

**CONTRIBUIÇÕES DA ABRACE À CONSULTA PÚBLICA DA SECRETARIA
DE ESTADO DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO, CIÊNCIA,
TECNOLOGIA E ENSINO SUPERIOR –SEDECTES**

REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DA CONCESSIONÁRIA GASMIG

FEVEREIRO DE 2018

Sumário

1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	3
2.	VOLUME	4
2.1.	Residencial	6
2.2.	Pequeno Clientes Não Residenciais	6
2.3.	Automotivo	7
2.4.	GNC	8
2.5.	Industrial	8
2.6.	Termelétrico	10
2.7.	Resumo contribuição ABRACE:	10
3.	BASE REGULATÓRIA DE ATIVOS	11
3.1.	Resumo contribuição ABRACE:	12
4.	CAPEX	12
4.1.	Resumo contribuição ABRACE:	14
5.	OPEX	14
5.1.	Resumo contribuição ABRACE:	16
6.	RTO	18
7.	TUSD e TSC	19
8.	FATOR X	20

1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e Consumidores Livres – ABRACE, cumprimenta a SEDECTES pela abertura da consulta pública que trata da Primeira Revisão Tarifária Periódica da concessionária Gasmig, prestando um importante serviço ao aprimoramento das práticas regulatórias, além de incentivar o amadurecimento do mercado de gás natural de Minas Gerais. A participação de todos os agentes interessados no processo que define a margem de distribuição, com ampla publicidade das informações tidas como essenciais, garante um processo transparente e isonômico em um mercado onde estes princípios são imprescindíveis, já que os usuários não têm a opção de escolher seu prestador de serviço de distribuição de gás natural canalizado.

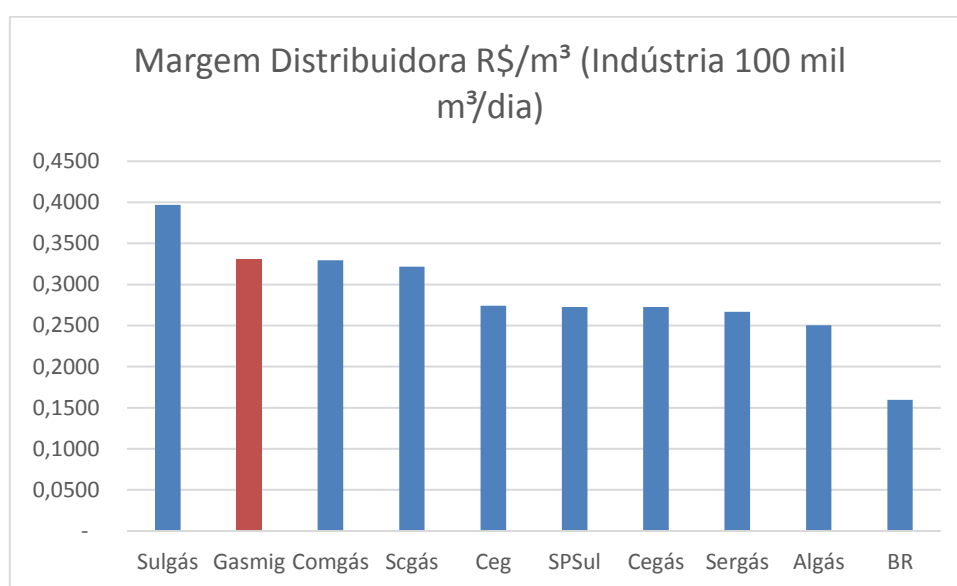
É preciso destacar o importante papel desempenhado pela SEDECTES na elaboração desse processo tarifário, que vem sendo debatido desde 2016 por meio da primeira consulta pública da 1º RTP e posteriormente, em 2017, com a segunda consulta pública da 1º RTP, que trataram da determinação da taxa de custo de capital e a da metodologia da receita requerida. Cabe ressaltar que os processos de consulta e audiência públicas são importantes, pois concede oportunidades aos agentes interessados no tema de se manifestarem e de esclarecerem suas dúvidas sobre a atividade de distribuição de gás natural. Assim, tem o mérito de aprimorar a prática regulatória e a transparência para que os objetivos de modicidade tarifária e eficiência na gestão da concessionária sejam atendidos, contribuindo para o amadurecimento do Regulador nos processos de revisão tarifária.

Ressaltamos, porém, que o WACC de 10,02%, conforme definido pela Resolução SEDECTES nº 34/2017, é passível de aprimoramentos, especialmente pelo lapso temporal decorrido. Ao compararmos o valor estabelecido à Gasmig com outros benchmarks nacionais, verificamos que o valor ora determinado é elevado. Como exemplo, a ARSESP calculou recentemente o WACC de 8,27% no processo da 4º Revisão Tarifária da Comgas. A ARESC, que utilizou a mesma consultoria técnica que a SEDECTES, determinou o WACC de 8,44% no processo da 1º Revisão Tarifária da SCGás. Além disso,

outros setores como o de energia elétrica apresentam WACC de 6,64% no segmento de transmissão e WACC de 8,09% no segmento de distribuição.

Ainda, para corroborar com a importância desta Consulta Pública, ilustramos o posicionamento da Gasmig em relação às demais distribuidoras de gás nacionais na Figura 01. Nota-se que a margem de distribuição praticada pela Gasmig é uma das maiores (R\$0,33/m³), ficando atrás apenas da Sulgás (R\$0,39/m³). Isso indica que há vasto espaço para aperfeiçoamento da metodologia atual.

Figura 01: Comparação da margem de distribuição.



