

GERAÇÃO TERMOELÉTRICA A GÁS NATURAL NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO:

Contextualização Das Condições De Contratação Dos Empreendimentos No

ACR, Análise De Viabilidade Econômica E Dos Custos De Geração De Energia

Elétrica Para O Sistema

Elaborado por:

Rafael Girardi Pulgar

Trabalho de Conclusão de Curso

MBA do Setor Elétrico

Curitiba/PR

Março/2016

GERAÇÃO TERMOELÉTRICA A GÁS NATURAL NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO:

Contextualização Das Condições De Contratação Dos Empreendimentos No ACR, Análise De Viabilidade Econômica E Dos Custos De Geração De Energia Elétrica Para O Sistema

RAFAEL GIRARDI PULGAR

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao curso MBA do Setor Elétrico de Pós-Graduação *lato sensu*, Nível de Especialização, do Programa FGV Management como pré-requisito para a obtenção do título de Especialista.

TURMA 01/2013

Curitiba – PR

2016

O Trabalho de Conclusão de Curso

GERAÇÃO TERMOELÉTRICA A GÁS NATURAL NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO:

Contextualização Das Condições De Contratação Dos Empreendimentos No ACR, Análise De Viabilidade Econômica E Dos Custos De Geração De Energia Elétrica Para O Sistema

elaborado por Rafael Girardi Pulgar e aprovado pela Coordenação Acadêmica foi aceito como pré-requisito para a obtenção do MBA do Setor Elétrico, Curso de Pós-Graduação *lato sensu*, Nível de Especialização, do Programa FGV Management.

Data da aprovação: _____ de _____ de _____

Coordenador Acadêmico

Prof. Fabiano Simões Coelho, MSc

Professor Orientador

Prof. Diogo Mac Cord de Faria, MSc

Dedico este trabalho a todos os profissionais que, assim como eu, atuam através do setor energético em busca de um modelo de desenvolvimento sustentável, contribuindo para a construção de uma sociedade mais justa e mais humana, e àqueles que desejam ampliar seus conhecimentos e enriquecer novas discussões!

Em especial,

À minha família!

Agradecimentos

Agradeço inicialmente a todos os Professores do curso de MBA do Setor Elétrico por seus ensinamentos e pela dedicação a esta causa. A escolha de vocês pela profissão do ensino nos permite adquirir novos conhecimentos, propor soluções aos problemas que deparamos em nossas profissões, crescer pessoalmente e profissionalmente, ir em busca de novos desafios e alcançar novos objetivos.

Agradeço à equipe administrativa da FGV e do ISAE pela oportunidade que nos foi dada de realizar este curso. O aprendizado adquirido durante mais de dois anos trará belos frutos à vida profissional e pessoal de cada um de nós.

Agradeço ao ISAE por proporcionar aos seus alunos participarem do curso extracurricular *Perspectivação*. Além do contato com alunos de outros cursos eles possibilitam novos aprendizados e autoconhecimento.

Agradeço à OLADE – Organização Latino Americana de Energia pelo apoio técnico e pela confiança que me foi dada, principalmente às pessoas de Fabio Garcia e Lennys Rivera. O acesso ao Banco de Dados SIER – Sistema de Información Energética Regional de OLADE foi fundamental para a elaboração deste trabalho.

Agradeço à minha família pelo apoio, pela compreensão e pelo incentivo!

A DEUS,
pelo dom da vida!

TERMO DE COMPROMISSO

O aluno Rafael Girardi Pulgar, abaixo-assinado, do Curso MBA do Setor Elétrico, do Programa FGV Management, realizado nas dependências da instituição conveniada Instituto Superior de Administração e Economia – ISAE no período de Dezembro de 2013 a Março de 2016 declara que o conteúdo do trabalho de conclusão de curso intitulado: **GERAÇÃO TERMOELÉTRICA A GÁS NATURAL NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: Contextualização das condições de contratação dos empreendimentos no ACR, análise de viabilidade econômica e dos custos de geração de energia elétrica para o sistema, é autêntico, original, e de sua autoria exclusiva.**

Curitiba, 05 de Março de 2016.

Rafael Girardi Pulgar

Sumário

| | |
|---|----|
| 1. INTRODUÇÃO | 10 |
| 2. O CONTEXTO DA GERAÇÃO TERMOELÉTRICA A GÁS NATURAL NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO | 10 |
| 2.1 O Setor Elétrico Brasileiro | 11 |
| 2.2 Análise da Demanda de Energia Elétrica – 1994 a 2013 | 12 |
| 2.3 Análise da Oferta de Energia Elétrica – 1994 a 2013 | 15 |
| 2.4 Análise da Geração de Energia Elétrica por fonte – 1994 a 2013/2014 | 16 |
| 2.5 Análise da Capacidade Instalada por fonte e tecnologia | 21 |
| 3. O SETOR DE GÁS NATURAL BRASILEIRO | 24 |
| 3.1 Recursos, Reservas, Produção e Consumo Nacional..... | 25 |
| 3.1.1 Recursos e Reservas de Gás Natural Nacional | 25 |
| 3.1.2 A Relação Reserva/Produção e Reserva/Consumo | 30 |
| 3.2 Reservas, Produção e Consumo Internacional..... | 33 |
| 3.3 Balanço de Oferta e Demanda de gás natural | 47 |
| 3.4 A importância da integração do setor de gás natural com o setor elétrico..... | 51 |
| 4. Modelo de Contratação de Termoelétricas a Gás Natural | 53 |
| 4.1 Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica | 55 |
| 4.2 O Índice de Custo Benefício – ICB | 56 |
| 5. Análise de Competitividade da Fonte Termoelétrica | 58 |
| 5.1 O Leilão A-5 de 2016 | 59 |
| 5.1.1 Preço do Gás Natural..... | 60 |
| 5.1.2 Reajuste de preço do gás apresentado pela DISTRIBUIDORA..... | 60 |
| 5.1.3 Reajuste de Preço do Gás Natural estabelecido para o Leilão A-5 de 2016 | 62 |
| 5.1.6 Custo Efetivo do Gás Natural para a Usina Termoelétrica | 76 |
| 6. Conclusões..... | 80 |
| 7. Referências Bibliográficas | 82 |

Resumo

O gás natural como recurso energético vem desempenhando um papel fundamental em termos de diversificação da matriz elétrica e garantia de abastecimento energético do Brasil. Nos últimos anos a contribuição do gás natural no suprimento de energia elétrica do país apresentou forte crescimento, com participação de aproximadamente 5% em 2011 e de 13% em 2014. A expansão do parque gerador nacional vem sendo em grande parte sustentada pela construção de novas usinas termoelétricas a gás natural, cuja fonte representa 49% dos empreendimentos já licitados. Diante da importância que o energético atualmente tem para o país, torna-se fundamental planejar os diversos aspectos que influenciam o suprimento deste importante recurso. A criação de um ambiente regulatório favorável à expansão do setor e à entrada de novos investidores, em todas as etapas da cadeia, e o desenvolvimento de um modelo de contratação de novos empreendimentos termoelétricos no ACR são elementos fundamentais que devem constar neste planejamento. Este trabalho apresenta os resultados de um estudo de competitividade e análise de sensibilidade de uma usina termoelétrica a gás natural em dois momentos: a etapa de Cadastro, Habilitação e participação em Leilão, e a etapa de Operação Comercial da usina. O parâmetro de competitividade analisado é o ICB, e a análise de sensibilidade apresenta a influência da Garantia Física, Preço do Gás, Inflexibilidade sobre o seu resultado. Neste trabalho também é apresentado e avaliado o conceito de Custo Efetivo de Geração Elétrica para o Sistema. Os resultados do estudo evidenciam a necessidade de reformulação do atual modelo de contratação destes projetos. A forma como o atual modelo de contratação está concebido, prevendo o despacho das UTE's apenas em momentos de hidraulicidade desfavorável, prejudica a Garantia Física do empreendimento, tornando

a fonte pouco competitiva nos leilões de energia nova do ACR e conseqüentemente com custos efetivos de geração elétrica para o sistema elevados. Isto permite concluir que existe no atual modelo de contratação uma contradição entre a forma como se busca alcançar a modicidade tarifária e a garantia de abastecimento energético. Esta contradição, em verdade, pode ser evitada!

Palavras-chave: Geração Termoelétrica, Gás Natural, Análise de Competitividade

1. INTRODUÇÃO

A motivação para a realização deste trabalho vem da necessidade percebida pelo autor em dar a sua contribuição ao desenvolvimento e aprimoramento do setor energético brasileiro, contextualizando a geração termoelétrica a gás natural e apresentando as oportunidades de melhorias que podem ser implementadas no atual modelo de contratação destes empreendimentos dentro do Ambiente de Contratação Regulado - ACR. Desta forma, este trabalho tem por objetivo geral sintetizar o atual contexto da geração termoelétrica a gás natural no Setor Elétrico Brasileiro e analisar a sua competitividade frente a outras fontes.

E tem como objetivos específicos:

1. Contextualizar a importância da geração termoelétrica a gás natural para o país
2. Contextualizar o setor de gás natural brasileiro e correlacionar os principais aspectos que influenciam a competitividade da fonte
3. Apresentar e discutir o atual modelo de contratação de novas usinas termoelétricas a gás natural no Ambiente de Contratação Regulado
4. Analisar a Competitividade da Geração Termoelétrica a Gás Natural e Realizar Análise de Sensibilidade

2. O CONTEXTO DA GERAÇÃO TERMOELÉTRICA A GÁS NATURAL NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O Brasil tem se tornado cada vez mais dependente da geração de energia elétrica por fontes térmicas. A combinação de restrições ambientais para construção de usinas hidrelétricas com grandes reservatórios, a redução de grandes potenciais hidráulicos a serem explorados e a demanda crescente por fonte firme de energia, capaz de garantir

o suprimento frente à expansão das fontes intermitentes, vêm transformando a base de geração de energia elétrica do país, passando de eminentemente hidráulica para hidrotérmica NETO (2014) e ROMEIRO (2014). Neste sentido o gás natural como recurso energético vem desempenhando um papel fundamental em termos de diversificação da matriz elétrica e garantia de abastecimento. Neste capítulo será apresentado o contexto atual da geração termoelétrica a gás natural, apresentando a sua importância na garantia do abastecimento energético do país.

2.1 O Setor Elétrico Brasileiro

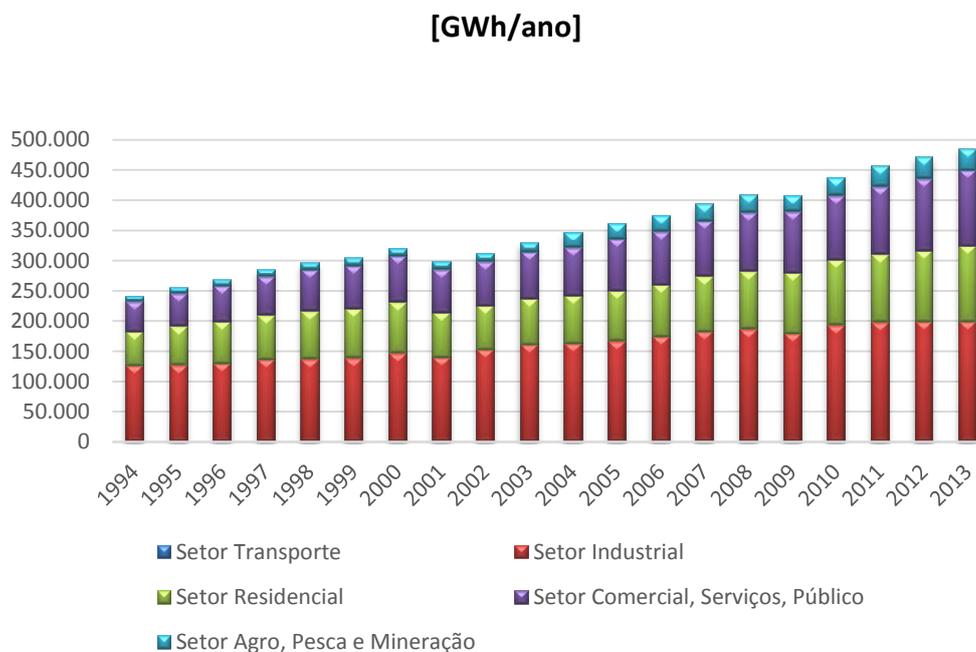
Nesta seção será apresentada, através de um diagnóstico do setor elétrico brasileiro, a evolução da oferta e da demanda de energia elétrica, a análise da geração de energia e da capacidade instalada por fonte durante o período compreendido entre os anos de 1994 a 2013, bem como uma análise de projeções futuras. Para realização deste diagnóstico foram utilizados os dados publicados pela Organização Latino-americana de Energia – OLADE através do banco de dados SIER – Sistema de Informações Energéticas Regionais, dados publicados pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE e pelo Ministério de Minas e Energia – MME através do Balanço Energético Nacional – BEN, do Plano Decenal de Expansão de Energia, do Plano Nacional de Energia, do Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário – PEMAT. Em alguns gráficos as informações apresentadas, e que são oriundas do banco de dados da OLADE, podem conter algumas diferenças quando comparadas às informações apresentadas pela EPE/MME no Balanço Energético Nacional. A explicação para tais diferenças reside no fato de o banco de dados SIER/OLADE gerar os dados de produção de energia, em GWh/ano, a partir do consumo (uso) de recursos energéticos primários e secundários, combustíveis para as centrais elétricas, e a partir destes aplica-se uma

eficiência média de conversão do recurso (combustível) em energia elétrica para cada fonte: hidráulica, nuclear, biomassa, carvão, gás natural, entre outras.

2.2 Análise da Demanda de Energia Elétrica – 1994 a 2013

De acordo com os dados disponíveis no banco de dados da OLADE, durante o período de análise a demanda de energia elétrica no Brasil cresceu de 241.976 GWh/ano em 1994 para 486.667 GWh/ano em 2013, crescimento de 101% em 20 anos. O Gráfico 1 a seguir apresenta esta evolução da demanda de energia elétrica no Brasil em cada setor de consumo.

Gráfico 1 - Evolução da Demanda de Energia Elétrica do Brasil - 1994 a 2013

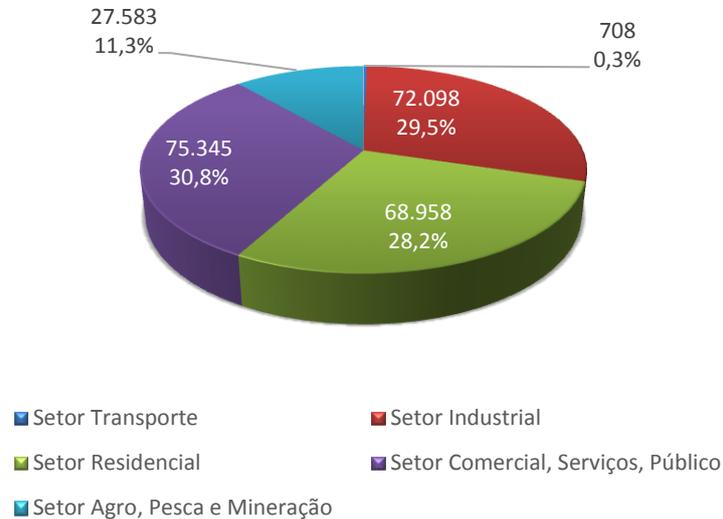


Fonte: Dados publicados por OLADE e compilados pelo autor

Analisando os dados em mais detalhes e comparando a demanda em 1994 com a demanda em 2013, pode-se observar no Gráfico 2 os segmentos que mais contribuíram ao crescimento do consumo de energia elétrica no Brasil durante este período.

