

Audiência Pública AP/ARCE/0006/2012

RELATÓRIO DE ANÁLISE DAS CONTRIBUIÇÕES



Fortaleza, junho/2012

SUMÁRIO

1 – Objetivo	01
2 – Contribuições	01
2.1 - Volume	01
2.1.1 - Segmento Termelétrico	01
2.1.2 - Outros Segmentos de Consumidores	03
2.2 - Custo Operacional	07
2.2.1 - Despesas de Pessoal	08
2.2.1.1 - Vencimentos e Representações	08
2.2.1.2 - Serviços Terceirizados	09
2.2.1.3 - Treinamento de Pessoal	10
2.2.1.4 - Participação nos Lucros	10
2.2.2 - Serviços Contratados	11
2.2.3 - Despesas Gerais	11
2.2.4 - Despesas Tributárias	12
2.3 - Custo do Capital	12
2.4 - Ajustes	16
2.4.1 - Despesas com Comercialização e Publicidade	17
2.4.2 - Custo do Capital	17
2.5 - Margem Bruta	19
2.6 - Contrato de Concessão	21
3 – Conclusão	28

1. Objetivo

O presente relatório tem como objetivo analisar as contribuições apresentadas durante a audiência pública AP/ARCE/0006/2012, realizada nas modalidades presencial, no dia 12/06/12, e intercâmbio documental, no período de 30/05 a 15/06/12, referente à Nota Técnica CET 006/2012, que trata da revisão ordinária da margem bruta do serviço de distribuição de gás canalizado no Estado do Ceará.

2. Contribuições

As contribuições são analisadas na sua forma integral ou sob a forma de extratos retirados dos textos completos apresentados na audiência pública AP/ARCE/0006/2012. Neste relatório, as contribuições são discriminadas com base nas variáveis integrantes da fórmula paramétrica da margem bruta de distribuição, conforme o "Anexo I - Metodologia de Cálculo da Tarifa para Distribuição do Gás Canalizado no Estado do Ceará", do Contrato de Concessão. Além da identificação do respectivo autor, para cada contribuição é feita uma análise fundamentada, de maneira isolada ou conjunta, abordando sua incorporação ou não ao cômputo final da margem bruta. Foram recebidas contribuições dos seguintes participantes: Companhia de Gás do Ceará (Cegás) - carta CEGÁS - DAF 012/2012, de 13/06/12; Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres (Abrace) - correspondência eletrônica de 15/06/12; e Federação das Indústrias do Estado do Ceará (FIEC) - contribuição do Sr. Jurandir Picanço, em 12/06/12, na audiência pública presencial.

2.1. Volume

2.1.1. Segmento Termelétrico

Contribuição da Cegás:

Transcrevemos, abaixo, o Capítulo 7 - Parecer, do relatório CET/016/2011, que procedeu a análise da revisão da margem bruta, ano 2011.

"No processo de revisão ordinária da margem bruta de distribuição da Cegás, especialmente durante o período de intercâmbio de informações promovido pela audiência pública, foi verificado que o "Anexo I - Metodologia de Cálculo para Verificação da Margem Bruta Autorizada", da Resolução Arce nº 123, de 07/01/10, pode gerar um desequilíbrio ao contrato de concessão no caso do volume estimado pela Arce se mostrar superior ao volume efetivamente faturado pela Cegás. Assim, sugerimos ao Conselho Diretor a revisão do anexo dessa resolução a fim de evitar eventual descumprimento do princípio de equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão da Cegás."

Considerando que a Audiência Pública AP/ARCE/0003/2012, com o objetivo de alterar a Resolução Arce nº 123, encontra-se nos trâmites internos da Arce, sugerimos que a estimativa de volume a ser faturado em 2012 para o segmento termelétrico seja realizada pela média aritmética dos três últimos anos, perfazendo o volume de 225.549.474 m³.

Volume faturado para o segmento termelétrico:

ANO	VOLUME (M ³ /ANO)
2009	109.229.558
2010	340.411.456
2011	227.007.410

Resposta da Arce:

Inicialmente, através das cartas CEGÁS-PR 045/2012 e CEGÁS DAF 007/2012, a concessionária apresentou uma previsão de 228.855.110 m³, informando que "*para o segmento termelétrico foi projetado o mesmo perfil de consumo do ano de 2011*". Agora, por meio da correspondência CEGÁS-DAF 012/2012, a concessionária reduz a sua projeção para 225.549.474 m³, que é o resultado da média aritmética do volume faturado nos três últimos anos.

De acordo com dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), em maio/12 (o primeiro mês do período seco), a energia armazenada nos reservatórios das usinas hidrelétricas, integrantes do Sistema Interligado Nacional (SIN), alcançava o montante de 205.295 MW/mês, o qual vai ao encontro da quantidade armazenada em 2010 (218.683 MW/mês) - Tabela 1. Conforme analisado na Nota Técnica CET 006/2012, a energia armazenada inferior de maio/12 é uma sinalização significativa para uma projeção aumentativa ao consumo de energia térmica.

Tabela 1
Energia Armazenada no SIN
Maio

ANO	MW/mês
2009	226.642
2010	218.683
2011	246.789
2012	205.295

Fonte: ONS

Quando analisamos o volume termelétrico faturado no primeiro semestre (Tabela 2), verificamos, também, que a média do ano de 2012 (18.291.412 m³) é relativamente mais próxima da média de 2010 (15.406.039 m³).

Tabela 2
Termelétrica – Volume Faturado (m³)
Janeiro a Junho

MÊS	2009	2010	2011	2012
Janeiro	6.390.563	7.447.611	0	0
Fevereiro	7.403	6.990.346	0	0
Março	0	0	0	17.491.177
Abril	4.378.518	7.225.633	0	18.062.454
Maiο	0	25.814.263	23.221.550	47.634.759
Junho	20.885.087	44.976.383	25.536.844	26.560.083
TOTAL	31.661.571	92.454.236	48.758.394	109.748.473
MÉDIA	5.276.929	15.409.039	8.126.399	18.291.412

Fonte: Cegás.

1) Em junho/12, considera-se o volume faturado até o dia 20 e o projetado de 21 a 30.

Logo, em decorrência do comportamento dos números mais recentes mostrados nas tabelas 1 e 2, os quais vêm corroborar a análise da Nota Técnica CET 006/2012, julgamos apropriado manter a projeção de 361.527.130 m³ (trezentos e sessenta e hum milhões, quinhentos e vinte e sete mil, cento e trinta metros cúbicos) apresentada na Nota Técnica.

2.1.2. Outros Segmentos de Consumidores

Contribuição da Cegás:

Para os volumes projetados nos demais segmentos, acrescentamos ao exposto na carta PR/ARINT 068/2012, de 16/05/12, parte desse processo, o que segue:

- a) Do volume de gás natural consumido no ano de 2011 através de contratos de curto prazo (leilão) de 10.801.027 m³, 67% foi consumido pelo cliente Vicunha, que parou de consumir casca de castanha, retirando 7.273.575 m³ de gás natural (anexo I);
- b) Nos dois últimos leilões, períodos de fornecimento de 01/12/11 a 31/03/12 e 01/04/12 a 31/07/12, a Vicunha não conseguiu arrematar gás natural devido ao aumento no preço ofertado pela Petrobras à Cegás, que passou de R\$ 0,30/m³ para R\$ 0,40/m³, respectivamente, nos dois períodos citados.
- c) Para o ano de 2012 a Cegás não vai adicionar ao volume faturado, o equivalente de gás natural pelo deslocamento de biomassa. As cartas Cegás PR nº 036/2012 e PR nº 057/2012, anexos II e III, repassa o benefício da redução de preço do gás natural arrematado em leilão para a tabela de preço aplicado ao mercado.

Entendemos que o exposto acima justifica porque na projeção orçamentária da Cegás não estão compreendidos volumes adicionais de gás natural faturados por arremate em leilão.

Estamos propondo que a estimativa de volumes a serem faturados para os diversos segmentos não-térmicos seja feita pelo nível de realização ocorrida até abril/12, conforme acompanhamento orçamentário (anexo IV), no volume total de 165.086.406 m³, demonstrado abaixo.

SEGMENTO	VOL.ORÇAM.	% REALIZADO	VOL.PROPOSTO
Combustível	101.041.756	96,40	97.404.253
Autoprodução	8.287.611	83,20	6.895.292
Res/Comercial	2.179.000	90,05	1.962.190
Automotivo	62.169.384	94,62	58.824.671

Resposta da Arce:

A Tabela 3 mostra que, de janeiro a maio de 2012, a indústria cearense consumiu apenas cerca de 2,4% (63.473 m³) do volume de gás natural contratado nos leilões de curto prazo da Petrobras. No mesmo período de 2011, somente a empresa Vicunha havia consumido aproximadamente 49,9% (3.222.186 m³) do montante arrematado pela Cegás nos leilões (6.452.000 m³). Esses números sinalizam que, a despeito do preço inferior do leilão (R\$ 0,4100/m³) em relação ao da modalidade firme (R\$ 0,6883/m³), a indústria cearense não vem demonstrando interesse em elevar o seu consumo de gás natural de curto prazo.

Tabela 3
Leilões de Gás Natural em 2012

MÊS	PREÇO SEM IMPOSTOS (R\$/m ³)	VOLUME (m ³)		
		CONTRATADO (A)	CONSUMIDO ¹ (B)	B/A
Janeiro	0,40	124.000	11.313	0,091
Fevereiro	0,40	116.000	25.580	0,221
Março	0,40	124.000	26.580	0,214
Abril	0,41	1.110.000	0	0,000
Maio	0,41	1.147.000	0	0,000
TOTAL		2.621.000	63.473	0,024

Fonte: Cegás

1) Não inclui o volume utilizado pela Cegás.