Fonte: ABRACE

Com o objetivo de contribuir com o método e atenta à complexidade inerente a alguns dos assuntos tratados no âmbito da revisão tarifária, a ABRACE apresentará suas sugestões em detalhes nas seções a seguir, que se referem especialmente a questões de projeção de volumes, Base Regulatória de Ativos, investimentos (CAPEX), custos operacionais (OPEX), Reposicionamento Tarifário Ordinário (RTO), tarifa do uso de serviço de distribuição (TUSD), tarifa do serviço de comercialização (TSC) e Fator X.

2. VOLUME

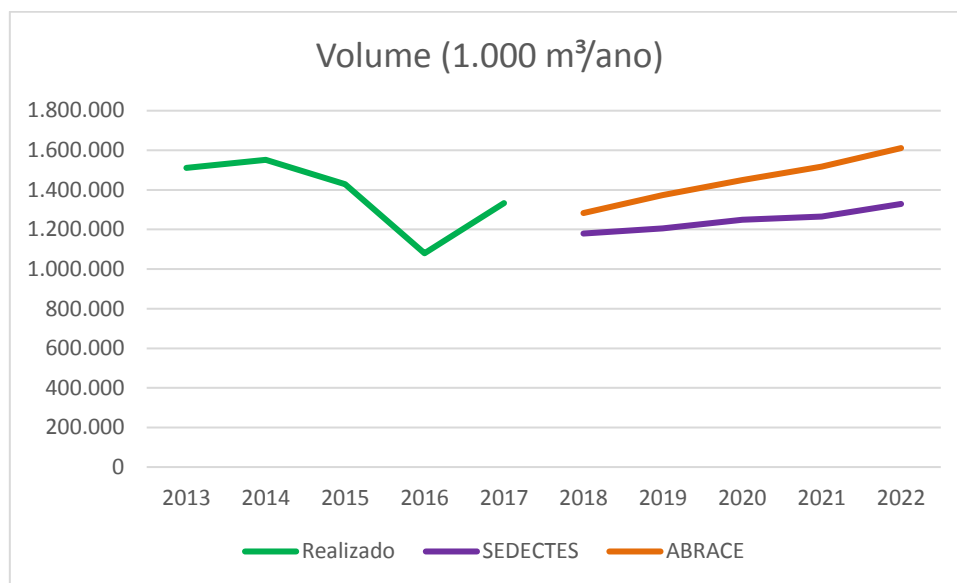
A projeção do volume deve ser realizada de maneira a refletir o mais próximo possível a projeção das vendas da concessionária, sob a pena de sua remuneração não refletir o

efetivo fornecimento de gás natural, sinalizando erroneamente os seus investimentos e remunerando demasiadamente a concessionária - e, conseqüentemente, onerando os consumidores.

Na Nota Técnica SEDECTES nº 01/2018, a concessionária disponibilizou à Secretaria as informações de projeções para os próximos 5 anos do ciclo tarifário. No entanto, não é apresentado os dados históricos, estratificados por segmento, apenas sua proposta para o próximo ciclo, dificultando uma análise comparativa temporal. Para a avaliação da projeção da demanda de gás, a ABRACE consultou os “Relatório da Administração & Demonstrações Financeiras” disponibilizadas pela Gasmig aos investidores. Como é observado neste documento, várias informações necessárias para avaliação da Receita Requerida foram extraídas deste relatório de investidores. Tais informações deveriam estar facilmente acessíveis aos usuários do serviço de distribuição, sendo importante dar publicidade a esses dados, como forma de garantir maior simetria das informações entre os agentes e permitir uma análise mais aprofundada sobre o tema.

De forma geral, entendemos que a proposta de demanda da SEDECTES é conservadora. A Figura 02 apresenta os valores projetados em relação ao realizado no quinquênio 2013-2017. O valor total previsto para 2018-2022 pela SEDECTES (6.227 bilhões m³) é **10% inferior** ao realizado em 2013-2017 (6.904 bilhões m³). Conforme detalhados nos itens seguintes, não motivações para redução do mercado de gás mineiro. Pelo contrário, a ABRACE projeta um volume total para 2018-2022 de **7.208 bilhões m³**, o que representa um **aumento de 4,8%** em relação ao quinquênio anterior. Crescimento considerado realista para o mercado mineiro.

Figura 02: Comparação do histórico em relação ao projetado do consumo da Gasmig.



Fonte: SEDECTES e GASMIG e ABRACE

2.1. Residencial

A Abrace apoia a metodologia utilizada pela SEDECTES para determinação do volume do segmento residencial, em especial por utilizar benchmarking com outras distribuidoras de gás para determinar o consumo unitário de 10,26 m³ mês/usuário.

2.2. Pequeno Clientes Não Residenciais

A ABRACE apoia a metodologia para quantificação dos pequenos clientes não residenciais, ao utilizar referência de outras distribuidoras para determinação do número de usuário desta classe em relação ao segmento residencial.

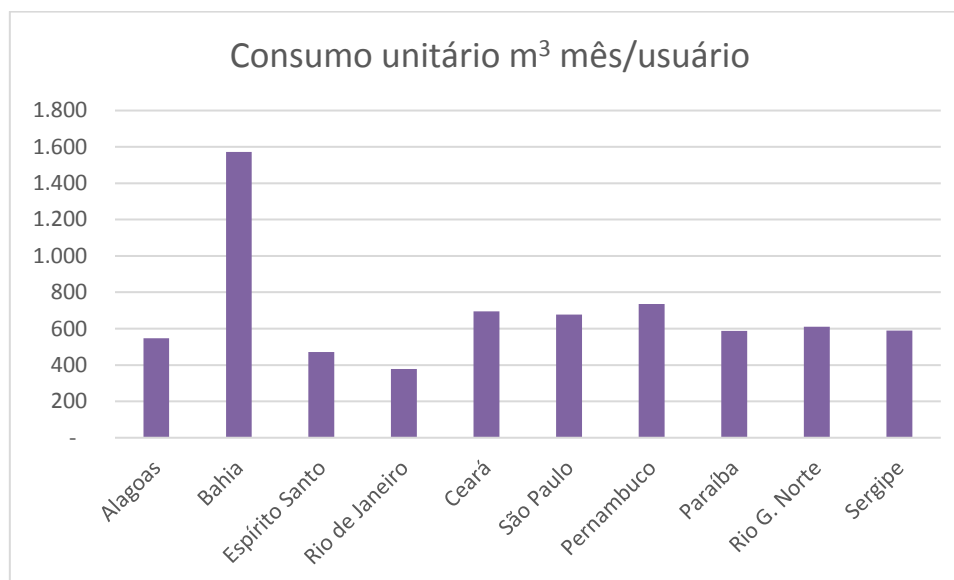
Contudo, no item 6.1.2 para projeção de volume consumido, a Secretaria utilizou o consumo unitário de 2017, 337 m³ mês/usuário. Na nota técnica, não é apresentada qualquer justificativa que demonstre a adoção apenas do ano de 2017.