Gráfico 2 - Contribuição dos segmentos de consumo ao crescimento da demanda –

1994 a 2013 [GWh e %]

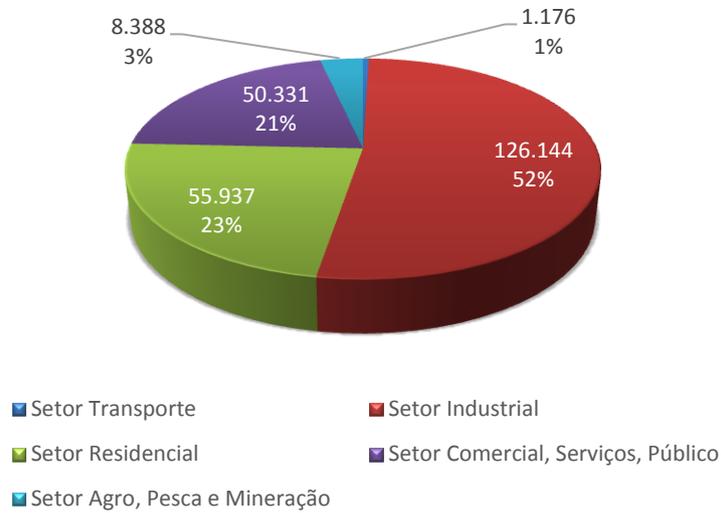


Fonte: Dados publicados por OLADE e compilados pelo autor

Conforme demonstra o gráfico anterior, o segmento de consumo Comercial, Serviços e Público foi responsável por 30,8% do crescimento, seguido do segmento Industrial 29,5%, segmento Residencial 28,2%, segmento Agro, Pesca e Mineração 11,3% e o segmento Transporte com participação quase imperceptível no crescimento do consumo elétrico entre 1994 e 2013. Em continuidade, o Gráfico 3 e o Gráfico 4 a seguir apresentam a participação de cada segmento no consumo de energia elétrica em 1994 e 2013, respectivamente.

Gráfico 3 - Participação dos setores de atividade no consumo de energia elétrica –

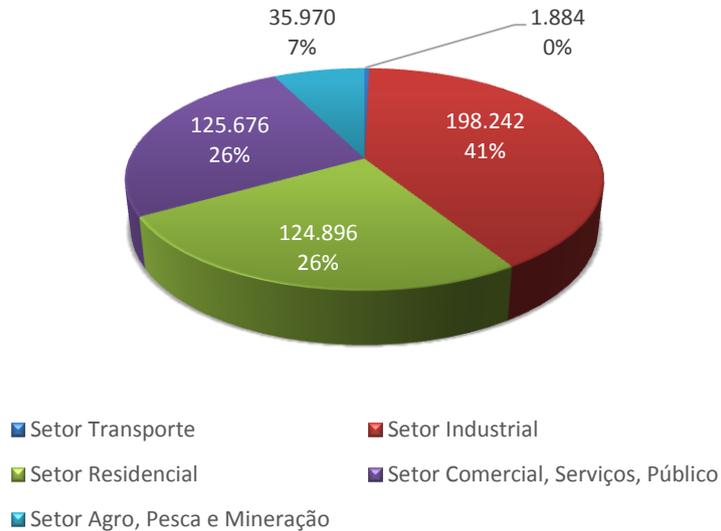
1994 [GWh/ano e %]



Fonte: Dados publicados por OLADE e compilados pelo autor

Gráfico 4 - Participação dos setores de atividade no consumo de energia elétrica –

2013 [GWh/ano e %]



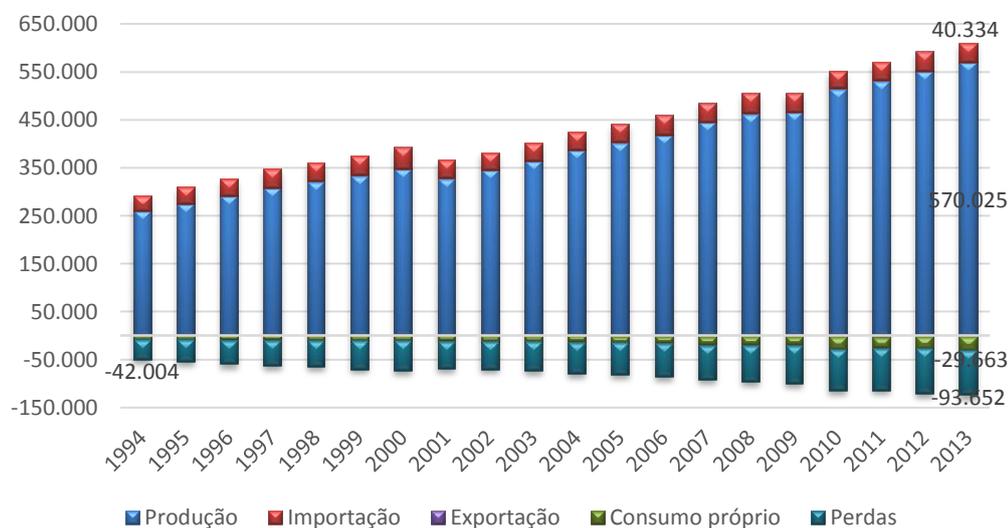
Fonte: Dados publicados por OLADE e compilados pelo autor

Ao comparar os dois gráficos anteriores, observa-se que a maior alteração foi com relação à participação do setor industrial no consumo de energia elétrica, o qual apresentou redução, em termos percentuais, de sua contribuição à matriz de consumo. A seguir será apresentado o diagnóstico da Oferta de energia elétrica no mesmo período.

2.3 Análise da Oferta de Energia Elétrica – 1994 a 2013

Ainda de acordo com os dados disponíveis no banco de dados da OLADE, durante o período de análise a oferta “líquida” de energia elétrica no Brasil cresceu de 291.732 GWh/ano em 1994 para 609.892 GWh/ano em 2013, crescimento de 109% em 20 anos. O Gráfico 5 a seguir apresenta esta evolução da oferta de energia elétrica no Brasil.

Gráfico 5 - Evolução da Oferta de Energia Elétrica – 1994 a 2013 [GWh/ano]



Fonte: Dados publicados por OLADE e compilados pelo autor

Além do expressivo aumento da oferta, ao observar em mais detalhes o gráfico anterior, observa-se que entre 1994 e 2013 houve aumento percentual das Perdas. Em

1994 as perdas representavam 14% do montante líquido ofertado ao mercado, e em 2013 as perdas representaram 15% do montante líquido ofertado ao mercado. Em valores absolutos este aumento é expressivo. O presente trabalho não prevê abordar o tema Perdas, porém pretende-se deixar registrada a sua importância e urgência com que deve ser tratado e perseguido o tema a fim de se alcançar e praticar os três pilares fundamentais de sustentação do setor elétrico: garantia de abastecimento, modicidade tarifária e universalização do acesso, além de se alcançar e praticar maiores eficiência energética e qualidade dos serviços prestados.

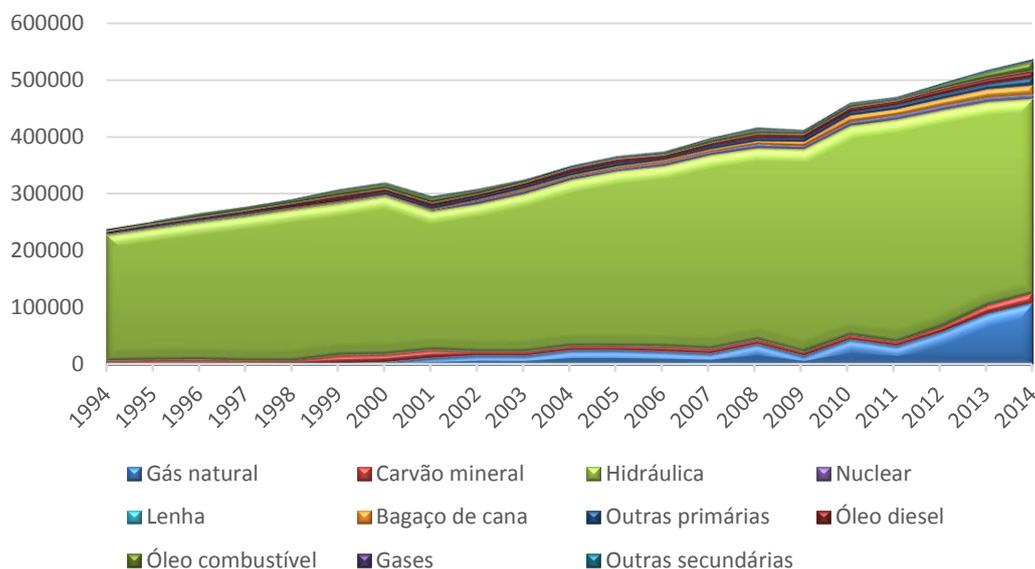
2.4 Análise da Geração de Energia Elétrica por fonte – 1994 a 2013/2014

Nesta seção será apresentada uma análise da geração de energia elétrica por fonte durante o período compreendido entre 1994 e 2013, e em alguns gráficos 2014, e será apresentada a Matriz de Geração Elétrica dos anos mais recentes. A fonte de dados é o Sistema de Informações Energéticas Regionais – SIER, da OLADE. Em todas as análises considera-se a energia elétrica gerada através de Produtores Independentes de Energia, Autoprodutores e Serviços Públicos de geração, conforme nomenclatura da ANEEL.

De acordo com os dados da OLADE, a geração de energia elétrica no Brasil passou de 240.610 GWh/ano em 1994 para 518.195 GWh/ano em 2013, crescimento de 115% em 20 anos, e alcançando os 537.584 GWh/ano em 2014. O Gráfico 6 a seguir ilustra esta evolução.

Gráfico 6 - Evolução da geração de energia elétrica por fonte – 1994 a 2014

[GWh/ano]

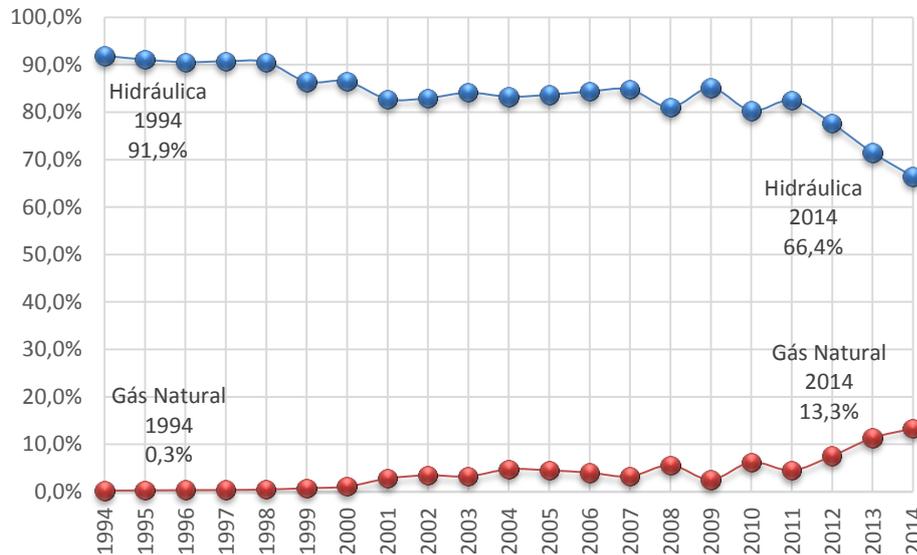


Fonte: Dados publicados por OLADE e compilados pelo autor

Nota: Dados de geração de PIE + AUT + SP

Entre 1994 e 2014 houve crescimento expressivo em termos absolutos de todas as fontes de geração de energia elétrica. Em 1994 a fonte Hidráulica foi responsável por 221.470 GWh/ano, em 2013 por 370.106 GWh/ano e em 2014 por 354.075 GWh/ano. Já a fonte Gás Natural em 1994 foi responsável por apenas 722 GWh/ano do total de geração de energia elétrica, porém em 2013 alcançou os 58.556 GWh/ano e em 2014, 70.961 GWh/ano. Em termos de participação na Matriz de Geração Elétrica, houve crescimento acentuado da fonte gás natural e redução acentuada da participação da fonte hidráulica, conforme mostra o Gráfico 7 a seguir.

Gráfico 7 - Evolução da Participação das Fontes Hidráulica e Gás Natural na Matriz de Geração Elétrica – 1994 a 2014 [%]



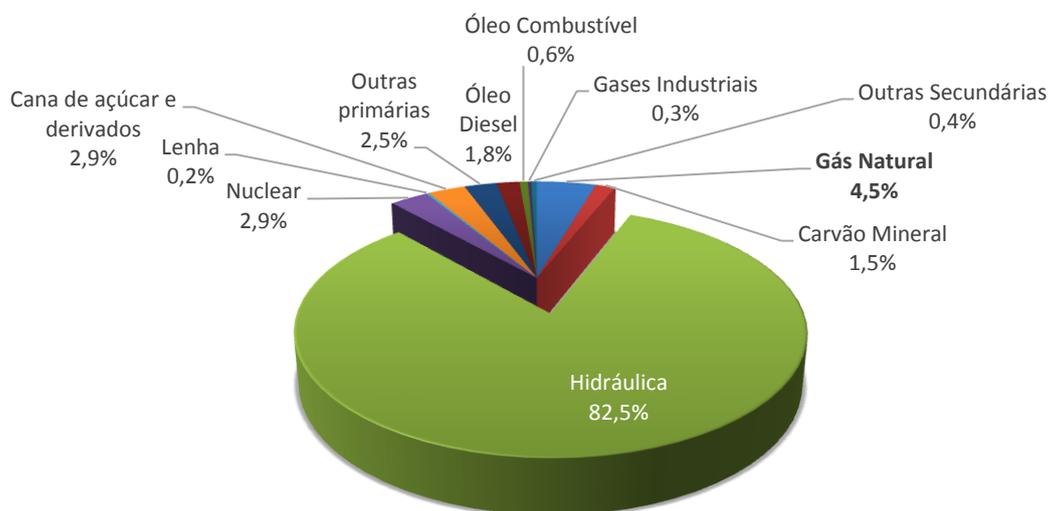
Fonte: Dados publicados por OLADE e compilados pelo autor

Nota: Dados de geração de PIE + AUT + SP

Pela análise do gráfico anterior pode-se observar a crescente importância da participação do gás natural como recurso energético na garantia de abastecimento elétrico do país, ainda que em detrimento da fonte hidráulica, ou justamente por este mesmo motivo. Por razões já mencionadas anteriormente no início do capítulo 2, a fonte hidráulica vem reduzindo sua participação em termos percentuais, e em alguns anos até mesmo em termos absolutos. Além dos aspectos já citados, sugere-se ainda, como resultado dos mesmos, e no sentido de acompanhar a demanda, que a taxa de crescimento das outras fontes supera a taxa de crescimento da fonte hidráulica em termos de nova capacidade instalada. Tal hipótese poderá ser abordada na seção que irá tratar da evolução da capacidade instalada. Nos anos mais recentes, a partir de 2012, devido à reduzida quantidade de chuvas no Brasil, e também na América Latina, e o conseqüente deplecionamento dos reservatórios das UHE's, houve forte redução

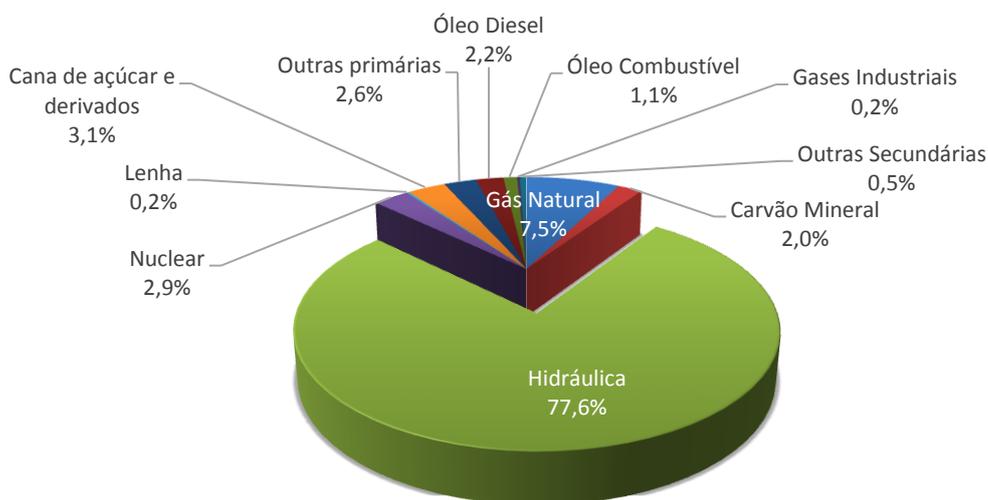
de sua participação na matriz elétrica de geração. A seguir, do Gráfico 8 ao Gráfico 11 é apresentada a matriz de geração elétrica do Brasil nos anos mais recentes.