Além disso, levando em conta também o período de janeiro a maio, o volume contratado pela Cegás em 2012 (2.621.000 m³) representa apenas cerca de 40,6% do contratado em 2011 (6.452.000 m³) - Tabela 4.

Tabela 4
Leilões de Gás Natural
2011 e 2012

MÊS	VOLUME CONTRATADO (m³)		B/A
	2011 (A)	2012 (B)	
Janeiro	1.550.000	124.000	0,080
Fevereiro	1.400.000	116.000	0,083
Março	1.550.000	124.000	0,080
Abril	960.000	1.110.000	1,156
Maio	992.000	1.147.000	1,156
TOTAL	6.452.000	2.621.000	0,406

Fonte: Cegás

Diante dessa tendência declinante observada ao longo do corrente ano, o regulador considera razoável diminuir a projeção apresentada na Nota Técnica CET 006/2012. Assim, tendo em conta o volume contratado em 2011 (21.948.000 m³) e os percentuais registrados no período de janeiro a maio de 2012 (40,6% do volume contratado e 2,4% do consumido), o regulador julga prudente uma nova projeção de 215.918 m³ (duzentos e quinze mil, novecentos e dezoito metros cúbicos) para o gás natural arrematado em leilões eletrônicos de curto prazo (21.948.000 m³ x 0,406231 x 0,024217).

A respeito dos outros segmentos de consumo, o regulador julga razoável manter as previsões sugeridas pela concessionária, por meio da carta CEGÁS-PR 045/2012, de 12/04/12, e constantes da Nota Técnica CET 006/2012: combustível/industrial - 101.041.756 m³; autoprodução - 8.287.611 m³; residencial e comercial - 2.179.000 m³; e automotivo - 62.169.384 m³. Por fim, considerando a nova projeção do gás natural contratado em leilão (215.918 m³), a estimativa de volume para esses segmentos totaliza o montante de 173.893.669 m³ (cento e setenta e três milhões, oitocentos e noventa e três mil, seiscentos e sessenta e nove metros cúbicos).

Contribuição da Abrace:

A Abrace está de acordo com a avaliação realizada pela Arce no que diz respeito à projeção do volume. Entretanto, apresentaremos argumentos complementares aos da agência que sinalizam para o fato de que mesmo estas projeções podem estar subestimando o potencial crescimento do volume de gás natural comercializado pela Cegás em 2012.

Para sua projeção de consumo industrial, a Cegás baseia-se na significativa redução da demanda pelo leilão de curto prazo da Petrobras no mês de dezembro de 2011, conforme consta na carta PR/ARINT 068/2012 de 16/05/2012. Entendemos que este argumento não se sustenta por dois motivos:

i) conforme já destacado pela Arce, há uma redução sazonal no consumo industrial no mês de dezembro, portanto o consumo de gás natural proveniente de leilões neste mês não deve ser usado como referência para os demais meses do ano; e

ii) a Tabela 15 da Nota Técnica 006/2012 corrobora o argumento de que o consumo a partir desta fonte se reduz apenas no mês de dezembro, uma vez que entre os meses agosto e novembro de 2011 há um expressivo aumento do consumo, a despeito do aumento de 33% no preço do gás.

Ainda sobre os leilões, é importante destacar que há pouca transparência na condução deste processo pela Cegás (o que dificulta a análise da projeção de volume comercializado pela distribuidora). Grandes consumidores industriais não podem participar diretamente dos leilões (participam apenas através da distribuidora) e, portanto, não são capazes de verificar se as melhores condições de preços oferecidas nestes contratos são repassadas integralmente. Como resultado, é possível que uma demanda potencial não seja destravada por conta de uma sinalização de preços equivocada. Isto é, é possível que a demanda industrial por este tipo de contrato seja maior do que tem sido observado.

Neste contexto, entendemos que é atribuição do regulador oferecer maior transparência sobre este processo e, inclusive, estabelecer regras para a participação de grandes consumidores nos leilões. Quando grandes usuários do sistema de distribuição têm a possibilidade de acessar diretamente os leilões, os resultados são desejáveis para a distribuidora e para os usuários: maior movimentação de gás natural e preços mais competitivos.

Diante do exposto, entendemos que a projeção de consumo industrial da Arce poderia ser ainda maior caso as regras para participação nos leilões de curto prazo da Petrobras oferecessem sinais adequados de preço aos consumidores, porém, dada a incerteza de regulamentação deste processo, estamos de acordo com a projeção para o volume do mercado industrial.

Resposta da Arce:

O contrato de fornecimento de gás natural entre Petrobras e Cegás estabelece que o preço do gás, com referência aos contratos de fornecimento nas modalidades “Firme Inflexível” e “Firme Flexível”, é formado por uma parcela fixa e outra variável. A parcela fixa deve ser atualizada anualmente, sempre em 1º de maio, de acordo com a variação do Índice Geral de Preços – Mercado (IGP-M), da Fundação Getúlio Vargas (FGV). A parcela variável deve ser reajustada trimestralmente (nos meses de fevereiro, maio, agosto e novembro), conforme a variação da taxa de câmbio e dos preços de uma cesta internacional de óleos combustíveis.

A partir de abril/2009, no sentido de reduzir o excedente produtivo de gás e viabilizar o equilíbrio entre demanda e oferta nesse mercado, a Petrobras instituiu outra alternativa de precificação: a realização de leilões eletrônicos para comercialização de volumes de gás natural de curto prazo a serem destinados ao mercado não termelétrico. Essa alternativa vem apresentando resultados positivos, pois tem permitido a comercialização do excesso de produção a preços inferiores aos do contrato de fornecimento. Em 2011, a média de preço (ex-impostos de qualquer natureza “ad-valorem”) do contrato da Petrobras (R\$ 0,6867/m³) foi bastante superior à média dos leilões de curto prazo (R\$ 0,3783/m³).

A Petrobras define as regras dos leilões eletrônicos, cuja participação é restrita às distribuidoras estaduais de gás natural. Assim, os grandes clientes cearenses somente podem ter acesso a esse contrato de gás de curto prazo por intermédio da Cegás. Nesse sentido, no âmbito legal, a Arce não possui os requisitos necessários para determinar a participação direta de grandes consumidores nos leilões e nem para alterar as regras desses leilões, visando tornar mais transparente o processo.

Por outro lado, ao longo do tempo, a Arce tem procurado dar mais transparência aos números concernentes à distribuição do gás natural arrematado em leilões. A Tabela 15, da Nota Técnica CET 006/2012, mostra o preço (ex-impuestos de qualquer natureza “ad-valorem”) e os volumes contratados e consumidos nos leilões de gás natural em 2011. Essas informações, bem como o valor da margem bruta, divulgado amplamente pelo regulador, são fundamentais para o grande consumidor decidir sobre a respectiva viabilidade econômico-financeira de aquisição do gás de leilão. Por fim, cabe ressaltar que o volume anual de gás natural de curto prazo arrematado pela concessionária é considerado pelo regulador no momento do cálculo da revisão ordinária da margem bruta da Cegás.

2.2. Custo Operacional

Contribuição da Abrace:

A avaliação do custo operacional solicitado pela Cegás (que é 65% superior ao valor autorizado pela Arce em 2011) passa, necessariamente, por uma breve análise de seus ganhos de produtividade. Este indicador reflete o nível de eficiência de sua gestão e sua capacidade de reduzir custos operacionais de forma a atender o princípio da modicidade tarifária sem colocar em risco seu equilíbrio econômico e financeiro.

De acordo com a Nota Técnica 006/2012, o custo operacional unitário, considerando-se apenas o volume não termelétrico, aumentou 10% entre 2010 e 2011, tendo passado de R\$ 0,0745/m³ para R\$ 0,0820/m³. Este aumento, duas vezes maior que a inflação do período (IGP-M teve variação de 5,1% em 2011), sinaliza para situação oposta àquela imposta a qualquer empresa que atua em um ambiente concorrencial: de redução de custos operacionais promovidos por aprimoramentos na gestão financeira operacional.

A despeito das propostas de custo operacional e volume projetado da Arce serem distintas dos pleitos da concessionária, sua proposta para custo operacional implica em aumento do custo operacional unitário ex-volume termelétrica, da ordem de 12%. Em particular, utilizando-se suas propostas de custo operacional e volume não termelétrico, o custo operacional unitário da Cegás em 2012 deverá chegar a R\$ 0,092/m³. Finalmente, sob este mesmo critério, a proposta da Cegás indica que seu custo operacional unitário aumentará 66% em 2012 em relação a 2011, variação que, na ausência de informações adicionais àquelas apresentadas na Nota Técnica, sugere significativa ineficiência na gestão dos ativos da concessão. As tabelas "Evolução e Projeção para Custo Operacional e Custo Operacional Unitário" e

"Variação do Custo Operacional e Custo Operacional Unitário" sintetizam os dados de produtividade da concessionária. [tabelas não mostradas neste relatório]

Entendemos, portanto, que há espaço para redução do custo operacional da empresa até um ponto em que seu custo operacional unitário, em relação a 2011, não tenha variação superior à inflação projetada para 2012 (5,66% conforme Focus – Relatório de Mercado do Banco Central de 01 de junho de 2012). Assim, propomos que o custo operacional de 2012 não seja superior a R\$ 16.337.358,00, montante que é 18,72% superior ao custo operacional total de 2011.