Ademais, dado que o segmento residencial foi utilizado benchmark para a determinação do consumo unitário, seria mais prudente a mesma prática para o segmento de PCNR, de maneira a contribuir com uma maior harmonização dos parâmetros.

Os dados de benchmark para o segmento comercial são expostos na Figura 03. Os dados são os volumes acumulados até outubro de 2018. A média de consumo unitário é de

588 m³ mês/usuário. Pela discrepância, consideramos a Bahia um outlier, excluindo-a dos dados.

Figura 03: Comparação do histórico em relação ao projetado do consumo da Gasmig.



Fonte: Abrace

Desta forma, sugerimos à SEDECTES considerar o valor de 588 m³ mês/usuário para projeção da demanda deste segmento.

2.3. Automotivo

Quanto à projeção do segmento automotivo, importante ressaltar que esta Associação apoia a exclusão dos custos decorrentes do programa “Acelera Minas com GNV”. Os vultuosos custos deste programa parecem exagerados e devem ser alvo de Consulta Pública específica para avaliação da viabilidade do programa.

Contudo, ao excluir o programa “Acelera Minas com GNV”, a Secretaria propõe uma demanda constante para o ciclo de 2018-2022. Entendemos, entretanto, que a evolução deste segmento específico não deve estar atrelada a um incentivo para que ocorra o seu desenvolvimento. A própria dinâmica de mercado, com disparidades entre o preço praticado da gasolina e do GNV, já é um mecanismo suficiente para a expansão do GNV. A greve de caminhoneiros ocorrida em maio/2018 corrobora com este entendimento e alterou a dinâmica do setor.

Nota-se que o consumo automotivo sofreu expressivo crescimento em 2018. Segundo Abegás, até outubro, o consumo acumulado é de 34.350 milhões m³. ABRACE projeta totalizar 2018, seguindo o mesmo ritmo de consumo em novembro e dezembro, a 41.975 milhões m³, valor 30% superior ao proposto pela SEDECTES (de 32.342 milhões m³).

Desta forma, a ABRACE propõe considerar o volume automotivo de 2018 em 41.975 milhões m³. Os anos de 2019, 2020, 2021 e 2022 foram projetados conforme expectativa do crescimento do PIB nacional, de acordo com o Banco Central.

2.4. GNC

Para este segmento, a ABRACE aplicou a mesma metodologia proposta para o segmento automotivo no segmento de GNC. Ou seja, projetou-se o consumo 2018 com base nos valores realizados até outubro. Para os demais anos, atrelou-se o crescimento ao PIB nacional.

2.5. Industrial

Para a projeção do volume do segmento industrial, a ABRACE corrobora com o entendimento da SEDECTES. Na nota técnica, a Secretaria informa que “historicamente, o consumo de gás no Estado seguiu de perto a evolução do PIB industrial”. Desta forma, sugerimos que esta premissa seja adotada não só para 2018, mas para todo o ciclo. Na proposta da Associação, foi utilizado a projeção do PIB Industrial mineiro, disponibilizada pela Federação das Indústrias do Estado de Minas Gerais (FIEMG).

Tabela 01: Projeção do PIB de Minas Gerais

Projeção do PIB Minas Gerais	2018	2019	2020	2021	2022
Industrial	1,49%	5,15%	4,82%	4,12%	4,78%
Total	1,84%	3,70%	3,43%	3,37%	3,48%

Fonte: FIEMG

O consumo dos clientes industriais vigentes foi projetado a partir do volume industrial realizado em 2017, 895.424 mil m³, conforme o Relatório Anual da Gasmig de 2017, sendo incorporado o aumento da projeção do PIB industrial de MG para todo o período.

Para o volume proveniente dos novos clientes industriais, foi considerado o consumo unitário proposto pela SEDECTES e somados a esses valores o volume incorporado acumulado a cada ano. Para projeção desta demanda incorporada, também foi acrescida pelo crescimento do PIB estadual. Desta forma, foi obtido o valor proposto pela ABRACE de volume do segmento industrial, como pode ser visualizado por meio das Tabelas 02 e 03 e a Figura 04.