Gráfico 8 - Matriz de Geração Elétrica Brasileira – Ano de 2011 [%]



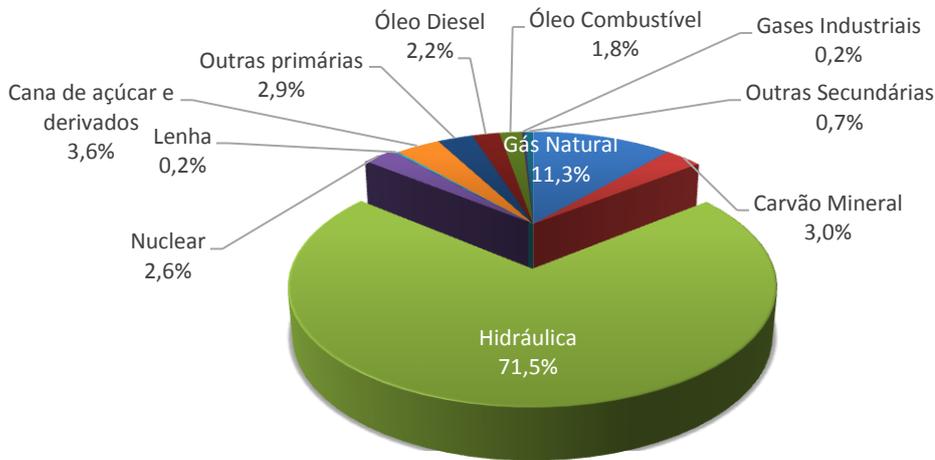
Fonte: Dados publicados por OLADE e compilados pelo autor
 Nota: Dados de geração de PIE + AUT + SP

Gráfico 9 - Matriz de Geração Elétrica Brasileira – Ano de 2012 [%]



Fonte: Dados publicados por OLADE e compilados pelo autor
 Nota: Dados de geração de PIE + AUT + SP

Gráfico 10 - Matriz de Geração Elétrica Brasileira – Ano de 2013 [%]

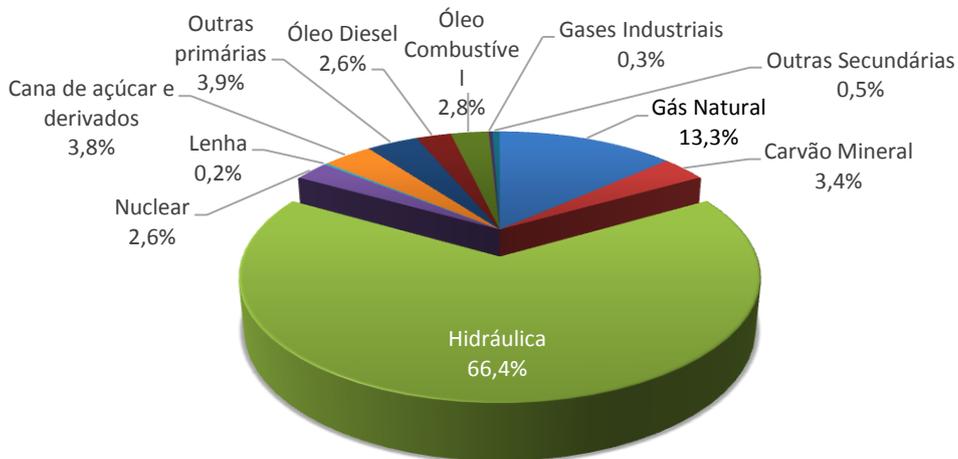


Fonte: Dados publicados por OLADE e compilados pelo autor

Nota: Dados de geração de PIE + AUT + SP

Gráfico 11 - Matriz de Geração Elétrica Brasileira – Ano de 2014 [%]

Contribuição por fonte na Geração de Energia Elétrica 2014 [%]



Fonte: Dados publicados por OLADE e compilados pelo autor

Nota: Dados de geração de PIE + AUT + SP

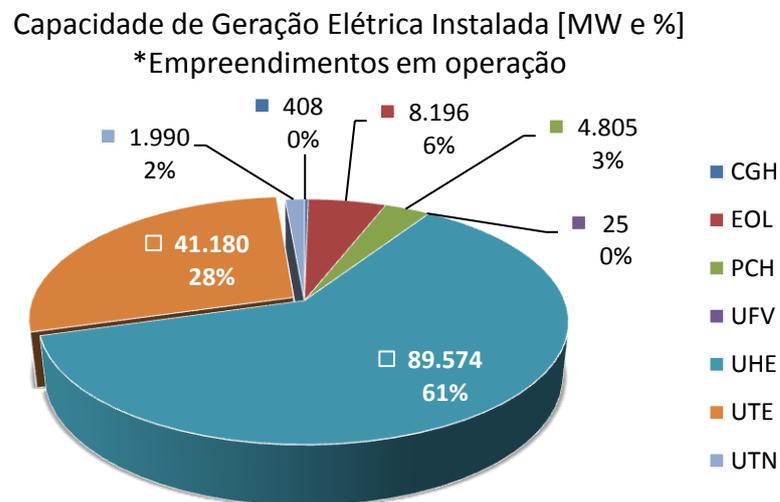
Pela análise dos gráficos anteriores, e em complementação ao Gráfico 7, pode-se observar a importante evolução da participação do gás natural como recurso para geração de energia elétrica e a redução acentuada da participação do recurso

hidráulico. No mesmo período (2011 a 2014) a evolução das demais fontes foi menos representativa.

2.5 Análise da Capacidade Instalada por fonte e tecnologia

De acordo com dados publicados pela Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel através do BIG – Banco de Informações de Geração, o Brasil possui atualmente 4.448 empreendimentos de geração em operação, totalizando 141.641 MW de potência instalada. Está prevista para os próximos anos uma adição de 39.766 MW na capacidade de geração do País, proveniente dos 214 empreendimentos atualmente em construção e mais 621 em empreendimentos com construção não iniciada (ANEEL, 2016). O Gráfico 12 a seguir apresenta a diversificação das fontes de energia do parque gerador instalado, em termos de potência instalada (MW) e participação percentual.

Gráfico 12 - Matriz do Parque Gerador Elétrico Brasileiro Instalado – 2015 [MW e %]



Fonte: Dados publicados pela ANEEL – BIG e compilados pelo autor

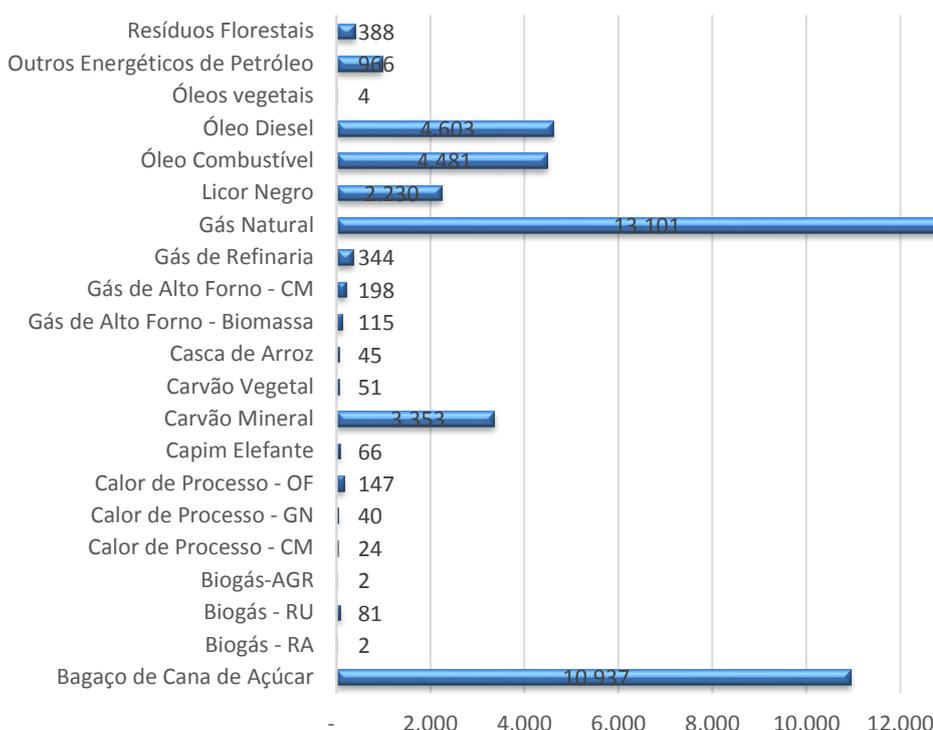
Em termos de capacidade instalada as usinas hidroelétricas lideram com 61% do parque gerador nacional, as termoeletricas a partir das diversas fontes como carvão, gás natural, biomassa, derivados de petróleo, representam 28% da potência instalada,

o parque gerador eólico representa 6%, PCH 3% e as usinas nucleares em operação representam 2% da capacidade instalada e em operação no Brasil.

Ainda de acordo com dados do BIG – ANEEL, ao analisar especificamente a fonte termoeétrica, as usinas que utilizam gás natural como combustível correspondem a 13.101 MW de potência instalada, o equivalente a 9,25% do parque gerador instalado.

O Gráfico 13 a seguir apresenta a matriz do parque termoeétrico instalado e em operação no Brasil em 2015.

Gráfico 13 - Parque gerador termoeétrico em operação no Brasil – 2015 [MW]

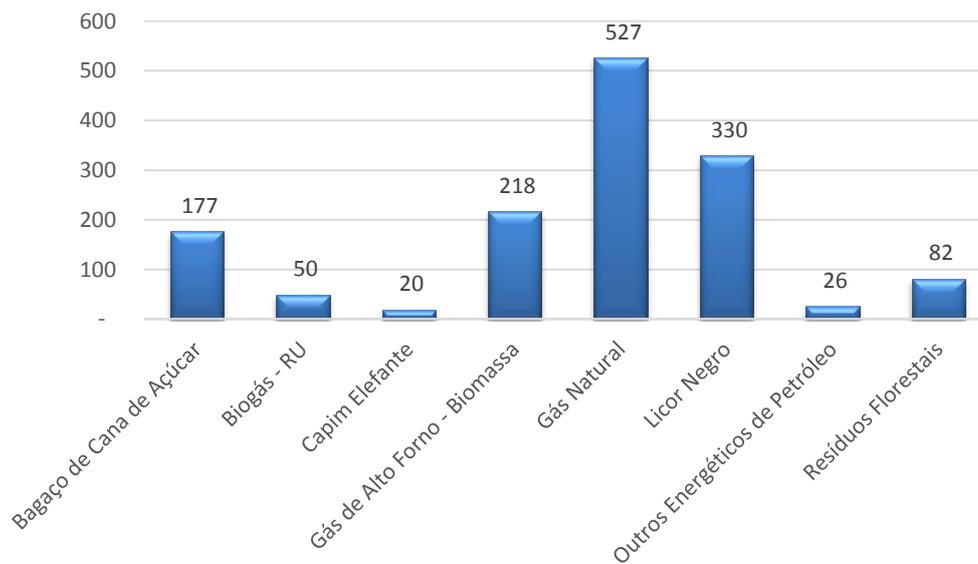


Fonte: Dados publicados pela ANEEL – BIG e compilados pelo autor

De acordo com dados publicados no BIG – ANEEL, para os próximos anos, até 2020, deverá entrar em operação aproximadamente 11 GW (10.998 MW) em usinas termoeétricas que já estão em construção ou em construção ainda não iniciada, porém já licitadas. Deste acréscimo, 5.434 MW (49%) são termoeétricas a gás natural.

O Gráfico 14 e o Gráfico 15 a seguir demonstram a capacidade em MW e as fontes energéticas das usinas termoeletricas em construção e em construção não iniciada – ano base 2015.

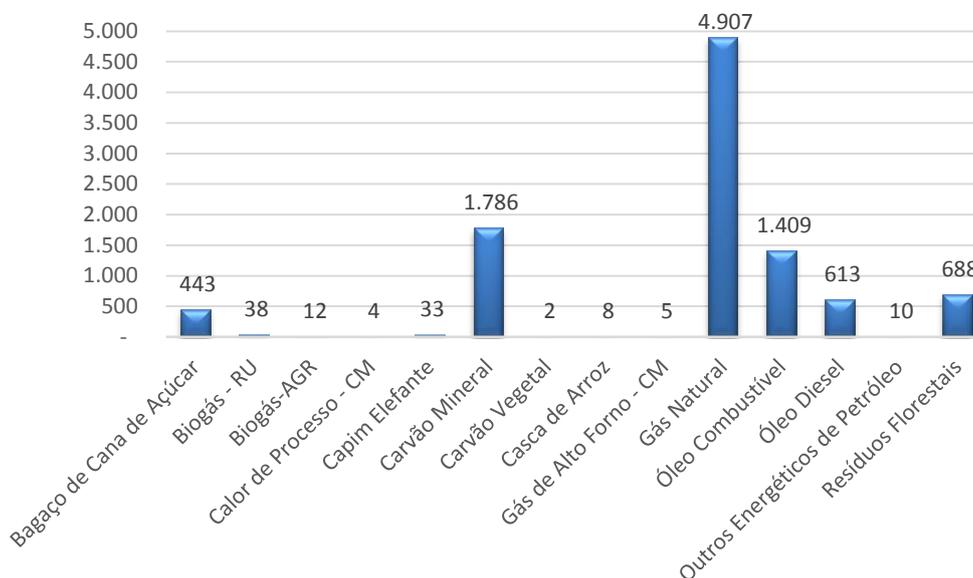
Gráfico 14 - Usinas termoeletricas em construção e fontes energéticas - 2015 [MW]



Fonte: Dados publicados pela ANEEL – BIG e compilados pelo autor

Gráfico 15 - Usinas termoeletricas com construção não iniciada e fontes energéticas -

2015 [MW]



Fonte: Dados publicados pela ANEEL – BIG e compilados pelo autor

Diante do que foi apresentado nas seções anteriores, fica evidente a importante participação do gás natural como recurso energético necessário à garantia de abastecimento elétrico do país, no momento atual e nas projeções futuras de expansão do parque gerador. Neste sentido, faz-se importante planejar os diversos aspectos que influenciam o suprimento deste importante recurso, como os aspectos regulatórios, de infraestrutura, de competição pelo mercado e do mercado pelo energético, entre outros. Os capítulos seguintes contextualizarão em mais detalhes o setor de gás natural e abordarão importantes aspectos que influenciam a competitividade da fonte.