Resposta da Arce:

Ao analisar o contrato de concessão para exploração industrial, comercial, institucional e residencial dos serviços de gás canalizado, firmado entre a Cegás e o Estado do Ceará, o regulador não identificou dispositivos contratuais que legitimassem o estabelecimento de tetos para as projeções (exclusive termelétrica) do custo operacional total (R\$ 16.337.358,00) e unitário (R\$ 0,086417/m³), em consonância com a previsão do Índice de Preço ao Consumidor Amplo (IPCA) para 2012 (5,66% ao ano).

De acordo com o "Anexo I - Metodologia de Cálculo da Tarifa para Distribuição do Gás Canalizado no Estado do Ceará", do contrato de concessão, a projeção do custo operacional deve ser realizada de forma a analisar cada variável componente desse custo e integrante da fórmula paramétrica da margem bruta. Desse modo, cabe ao regulador avaliar a projeção de cada item do custo operacional e, no caso da estimativa registrar um índice de aumento em desacordo com a previsão inflacionária do ano, analisar a fundamentação do valor apresentado pela concessionária.

2.2.1. Despesas de Pessoal

2.2.1.1. Vencimentos e Representações

Contribuição da Cegás:

Através da Reunião do Conselho, conforme pauta (anexo V), marcada para o dia 11/06/2012, serão criadas 15 vagas no quadro efetivo da Companhia, sendo:

- 11 assistentes administrativos;
- 2 analistas técnicos/engenheiros;
- 1 analista de gestão/administrador;
- 1 analista técnico/analista de sistema.

Em relação aos cargos acima mencionados, temos a esclarecer, conforme listagem de classificação (anexo VI), que há no cadastro de reserva os seguintes números de candidatos aprovados:

- Assistentes Administrativos - 110 candidatos;
- Analista Técnico/Engenheiros - 9 candidatos;
- Analista de Gestão/Administrador - 14 candidatos;
- Analista Técnico/Analista de Sistema - 5 candidatos;

Quanto às vagas ociosas, abaixo descritas, são devidas à inexistência de cadastro de reserva:

- 7 vagas no cargo de assistente técnico/administrativo financeiro;
- 1 vaga no cargo de assistente técnico/assistente comercial;
- 1 vaga no cargo de assistente técnico/técnico em tecnologia da informação;
- 2 vagas no cargo de assistente operacional;
- 1 vaga no cargo de assistente técnico/técnico em contabilidade.

Resposta da Arce:

A Cegás encaminha a cópia do documento "Proposição DIREX Nº 078/2012 à 96ª Reunião do Conselho de Administração da Companhia de Gás do Ceará - Cegás", o qual apresenta a pauta "Apreciação, com vistas à aprovação, da proposta de criação de vagas no quadro efetivo de empregados da Cegás" a ser analisada na reunião do Conselho de Administração do dia 11/06/12. No entendimento do regulador, o documento citado não é suficiente para comprovar a criação de mais 15 vagas no quadro de pessoal da Cegás, uma vez que ele relaciona apenas o assunto a ser tratado na reunião do Conselho. Dessa forma, tendo em vista que o documento em questão não fornece as informações necessárias para comprovar a efetiva decisão do Conselho de Administração em ampliar o número de empregados públicos da companhia, o regulador julga mais razoável manter a projeção da Nota Técnica CET 006/2012, referente à admissão de mais 3 (três) concursados, o que equivale a um dispêndio total de R\$ 2.037.855,00 (dois milhões, trinta e sete mil, oitocentos e cinquenta e cinco reais) para a conta "Vencimentos e Representações".

2.2.1.2. Serviços Terceirizados

Contribuição da Cegás:

Em relação ao rendimento médio anual, a Companhia não considera correta essa forma de cálculo, uma vez que as remunerações são diferenciadas. Além disso, o percentual de 30% dos salários-base dos empregados, relativo à periculosidade determinada pelo Laudo Técnico das Condições Ambientais de Trabalho, somente foi implantado em maio de 2011, não podendo ser considerado 12/12 avos dessa despesa, ficando, portanto, 5 meses defasados para a projeção de 2012.

Resposta da Arce:

A fim de considerar a periculosidade no salário-base dos funcionários terceirizados, o regulador julga conveniente comparar as despesas efetivas registradas nos anos de 2012 e 2011, no período de janeiro a maio. A Tabela 5 mostra que a média dos dispêndios da conta "4.2.1.01.0130. Serviços Terceirizados" do ano de 2012 (R\$ 188.015,00), o qual leva em conta a periculosidade, é cerca de 10,9% superior à média de 2011 (R\$ 169.579,00). Esse índice de aumento (10,9%) vai ao encontro do índice (14,1%) empregado na Nota Técnica CET 006/2012, que é o mesmo percentual de reajuste estabelecido pelo Governo Federal para o salário mínimo. Sendo assim, o regulador ratifica a projeção de R\$ 2.989.104,00 (dois milhões, novecentos e oitenta e nove mil, cento e quatro reais) constante da Nota Técnica.

Tabela 5
Serviços Terceirizados
2011 e 2012

MÊS	VALOR (R\$)		Δ %
	2011	2012	
Janeiro	163.318	175.068	7,2
Fevereiro	165.752	176.952	6,8
Março	166.116	174.148	4,8
Abril	142.315	184.395	29,6
Maiο	210.396	229.512	9,1
MÉDIA	169.579	188.015	10,9

Fonte: Cegás

2.2.1.3. Treinamento de Pessoal

Contribuição da Cegás:

Em abril/2012, a Diretoria Executiva da Companhia aprovou o Programa de Formação Continuada dos Empregados baseada na oferta de cursos pela Universidade Petrobras (anexo VII).

Resposta da Arce:

A Cegás apresenta o documento "Programa de Formação Continuada dos Empregados Baseados na Oferta de Cursos pela Universidade Petrobras", de abril/2012, que normatiza o treinamento dos empregados públicos e comissionados da companhia nessa universidade. Todavia, esse documento não relaciona o custo a ser cobrado pela Petrobras para prestação do serviço de capacitação em questão, o que impossibilita o regulador de fazer uma avaliação criteriosa do valor estimado pela Cegás (R\$ 591.500,00). Portanto, dada a insuficiente documentação encaminhada, consideramos razoável ratificar o valor de R\$ 110.877,00 (cento e dez mil, oitocentos e setenta e sete reais) apresentado na Nota Técnica CET 006/2012.

2.2.1.4. "Participação de Empregados nos Lucros" e "Participação de Administradores nos Lucros"

Contribuição da Cegás:

A Participação nos Lucros ou Resultados (PLR) consta dos direitos dos trabalhadores desde a Constituição de 1946. Mas, só passou a ser frequentemente praticada a partir de dezembro de 1994, quando regulamentada por Medida Provisória. Hoje, a participação dos trabalhadores nos lucros ou resultados da empresa é assegurada pela Lei 10.101, de 19 de dezembro de 2000, que convalidou a MP 1982-77/00. A legislação em vigor determina que a PLR seja negociada entre a empresa e seus empregados, sendo indispensável à aplicação da referida Lei.

Resposta da Arce:

O regulador não põe em contestação a legalidade da "Participação nos Lucros ou Resultados (PLR)" consubstanciada na Lei 10.101, de 19/12/00. Na visão regulatória, a questão central é analisar se é justo e apropriado que o consumidor cearense de gás canalizado pague por esse dispêndio trabalhista. Tendo como base o contrato de concessão, o item 2, da cláusula segunda, estabelece que o "Contrato de Concessão deverá ser executado [...] tendo sempre em vista o interesse público na obtenção do serviço adequado". No subitem 2.1, desta mesma cláusula, o contrato inclui a modicidade tarifária como uma condição para a prestação de um serviço adequado. Dessa maneira, a modicidade tarifária é um requisito necessário à prestação de um serviço adequado que deve atender ao interesse público, o qual está relacionado com o interesse coletivo e difuso. Como a PLR diz respeito ao interesse de grupos específicos (empregados, comissionados e administradores da Cegás) e como ela não é gerada por custos oriundos do consumo dos clientes de gás canalizado, o regulador entende que esse dispêndio deve ser assumido, no contexto de risco do negócio, pelos acionistas da Cegás. Assim, o regulador mantém a recomendação da Nota Técnica CET 006/2012 de glosar as projeções e os ajustes para as contas "4.2.1.01.0152. Participação de Empregados nos Lucros" e "4.2.1.01.0153. Participação de Administradores nos Lucros".

2.2.2. Serviços Contratados

Contribuição da Cegás:

Em relação ao "Suporte Técnico do Sistema GIS II", está sendo assinado pela companhia contrato com empresa fornecedora, conforme documentação no anexo VIII.

Resposta da Arce:

A Cegás encaminha a cópia do documento "Termo de Referência - Processo nº 12223547-9" que aborda a contratação de empresa para os serviços de monitoramento do ambiente de produção e fornecimento das atualizações do sistema Geogás - Sistema Georreferenciado de Gestão e Distribuição de Gás. Após análise desse documento, o regulador considera pertinente a projeção do montante de R\$ 76.800,00 (setenta e seis mil e oitocentos reais) para a conta "4.2.3.11.1109. Suporte Técnico do Sistema GIS II", o que vem atender à contribuição da Cegás.

2.2.3. Despesas Gerais

Contribuição da Cegás:

A propósito do "Seguro de Veículos para Manutenção de Gasodutos", as despesas realizadas no ano de 2011 foram de R\$ 37.201,03, conforme demonstrado em balancete (anexo IX), tendo sido incrementado para 2012 apenas um percentual de 6,5%.