Tabela 02: Projeção do volume industrial – pleito ABRACE

Projeção volume industrial ABRACE	2018	2019	2020	2021	2022
Número de clientes industriais incorporados	11	13	7	7	11
Consumo unitário industrial clientes incorporados	204.000	219.000	248.000	211.000	251.000
Volume incorporado (m³)	26.928.000	34.164.000	20.832.000	17.724.000	33.132.000
Volume incorporado acumulado (m³)	26.928.000	61.092.000	81.924.000	99.648.000	132.780.000
Volume incorporado acumulado (m³) x PIB	27.329.730	64.239.717	85.874.177	103.751.960	139.123.978
Volume existente (base volume de 2017) x PIB	908.782.541	955.606.849	1.001.683.898	1.042.937.819	1.092.767.423
Volume total	936.112.271	1.019.846.567	1.087.558.075	1.146.689.779	1.231.891.401

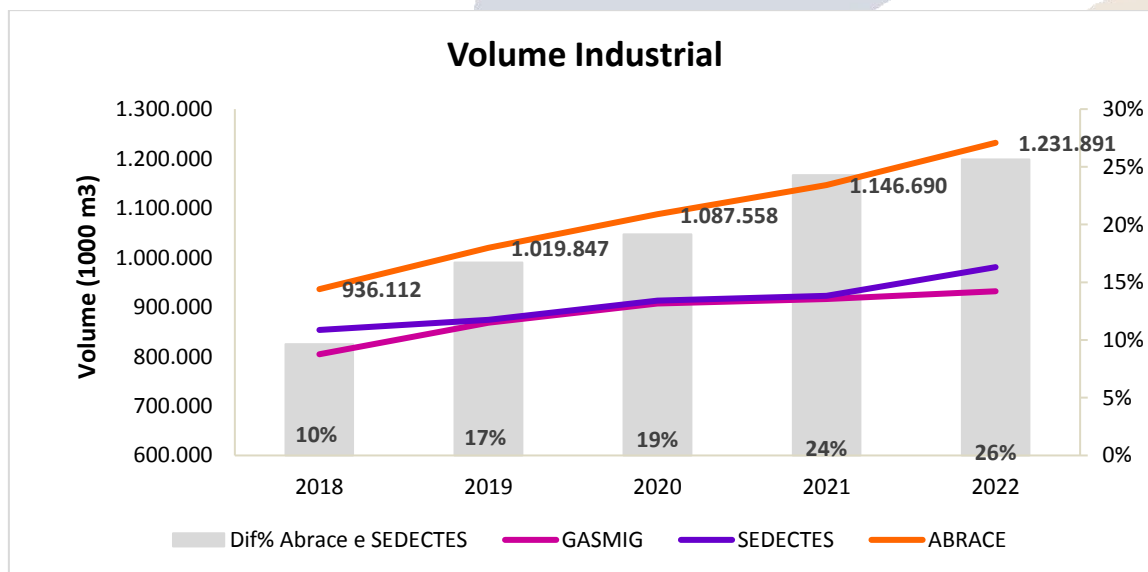
Fonte: ABRACE

Tabela 03: Evolução do consumo industrial

Volume industrial (1000 m³)	2018	2019	2020	2021	2022
GASMIG	804.575	867.989	906.867	916.285	931.835
SEDECTES	853.699	873.909	912.786	922.692	980.605
ABRACE	936.112	1.019.847	1.087.558	1.146.690	1.231.891

Fonte: SEDECTES e GASMIG e ABRACE

Figura 04: Comparação da evolução do consumo industrial



Fonte: SEDECTES e GASMIG e ABRACE

2.6. Termelétrico

Para esta classe, a SEDECTES propôs a previsão do próximo ciclo com base nos valores históricos verificados. A ABRACE apoia a metodologia proposta e entende que, dado a complexidade da previsão de geração termelétrica, que depende do regime hidrológico, a melhor projeção é a média histórica. Contudo, a Secretaria utilizou a média histórica do período de 2005 a 2016, obtendo 247.543 milhares de m³. Seguindo a lógica do método proposto, sugerimos a inclusão do ano de 2017 na amostra. Desta forma, a incorporação de mais um dado na série histórica terá melhor probabilidade para prever os próximos cinco anos.

Em resumo, a Tabela 04 apresenta a proposta da ABRACE para a demanda da Gasmig no ciclo de 2018 a 2022.

2.7. Resumo contribuição ABRACE:

Em relação à demanda proposta pela SEDECTES, a ABRACE sugere as seguintes alterações:

- (i) PCNR: utilização de benchmarking para determinação do consumo unitário = 558 m³ mês/usuário
- (ii) GNV e GNC: projeção com base nos valores realizados de 2018 atrelados à evolução do PIB nacional;
- (iii) Industrial: crescimento do volume atual (base 2017) conforme crescimento PIB industrial MG. Novos clientes incorporados seguindo mesma lógica.
- (iv) Termelétrico: inclusão do ano de 2017 na série histórica para projeção do volume.

Sendo assim, a Tabela 04 apresenta os dados por segmento proposto pela ABRACE.

Tabela 04: Evolução do consumo para o período 2018-2022 (em 1.000 m³).

Proposta ABRACE - Volume (m ³)	2018	2019	2020	2021	2022
Automotivo	41.976	43.063	44.204	45.362	46.542
GNC	18.933	19.424	19.938	20.461	20.993
Industrial	936.112	1.019.847	1.087.558	1.146.690	1.231.891
Residencial	6.094	8.315	10.826	13.524	16.274
Termelétrico	249.926	249.926	249.926	249.926	249.926
Cogeração	12.245	12.245	12.295	12.273	12.285
Uso geral e pequeno comercio	17.814	21.398	25.064	28.851	33.224
	1.283.100	1.374.217	1.449.812	1.517.086	1.611.135

Fonte: ABRACE

3. BASE REGULATÓRIA DE ATIVOS

A Base Regulatória de Ativos (BRA) é uma das principais variáveis nos processos de revisão tarifárias de distribuidoras de gás natural dado a natureza de capital intensivo desta atividade. A ABRACE reafirma a necessidade de total transparência dos dados, já que a atividade em questão é a concessão de um serviço público. Desta forma, aproveitamos para reiterar a necessidade de disponibilização à sociedade das planilhas contendo as informações da base de ativos, assim como os investimentos em andamento, para a efetiva avaliação dos números postos nos documentos que subsidiam este processo.