3. O SETOR DE GÁS NATURAL BRASILEIRO

Nesta seção serão apresentados e comentados os dados estatísticos e históricos de evolução das reservas de gás natural, de sua produção e consumo, analisando o lado

da oferta e da demanda do energético, no período compreendido entre 1994 e 2013, e em alguns casos 2014. Também será realizada uma análise a respeito da correlação existente entre o setor elétrico e o setor de gás natural, e a importância da integração destes dois setores para a garantia do abastecimento elétrico e a competitividade da fonte.

3.1 Recursos, Reservas, Produção e Consumo Nacional

A seguir serão apresentados os dados de Recursos e Reservas Provadas, Produção e Consumo de Gás Natural para o Brasil, referentes ao período de 2005 a 2014. Os dados estatísticos utilizados foram publicados pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, pelo Ministério de Minas e Energia – MME, pela Organização Latino Americana de Energia – OLADE e pela empresa British Petroleum através do *BP Statistical Review of World Energy 2015*, devidamente citados ao longo do texto.

3.1.1 Recursos e Reservas de Gás Natural Nacional

De acordo com a Resolução ANP Nº 47, de 03/09/2014, a qual define termos relacionados com os recursos e reservas de petróleo e gás natural, entre outras providências, define o seguinte:

- i. Recursos Prospectivos: Quantidade de Petróleo ou Gás Natural que, em uma determinada data, é potencialmente recuperável a partir de Acumulações não descobertas, porém passíveis de ser objeto de futuros projetos de Desenvolvimento. Possuem tanto a possibilidade associada à Descoberta, quanto ao Desenvolvimento e são subdivididos de acordo com o nível de certeza associado à possibilidade de serem produzidos.
-

-
- ii. Reservas: Quantidades de Petróleo e Gás Natural estimadas de serem comercialmente recuperáveis através de projetos de exploração de Reservatórios descobertos, a partir de uma determinada data, sob condições definidas. Para que volumes sejam classificados como Reservas, os mesmos devem ser descobertos, recuperáveis, comerciais e remanescentes, na data de referência do Boletim Anual de Recursos e Reservas – BAR, com base em projetos de exploração. Os volumes de Reserva são categorizados de acordo com o nível de incerteza.
 - iii. Reservas Possíveis: Quantidade de Petróleo ou Gás Natural que a análise de dados de geociências e de engenharia indica como menos provável de se recuperar do que as Reservas Prováveis. Quando são usados métodos probabilísticos, a probabilidade de que a quantidade recuperada seja maior ou igual à soma das estimativas das Reservas Provada, Provável e Possível deverá ser de pelo menos 10%.
 - iv. Reservas Provadas: Quantidade de Petróleo ou Gás Natural que a análise de dados de geociências e engenharia indica com razoável certeza, como recuperáveis comercialmente, na data de referência do BAR, de Reservatórios descobertos e com condições econômicas, métodos operacionais e regulamentação governamental definidos. Se forem usados métodos determinísticos de avaliação, o termo "razoável certeza" indica um alto grau de confiança de que a quantidade será recuperada. Quando são usados métodos probabilísticos, a probabilidade de que a quantidade recuperada seja igual ou maior que a estimativa deverá ser de pelo menos 90%.
-

- v. Reservas Prováveis: Quantidade de Petróleo ou Gás Natural cuja recuperação é menos provável que a das Reservas Provadas, mas de maior certeza em relação à das Reservas Possíveis.

Em outras palavras, os **Recursos** potencialmente existentes nas jazidas referem-se à soma de seu **Potencial + Reservas**. Entende-se por **Potencial** o volume **estimado** recuperável a partir de jazidas **não descobertas, inferidas geologicamente**, e por **Reservas** os volumes a produzir, contidos em **campos descobertos**: quantidade remanescente na jazida, **recuperável economicamente** com as tecnologias disponíveis no momento de sua avaliação.

De acordo com dados publicados pela EPE no Balanço Energético Nacional, ano base 2013, os Recursos de Gás Natural Nacional somam 839,48 bilhões de metros cúbicos de gás. Em termos de Reservas Provadas, este volume é de 433,96 bilhões de metros cúbicos. A Figura 1 a seguir apresenta os Recursos e as Reservas energéticas primárias do país em 2013.

Figura 1 - Recursos e Reservas Energéticas Brasileiras em 2013

| | UNIDADES/UNITS | MEDIDAS/ INDICADAS/INVENTARIADAS | INFERIDAS/ ESTIMADAS | TOTAL | EQUIVALÊNCIA ENERGÉTICA ⁵ - 10 ⁹ tep | |
|------------------------------|---------------------------------|-------------------------------------|-------------------------|-----------|---|-----------------------------|
| | | MEASURED/ INDICATED/INVENTORIED | INFERRED/ ESTIMATED | TOTAL | OIL EQUIVALENT ⁵ - 10 ⁹ toe | |
| | | | | | | |
| PETRÓLEO | 10 ⁹ m ³ | 2.340.100 | 2.458.520 | 4.798.620 | 2.087.369 | PETROLEUM |
| GÁS NATURAL | 10 ⁶ m ³ | 433.958 | 405.523 | 839.482 | 430.921 | NATURAL GAS |
| CARVÃO MINERAL ² | 10 ⁶ t | 25.750 | 6.535 | 32.285 | 7.029.831 | COAL ² |
| HIDRÁULICA ³ | GW | 108,6 | 26,5 | 135,2 | 81.840 | HYDRAULIC ³ |
| ENERGIA NUCLEAR ⁴ | t U ₃ O ₈ | 177.500 | 131.870 | 309.370 | 1.254.681 | NUCLEAR ENERGY ⁴ |

¹ Não inclui demais recursos energéticos renováveis. / ¹ Not including other renewable sources.

² Considera recuperação de 70% e poder calorífico de 3.900 kcal/kg. / ² Considers recovery of 70% and heating value of 3,900 kcal/kg.

³ Valor anual para fator de capacidade de 55% / ³ Based on capacity factor of 55%.

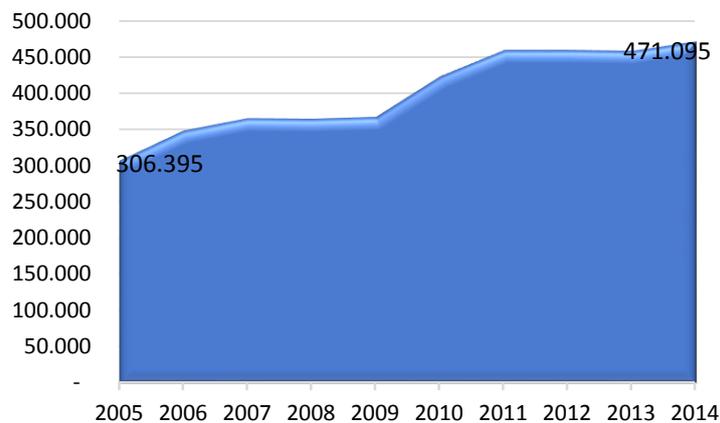
⁴ Considera perdas de mineração e beneficiamento e não considera reciclagem de plutônio e urânio residual. / ⁴ Only losses due to mining and beneficiation are considered.

⁵ Calculado sobre as reservas medidas / indicadas / inventariadas. / ⁵ Calculated over measured, indicated and inventoried reserves.

Elaboração: Empresa de Pesquisa Energética – Balanço Energético Nacional, ano base 2013

A partir dos dados publicados pela ANP, os gráficos seguintes apresentam a evolução das reservas provadas, produção e consumo de gás natural no Brasil no período compreendido entre 2005 e 2014. O Gráfico 16 abaixo apresenta a evolução das reservas provadas de gás natural.

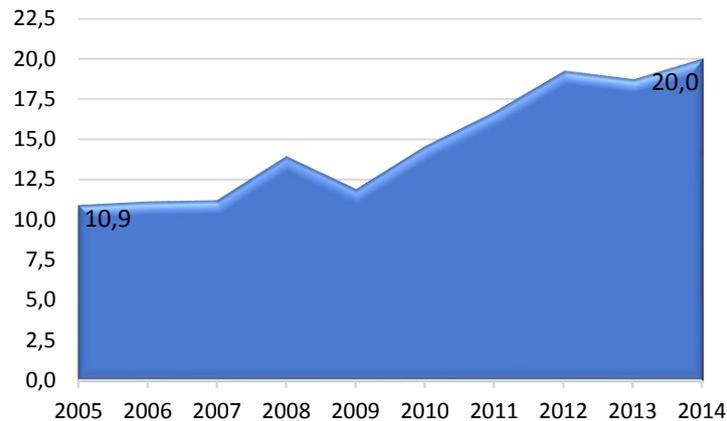
Gráfico 16 - Reservas Provadas de Gás Natural - Brasil 2005 a 2014 [milhões de m3]



Fonte: Dados publicados pela ANP e compilados pelo autor

Pela análise do gráfico anterior pode-se observar que durante o período de análise estas reservas cresceram 53,75%, passando de 306,4 bilhões de m3 em 2005 para 471,1 bilhões de m3 de gás natural em 2014. De maneira análoga, o Gráfico 17 a seguir apresenta a evolução da produção de gás natural no Brasil durante o período de análise.

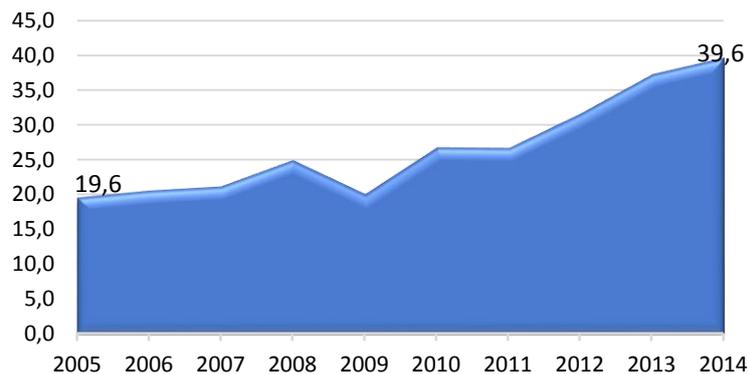
Gráfico 17 - Produção de Gás Natural - Brasil 2005 a 2014 [bilhões de m3/ano]



Fonte: Dados publicados pela ANP e compilados pelo autor

Pode-se observar que a produção de gás teve um aumento expressivo de 83,5% entre 2005 e 2014. No entanto, ao analisar o lado da demanda, pode-se observar pelo Gráfico 18 abaixo que no mesmo período o consumo apresentou crescimento de 102%.

Gráfico 18 - Consumo de Gás Natural – Brasil 2005 a 2014 [bilhões de m3/ano]



Fonte: Dados publicados pela ANP e compilados pelo autor

Ao comparar o Gráfico 17 e o Gráfico 18, pode-se observar que, para o ano de 2014, por exemplo, a produção nacional foi de 20 bilhões de m3/ano, frente ao consumo de

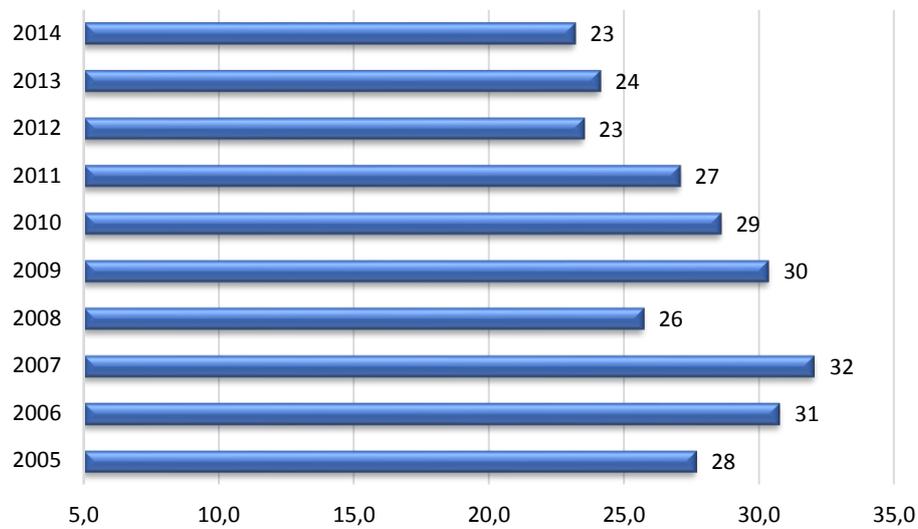
quase 40 bilhões de m³/ano. Isto permite concluir que cerca de apenas 50% do gás consumido no país em 2014 foi abastecido pela produção nacional. Diante dos dados, conclui-se ainda que os 50% restantes foram atendidos via importação de gás natural: ou através de gasodutos internacionais, permitindo a importação da Bolívia e em alguns poucos momentos da Argentina, ou por navios de GNL – Gás Natural Liquefeito, oriundos de diversos países.

3.1.2 A Relação Reserva/Produção e Reserva/Consumo

A partir dos dados de Reservas Provadas, Produção e Consumo, pode-se calcular a Relação Reserva/Produção e Reserva/Consumo para um determinado país, diferentes regiões geográficas ou para o Mundo. Esta Relação R/P e Relação R/C, cuja unidade de medição é temporal, usualmente em “**anos**”, representa por quanto tempo ainda haverá disponibilidade do recurso energético, considerando-se os volumes correspondentes atuais de reservas provadas, produção e consumo. Vale lembrar que o conceito de Reservas Provadas está intrinsecamente vinculado ao termo **economicamente recuperável** através da tecnologia disponível no atual momento, a qual é influenciada pelos avanços tecnológicos e pelo preço internacional dos recursos petróleo e gás natural.

O Gráfico 19 apresenta a evolução da Relação Reserva/Produção de gás natural no Brasil entre 2005 e 2014.