Resposta da Arce:

Em 2011, a Cegás solicitou e o regulador autorizou orçamentos para as contas "4.2.3.11.1102. Seguro de Veículos p/ Transporte de Gás" (R\$ 31.000,00) e "4.2.3.11.1106. Seguro de Veículos p/ Manutenção de Gasoduto" (R\$ 5.000,00), conforme a "Tabela 42 - Ajustes - Despesas Gerais -2011", da Nota Técnica CET 006/2012. Para 2012, através da carta CEGÁS-PR 045/2012, de 12/04/12, a companhia apresentou o documento "Programa Orçamento para 2012 - Despesas Administrativas" que não considera uma previsão para a conta "4.2.3.11.1102. Seguro de Veículos p/ Transporte de Gás". Entretanto, dada a contribuição da Cegás nesta audiência pública e a autorização orçamentária do regulador em 2011, julgamos prudente manter a projeção da Nota Técnica de R\$ 4.366,00 (quatro mil, trezentos e sessenta e seis reais) para a conta "4.2.3.11.1106. Seguro de Veículos p/ Manutenção de Gasoduto" e considerar uma previsão de R\$ 35.032,00 (trinta e cinco mil, trinta e dois reais) para a conta "4.2.3.11.1102. Seguro de Veículos p/ Transporte de Gás".

2.2.4. Despesas Tributárias

Contribuição da Cegás:

No tocante à despesa "Faixa de Domínio - DNIT", foi assinado contrato nº 00699/2011 (anexo X) entre a Companhia de Gás do Ceará e o Departamento Nacional de Infraestrutura de Transporte.

Resposta da Arce:

A Cegás apresentou a cópia do "Contrato de Permissão Especial de Uso da Faixa de Domínio - CPEU nº 00699/2011" cujo objeto é a permissão especial de uso da faixa de domínio das rodovias federais BR-116/CE, BR-020/CE e BR-304/CE, numa extensão total de 34.695,6 m por 1,5 m de largura, com a exclusiva finalidade da sua utilização para operação de gasoduto implantado e a implantar. Após análise desse documento, o regulador julga razoável considerar uma projeção de R\$ 162.042,33 (cento e sessenta e dois mil, quarenta e dois reais e trinta e três centavos), conforme determina a cláusula nona do referido contrato, retificando a estimativa nula contida na Nota Técnica CET 006/2012.

2.3. Custo do Capital

Contribuição da Abrace:

O custo do capital da Cegás corresponde, conforme proposta da Arce, a 30% da margem bruta de distribuição, mas a despeito de sua relevância na estrutura de custos da distribuidora, a quantidade de informações disponíveis na Nota Técnica 006/2012 sobre investimentos realizados e a realizar é insuficiente para o desenvolvimento de uma análise mais profunda do pleito da Cegás ou da proposta da Arce.

Entendemos que uma avaliação adequada destas contas passa, por exemplo, pela possibilidade de verificar se os investimentos propostos são prudentes e se seus

custos e implantação são eficientes. Esta avaliação pode ser feita pela comparação de indicadores de custos detalhados de obras de qualquer natureza com valores históricos da própria concessionária, com concessionárias de outros estados e até mesmo com referências internacionais. Em obras de expansão, por exemplo, é possível utilizar, dentre outros, o indicador “Custo de Mão de Obra por metro de duto construído”.

Assim, a fim de permitir uma melhor avaliação do custo do capital da concessionária, sugerimos que ao apresentar a proposta de novas obras destinadas às suas instalações de infraestrutura (como na Tabela 33 da Nota Técnica 006/2012), a concessionária de distribuição disponibilize a estimativa do custo de todas as matérias-primas e equipamentos necessários à operacionalização da obra, conforme lista a seguir: 1. Comprimento (m) ou quantidade (unidade); 2. Custo unitário da obra – R\$/m ou R\$/ unidade; 3. Custo unitário material - R\$/m ou R\$/ unidade; 4. Custo unitário mão-de-obra - R\$/m ou R\$/ unidade; 5. Custo unitário total - R\$/m ou R\$/ unidade; 6. Custo total - R\$/m ou R\$/ unidade;

Ademais, sugere-se a divisão dos referidos custos em categorias, conforme seguem:

- Tubulações: Nos custos da rede devem ser considerados os custos de construção, desagregando custos de materiais e custos de obra, valores unitários e totais. Os materiais a serem incluídos são as tubulações e todas as peças adicionais, tais como curvas, T's etc. Os custos de construção devem incluir o custo do contrato de construção, com todos os materiais não específicos de gás (concreto, etc.), o custo do projeto executivo, os custos de permissões, os custos de licenças ambientais, supervisão e direção de obra, etc.
- Válvulas: critério semelhante ao descrito em “Tubulações”. Os casos de válvulas especiais (se existir) devem ser apresentados de forma separada, numa planilha específica do mesmo formato para cada caso. Para os custos de construção devem-se considerar os mesmos itens descritos para a “tubulações”.
- City Gates, Estações de Controle de Pressão, Estações de Regulação e Medição e Estações de Odorização”: refere-se aos City Gates, Estações de Controle de Pressão, Estações de Regulação e Medição e Estações de Odorização. A classificação dessas instalações é por faixas de vazões nominais, além de nível de pressão e tipo de rede onde estão ligadas. Para os custos de construção devem-se considerar os mesmos itens descritos para as “tubulações”.
- Usuários: deve-se especificar em cada caso a quantidade de usuários, além dos custos dos ramais e conjuntos de regulação e medição. Nesta categoria as informações devem ser desagregadas por faixas de vazões, nível de pressão e tipo de rede onde estão ligadas. Para os custos de construção dos ramais e os conjuntos de regulação e medição devem ser considerados os critérios já expostos na descrição da categoria “Tubulações”, assim como os custos de projeto executivo, permissões, licenças ambientais, supervisão e direção de obra, etc. associados. Nos casos onde a quantidade de usuários atingidos é elevada, tais como projetos destinados ao fornecimento de grupos de usuários residenciais, devem ser informados valores médios dos custos.

Ainda, com a finalidade de permitir que todos os agentes acompanhem a evolução da base de ativos da concessionária, ampliando a transparência na gestão dos

ativos - inclusive com uma avaliação mais precisa dos impactos das obras propostas sobre as margens de distribuição - e a previsibilidade de custos para todos os consumidores, sugerimos que nestes processos também sejam requeridas e publicadas as seguintes informações:

1. Projeção do consumo para os cinco anos subsequentes à solicitação da aprovação da obra, por segmento e faixa de consumo;
2. Evolução do Imobilizado Novo a preços correntes, quais sejam:
 - a. Investimentos em valores constantes aos preços do ano de solicitação da obra para os cinco anos subsequentes;
 - b. Evolução do Imobilizado, contendo:
 - i. Evolução dos imobilizados iniciais, ano a ano, para os cinco anos subsequentes;
 - ii. O valor dos imobilizados ao final de cada ano, ano a ano, para os cinco anos subsequentes;
 - iii. Os valores das depreciações anuais e das depreciações acumuladas, para os cinco anos subsequentes;
 - iv. Os valores dos investimentos depreciados, ano a ano, para os cinco anos subsequentes;
3. Fluxo de caixa de cada projeto, acompanhado de VPL e Taxa de Retorno como ferramenta para avaliação da economicidade do investimento;
4. Metas físicas de expansão de atendimento do sistema de distribuição de gás natural;

Uma vez prestadas todas as informações descritas, sugerimos que a Arce realize e divulgue uma análise de prudência e razoabilidade dos custos, tomando por base, inclusive, estimativa devidamente fundamentada de aumento da demanda por gás natural, detalhada em volumes e prazos que justifiquem economicamente a ampliação da rede.

Sugerimos ainda que os custos detalhados sejam comparados com os de outras empresas do setor cujos indicadores de custos possam oferecer uma referência de eficiência na gestão das obras de instalação de infraestrutura. Esta avaliação poderá ser acompanhada de uma comparação com o desempenho histórico da própria concessionária, que permitirá controlar a influência que as especificidades da área de concessão da distribuidora têm sobre seus custos.

Para isso, sugerimos que a Agência solicite à distribuidora e divulgue a evolução histórica de seus custos de obras e os compare a indicadores baseados em preços de mercado.

A consolidação das informações requeridas e das comparações propostas pela Abrace pode ser ilustrada pela figura abaixo, baseada em custos fictícios utilizados apenas para ilustrar a sugestão. A figura representa a evolução semestral de custos unitários totais de um determinado tipo de tubulação segundo indicadores internacionais e dados históricos de uma concessionária fictícia. [figura não mostrada neste relatório]

Ao analisar os dados, a Arce deve procurar por semelhanças entre os indicadores comparados e os custos propostos para as obras. Grandes variações a maior nos

custos devem ser investigadas e justificadas, uma vez que são indícios de ineficiência na gestão da obra. Ainda, entendemos que o regulador tem a prerrogativa de vetar os custos propostos caso eles sejam significativamente superiores aos custos históricos ou de mercado.

Resposta da Arce:

Grande parte das informações sugeridas pela Abrace está contemplada no "Plano Quinquenal da Exploração dos Serviços de Distribuição de Gás Canalizado", conforme o Capítulo XX, da Resolução Arce nº 60, de 30/11/05. Nesse sentido, a fim de ampliar a transparência das informações sobre os investimentos realizados e a realizar pela Cegás, o regulador envidará esforços para aperfeiçoar o item "Custo do Capital", da nota técnica de revisão ordinária da margem bruta, por meio da incorporação de informações constantes desse plano quinquenal.

