior a lista de companhias, mais próximo da realidade é o indicador;</p> <p>6. Cálculo do <b>Beta alavancado Brasil</b>: Aplicação da fórmula: <math>Beta_{desalavancado} * (1 + (Participação\ no\ capital\ de\ terceiros / participação\ de\ capital\ próprio) * (1 - alíquota\ de\ impostos))</math>;</p> <p>Cálculo da <b>participação do capital próprio e de terceiros</b>: Utilização de <i>benchmark</i> das distribuidoras nacionais que aplicam a taxa WACC (MG, SP e PR). Neste caso, sugerimos aplicação de <i>benchmark</i> da ARSESP, considerando 60% de capital próprio e 40% de capital de terceiros.</p>	<p>sustentabilidade e desenvolvimento. Dado que os investimentos do setor são avaliados com análises de longo prazo, é de grande importância que a sua taxa de remuneração possua adequada estabilidade e o maior grau de previsibilidade possível. Dessa forma também é possível evitar discussões sobre diferentes critérios, garantindo segurança regulatória e permitindo consolidar o interesse à longo prazo no setor. Nesse sentido, é apropriado definir um critério de janela temporal para cada parâmetro do cálculo da taxa WACC, que seja mantido nas revisões tarifárias posteriores e que considere adequadamente a volatilidade histórica da variável que se procure representar. Assim, no momento de determinar novamente a taxa do custo de capital, não haverá necessidade de uma rediscussão sobre qual o período que melhor representa as expectativas futuras de cada variável, evitando eventuais subjetividades e a mudança de regras sem a adequada justificativa técnica. Como no contrato de concessão foi adotada a janela iniciada em 1928, no ponto de vista deste regulador, a opção mais</p>
--	--	--	--

			<p>robusta tecnicamente é a da manutenção dessa série para o atendimento das premissas citadas. Dessa forma, essa janela ficará fixa para os futuros processos de revisão, sendo atualizada a cada ciclo tarifário.</p> <p><b>Taxa de Retorno de Mercado e Prêmio de Risco de Mercado:</b> Aceita, com a realização do seguinte ajuste de redação: “Diferença entre a (i) taxa de retorno esperada do mercado e (ii) a taxa livre de risco, sendo a taxa de retorno esperada do mercado calculada pela média do Índice S&amp;P500, com ajuste por dividendos, informado pela Standard &amp; Poor's. Quanto às janelas temporais, reafirma-se a resposta sobre o tema disposta acima.</p> <p><b>Beta desalavancado:</b> A descrição do critério de escolha para a seleção foi aprimorada, da seguinte forma: “beta publicado por Damodaran para as empresas agrupadas na categoria “Natural Gas Utilities Industry”.</p> <p><b>Cálculo do Beta alavancado Brasil:</b> Redação aceita, com o seguinte ajuste ao normativo:</p>
--	--	--	--



			<p>Elemento da fórmula: Beta Equity (avalancado) Brasil Premissas: Aplicação da fórmula: Beta desalavancado * (1+ (Participação no capital de terceiros/participação de capital próprio)*(1 – alíquota de impostos)).</p> <p>Cálculo da <b>participação do capital próprio e de terceiros</b>: A proposta não foi aceita, uma vez que limitar o tratamento para o caso das distribuidoras que utilizam a taxa WACC pode comprometer a série de dados a ser utilizada, que não é abrangente. No entanto, o tratamento da série de dados poderá contemplar ajustes no sentido da contribuição, com o detalhamento sendo apresentado na publicação da taxa WACC.</p>
<p>NOTA TÉCNICA</p> <p>53. Destaca-se que, nos termos da cláusula VI, item 6.3, os riscos comerciais, administrativos e operacionais, com exceção do custo do gás (molécula e transporte), são assumidos pela concessionária. Desta forma, somando-se à liberdade</p>		<p>Observando a previsão disposta no item 53 da nota técnica, vale reforçar posicionamento da Abrace da necessidade de formulação de resolução específica sobre o tratamento da conta gráfica de penalidades. Esta resolução será essencial para garantir a <b>neutralidade de penalidades</b>, uma vez que a concessionária não deve auferir lucro com o repasse de penalidades</p>	<p>Não foi apresentada contribuição para o dispositivo.</p> <p>Ademais, o tema não integra o escopo desta consulta pública e a contribuição será remetida para os estudos específicos sobre o assunto.</p>

<p>assegurada pelo contrato quanto à direção de negócios e investimentos, cabe à concessionária planejar os investimentos, e assumir os riscos comerciais atrelados, atendendo às obrigações contratuais de expansão e modernização, não podendo remeter estes riscos aos usuários, como por procedimentos de contas gráficas.</p>		<p>aos consumidores, uma vez que extrapola sua atribuição conforme consta o contrato de concessão.</p> <p>Além disso, a regulação da conta gráfica de penalidades garantirá uma maior transparência dos dados, e promoverá a efetiva segregação entre os mercados cativo e livre, que possuem características distintas.</p>	
--	--	--	--

Documento original assinado eletronicamente, conforme MP 2200-2/2001, art. 10, § 2º, por:

**VERIVAL RIOS PEREIRA**

GERENTE

GET - ARSP - GOVES

assinado em 26/02/2025 15:19:54 -03:00

**SUELY CARDOSO DE OLIVEIRA DORIA**

COORDENADOR DE REGULACAO

GET - ARSP - GOVES

assinado em 26/02/2025 15:15:29 -03:00



**INFORMAÇÕES DO DOCUMENTO**

Documento capturado em 26/02/2025 15:19:54 (HORÁRIO DE BRASÍLIA - UTC-3)

por VERIVAL RIOS PEREIRA (GERENTE - GET - ARSP - GOVES)

Valor Legal: ORIGINAL | Natureza: DOCUMENTO NATO-DIGITAL

A disponibilidade do documento pode ser conferida pelo link: <https://e-docs.es.gov.br/d/2025-GR7HRV>