Gráfico 19 - Relação Reserva/Produção de Gás Natural – Brasil [anos]

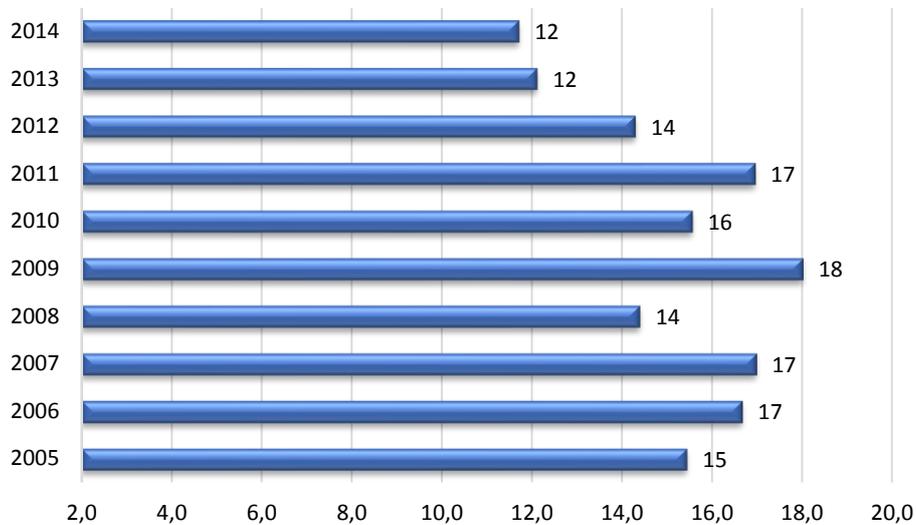


Fonte: Dados de Reserva e Produção publicados pela ANP e compilados pelo autor

Pela análise dos dados apresentados acima, pode-se concluir que as atuais reservas são capazes de atender a atual produção, referente a 2014, por mais 23 anos. Ao analisar os gráficos anteriores,

Gráfico 16 ao Gráfico 19, pode-se observar que, devido ao aumento da produção (83,5%) ter sido superior ao aumento das reservas provadas de gás natural no período (53,75%), a relação Reserva/Produção apresenta redução, passando de uma razão R/P de 28 anos em 2005 para 23 anos de disponibilidade de gás em 2014, considerando nesta análise os volumes correspondentes de reservas e de produção. O Gráfico 20 a seguir apresenta a evolução da Relação Reserva/Consumo de gás natural do Brasil entre 2005 e 2014.

Gráfico 20 - Relação Reserva/Consumo de Gás Natural – Brasil [anos]



Fonte: Dados de Reserva e Consumo publicados pela ANP e compilados pelo autor

Pela análise dos dados apresentados acima, pode-se concluir que as atuais reservas são capazes de atender o atual consumo, referente a 2014, por apenas mais 12 anos.

Pela análise dos gráficos anteriores,

Gráfico 16 ao Gráfico 20, é possível de se concluir que, no período entre 2005 e 2014, devido ao aumento do consumo (102%) ter sido muito superior ao aumento das reservas provadas de gás natural no período (53,75%), a relação Reserva/Consumo apresenta redução, passando de uma razão R/C de 15 anos em 2005 para 12 anos de disponibilidade de gás em 2014, considerando os volumes correspondentes de reservas e de consumo.

Mais uma vez é importante enfatizar que o volume das Reservas está intrinsecamente atrelado ao termo *economicamente recuperável com a tecnologia disponível atualmente*, e também com os preços internacionais do petróleo e gás natural que justifiquem a viabilidade econômica no aproveitamento das jazidas. Desta forma, pelo

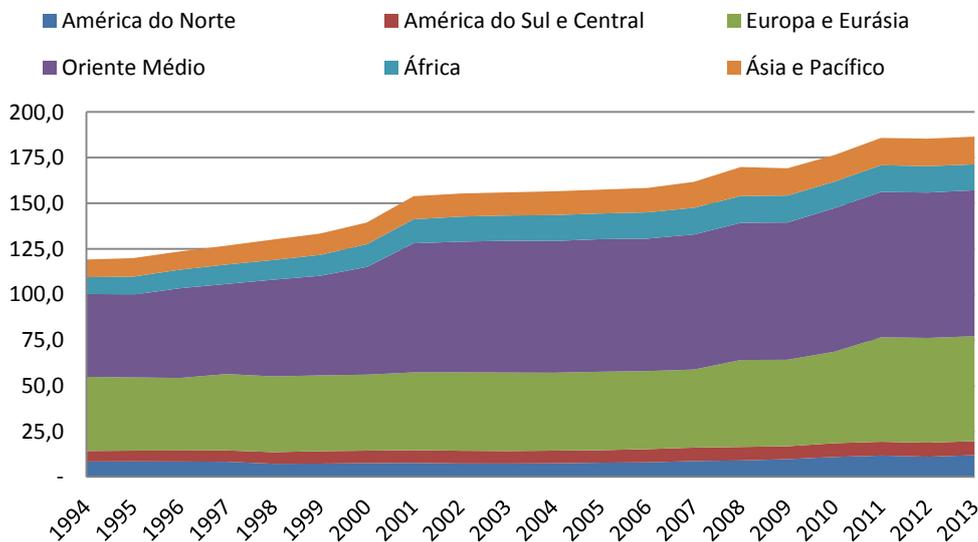
conceito de Reservas, seu valor é variável com os avanços tecnológicos e com os preços internacionais dos energéticos, influenciando fortemente a Relação R/P e R/C.

3.2 Reservas, Produção e Consumo Internacional

A título de comparação com os dados nacionais, nesta seção serão apresentados os dados estatísticos de reservas provadas, produção e consumo de gás natural a nível mundial e de continente sul americano. Os dados utilizados para elaboração dos gráficos foram publicados pela OLADE, através do Banco de Dados SIER, e pela BP, através do *BP Statistical Review of World Energy 2015*.

O Gráfico 21 a seguir apresenta a evolução das reservas provadas de gás natural a nível Mundial durante o período compreendido entre 1994 e 2013, em trilhões de metros cúbicos.

Gráfico 21 - Evolução de Reservas Provadas de Gás Natural a Nível Mundial - 1994 a 2013 [Trilhão m3]

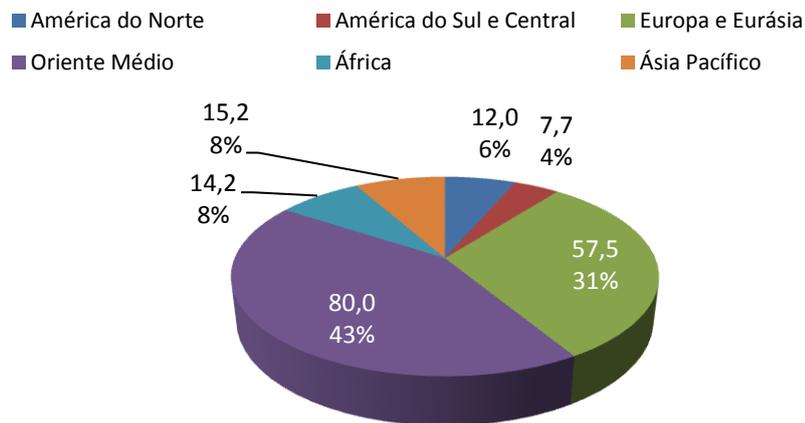


Fonte: Dados do BP Statistical Review of World Energy 2015 e compilados pelo autor

De acordo com os dados publicados pela BP, em 1994 as reservas mundiais de gás natural correspondiam a 119,1 trilhões de m3 e em 2013 este volume era de 186,5

trilhões de m³, crescimento de 57% (em volume) em 20 anos. O Gráfico 22 a seguir apresenta o volume e a contribuição percentual das reservas mundiais de gás natural em 2013.

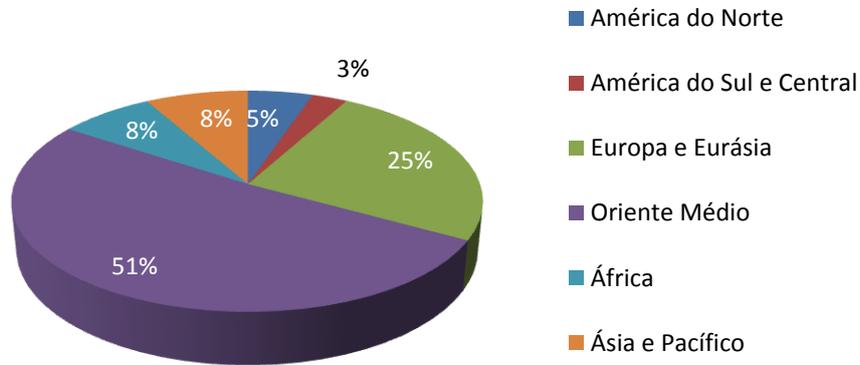
Gráfico 22 - Reservas Provadas de Gás Natural a Nível Mundial - 2013 [Trilhões m³]



Fonte: Dados do BP Statistical Review of World Energy 2015 e compilados pelo autor

No gráfico anterior pode-se observar que as regiões do Oriente Médio e Europa & Eurásia concentram 74% das reservas mundiais de gás natural, e que as reservas da América do Sul e Central correspondem a 4% do volume total. Ao se comparar o volume de reservas provadas em 1994 com o volume correspondente em 2013, pode-se observar pelo Gráfico 23 abaixo a contribuição de cada região geográfica a este crescimento de 57%.

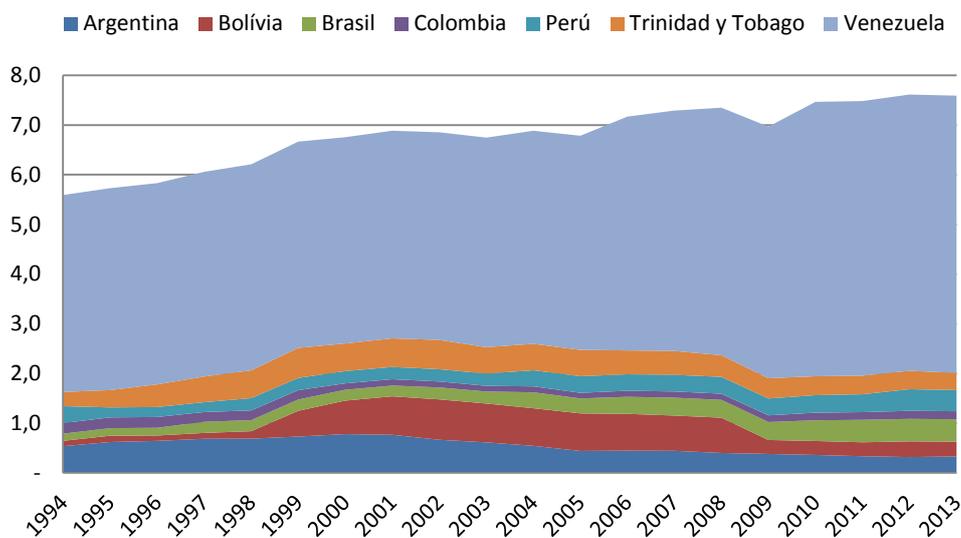
Gráfico 23 - Contribuição Regional ao Crescimento das Reservas Provasdas de Gás Natural - 1994 a 2013 [tcm e %]



Fonte: Dados do BP Statistical Review of World Energy 2015 e compilados pelo autor

Ao analisar o Gráfico 23 e compará-lo com o Gráfico 22, pode-se observar que os países que detêm as maiores reservas em 2013 também são aqueles que mais contribuíram para o seu crescimento durante o período de análise. O Gráfico 24 a seguir apresenta a evolução das reservas provadas de gás natural da região da América do Sul e Central entre 1994 e 2013.

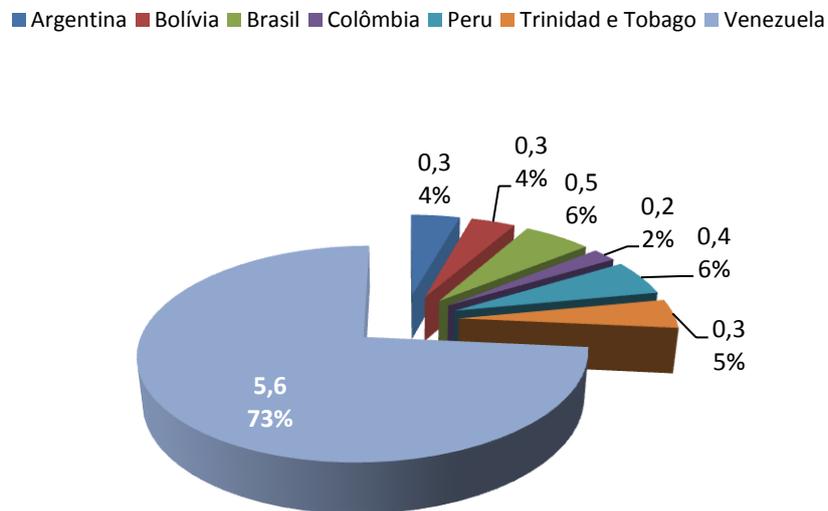
Gráfico 24 - Evolução das Reservas Provasdas de Gás Natural da América do Sul e Central - 1994 a 2013 [trilhões m3]



Fonte: Dados do BP Statistical Review of World Energy 2015 e compilados pelo autor

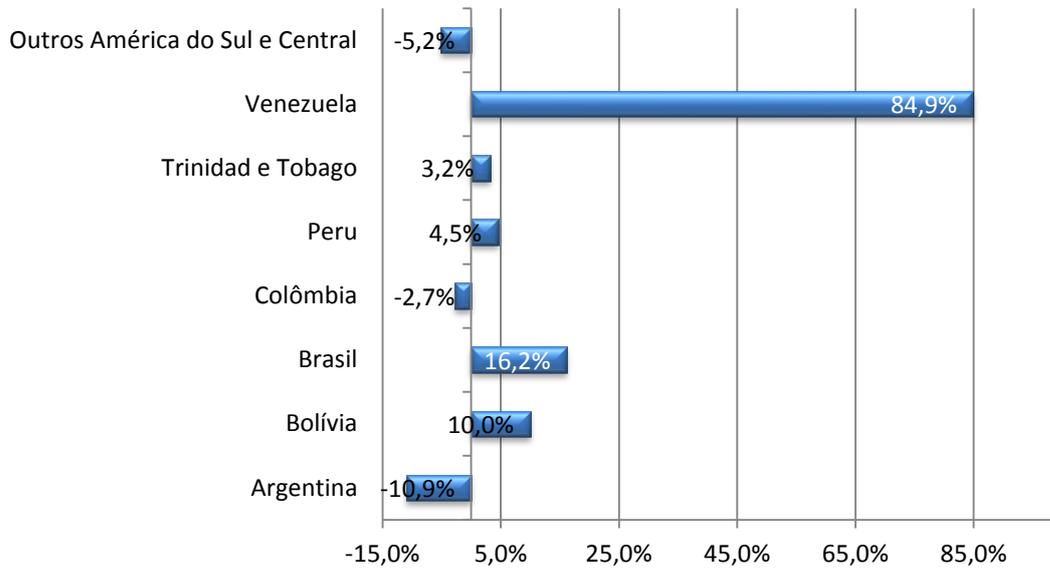
De acordo com os dados da BP, em 1994 as reservas de gás natural da região eram de 5,7 trilhões de m³, e em 2013 eram de 7,7 trilhões de m³, crescimento de 33% em 20 anos. A Venezuela é o país que apresenta as maiores reservas do energético na região, com cerca de 73% do volume total disponível. As reservas brasileiras correspondem a 6%. O gráfico abaixo apresenta a contribuição de cada país no volume de reservas provadas da América do Sul e Central.