Contribuição da Cegás:

Para efeito de investimentos a serem realizados em 2012, considerar os seguintes itens: a) Equipamentos para Informática - documentação comprobatória (anexo XI) para aquisição de computadores, storages, notebooks e tablets; b) Programas para Informática - documentação comprobatória (anexo XII) para aquisição de licenças de softwares; c) Veículos/Outros Equipamentos de Distribuição - documentação comprobatória (anexo XIII) para aquisição de veículos; d) Outros Equipamentos - documentação comprobatória (anexo XIV) para aquisição de equipamentos; e) Investimentos em Instalações Próprias - documentação comprobatória (anexo XV) para execução de obras e serviços nas instalações da Cegás.

Resposta da Arce:

Em decorrência de análise da documentação enviada pela Cegás, o regulador considera procedente a realização dos investimentos discriminados no quadro a seguir, no importe de R\$ 317.614,48 (trezentos e dezessete mil, seiscentos e quatorze reais e quarenta e oito centavos), no ano de 2012. A respeito dos itens "Outros Equipamentos (Obras/Operação e Manutenção/Administração)" e "Investimento em Instalações Próprias", a documentação fornecida não demonstra, de forma suficiente, que esses investimentos serão contabilizados, ainda no ano de 2012, na conta "1.2.3.01. Intangível Vinculado à Distribuição de Gás Canalizado", do imobilizado/intangível da companhia.

ITENS	DOCUMENTO	VALOR (R\$)
1. Equipamentos de Informática		
1.1. Aquisição de Microcomputadores	Cópia do Contrato nº 026/CEGÁS/2012	39.419,82
1.2. Aquisição de chassi, BladeCenter e servidores	Cópia do Contrato nº 054/CEGÁS/2011	151.828,00
2. Programas para Informática		
2.1. Módulo USM – Software SynerGEE Gás	Cópia do Contrato nº 022/CEGÁS/2012	96.000,00
3. Veículos/Outros Equipamentos de Distribuição		
3.1. Aquisição de Automóvel	Cópia do Extrato do Pregão Eletrônico nº 20110009	30.366,66

Contribuição da Federação das Indústrias do Estado do Ceará (FIEC):

É um equívoco considerar o IRPJ e a CSLL no custo do capital da Cegás. No momento que a empresa melhora sua eficiência, aumentando o seu lucro, transfere-se a elevação do IRPJ e da CSLL para o consumidor, o que não tem sentido lógico. Portanto, solicita-se não levar em conta esses tributos para o cálculo da margem bruta.

Resposta da Arce:

O item 6, do "Anexo I - Metodologia de Cálculo da Tarifa para Distribuição do Gás Canalizado no Estado do Ceará", do contrato de concessão, apresenta a fórmula paramétrica da margem bruta, a qual inclui, como parcela integrante do custo do capital, a variável "IR = Imposto de Renda e outros impostos associados a resultados". Desse modo, em cumprimento ao contrato de concessão, o regulador entende que o IRPJ e o CSLL devem ser considerados no cômputo do custo do capital e, por conseguinte, da margem bruta.

2.4. Ajustes

Contribuição da Abrace:

De acordo com a Cláusula 8.4 do contrato de concessão da Cegás, o termo Ajuste é definido como "as diferenças entre os aumentos de custo estimados e os aumentos reais" e estas deverão ser "compensadas para mais ou para menos na planilha".

Os "custos estimados" a que se refere o contrato têm relação com os volumes de gás natural que serão distribuídos em um determinado ano, mas tanto a Cegás quanto a Arce desconsideram as diferenças entre os volumes aprovados e os efetivamente faturados em seu cálculo para o termo Ajuste.

Dado que não há uma metodologia clara no contrato de concessão da Cegás para o termo Ajuste e, considerando-se que não há qualquer restrição implícita ou explícita no contrato que limite o uso das diferenças entre volumes para calcular o termo Ajuste, solicitamos à Arce que considere esta diferença na definição do Ajuste.

Resposta Arce:

A regulamentação do item "Ajustes" está sendo elaborada pelo regulador com base nas contribuições da Audiência Pública 03/2012, realizada no período de 13 a 30/03/12, que teve como objetivo alterar a Resolução Arce nº 123, de 07/01/10, a qual trata das revisões ordinária e extraordinária da tarifa média de gás canalizado. Assim, tendo em vista que essa regulamentação ainda não foi aprovada pelo Conselho Diretor da Arce, julgamos prudente utilizar a metodologia aplicada nos anos anteriores.

2.4.1. Despesas com Comercialização e Publicidade

Contribuição da Cegás:

Documentação comprobatória (anexo XVI) da contratação com a empresa Mandacarú Eventos e Promoções Ltda.

Resposta da Arce:

A Cegás apresentou o contrato nº 042/CEGÁS/2011, de 26/09/11, referente à participação da companhia no "Evento Casa Cor Ceará 2011", no período de 05/10 a 15/11/11, no valor de R\$ 250.235,74 (duzentos e cinquenta mil, duzentos e trinta e cinco reais e setenta e quatro centavos). Diante dessa documentação, o regulador julga conveniente levar em conta o valor total desembolsado pela Cegás em 2011 na conta "4.2.1.04.0401. Propaganda e Publicidade", no importe de R\$ 290.394,00 (duzentos e noventa mil, trezentos e noventa e quatro reais), para efeito de ajuste.

2.4.2. Custo do Capital

Contribuição da Cegás:

Em relação a este item, solicitamos que a Arce reveja os valores de IRPJ e CSLL considerados para o cálculo na tarifa, em razão de dois entendimentos que não consideramos viáveis: a reiterada desconsideração da correta apuração tributária pelo regime contábil da competência; e a desconsideração, em relação ao pagamento do IRPJ, da correta compensação com os créditos do IRRF incidente sobre os rendimentos da movimentação financeira.

i) Regime de Competência

Sobre a desconsideração do regime de competência, entendemos que há uma incoerência quando se estabelece, para a apuração da tarifa, o regime de competência para todas as despesas elencadas no artigo 10, da Resolução 123, enquanto, para o IR e outros impostos associados ao resultado, que compõem o custo do capital, utiliza-se o regime de caixa.

Salientamos que a base de informação de todas as despesas despendidas pela Cegás é a contabilidade, que tem como técnica o registro dos valores pelo regime de competência. É através da análise das Demonstrações Contábeis, pautada no regime da competência, que se verifica a saúde econômica da empresa e de onde devem ser obtidas as informações para a composição da tarifa.

Abaixo segue a "Tabela de Imposto de Renda e Contribuição Social" evidenciando os valores considerados pelo regime de competência em confronto com o regime de caixa. [tabela não mostrada neste relatório]

Desta forma, o valor a ser considerado na tarifa deste ano a título de IRPJ e CSLL, deve englobar o 4º trimestre de 2011, e, excepcionalmente, deve ser mantido também o valor de 4º trimestre de 2010, visto que, este não foi considerado na tarifa anterior.

ii) Pagamento de IR através de Compensação

Quanto à desconsideração dos valores de IRPJ pagos com a compensação de créditos de Imposto de Renda Retido na Fonte, sob a alegação de que a movimentação financeira não é atividade operacional da Companhia, salientamos que conforme a técnica contábil o Lucro Operacional corresponde ao resultado operacional da empresa, ou seja, é o resultado proveniente do investimento realizado nos seus ativos. Isto inclui também o resultado com aplicações financeiras (receitas financeiras), com investimento em outras empresas e outros tipos de receitas.

É razoável entender que o capital de giro não utilizado em determinado mês na manutenção de sua atividade deve ser investido para a obtenção de receitas, sob pena de perdas monetárias em consequência do dinheiro parado na conta caixa ou conta corrente dos bancos. Gerir os ativos de forma eficiente, de modo a aumentar o capital a ser incorporado à Companhia, não significa em nenhuma hipótese que esta atividade não é operacional. Pelo contrário, se constitui num mecanismo de gestão para tornar a empresa mais competitiva e sólida que se reverterá em investimentos em rede de distribuição de gás, etc.

Nessa mesma linha de entendimento a própria Resolução 123, em seu artigo 25, estabelece que para o cálculo do IR será considerado o valor do Lucro Antes do Imposto de Renda. E essa rubrica, conforme a técnica contábil, engloba todas as operações da Companhia, incluindo a movimentação financeira. O que também pode ser visualizado na Demonstração do Fluxo de Caixa, que quando se refere a IRPJ pago da atividade operacional, engloba todo o valor de IR apurado.

Não aceitar o pagamento de IRPJ com a compensação de IRRF, é ir de encontro à sua própria Resolução e ao Contrato de Concessão que, em nenhum momento se refere à exclusão de movimentação financeira. Ao contrário, ratifica em seu anexo que o IR incide sobre o resultado da Companhia.

Desta forma, dá o Órgão Regulador uma interpretação subjetiva e equivocada quanto ao estabelecido nos instrumentos jurídicos pactuados entre a Cegás e o Poder Concedente. Além de, com essa prática, mitigar as ações da empresa na busca pela solidez.

[Em seguida, a Cegás resume o mecanismo de compensação do IR, conforme as regras fiscais incorporadas à técnica contábil].