A análise da SEDECTES da BRR pautou-se na razoabilidade dos custos dos ativos, ao realizar uma análise estatística da variabilidade dos preços das tubulações. Focou-se nesta classe por representarem 90% dos ativos da Base Remuneração Regulatória da concessionária. A SEDECTES identificou ativos considerados outliers, cujos custos unitários superavam o valor limite de seu tipo de tubulação. Após justificativas por parte das concessionárias, foram considerados 48 ativos como valores atípicos, tendo assim seus valores reclassificados para a média. No entanto, a SEDECTES não apresentou a lista detalhada dos ativos previamente identificados como *outliers*, nem quanto esses ativos representam na BBR, tampouco as justificativas apresentadas pela Gasmig e acatadas pela Secretaria. Sendo assim, solicitamos a disponibilização dessas informações para apreciação dos agentes do setor.

A ABRACE respalda a importância da análise estatística da base de ativos realizada pela SEDECTES. Mesmo assim, visto se tratar da primeira revisão tarifária da concessionária, entendemos necessário a avaliação *in loco* dos ativos elencados pela Gasmig para composição da sua base. Procedimento análogo foi realizado pela ARSESP para determinação da base de ativos das concessionárias de São Paulo. Para realização deste procedimento, é necessário estabelecer metodologia específica, para consultoria auditar as informações. Tal resolução é necessária para verificação dos ativos diretamente empregados nos serviços de distribuição de gás natural, bem como sua depreciação e conciliação com os registros contábeis da concessionária.

3.1. Resumo contribuição ABRACE:

Com relação à Base de Ativos, a ABRACE propõe à SEDECTES:

- (i) Publicidade da planilha com informações detalhadas dos ativos, bem como os investimentos em andamento;
- (ii) Divulgação das informações detalhadas sobre os ativos que foram considerados outliers, em especial àqueles que foram mantidos por justificativa da concessionária;
- (iii) Realização de Consulta Pública específica para estabelecer metodologia de verificação da base de ativos;
- (iv) Findo este processo, determinar à concessionária contratação de empresa especializada para levantamento e auditoria da base de ativos em campo.

4. CAPEX

Os investimentos programados por uma distribuidora devem estar diretamente relacionados ao aumento de demanda, de forma a garantir maior acesso ao gás natural e a modicidade tarifária. Naturalmente devem ser realizados investimentos também visando à segurança da distribuição. Os investimentos para aumento de consumo devem ser baseados em premissas de retorno financeiro, assim como os para melhoria do atendimento devem estar em acordo com as melhores referências. Os investimentos pleiteados devem estar subsidiados por estudos que contemplem indicadores de eficiência, a partir de comparação com empresas benchmark do setor.

Na análise realizada no item 7.1.4.1 da NT SEDECTES nº 01/2018, a SEDECTES verificou a razoabilidade dos investimentos em RDGN (Redes de Distribuição de Gás Natural), que representa 68% do total proposto. O custo unitário das tubulações previstos no CAPEX é **30% superior** aos valores unitários da BRR. A Secretaria considerou razoável este aumento, visto não ultrapassarem o limite superior e não serem considerados, desta forma, outliers. A ABRACE discorda da posição da SEDECTES e sugere **a adoção dos custos médios unitários da BRR para aprovação do CAPEX**. Trata-se de um incentivo ao concessionário à busca pela alocação ótima de recursos. Corrobora com este entendimento da ABRACE o fator de não ter sido apresentado outras referências para comparação do pleito da Gasmig, tais como benchmarking com outras distribuidoras, ou pesquisa de mercado. A ANEEL, por exemplo, tem um banco de dados atualizado dos custos dos principais itens de investimentos inerentes à atividade de distribuição de energia elétrica. Ao analisar o pleito da concessionária, a agência tem uma referência robusta para ratificar ou retificar o pleito. Deste modo, a ABRACE propõe a criação de um banco de dados que contemple os custos de referência, de maneira a possibilitar a razoabilidade dos investimentos pleiteados.

Com relação aos investimentos em andamentos (IEA), item 7.1.5, a SEDECTES limita os ativos de suporte (Equipamentos e Móveis Administrativos, Software e Estudos/Projetos) a 19,86% ao ano, resultando em um IEA incorporado de 14,78 milhões para todo o período de 2018 a 2021. À vista disso, a ABRACE considera coerente a proposta da Secretaria.

Ademais, a ABRACE concorda com a transferência do custo das Redes Internas do CAPEX para o OPEX, correspondente à ligação de 100.098 novos usuários residenciais, tendo em vista que esses custos não são compatíveis com a propriedade da concessionária e sim de terceiros. Como a SEDECTES considerou esses custos como “custos de promoção” ou “custos de marketing” é apropriado sua inserção na tarifa de comercialização, pois não faz sentido a inclusão na tarifa de distribuição (TUSD).

4.1. Resumo contribuição ABRACE:

Com relação ao plano de investimentos para o próximo quinquênio, a ABRACE propõe à SEDECTES:

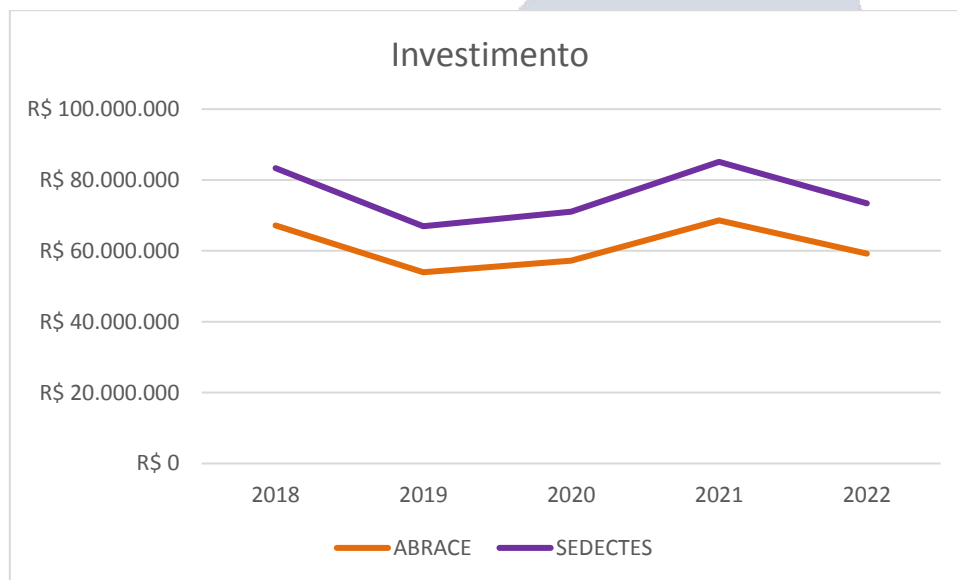
- (i) Considerar o custo unitário médio das tubulações calculados pela BRR para determinação do investimento em RDGN.
- (ii) Para as classes “IEA” e “Outros”, manter o valor proposto pela SEDECTES. A Tabela 05 resume a proposta ABRACE.

Tabela 05: Evolução do investimento de 2018 a 2022.

Proposta Abrace - Investimento (R\$)	2018	2019	2020	2021	2022
Rede Distribuição (RDGN = tubulação)	37.726.193	30.306.080	32.163.640	38.528.743	33.239.707
outros	15.372.751	23.648.054	24.922.869	29.585.622	25.951.924
IEA	14.082.000	13.439	188.915	495.721	0
	67.180.943	53.967.573	57.275.424	68.610.086	59.191.631

Fonte: ABRACE

Figura 05: Comparação do pleito dos investimentos da ABRACE e da SEDECTES.



Fonte: SEDECTES e ABRACE

5. OPEX

A escala do negócio é fator chave para determinar os custos eficientes na prestação do serviço de distribuição de energia por redes. Quanto maior a escala de uma

distribuidora, menores serão os custos unitários operacionais requeridos. Ou seja, o valor por unidade de escala deve diminuir conforme a escala aumenta.

Considera-se que neste ciclo o regulador tem a oportunidade de exigir metas mais ambiciosas, procurando assim alcançar níveis de eficiência mais próximos aos padrões internacionais.

Por meio da análise benchmarking é possível determinar um intervalo de valores esperados para os custos operacionais, considerando o nível de custos das concessionárias, as características das áreas de concessão e o desempenho quanto à qualidade do serviço prestado.

Com relação a proposta da SEDECTES exposta na nota técnica para o custo operacional, entendemos muito positivo a exclusão do programa “Acelera Minas com GNV”, projeto da concessionária de gerar incentivos às conversões de veículos para o Gás Natural Veicular (GNV). Conforme exposto anteriormente, os vultuosos custos deste programa parecem exagerados e devem ser alvo de Consulta Pública específica para avaliação da viabilidade do programa.

Outro fator importante, está relacionado ao custo das redes internas, realocadas com OPEX. A Gasmig propôs R\$ 1.109,07 por usuário. Proposta esta acatada pela SEDECTES. Contudo, não há qualquer explicação que justifique o valor. Desta forma, requisitamos maiores explicações sobre o custo da rede interna pleiteado.

Ainda, a ABRACE acredita ser necessário expor de forma clara a classificação dos custos operacionais em: Administração, Comercial e Operação & Manutenção. Valores históricos e pleito para 2018-2022. Desta forma, é possível avaliar a coerência da evolução dos custos vis a vis o aumento da demanda e dos usuários, preservando os incentivos à eficiência. Esta estratificação foi realizada apenas para o ano de 2016, impossibilitando análises mais robustas. Esta metodologia foi aplicada pela Agência de Regulação de Serviços Públicos de Santa Catarina (ARESC) para avaliar a evolução dos custos de cada categoria e separar o custo de comercialização para cálculo da TUSD.

Conforme Tabela 06, o método proposto pela SEDECTES para cálculo do OPEX separa custo por segmentos:

1. Residencial e PCNR e
2. Demais

Tabela 06: projeção dos custos operacionais SEDECTES

Custos Operacionais (com rede interna)							
Categoria	Tipo	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Residencial+ PCNR	P	4.013.116	3.945.314	4.222.184	3.924.155	3.910.028	3.930.781
Residencial+ PCNR	M	895.320	5.112.668	9.737.255	14.585.350	19.830.874	25.044.874
Residencial+ PCNR	S	7.789.218	6.998.791	6.923.458	7.607.715	8.463.817	9.216.307
Residencial+ PCNR	O	280.071	273.551	273.278	230.592	215.622	207.396
		-	-	-	-	-	-
Demais Áreas	PMSO	58.376.340	58.738.952	60.130.494	62.728.217	63.422.326	67.295.169
Total		71.354.065	75.069.276	81.286.669	89.076.029	95.842.667	105.694.528

Fonte: SEDECTES

A ABRACE gostaria de maiores detalhes da forma em que foi dimensionado o OPEX para as classes Residencial + PCNR. Ficou claro apenas a inserção do custo com Redes Internas, mas não foi exposto como estratificou-se o custo para este segmento.

No caso das “Demais Áreas”, a Secretaria propõe utilizar o valor histórico mínimo registrado do indicador de custo total por volume (R\$ 65,50/1.000 m³ em 2012). Contudo, ao analisar os dados constantes no “Relatório da Administração de 2012” da Gasmig, obtivemos os seguintes valores:

- OPEX total: R\$ 51.037.000
- Volume total: 1.323.000 mil m³
- Indicador (OPEX/1000 m³) = **38,58**

Desta forma, a ABRACE sugere a utilização do indicador R\$ 38,58 /1.000 m³ para cálculo do OPEX das “Demais Áreas”.