Gráfico 25 - Reservas Provadas de Gás Natural da América do Sul e Central em 2013 [trilhões m³]



Fonte: Dados do BP Statistical Review of World Energy 2015 e compilados pelo autor. Durante o período compreendido entre 1994 e 2013, o volume de reservas provadas de gás natural na região da América do Sul e Central apresentou crescimento de 33%, conforme visto anteriormente. Porém, alguns países tiveram redução das reservas no período, enquanto outros tiveram aumento expressivo. O Gráfico 26 apresenta a participação de cada país ao crescimento das reservas de gás natural no continente.

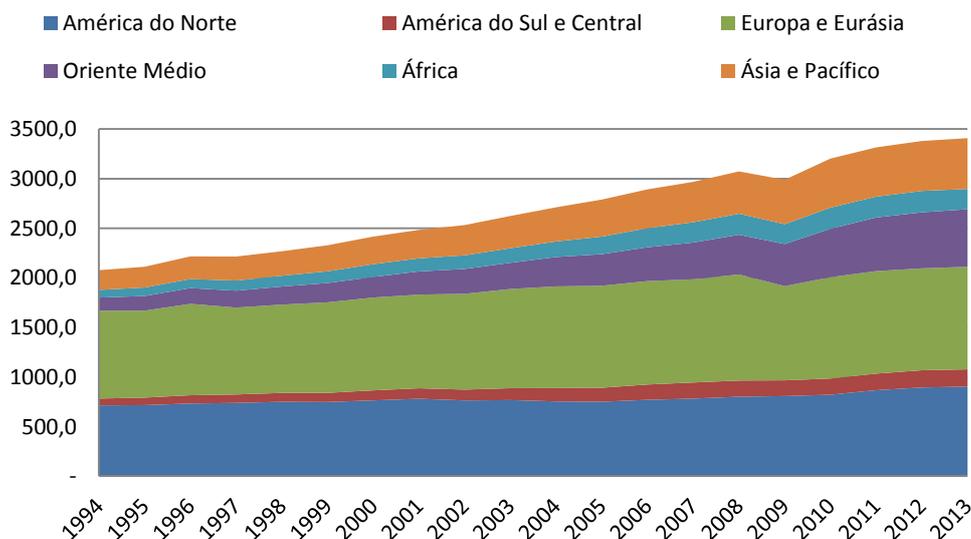
Gráfico 26 - Contribuição de cada país ao crescimento das Reservas Provasdas da América do Sul e Central - 1994 a 2013 [%]



Fonte: Dados do BP Statistical Review of World Energy 2015 e compilados pelo autor

A seguir serão apresentados os dados estatísticos de produção do energético a nível mundial e regional. De acordo com os dados da BP apresentados no Gráfico 27, em 1994 a produção mundial de gás natural era de 2.077 bilhões de m³/ano, e em 2013 era de 3.409 bilhões de m³/ano, crescimento de 64% em 20 anos.

Gráfico 27 – Evolução da Produção Mundial de Gás Natural - 1994 a 2013 [bilhões m³/ano]

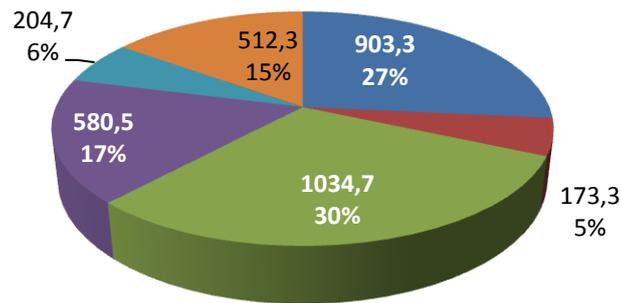


Fonte: Dados do BP Statistical Review of World Energy 2015 e compilados pelo autor

O Gráfico 28 a seguir apresenta a contribuição das regiões geográficas na produção mundial do energético em 2013.

Gráfico 28 - Produção Mundial de Gás Natural em 2013 [bilhões m³/ano]

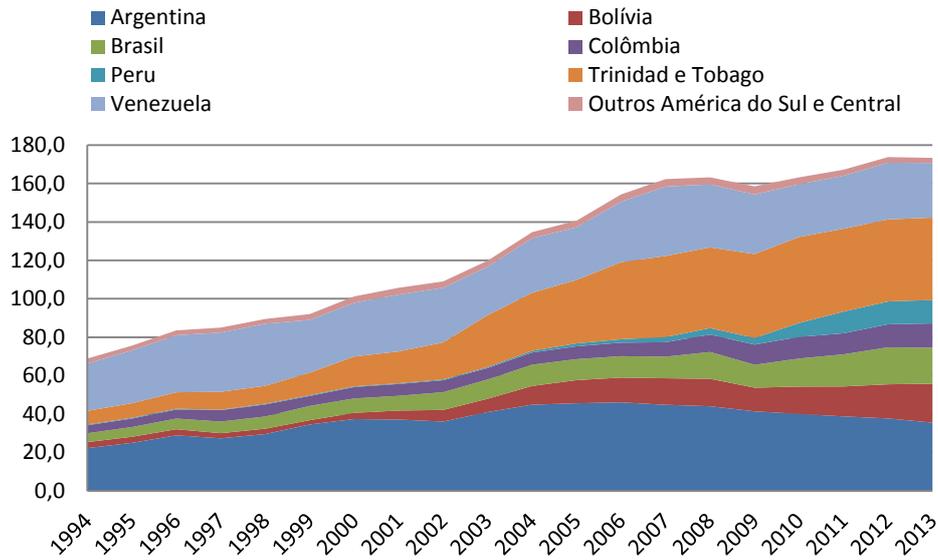
■ América do Norte ■ América do Sul e Central ■ Europa e Eurásia
 ■ Oriente Médio ■ África ■ Ásia e Pacífico



Fonte: Dados do BP Statistical Review of World Energy 2015 e compilados pelo autor

Através do Gráfico 28 pode-se notar a participação da América do Sul e Central na produção de gás natural a nível mundial (5%). A região da Europa e Eurásia produz cerca de 30% do volume mundial e América do Norte 27% da produção mundial do energético. O Gráfico 29 a seguir apresenta a evolução da produção de gás natural na região da América do Sul e Central durante o período compreendido entre 1994 e 2013.

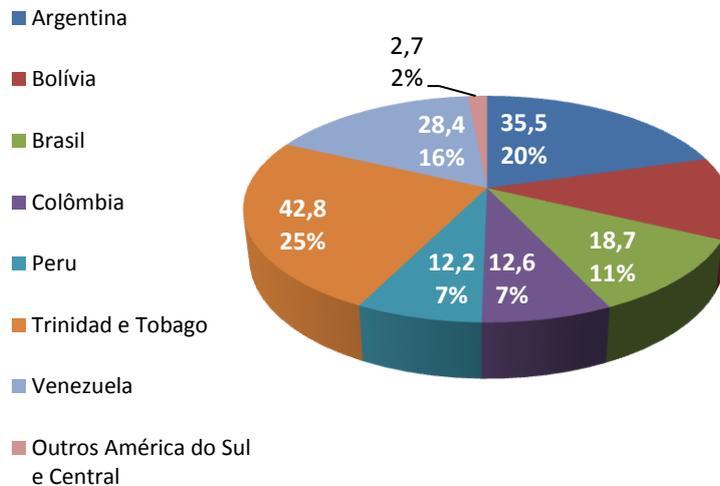
Gráfico 29 – Evolução da Produção de Gás Natural da América do Sul e Central - 1994 a 2013 [bilhões m3]



Fonte: Dados do BP Statistical Review of World Energy 2015 e compilados pelo autor

De acordo com os dados da BP, em 1994 a Produção de gás natural da região foi de aproximadamente 69 bilhões de m3/ano e em 2013 foi cerca de 173 bilhões de m3/ano, crescimento de 152% em 20 anos. O Gráfico 30 apresenta a contribuição de cada país da região na Produção do ano de 2013.

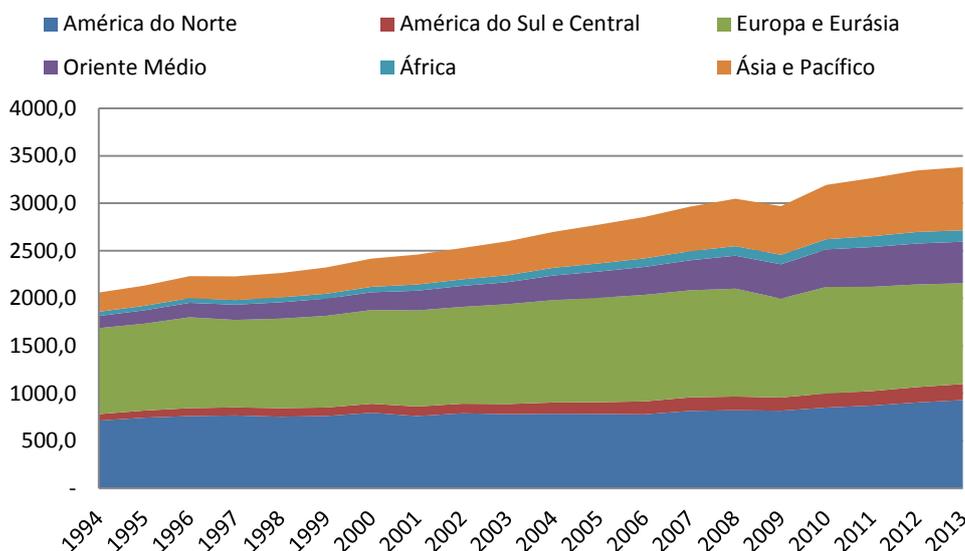
Gráfico 30 - Produção de Gás Natural da América do Sul e Central em 2013 [bilhões m3/ano]



Fonte: Dados do BP Statistical Review of World Energy 2015 e compilados pelo autor

A seguir serão apresentados os dados estatísticos de Consumo de gás natural a nível mundial e da região América do Sul e Central. O Gráfico 31 apresenta a evolução do consumo mundial ao longo do período de análise, 1994 a 2013.

Gráfico 31 - Consumo Mundial de Gás Natural - 1994 a 2013 [bilhões m3]

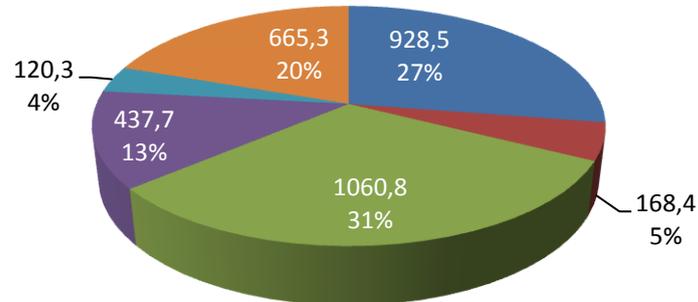


Fonte: Dados do BP Statistical Review of World Energy 2015 e compilados pelo autor

De acordo com os dados da BP, em 1994 o consumo mundial do energético era de 2.060 bilhões de m³/ano e em 2013 era de 3.381 bilhões de m³/ano, crescimento de 64% em 20 anos. No ano de 2013, a região de maior consumo do gás natural foi Europa e Eurásia (31%), seguida da América do Norte (27%) e Ásia e Pacífico (20%). A região América do Sul e Central foi responsável por 5% do consumo mundial naquele ano. O Gráfico 32 a seguir apresenta a distribuição do consumo mundial por macrorregião geográfica.

Gráfico 32 - Consumo Mundial de Gás Natural em 2013 [bilhões m3 e %]

■ América do Norte ■ América do Sul e Central ■ Europa e Eurásia
■ Oriente Médio ■ África ■ Ásia e Pacífico

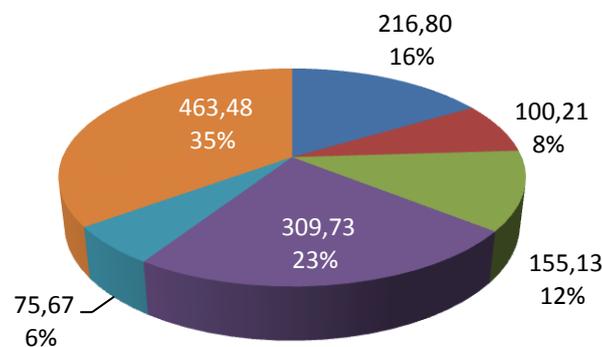


Fonte: Dados do BP Statistical Review of World Energy 2015 e compilados pelo autor

Ao analisar em mais detalhes quais regiões foram as que mais contribuíram ao aumento do consumo, o Gráfico 33 apresenta a região Ásia e Pacífico, contribuindo com 35% deste crescimento, seguida do Oriente Médio (23%) e América do Norte (16%).

Gráfico 33 - Contribuição ao Crescimento do Consumo Mundial de Gás Natural - 1994 a 2013 [bilhões m3 e %]

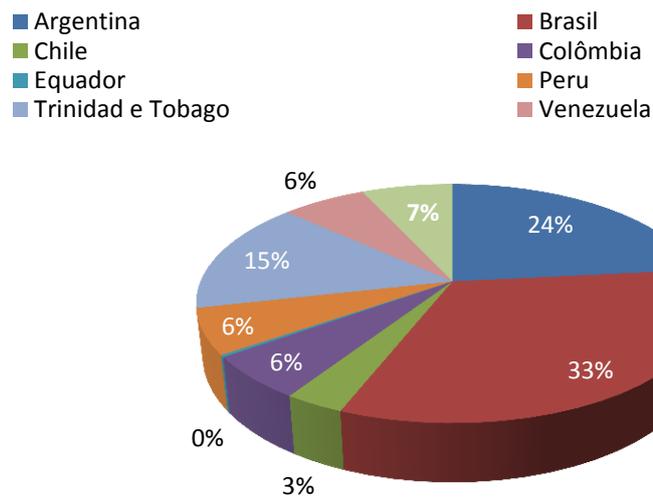
■ América do Norte ■ América do Sul e Central ■ Europa e Eurásia
■ Oriente Médio ■ África ■ Ásia e Pacífico



Fonte: Dados do BP Statistical Review of World Energy 2015 e compilados pelo autor

Ainda com relação ao Gráfico 33, a região da América do Sul e Central foi responsável por 8% do crescimento do consumo registrado entre 1994 e 2013. Ao analisar em detalhes esta região, o Gráfico 34 a seguir apresenta os países que mais contribuíram a esse crescimento.