Resposta da Arce:

Em princípio, deve-se destacar que o objetivo central do regulador é evitar que a concessionária seja favorecida com ressarcimentos de tributos (IRPJ e CSLL) no cômputo da margem bruta, os quais não serão recolhidos à Secretaria da Receita Federal (SRF) ou serão compensados, de forma imprópria na perspectiva do regulador, em decorrência de benefícios tributários. Portanto, o regulador deve estar atento para que os tributos (IRPJ e CSLL) pagos pelo consumidor, por meio da tarifa de gás canalizado, sejam, efetivamente, recolhidos à SRF ou adequadamente compensados, pois, caso contrário, a Cegás estaria se apropriando indevidamente

de recursos que não necessitariam, do ponto de vista tributário legal, ser repassados ao fisco federal.

Com referência ao Imposto de Renda Retido na Fonte (IRRF), registrado contabilmente na forma de "Compensação do IRPJ", o regulador verificou que ele está relacionado com a aplicação de recursos monetários da Cegás em diversos investimentos no mercado financeiro brasileiro. Nesse sentido, o IRRF não é resultante da renda obtida pela Concessionária na *"exploração dos serviços de distribuição de gás, por meio de canalizações, a todo e qualquer consumidor ou dos segmentos industrial, comercial, institucional e residencial"*, conforme estabelece o caput da cláusula primeira, do Contrato de Concessão, de 30/12/93. Portanto, o Conselho Diretor da Arce, em reunião ordinária de 19/05/11, acolhendo o parecer PR/CET/047/2010, da Coordenadoria Econômico-Tarifária (CET), e o PR/PRJ/0226/2010, da Procuradoria Jurídica, considerou que, para efeito de cômputo da margem bruta, não é legítimo e justo que o consumidor seja responsável pelo ressarcimento de uma parcela do IRPJ que não se refere aos investimentos finalísticos preceituados pelo contrato de concessão da concessionária.

A respeito do correto valor de IRPJ e CSLL, julgamos mais apropriado examinar o documento contábil "razão", referente a todos os meses do ano de 2011, das contas "2.1.5.01.0001. IRPJ a Recolher", "2.1.5.01.0002. CSLL a Recolher" e "2.1.5.01.0003. Adicional Federal a Recolher". Esse documento mostra, entre outros fatos contábeis, os valores tributários que foram pagos à SRF ou que foram compensados por benefícios advindos de incentivo fiscal, de imposto retido na fonte e de pagamentos de outros tributos (PIS e COFINS). Apesar do regime de competência ser a técnica contábil de registro de valores da Cegás, o regulador julga apropriado verificar o efetivo pagamento (saída de caixa) do IRPJ, tendo em vista os diversos benefícios tributários (Incentivo Fiscal sobre o Lucro de Exploração, Programa de Alimentação do Trabalhador - PAT e Lei Rouanet - Incentivo à Cultura) e compensações (IRRF, PIS, COFINS, etc) permitidos pela legislação fiscal. Essa certificação de valores pelo "razão" não traz prejuízo à concessionária, uma vez que são considerados quatro trimestres (do 4º trimestre de 2010 ao 3º trimestre de 2011) para o cálculo do montante anual.

Nesse sentido, no âmbito dos recolhimentos efetuados à Secretaria da Receita Federal (SRF) e das compensações oriundas de pagamentos de outros tributos, os quais devem manter relação com os serviços finalísticos preceituados no Contrato de Concessão (exploração dos serviços de distribuição de gás canalizado no Estado do Ceará), o regulador ratifica o ajuste positivo de R\$ 1.135.155,00 (um milhão, cento e trinta e cinco mil, cento e cinquenta e cinco reais) constante da Nota Técnica CET 006/2012.

2.5. Margem Bruta

Contribuição da Abrace:

Apresentamos abaixo uma análise do valor da margem de distribuição aplicada ao segmento industrial em comparação à Margem Bruta aprovada para o ano de 2011 pela Arce. De acordo com as informações disponibilizadas pela Cegás e pela Arce, o

valor da margem industrial praticada é significativamente superior à margem bruta aprovada na revisão tarifária, e entendemos que parte relevante desta diferença se dá pela assimetria de informações entre o agente regulado e consumidores. Este exercício tem por objetivo destacar a necessidade de transparência em todas as componentes da tarifa da Cegás assim como da estrutura tarifária aplicada às diversas categorias de consumidores.

Em nossa avaliação, estimamos o valor da margem de distribuição aplicada ao segmento industrial através dos dados públicos da tabela tarifária da Cegás (Ti) e de estimativas próprias para do preço do gás natural de origem nacional (PV) comercializado pela Petrobras (vale destacar que o mix e o custo médio ponderado do gás adquirido pela Cegás são informações não disponíveis aos consumidores), de acordo com a fórmula de definição da tarifa no Estado do Ceará:

$$Ti = PV + MDi,$$

onde:

Ti = Tarifa Industrial (R\$/m³) cobrada pela Cegás;

PV = Preço de Venda (R\$/m³) do supridor de gás natural (Petrobras); e

MDi = Margem de Distribuição Industrial (R\$/m³) da Cegás.

Apresentamos na Tabela 3 [tabela não mostrada neste relatório] o resultado da aplicação da fórmula acima em cada mês de 2011 para um consumidor de 100.000 m³/dia. Toda a análise é ex-impuestos.

Nota-se uma diferença significativa entre a Margem Bruta da Cegás e a Margem Industrial, que em média foi 88% maior. Ainda, em dezembro houve um aumento de aproximadamente R\$ 0,03/m³ na margem (+14%). Para as faixas de consumo menores, a diferença é ainda maior.

Faz-se uma ressalva de que os contratos dos leilões de curto-prazo podem ter um impacto nessa análise, visto que podem compor o Preço de Venda de forma direta e, assim, reduzir essa parcela. Entretanto, a despeito de os volumes e preços desses leilões estarem descritos na Tabela 15 da Nota Técnica CET 006/2012, não se têm conhecimento da destinação dos volumes. Não está claro, por exemplo, se há um repasse direto dos preços menores aos grandes consumidores ou se são aplicados à todas as categorias. Para fins desta análise, essa incerteza pode estar subdimensionando o valor da Margem Industrial.

Diante do exposto, solicitamos que a ARCE esclareça a diferença elevada entre as estimativas de margem industrial e a margem aprovada na revisão de 2011.

Resposta da Arce:

O item 2, do "Anexo I - Metodologia de Cálculo da Tarifa para Distribuição do Gás Canalizado no Estado do Ceará", do contrato de concessão, estabelece que "A CONCESSIONÁRIA poderá adotar tarifas diferenciadas considerando nível, tipo e perfil de consumo, desde que mantida uma receita no máximo igual a que seria obtida aplicando-se a tarifa média". Nesse contexto, o regulador deve estabelecer uma margem bruta - uma variável integrante da tarifa média - que satisfaça, dentre

outros requisitos, a modicidade tarifária com o objetivo de prestar um serviço adequado de distribuição de gás canalizado. Portanto, essa margem bruta não deve ser confundida com as margens específicas das diversas categorias de consumo (autoprodução, industrial/combustível, comercial, residencial, automotiva e termelétrica), as quais podem ser diferenciadas pela Cegás no contexto da sua gestão estratégica de negócio.

Nesse sentido, em atendimento ao item 2, do Anexo I, deve-se verificar se a receita obtida pela concessionária em 2011 situou-se abaixo do limite estabelecido pela aplicação da tarifa média (ex-impuestos de qualquer natureza “ad-valorem”) autorizada pelo regulador. Ao somarmos o preço médio da Petrobras (R\$ 0,6867/m³) e a margem bruta estabelecida pelo regulador (R\$ 0,1126/m³), obtemos uma tarifa média de R\$ 0,7993/m³. A multiplicação dessa tarifa média pelo volume de gás projetado (390.319.570 m³) resulta na receita máxima permitida (R\$ 311.982.432,30). Como a Cegás registrou uma receita líquida (R\$ 214.402.980,00) inferior à máxima autorizada, o regulador entende que a concessionária cumpriu o item 2, do contrato de concessão.

2.6. Contrato de Concessão

Contribuição da Abrace:

Em 5 de outubro de 1992 foi editada a Lei nº 12.010, autorizando a constituição da Companhia de Gás do Ceará - Cegás. A lei determinou a outorga de concessão à Cegás para distribuição de gás canalizado por 50 anos prorrogáveis. Foi firmado, assim, em 30 de dezembro de 1993, o Contrato de Concessão para Exploração Industrial, Comercial, Institucional e Residencial dos Serviços de Gás Canalizado no Estado do Ceará (“Contrato de Concessão”), entre o Governo do Ceará, na qualidade de Poder Concedente, e a Companhia de Gás do Ceará - Cegás. Por meio do Primeiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, firmado em 1º de março de 2004, foram delegados à Agência Reguladora dos Serviços Públicos Delegados do Estado do Ceará - Arce, algumas das obrigações do Concedente previstas na Cláusula Quarta do Contrato de Concessão. Existem, no entanto, questionamentos afetos aos aspectos técnico-financeiros do Contrato de Concessão - com reflexos no âmbito jurídico - que devem ser avaliados e modificados.