No tocante as perdas da Gasmig, a SEDECTES determina um índice global de perdas (IGP) de 0,41%. Entendemos que esse índice está perfeitamente compatível com as práticas internacionais e os dados históricos da companhia, de modo que apoiamos sua aplicação.

5.1. Resumo contribuição ABRACE:

Em referência ao custo operacional proposta pela SEDECTES, a ABRACE apresenta as seguintes contribuições:

- (i) Divulgação dos dados históricos (e pleiteados) dos custos operacionais classificados nas seguintes categorias: Administração, Comercial e Operação & Manutenção;
- (ii) Apresentação de justificativa e detalhamento do custo da rede interna, orçado em R\$ 1.109,07 por usuário;
- (iii) Utilização do custo unitário para “Demais Áreas” de R\$ 38,58 / 1.000m³, conforme apurado no Relatório de Administração da Gasmig.

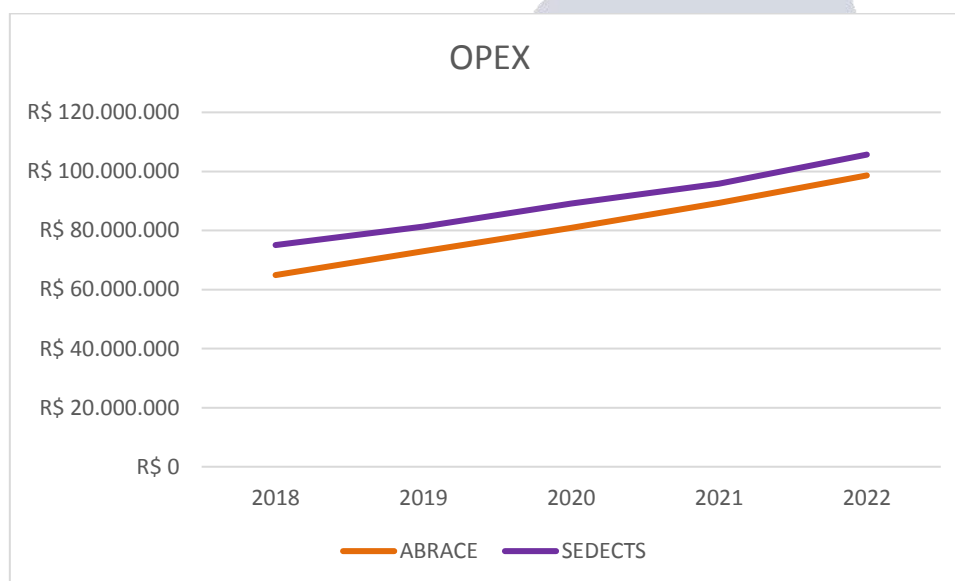
A Tabela 07 mostra os valores obtidos utilizando o custo unitário proposto pela ABRACE.

Tabela 07: Evolução dos custos operacionais de 2018 a 2022.

Proposta ABRACE - OPEX	2018	2019	2020	2021	2022
Residencial + PCNR	16.330.324	21.156.175	26.347.812	32.420.341	38.399.358
Demais Áreas	48.575.502	51.866.553	54.544.449	56.889.537	60.242.818
	64.905.826	73.022.728	80.892.261	89.309.878	98.642.176

Fonte: ABRACE

Figura 06: Comparação do pleito dos custos operacionais da ABRACE e da SEDECTES.



Fonte: SEDECTES e ABRACE

6. RTO

O Reposicionamento Tarifário Ordinário (RTO), calculado por meio da razão entre a Receita Requerida e Receita Verificada, permite identificar a variação percentual a ser aplicada sobre a margem no período de 2018 a 2022 em relação à margem vigente.

A SEDECTES adotou, no cálculo da Receita Verificada, a margem de distribuição vigente em dezembro de 2017 com data de:

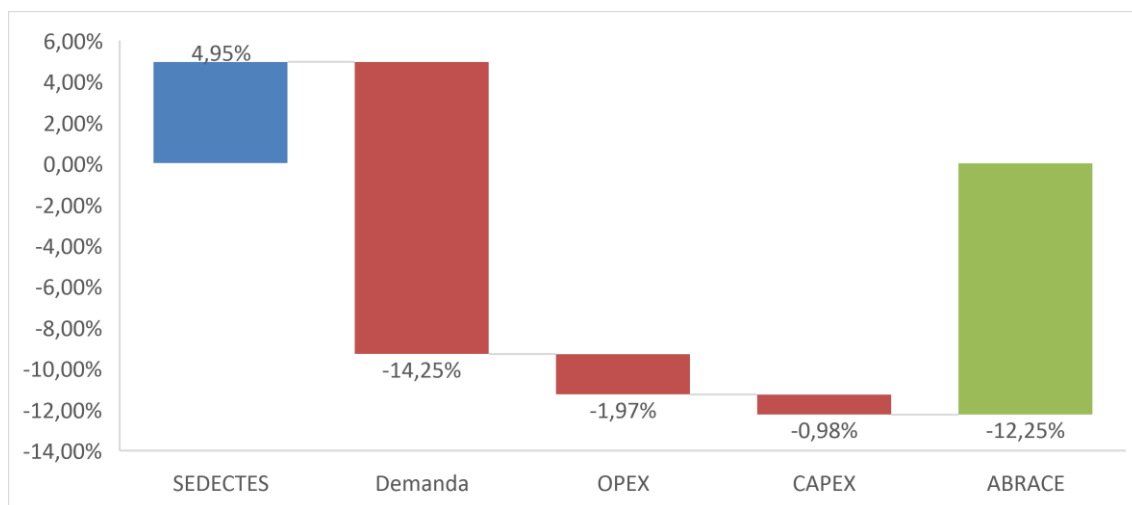
- 01/11/2017 para as categorias Industriais, Uso Geral, Gás Natural Veicular, Cogeração e GNC/GNL.
- 01/02/2017 para as categorias Industrial Residencial, Coletivo e Pequenos Clientes Não Residenciais.
- 01/10/2017 para termoeletricas.