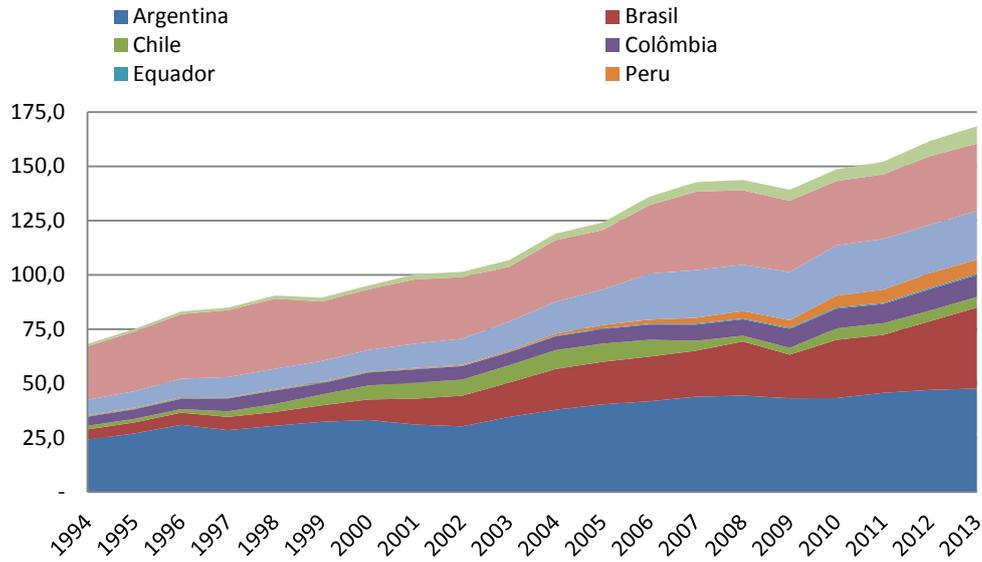
Gráfico 34 - Contribuição ao Crescimento do Consumo de Gás Natural da América do Sul e Central - 1994 a 2013 [bilhões m3 e %]



Fonte: Dados do BP Statistical Review of World Energy 2015 e compilados pelo autor

O Brasil foi o país que apresentou a maior contribuição ao crescimento do consumo de gás natural na região, sendo responsável por 33% deste crescimento, seguido de Argentina com 24% e Trinidad e Tobago com 15%.

Gráfico 35 – Evolução do Consumo de Gás Natural da América do Sul e Central - 1994 a 2013 [bilhões m³/ano]

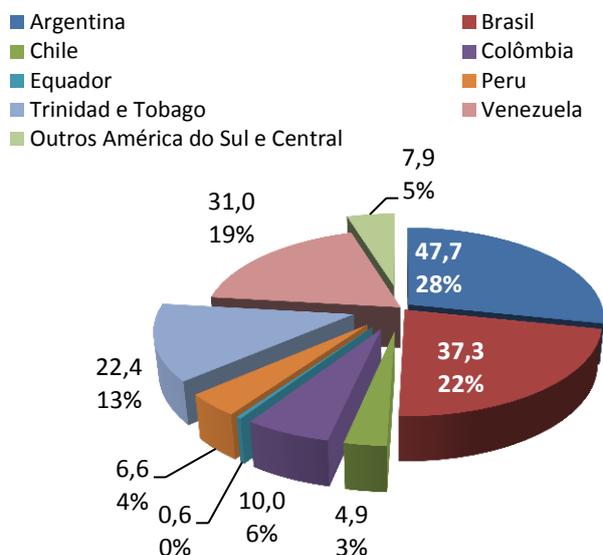


Fonte: Dados do BP Statistical Review of World Energy 2015 e compilados pelo autor

De acordo com os dados publicados pela BP, em 1994 o consumo do energético na região América do Sul e Central foi de 68,2 bilhões de m³/ano e em 2013 foi de 168,4 bilhões de m³/ano, crescimento de 147% em 20 anos. Para o ano de 2013, o Gráfico 36 apresenta a distribuição do consumo na região entre os principais países consumidores.

Gráfico 36 - Consumo de Gás Natural da América do Sul e Central em 2013

[bilhões m3]



Fonte: Dados do BP Statistical Review of World Energy 2015 e compilados pelo autor

A Argentina foi o principal consumidor de gás natural da região, sendo responsável por 28% do volume consumido, em seguida o Brasil com 22%, Venezuela com 19% e Trinidad e Tobago 13%. Ainda de acordo com os dados do *BP Statistical Review of World Energy 2015*, a Tabela 1 resume os volumes de Reserva, Produção e Consumo de gás natural para diferentes regiões geográficas do mundo e para o Brasil, referentes ao ano de 2013, apresentando ainda a disponibilidade de gás através da relação R/P e R/C, em anos.

Tabela 1 – Reserva, Produção, Consumo e índices de disponibilidade de gás natural a nível mundial

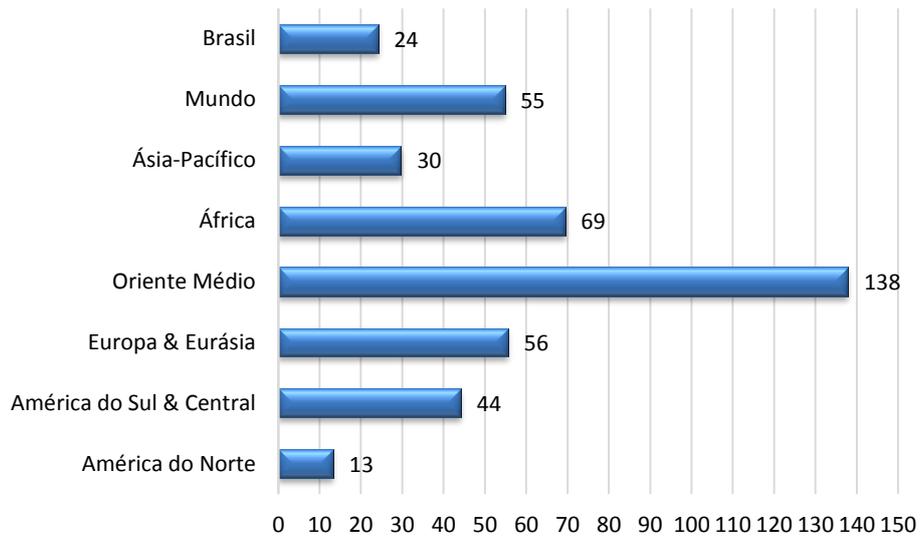
| Ano Base: 2013 | Reserva [trilhões m3] | Produção [Bilhões m3/ano] | Consumo [Bilhões m3/ano] | R/P [anos] | R/C [anos] |
|--------------------------|--------------------------|------------------------------|-----------------------------|---------------|---------------|
| América do Norte | 12,0 | 903,3 | 928,5 | 13,2 | 12,9 |
| América do Sul & Central | 7,7 | 173,3 | 168,4 | 44,1 | 45,4 |
| Europa & Eurásia | 57,5 | 1034,7 | 1060,8 | 55,6 | 54,2 |
| Oriente Médio | 80,0 | 580,5 | 437,7 | 137,8 | 182,7 |
| África | 14,2 | 204,7 | 120,3 | 69,3 | 118,0 |
| Ásia-Pacífico | 15,2 | 512,3 | 665,3 | 29,7 | 22,8 |
| Mundo | 186,5 | 3408,8 | 3381,0 | 54,7 | 55,2 |

| | | | | | |
|---------------|-----|------|------|------|------|
| Brasil | 0,5 | 18,7 | 37,3 | 24,1 | 12,1 |
|---------------|-----|------|------|------|------|

Fonte: Dados do BP Statistical Review of World Energy 2015 e compilados pelo autor

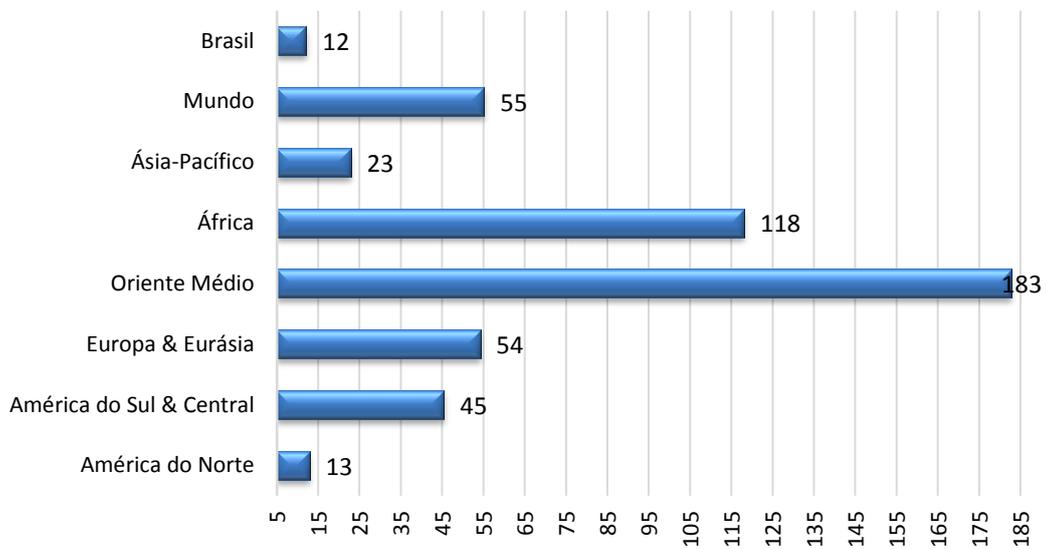
O Gráfico 37 e o Gráfico 38 a seguir ilustram a disponibilidade de gás natural, em anos, através da relação Reserva/Produção e Reserva/Consumo para as diferentes regiões geográficas. Conforme visto anteriormente, analisando estes gráficos observa-se que o Brasil possui uma relação R/P de 24 anos, considerando os dados de reserva e produção correspondentes ao ano de 2013, e uma relação R/C de 12 anos, considerando os dados de reserva e consumo correspondentes ao mesmo ano base. Isto significa que, mantendo os níveis de produção e reservas de 2013, o país ainda terá gás natural por mais 24 anos. Porém, se as reservas forem utilizadas para abastecer a todo o consumo, sem importações, e considerando os níveis de consumo e de reservas de 2013, o país terá gás natural por apenas mais 12 anos. Vale lembrar que o volume de reservas considerado leva em conta as descobertas de gás na área do pré-sal, e que apesar da sua importância estratégica para o setor energético do país, devido aos elevados custos envolvidos, dificuldades tecnológicas e operacionais, entre outros, ainda não há solução definida para a sua produção e escoamento até a costa brasileira.

Gráfico 37 - Relação Reserva/Produção de Gás Natural - 2013 [anos]



Fonte: Dados do BP Statistical Review of World Energy 2015 e compilados pelo autor

Gráfico 38 - Relação Reserva/Consumo de Gás Natural - 2013 [anos]



Fonte: Dados do BP Statistical Review of World Energy 2015 e compilados pelo autor

Na próxima seção será apresentado o Balanço de Oferta e Demanda de gás natural do Brasil.

3.3 Balanço de Oferta e Demanda de gás natural

O Ministério de Minas e Energia (MME) publica mensalmente um relatório de acompanhamento da indústria do gás natural. Através de uma análise do balanço da Oferta e Demanda de gás natural do Brasil apresentado no relatório de Dezembro de 2015, observa-se que em média, naquele ano, 47% do gás natural consumido no país foi destinado para o atendimento ao segmento termoeletrico e 44% para o atendimento ao segmento industrial (Anexo 1. Balanço de Oferta e Demanda de Gás Natural - MME, 2015). Nota-se que há uma forte dependência de toda a cadeia de consumo do gás natural nestes dois segmentos, os quais em conjunto são responsáveis por 91% do consumo atual deste energético no país. Isto implica que toda a infraestrutura existente no setor de gás natural está praticamente voltada ao atendimento destes dois segmentos. Consequentemente, os custos de investimento, operação e manutenção desta mesma infraestrutura também estão sendo repassados principalmente para estes dois segmentos, convertendo-se em custos fixos para a indústria e para o setor elétrico. Ao analisar o lado da Oferta no balanço, observa-se que a Oferta Total Média do ano de 2015 foi de 102,58 milhões de m³/dia (ou 102,58 MM m³/dia). Deste total, a oferta proveniente de gás nacional foi de 52,15 MM m³/dia, ou 51% da oferta total. No mesmo período a oferta de gás importado foi de 50,43 MM m³/dia, ou 49% da oferta total. A Tabela 2 a seguir resume o Balanço de Oferta e Demanda de gás natural no Brasil entre 2010 e 2015.

Tabela 2 - Balanço de Oferta e Demanda de Gás Natural do Brasil

Balanço de Gás Natural - Brasil

| BALANÇO DE GÁS NATURAL (em milhões de m ³ /dia) | Média 2010 | Média 2011 | Média 2012 | Média 2013 | Média 2014 | 2015 | | | | | | | | | | | | Média 2015 |
|---|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|--------------|--------------|---------------|---------------|--------------|--------------|---------------|
| | | | | | | jan | fev | mar | abr | mai | jun | jul | ago | set | out | nov | dez | |
| Produção nacional | 62,85 | 65,96 | 70,58 | 77,19 | 87,38 | 96,56 | 95,36 | 95,62 | 94,34 | 93,13 | 95,52 | 95,33 | 99,23 | 97,36 | 97,61 | 94,19 | 100,40 | 96,24 |
| Reinjeção | 11,97 | 11,06 | 9,68 | 10,64 | 15,73 | 20,72 | 20,73 | 21,87 | 23,89 | 23,17 | 22,99 | 23,84 | 24,94 | 24,86 | 25,40 | 29,92 | 28,99 | 24,29 |
| Queima e perdas | 6,62 | 4,81 | 3,95 | 3,57 | 4,44 | 4,04 | 3,26 | 3,79 | 3,66 | 3,21 | 3,62 | 3,99 | 4,61 | 4,88 | 4,12 | 3,32 | 3,39 | 3,83 |
| Consumo nas unidades de E&P | 9,72 | 10,15 | 10,57 | 10,85 | 11,46 | 12,25 | 12,17 | 12,06 | 12,26 | 12,06 | 11,60 | 11,92 | 12,74 | 12,42 | 12,31 | 11,93 | 12,62 | 12,20 |
| Absorção em UPGNs (GLP, C5+) | 3,56 | 3,43 | 3,52 | 3,56 | 3,59 | 4,31 | 4,21 | 3,96 | 3,88 | 3,45 | 3,58 | 3,70 | 3,95 | 3,60 | 3,76 | 3,22 | 3,65 | 3,77 |
| Oferta Nacional | 30,97 | 36,51 | 42,87 | 48,57 | 52,17 | 55,23 | 54,98 | 53,94 | 50,65 | 51,25 | 53,73 | 51,88 | 53,00 | 51,60 | 52,02 | 45,80 | 51,74 | 52,15 |
| Importação - Bolívia | 26,91 | 26,84 | 27,54 | 31,75 | 32,83 | 33,69 | 33,24 | 33,46 | 32,37 | 32,25 | 31,76 | 31,00 | 31,62 | 31,81 | 31,39 | 31,02 | 30,77 | 32,03 |
| Importação - Argentina | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,16 | 0,18 | 0,00 | 1,24 | 2,06 | 1,31 | 1,02 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,46 |
| Regaseificação de GNL | 7,66 | 1,65 | 8,50 | 14,56 | 19,92 | 17,07 | 19,39 | 19,65 | 23,33 | 17,10 | 19,19 | 15,70 | 14,06 | 20,22 | 17,23 | 20,98 | 11,87 | 17,94 |
| OFERTA IMPORTADA | 34,57 | 28,48 | 36,04 | 46,47 | 52,93 | 50,75 | 53,87 | 55,17 | 57,01 | 50,37 | 50,95 | 46,70 | 45,68 | 52,04 | 48,62 | 52,00 | 42,64 | 50,43 |
| OFERTA TOTAL | 65,54 | 64,99 | 78,91 | 95,05 | 105,10 | 105,98 | 108,85 | 109,10 | 107,67 | 101,62 | 104,68 | 98,58 | 98,67 | 103,64 | 100,64 | 97,80 | 94,39 | 102,58 |
| Consumo - GASBOL | 0,89 | 0,93 | 0,93 | 1,17 | 1,22 | 1,21 | 1,24 | 1,27 | 1,23 | 1,21 | 1,26 | 1,13 | 1,19 | 1,19 | 1,13 | 1,10 | 1,11 | 1,19 |
| Consumo em outros gasodutos, desequilíbrio, perdas e ajustes | 2,99 | 2,51 | 2,95 | 2,54 | 4,61 | 3,67 | 3,42 | 3,21 | 2,52 | 3,39 | 1,79 | 3,23 | 1,11 | 2,09 | 3,03 | 2,56 | 3,02 | 2,75 |
| Consumo nos gasodutos, desequilíbrio, perdas e ajustes | 3,87 | 3,44 | 3,88 | 3,70 | 5,83 | 4,88 | 4,65 | 4,48 | 3,75 | 4,60 | 3,05 | 4,36 | 2,30 | 3,28 | 4,16 | 3,66 | 4,12 | 3,94 |
| Industrial | 35,36 | 41,03 | 42,00 | 41,81 | 42,98 | 43,50 | 45,03 | 44,82 | 45,02 | 43,51 | 45,80 | 44,36 | 45,54 | 43,96 | 42,93 | 41,11 | 37,90 | 43,61 |
| Automotivo | 5,50 | 5,40 | 5,32 | 5,13 | 4,96 | 4,68 | 4,84 | 4,89 | 4,80 | 4,76 | 4,76 | 4,70 | 4,84 | 4,77 | 4,83 | 4,90 | 5,07 | 4,82 |
| Residencial | 0,79 | 0,87 | 0,92 | 1,00 | 0,97 | 0,63 | 0,71 | 0,79 | 1,02 | 0,98 | 1,16 | 1,15 | 1,12 | 1,12 | 0,99 | 0,97 | 0,97 | 0,97 |
| Comercial | 0,63 | 0,68 | 0,72 | 0,75 | 0,77 | 0,68 | 0,73 | 0,77 | 0,80 | 0,77 | 0,86 | 0,83 | 0,83 | 0,81 | 0,81 | 0,80 | 0,82 | 0,79 |
| Geração Elétrica | 15,79 | 10,39 | 23,03 | 40,08 | 46,84 | 49,26 | 50,57 | 50,86 | 49,72 | 44,77 | 46,57 | 40,71 | 41,61 | 47,10 | 44,21 | 43,38 | 42,58 | 45,90 |
| Co-geração | 2,91 | 3,01 | 2,92 | 2,46 | 2,57 | 2,30 | 2,30 | 2,46 | 2,52 | 2,19 | 2,43 | 2,42 | 2,39 | 2,54 | 2,65 | 2,93 | 2,89 | 2,50 |
| Outros (inclui GNC) | 0,69 | 0,17 | 0,11 | 0,10 | 0,17 | 0,04 | 0,03 | 0,04 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,04 | 0,04 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,04 | 0,04 |
| DEMANDA TOTAL | 61,67 | 61,55 | 75,03 | 91,34 | 99,26 | 101,10 | 104,20 | 104,62 | 103,92 | 97,03 | 101,63 | 94,21 | 96,37 | 100,36 | 96,48 | 94,14 | 90,26 | 98,63 |