1. Das irregularidades/ilegalidades contidas no contrato de concessão da Cegás:

O Contrato de Concessão da Cegás, a exemplo do que ocorre com outros contratos que tem por objeto a concessão da exploração de serviços de distribuição de gás canalizado, possui cláusulas irregulares, e até mesmo ilegais, e que ensejam revisão, sob pena de se postergar a vigência de contrato juridicamente frágil e questionável. Detalhamos abaixo, de forma exemplificativa, alguns aspectos que entendemos devem ser revistos:

(I) CONSIDERAÇÃO DO MERCADO DA CEGÁS - FATOR “V”

Como é sabido, a tarifa média (TM = PV + MB) praticada pela Cegás é formada por uma parcela relativa ao preço de venda do gás pela Petrobras (PV) e uma parcela relativa à margem bruta de distribuição da concessionária (MB). Conforme dispõe o

item 4 do Anexo I do Contrato de Concessão, que apresenta a Metodologia de Cálculo da Tarifa, “o cálculo da margem bruta da distribuição está estruturado na avaliação prospectiva dos custos dos serviços, na remuneração e depreciação dos investimentos vinculados aos serviços objeto da concessão, realizados ou a realizar ao longo do ano de referência para cálculo e, finalmente, na projeção dos volumes de gás a serem vendidos durante o ano, segundo o orçamento anual”.

A revisão da margem bruta é feita de acordo com a seguinte fórmula:

MARGEM BRUTA = Custo do capital + custo operacional + depreciação + ajustes
+ aumento de produtividade

Ao analisar a composição das parcelas “custos do capital”, “custo operacional” e “depreciação”, observa-se que tais custos consideram um divisor (V) que corresponde a “80% das previsões atualizadas das vendas para o período de um ano”. Uma vez que o mercado de gás natural apresenta natureza compulsória, particularmente para o setor industrial, a existência do divisor “V”, correspondente a apenas 80% do mercado, não é razoável, pois torna o cálculo da margem bruta irreal, ao não considerar a integralidade das vendas realizadas durante o ano. Não vislumbramos, desta forma, justificativa para considerar apenas 80% do mercado da concessionária.

Ademais, causa estranheza a existência de tal divisor na fórmula, pois ele contraria o disposto no próprio Contrato de Concessão, que prevê:

“14.4 – A tarifa será revista anualmente, levando-se em consideração as projeções dos volumes de gás a serem comercializados e os respectivos investimentos.”

Item 4 do Anexo I: “o cálculo da margem bruta da distribuição está estruturado (...) e, finalmente, na projeção dos volumes de gás a serem vendidos durante o ano, segundo o orçamento anual”.

Observa-se que o contrato estipula que o cálculo da tarifa, e em especial da margem bruta, deverá considerar as projeções dos volumes a serem comercializados durante o ano, ou seja, a totalidade dos volumes, e não apenas 80%. Há, portanto, manifesta divergência entre os dispositivos do contrato. Associado à impropriedade/ilegalidade de não incorporar a totalidade das vendas no cálculo da margem, deve-se considerar que quanto menor for o percentual do divisor, maior será o resultado de cada um dos itens aos quais ele é aplicado e, por conseguinte, maior será a margem bruta da concessionária - considerada para fins de definição dos novos valores de tarifa - e maior será a tarifa a ser paga pelos consumidores.

No cálculo das tarifas, portanto, deve ser considerado 100% do mercado atendido pela Cegás, de modo a refletir a realidade de vendas de gás da concessionária, sob pena de sua remuneração não refletir o efetivo fornecimento de gás natural no Estado do Ceará, sinalizando erroneamente os seus investimentos e remunerando demasiadamente a concessionária - e, conseqüentemente, onerando os consumidores.

Vale destacar que o divisor “V” implica em distorção de todas as parcelas que compõem (i) o custo do capital (investimentos, taxa de remuneração dos investimentos e imposto de renda), (ii) o custo operacional (despesas gerais, de pessoal, com material e tributárias, serviços contratados, diferenças com perdas de gás, custos financeiros, despesas com comercialização e publicidade, e taxa de remuneração dos serviços) e (iii) a depreciação (que considera os investimentos realizados e a realizar), tendo em vista que tais custos são calculados considerando sempre o divisor de apenas 80%. O impacto que o divisor causa nestas parcelas deve se expurgado da tarifa.

(II) REMUNERAÇÃO DOS INVESTIMENTOS DA CONCESSIONÁRIA

A Cláusula Sétima do contrato estabelece a rentabilidade dos investimentos promovidos pela Cegás segundo taxas de retorno não inferiores a 20% ao ano, de forma a garantir a “segurança e a justa retribuição do capital investido”. Tal previsão encontra-se refletida na fórmula paramétrica.

No entanto, a prática regulatória internacional para determinar o custo de capital mostra cada vez mais um consenso no uso de métodos padronizados. Esses métodos, na procura por fortalecer as boas práticas regulatórias nos setores de serviços públicos por redes, promovem a transparência e oferecem maior certeza sobre quais são os elementos determinantes na taxa de retorno reconhecida. Dentre os métodos consagrados, o que tem maior consenso é o WACC/CAPM, tanto no uso financeiro como regulatório.

Considerando que a expansão, operação e manutenção das redes se financiam com capital próprio e endividamento, a maioria das práticas regulatórias prefere a determinação da taxa de retorno do capital através do cálculo pelo WACC (Weighted Average Cost Of Capital).

Este método adiciona ao custo de capital próprio, o custo marginal de endividamento. Para isso pondera ambos os componentes em função do endividamento apropriado para a atividade. Deste modo os benefícios resultantes de uma gestão financeira ótima transferem-se aos consumidores, mesmo que o grau de endividamento e o seu custo não correspondam com os dados reais das empresas, mas que resultam adequados em função de uma análise de benchmarking financeira.

Para estimar o custo do capital próprio, isto é, o retorno requerido pelos acionistas, o método CAPM (Capital Asset Pricing Model) é o modelo que recebe maior aceitação, permitindo a comparação do caso sob análise com empresas que pertencem à mesma indústria e desempenham atividades em condições de risco similar. No modelo estima-se a taxa de retorno como uma taxa livre de risco para o país ou região onde a empresa desenvolve a sua atividade, mais o produto do risco sistemático das atividades de distribuição de gás natural e o prêmio pelo risco de mercado. Este risco corresponde à diferença entre a rentabilidade de uma carteira diversificada e a taxa livre de risco.

A combinação do WACC com o CAPM tornou-se a escolha preferida pelas principais agências reguladoras: Grã-Bretanha (OFGEM), Austrália (IPART), Brasil (ANEEL, ARSESP), Colômbia (CREG), etc. Vê-se, assim, que não é aceitável que a taxa de retorno seja definida no Contrato de Concessão. Ainda que fosse aceitável tal prática, o percentual de 20% é demasiado elevado, fato que se comprova se compararmos a Cegás com outras distribuidoras do Brasil, como, por exemplo, a CEG, CEG Rio, Comgás, Gás Brasileiro e Gás Natural São Paulo Sul, cujas taxas são inferiores a 12%.

Além da deturpação acima, também deve-se considerar que, sendo a taxa de remuneração uma das componentes do Custo do Capital, onde há a distorção da aplicação do divisor “V”, o percentual de 20% se torna, na prática, é maior, contrariando o disposto no próprio contrato de concessão, e, mais uma vez, onerando os consumidores.

(III) REMUNERAÇÃO DOS CUSTOS OPERACIONAIS

Assim como a remuneração dos investimentos, a fórmula paramétrica também estabelece a remuneração dos custos operacionais (serviços) a 20% ao ano. No entanto, não há que se falar em remuneração de custos operacionais. A remuneração dos custos operacionais representa um incentivo à ineficiência da Concessionária. Mas não é só, essa forma de remuneração cria um círculo vicioso, pois quanto maior o custo operacional, maior o lucro da Concessionária e maior, por consequência, será a tarifa do consumidor.

Além disso, novamente deve-se considerar que, sendo a taxa de remuneração uma das componentes do Custo Operacional, onde há a distorção da aplicação do divisor “V”, o percentual de 20% se torna, na prática, é maior, contrariando o disposto no próprio Contrato de Concessão, e, mais uma vez, onerando os consumidores.

(IV) ADICIONAL PARA FORMAÇÃO DE RESERVA

A cláusula 14.14 do Contrato de Concessão determina que “a tarifa poderá conter um adicional para a formação de reserva para a modernização e ampliação do sistema”. Da mesma forma, o item 11 do Anexo I estabelece que “a tarifa poderá conter um adicional para a formação e reservas para a modernização e ampliação do sistema”. Entretanto, não se tem informações sobre a efetiva inserção ou não de tal adicional na tarifa.

A inclusão, no contrato de concessão, de uma arrecadação certa para um investimento futuro e incerto, e pelo prazo de 50 anos, não nos parece medida razoável e que conte com a guarida da legislação. Caso efetivamente inserido na margem bruta da Cegás, o adicional tornaria os seus consumidores investidores compulsórios, sem qualquer contrapartida ou garantia de retorno.

Assim, caso o adicional destinado à formação de fundo de reserva para a modernização e ampliação do sistema esteja efetivamente sendo considerado na formação da margem bruta da Cegás, ele deve ser imediatamente expurgado.

(V) PERDAS DE GÁS NO SISTEMA

No cálculo da margem bruta da distribuidora, dentro do custo operacional, está prevista remuneração relativa a diferenças com perdas de gás (“DP”). Esse fator compreende o custo referente ao volume de perdas de gás no sistema de distribuição da concessionária, atualizado com índice de aumento de PV (preço de venda pela Petrobras em R\$/m³).

A existência de remuneração relacionada a perdas sem a estipulação de uma limitação compreende um verdadeiro incentivo ao desperdício, eis que quanto maior o fator de perdas da concessionária maior será a sua remuneração. Como forma de incentivar a eficiência da concessionária, a remuneração deve ficar limitada a um montante de perdas previamente definido. Também com relação às perdas, importa observar que, em razão do divisor “V” constante da formulação do cálculo da margem bruta, o consumidor acaba por desembolsar, a título de diferenças com perdas de gás, uma quantidade de gás natural superior em 5% do que aquela efetivamente perdida pela Cegás. Em outros termos, a tarifa vem sendo revista com base em uma perda de gás que, simplesmente, não ocorreu, o que denota a falha na previsão contratual e sua necessidade urgente de revisão.