Consta observar que para o cálculo da Receita Verificada não foi considerado receitas extraordinárias, fruto de penalidade de sobredemanda do segmento industrial, sobrecapacidade do segmento uso geral, tampouco advindas de Penalidade por Gás de Ultrapassagem ou Ship or Pay da capacidade de transporte. A concessionária deve apresentar o histórico das receitas e custos atrelados a estas operações para que o regulador dê o tratamento razoável ao lucro obtido. Não é plausível que a distribuidora capture todos estes ganhos para si. É necessário um tratamento regulatório específico para estimular o uso eficiente da rede de distribuição, mas mantendo preceitos de modicidade tarifária.

Em resumo, a ABRACE propôs alterações nas variáveis OPEX, CAPEX e volume contidas nessa contribuição que geram os seguintes números para revisão tarifária:

- **RTO de -12,25%;**
- **Margem Média de R\$ 0,2549/m³; e**
- **Receita Requerida para o ciclo 2018-2022 de R\$ 1.382.970.663.**

Figura 07: Comparação dos pleitos da ABRACE e da SEDECTES com relação ao RTO.



Fonte: SEDECTES e ABRACE

7. TUSD e TSC

Primeiramente, a ABRACE congratula a Secretaria pela separação da receita requerida da Gasmig entre atividade de distribuição (TUSD) e de comercialização (TSC). Esta separação é especialmente importante pois concede tratamento tarifário diferenciado ao consumidor que não utiliza os serviços de comercialização e, portanto, não deveria arcar com os custos dessa atividade, como por exemplo, o consumidor livre.

Isto posto, a SEDECTES informou na nota técnica que a Gasmig não forneceu em seu plano de negócios os custos discriminados em atividade de distribuição e de comercialização. Cabe ressaltar que o órgão regulador deve ter acesso a todos os dados solicitados à distribuidora, como forma de contribuir para a simetria de informação. Em não havendo o cumprimento da solicitação, a concessionária deve ser penalizada como forma de evitar tal prática.

A Secretaria, por não ter recebido as informações requeridas, optou por utilizar referências das distribuidoras de São Paulo para determinação da TSC, optando pelo valor de 1,75%. Ou seja, do total da Receita Requerida, apenas 1,75% (**R\$ 25 milhões**) seriam para remunerar os custos (operacionais e de capital) comerciais.

A metodologia utilizada não parece fazer sentido quando verificamos que:

1. O benchmarking internacional demonstra um custo operacional com comercialização da ordem de 28% do OPEX total. Utilizando este percentual para o OPEX proposto sem Redes Internas, chegaríamos a um custo operacional de comercialização de **R\$ 80 milhões** (valor presente). A este valor, dever-se-ia, ainda, incluir os custos de capital dos ativos inerentes à atividade de comercialização;
2. Os custos de Redes Internas representam **R\$ 45 milhões** (valor presente). Este custo, conforme exposto pela SEDECTES na nota, devem ser considerados como de comercialização.

Ratificamos o entendimento em alocar os custos de rede interna do segmento residencial e PCNR nas despesas relativas à atividade de comercialização, por esta apresentar característica de promoção à captura de novos clientes, portanto, serviço de comercialização.

Conclui-se, desta forma, que os custos de comercialização representam, pelo menos, **9% da receita requerida total**. Desta forma, para manutenção da coerência da metodologia descrita na Nota Técnica SEDECTES nº 02/2017, propomos **utilização do fator de 9% da Receita Requerida para determinação da TSC**.

8. FATOR X

A escala do negócio é fator chave para determinar os custos eficientes na prestação do serviço de distribuição de energia por redes. Neste tocante, o Fator X é utilizado por vários reguladores na revisão tarifária de monopólios naturais. Sua função é repassar ao consumidor os ganhos de produtividade estimados da concessionária decorrentes do crescimento do mercado e do aumento do consumo dos clientes existentes. Existe uma tendência que no longo prazo as concessionárias de distribuição aumentem a quantidade do mercado e melhorem suas práticas de gestão, de modo a aumentar os ganhos. O Fator X busca repassar parte desses ganhos aos consumidores.

Na estimativa do Fator X, a SEDECTES propõe utilizar o método implícito por fluxo de caixa descontado, que segundo o Anexo VI da Nota Técnica da SEDECTES nº 02/2017, visa determinar um fluxo de caixa da empresa regulada a partir de variáveis de receitas

e despesas, com base em análise de sensibilidade de parâmetros críticos para definição de cenários. Após estabelecido os cenários, estipula-se a redução das tarifas (Fator X) que permite um retorno de fluxo de caixa igual a taxa de remuneração regulatória.

Esse método preconiza a utilização das melhores práticas da experiência local e internacional, a fim de determinar o nível de receita aceitável que garanta a operação do serviço e uma margem razoável a ser implementada.

Na nota técnica que subsidia esta Consulta Pública não foi claramente exposto o emprego dessa metodologia na determinação do Fator X. Não se verifica, em especial, a análise de sensibilidade de diferentes cenários de fluxo de caixa, para determinação do cenário ótimo.

Por último, a ABRACE entende que não seria oportuno a utilização do Fator X implícito na primeira revisão tarifária da Gasmig. Este método requer elevada experiência do regulador para a efetiva criticidade dos custos pleiteados pela concessionária. Desta forma, esta **Associação sugere para a Primeira Revisão Periódica a aplicação do Fator X explícito** dado a predominância de assimetria de informação.