(VI) INVESTIMENTOS/DEPRECIÇÃO

Já se disse que a depreciação é utilizada como um dos fatores que somados apontam a margem bruta da concessionária, a ser utilizada na revisão tarifária. Pois bem. O contrato estipula que a depreciação é calculada com base em 10% do valor de investimentos realizados ou a realizar ao longo do ano, dividido – mais uma vez – pelo fator “V” (80% do valor de vendas projetadas). Não há, no Contrato, a especificação do investimento depreciado, do investimento em depreciação e do investimento em obras ainda em andamento. É dizer, considera-se a depreciação mesmo naquilo que já foi depreciado e, ainda, naquilo que ainda nem foi concluído. Não obstante o acima apontado, tal mecanismo de depreciação vem sendo constantemente considerado na aferição da margem bruta do serviço, impactando indevidamente o valor das tarifas.

Outro ponto referente aos investimentos e a falta de critério contratual diz com a remuneração de investimentos não realizados. Ao prever que mesmo os investimentos a serem realizados durante o ano em que vigerá a nova tarifa comporão a revisão tarifária, o contrato abre margem para que a Cegás preveja um montante tal de investimentos que acabarão impactando a tarifa, mas que, não necessariamente, serão realizados. Em não se realizando investimentos projetados, deve haver algum mecanismo que corrija a distorção na próxima revisão. Vale destacar que também na parcela relativa à depreciação há a distorção relacionada ao divisor “V”.

2. Da necessidade de revisão do contrato de concessão da Cegás:

Considerando as impropriedades acima apontadas, são necessárias significativas e urgentes mudanças para permitir a adequação do contrato de concessão às Constituições Federal e do Estado do Ceará e às disciplinas infraconstitucionais Federal e Estadual que regulamentam a matéria, em especial, a Lei de Concessões.

É mister que o Estado do Ceará e a Agência Reguladora de Serviços Públicos Delegados do Estado do Ceará - Arce dediquem-se à análise criteriosa das questões ora suscitadas, vindo a aprofundar-se não só nos seus aspectos jurídicos mas também em todos os temas de cunho técnico-financeiro, para, de modo expresso, manifestar, justificadamente, o seu posicionamento a respeito do tema.

Como visto, a forma como foi estruturado o cálculo da margem bruta da concessionária está a incentivar a ineficiência na prestação dos serviços concedidos. O mecanismo cria, por outro lado, situação perversa aos consumidores, porquanto ficam à margem da prestação mais cara dos serviços e, nem por isso, mais eficiente. Da forma em que se encontra, o Contrato de Concessão da Cegás contraria, dentre outros princípios de direito e normas legais, aqueles que apregoam a modicidade tarifária e a eficiência como elementos do serviço adequado. Senão vejamos: Estabelece a Constituição Federal ao tratar das concessões de serviço público:

“Art. 175. Incumbe ao Poder Público, na forma da lei, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos.

Parágrafo único. A lei disporá sobre:

...

IV - a obrigação de manter serviço adequado”.

Também a Constituição do Estado do Ceará dispõe no mesmo sentido:

“Art. 14. O Estado do Ceará, pessoa jurídica de direito público interno, exerce em seu território as competências que, explícita ou implicitamente, não lhe sejam vedadas pela Constituição Federal, observados os seguintes princípios:

...

VIII - eficiência na prestação dos serviços públicos, garantida a modicidade das tarifas;”

O Contrato de Concessão desconsidera ainda o novel regramento conferido às concessões de serviços públicos pela Lei nº 8.987/1995 - Lei Geral das Concessões:

“Art. 6º Toda concessão ou permissão pressupõe a prestação de serviço adequado ao pleno atendimento dos usuários, conforme estabelecido nesta Lei, nas normas pertinentes e no respectivo contrato.

§ 1º Serviço adequado é o que satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas.”

Há contrariedade também à legislação estadual, à medida que a Lei nº 12.788/1997 - que institui normas para concessão e permissão no âmbito da Administração Pública Estadual -, assim como a Lei federal, dispõe:

“Art. 6º. Toda concessão ou permissão pressupõe a prestação de serviço adequado ao pleno atendimento dos usuários, conforme estabelecido nesta Lei, nas normas pertinentes e no respectivo contrato.

§ 1º. serviço adequado é o que satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas.

Vale destacar ainda que, na mesma linha, apregoa o Contrato de Concessão, que estabelece:

CLÁUSULA SEGUNDA - FORMA DA PRESTAÇÃO DOS SERVIÇOS

2. O presente Contrato de Concessão deverá ser executado fielmente pela CONCESSIONÁRIA, em conformidade com as cláusulas avençadas, bem como regulamentos e legislações aplicáveis à espécie tendo sempre em vista o interesse público na obtenção do serviço adequado.

2.1 - Por serviço adequado entende-se o que satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade na sua prestação, modicidade das tarifas e cortesia.

Conforme visto, as cláusulas constantes do Contrato de Concessão da Cegás que permitem a revisão nos moldes aqui descritos contrariam a adequada prestação do serviço. A definição do valor das tarifas, bem assim das suas futuras revisões, não pode se olvidar em garantir o direito do concessionário de auferir uma margem de lucro. Por outro lado, também é forçoso reconhecer que esse valor tarifário não deverá extrapolar o quantum devido à manutenção do equilíbrio, de modo que não sejam os consumidores onerados além daquilo que se faz imprescindível à rentabilidade da concessão.

Não por acaso, como visto, a Lei de Concessões foi categórica ao estabelecer a modicidade tarifária como requisito do serviço adequado. De modo que há um duplo vínculo na definição dos valores de tarifa, que, de um lado, devem observar o direito do concessionário em auferir renda com a prestação dos serviços e, de outra banda, deverá resguardar os usuários dos serviços de tarifas exorbitantes, que inviabilizem o acesso aos serviços.

Passa a ser fundamental o exercício da ponderação entre estes dois valores, legalmente garantidos, de maneira a não pender a balança da concessão para nenhuma das partes envolvidas. O correto equilíbrio econômico-financeiro da concessão é aquele em que o concessionário possa auferir renda necessária ao lucro e a remuneração do custo do serviço, sem que com isto onere os usuários.

Há de se ter em mente ainda que o Contrato de Concessão, ao conter disposições que não sobrevivem à vigência da legislação sobre o tema, em especial à lei geral de concessões - Lei nº 8.987/95, afronta a regra básica constante da lei:

Art. 1º As concessões de serviços públicos e de obras públicas e as permissões de serviços públicos reger-se-ão pelos termos do art. 175 da Constituição Federal, por esta Lei, pelas normas legais pertinentes e pelas cláusulas dos indispensáveis contratos.

Parágrafo único. A União, os Estados, o Distrito Federal e os Municípios promoverão a revisão e as adaptações necessárias de sua legislação às prescrições desta Lei, buscando atender as peculiaridades das diversas modalidades dos seus serviços.

Observa-se que, quando da edição Lei nº 8.987/1995, por determinação expressa, o Estado do Ceará, assim como a União, os demais Estados da Federação, Distrito Federal e os Municípios, com vistas a atender as peculiaridades das diversas modalidades dos seus serviços, obrigou-se à revisão e adaptação de toda a sua legislação relativa à prestação dos serviços públicos às disposições da nova lei.

Manifestamos, assim, nosso posicionamento pela urgente necessidade de revisão do Contrato de Concessão.

Resposta da Arce:

Essa contribuição da Abrace também foi apresentada na Audiência Pública 03/2012, realizada no período de 13 a 30/03/12, que teve como objetivo alterar a Resolução Arce nº 123, de 07/01/10, a qual trata das revisões ordinária e extraordinária da tarifa média de gás canalizado. Sobre o assunto, cumpre informar que, dado o estudo criterioso e circunstanciado que essa contribuição requer, o processo pertinente ainda está em tramitação nas coordenadorias técnicas da Arce. Após conclusão dos pareceres técnicos, o processo será enviado ao Conselho Diretor para decisão final. Por fim, cumpre ressaltar, que o "Primeiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão", de 01/03/04, não delega à Arce o direito de alterar ou modificar o "Contrato de Concessão para Exploração Industrial, Comercial, Institucional e Residencial dos Serviços de Gás Canalizado no Estado do Ceará", de 30/12/93. Assim, caso haja uma decisão favorável do regulador à alteração do contrato de concessão, ela deve ser formalizada, na forma de recomendação, ao Poder Concedente, o qual detém a atribuição legal, conforme a "Cláusula Vigésima Primeira", de modificar, em conjunto com a concessionária, o instrumento contratual em questão.

3. Conclusão

No presente relatório, foram analisadas as contribuições apresentadas na audiência pública AP/ARCE/0006/2012, realizada nas modalidades presencial, no dia 12/06/12, e intercâmbio documental, no período de 30/05 a 15/06/12, referente à Nota Técnica CET 006/2012. A fim de fornecer maior transparência ao processo de revisão ordinária da margem bruta de distribuição de gás canalizado no Estado do Ceará, recomenda-se a publicação deste relatório no sítio eletrônico da Arce.

Fortaleza, 22 de junho de 2012.

Arlan Mendes Mesquita
Analista de Regulação

De acordo

Mario Augusto Parente Monteiro
Coordenador Econômico-Tarifário