Fontes: ANP, Abogas, Petróbras e TSB.

Fonte: MME – Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural,
Dez/2015

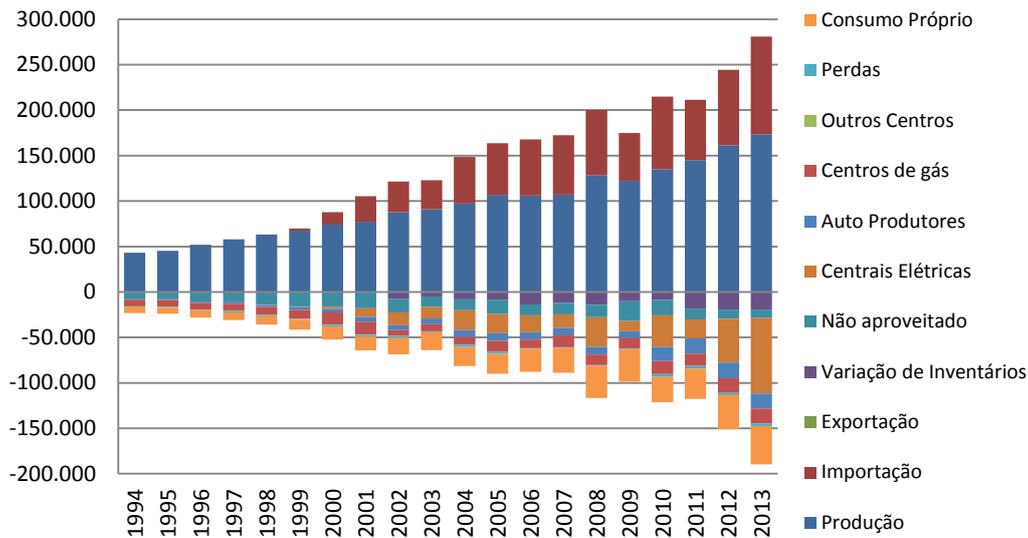
A equação que representa o equilíbrio entre Oferta e Demanda de gás natural pode ser escrita da seguinte forma:

Equação 1 - Equilíbrio entre Oferta e Demanda

$$Oferta - (Desequilíbrio + Perdas + Ajustes + Consumo gasodutos) = Demanda$$

De acordo com os dados publicados pela OLADE, entre o período de 1994 a 2013 a oferta total do energético no país cresceu 607%, passando de 35.663 kbep/ano para 252.294 kbep/ano. O Gráfico 39 a seguir apresenta a evolução da Oferta de gás natural do Brasil durante esse período.

Gráfico 39 - Oferta de Gás Natural do Brasil - 1994 a 2013 [kbep/ano]



Fonte: Dados publicados por OLADE e compilados pelo autor

Além disso, observa-se no gráfico anterior que a evolução da Produção de gás natural no período foi de 303%, tendo produzido 43.105 kbep/ano em 1994 e 173.608 kbep/ano em 2013.

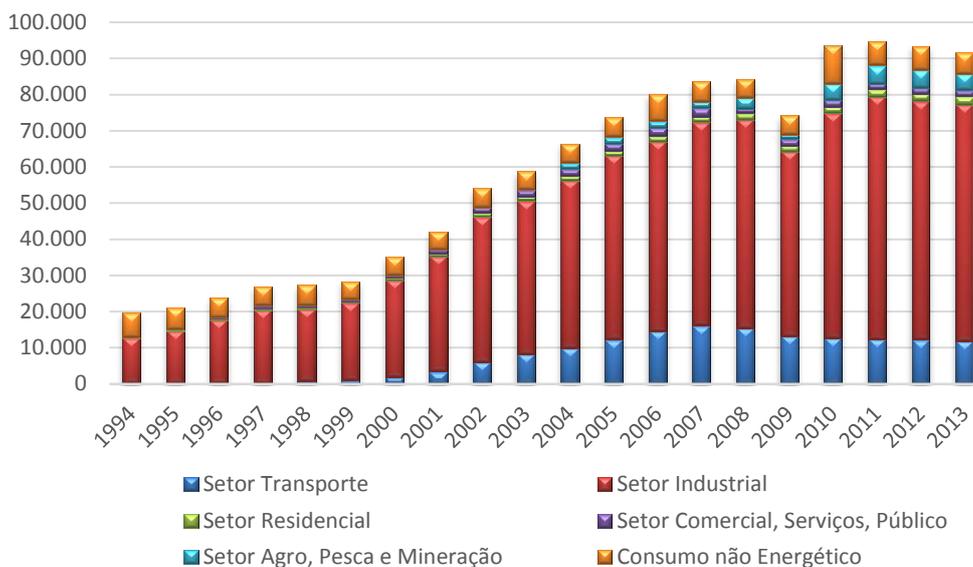
De forma geral, a oferta total de um energético qualquer também pode ser calculada pela seguinte equação:

Equação 2 - Oferta Total de um Energético

$$Oferta\ Total = Produção + Importação - Exportação \pm Variação\ de\ Estoques - Não\ aproveitado$$

Ao analisar o lado da demanda, ainda de acordo com os dados da OLADE, o consumo total (energético + não energético) de gás natural no país cresceu 363%, passando de um consumo de 19.810 kbep/ano em 1994 para 91.749 kbep/ano em 2013. O Gráfico 40 a seguir apresenta a evolução da demanda de gás natural e a contribuição dos setores de consumo a este crescimento. É importante ressaltar que, nos dados publicados pela OLADE, o consumo de gás para uso em geração de energia termoelétrica está considerado como consumo do “setor industrial”.

Gráfico 40 - Demanda de Gás Natural do Brasil - 1994 a 2013 [kbep/ano]



Fonte: Dados publicados por OLADE e compilados pelo autor

Através de uma análise mais detalhada do Balanço de Oferta e Demanda publicado pelo MME, pode-se diferenciar a participação do consumo termoeletrico e da indústria para os anos mais recentes, conforme apresentado anteriormente na Tabela 2.

3.3 CORRELAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO COM O SETOR DE GÁS NATURAL

A oferta de gás natural competitivo representa um dos maiores desafios da política energética brasileira atualmente. A partir da década de 2000, o consumo de gás natural no país foi estimulado de tal forma que a sua participação na matriz energética nacional saltou de 4,1% em 1999 para 11,5% em 2012 (MME, 2013). Contudo, o acelerado crescimento da demanda não foi acompanhado pela expansão da oferta nacional, de forma que nossa dependência externa se manteve elevada, mantendo-se em 40% em 2012 (MME, 2013) e alcançando os 49% em 2015 (MME, 2015). Em 2013 o

déficit da balança comercial de gás natural atingiu o recorde de 6,96 bilhões de dólares. O crescimento das importações deste energético não afeta apenas a balança comercial Brasileira, mas também impõe um custo elevado para demais setores da economia, principalmente para a indústria e para o setor elétrico nacional, uma vez que toda a infraestrutura do setor acaba sendo custeada principalmente por estes dois segmentos. O setor de gás natural no Brasil é relativamente novo, e se iniciou a partir da entrada do gás Boliviano em 1999. Pelo pequeno período de tempo, apesar da entrada em vigor da Lei do Gás de 2009, ainda é um setor que carrega os resíduos de um modelo Verticalizado e Monopolista anterior à Lei do Petróleo de 1998. Essa situação deve ser enfrentada, na busca de um modelo de competição, fundamental para o desenvolvimento da indústria nacional, fortemente dependente de um gás competitivo. O pré-sal, rico em gás natural associado ao petróleo, necessitará enviar para a costa o equivalente a novos 50 MM m³/dia (cinquenta milhões de metros cúbicos ao dia) até 2020, volume este superior aos atuais 43 MM m³/dia de todas as outras bacias produtoras. Tendo em vista a ainda baixa participação do gás natural na matriz energética nacional pode-se afirmar que existe um grande potencial para a expansão da demanda de gás natural no Brasil. Entretanto, a realização plena deste potencial depende substancialmente de mudanças na política energética do país e na estruturação de um plano de Estado para o setor.

3.4 A importância da integração do setor de gás natural com o setor elétrico

O Brasil tem se tornado cada vez mais dependente da geração de energia elétrica por fontes térmicas. A combinação de restrições ambientais para construção de usinas hidrelétricas com grandes reservatórios e a redução de grandes potenciais hidráulicos a serem explorados vem transformando a base de geração de energia elétrica do país,

passando de eminentemente hidráulica para hidrotérmica, NETO (2014). Neste sentido, o gás natural como recurso energético vem desempenhando um papel fundamental em termos de diversificação da matriz elétrica e garantia de abastecimento. Conforme visto anteriormente, através da análise do balanço mais recente da Oferta e Demanda de gás natural no Brasil, observa-se que em média, no ano de 2015, 48% do gás natural foi destinado para o atendimento ao segmento termoeletrico, e 43% para o atendimento ao segmento industrial (Boletim Mensal do Gás - MME, 2015). Nota-se que há uma forte dependência de toda a cadeia do gás natural nestes dois segmentos, os quais em conjunto são responsáveis por 91% do consumo atual do energético no país. Isto implica que toda a infraestrutura existente no setor de gás natural está praticamente voltada ao atendimento destes dois segmentos. Conseqüentemente, os custos de investimento, operação e manutenção desta mesma infraestrutura também estão sendo repassados principalmente para estes dois segmentos, convertendo-se em custos fixos para a indústria e para o setor elétrico. A título de reflexão, admitindo-se um rateio proporcional ao consumo, observa-se que 48% deste custo é atribuído ao setor elétrico, e quando tal infraestrutura não é utilizada a plena capacidade, por exemplo em situações onde as usinas não são despachadas, observa-se que haverá um aumento do custo unitário do kWh gerado no momento em que houver o despacho, custo extra necessário para remunerar a infraestrutura durante o período de ociosidade (remuneração de CAPEX e OPEX da infraestrutura de gás natural – gasodutos de transporte, distribuição, estações de compressão, medição, etc).

Outra questão importante a ser observada é o lado da Oferta de gás natural. Do total ofertado ao mercado interno, aproximadamente 50% do gás é importado, sendo 30%

proveniente da Bolívia e 19% são referentes às importações de GNL. Em resumo, o gás nacional, que corresponde a 50% da oferta, seria capaz de atender quase que a totalidade do segmento industrial, e as importações da Bolívia e de GNL são suficientes para o atendimento ao setor termoeletrico, quando despachado. Porém, em momentos de hidraulicidade desfavorável, as usinas térmicas a gás acabam sendo despachadas temporariamente em geração de base. Uma análise do setor de gás natural, tanto em termos de infraestrutura, como já mencionado anteriormente, como em termos de oferta da molécula de gás, nos mostra que, quanto maior for a previsibilidade de despacho, menor poderá ser o custo do gás na entrada da UTE.

4. MODELO DE CONTRATAÇÃO DE TERMOELÉTRICAS A GÁS NATURAL

Neste capítulo será apresentado o atual modelo de contratação de empreendimentos termoeletricos no âmbito do Ambiente de Comercialização Regulado (ACR), através dos Leilões de Energia Nova realizados pelo MME, com apoio da EPE, Aneel, CCEE.

De acordo com TOLMASQUIM (2011), os principais objetivos do Modelo do Setor Elétrico Brasileiro são promover a modicidade tarifária e a segurança de suprimento. Como esses objetivos são potencialmente conflitantes, o modelo busca alcançá-los por meio da segmentação do mercado de demanda e do mercado de oferta, esta última subordinada à primeira, como explicado a seguir. Para garantir a expansão da oferta, o governo (i) instituiu a contratação obrigatória, antecipada e integral da demanda projetada dos distribuidores, e (ii) segmentou o mercado de demanda em dois ambientes: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). O ACR abriga as empresas distribuidoras de energia elétrica e os consumidores ditos “cativos”, atendidos exclusivamente pelo distribuidor local. O ACL abriga os consumidores ditos “livres”, aptos a comprar energia de qualquer

fornecedor, com exceção dos distribuidores, e os comercializadores, que podem comprar energia de qualquer fornecedor e vendê-la a qualquer comprador, exceto aos consumidores cativos. Os fornecedores de energia, em ambos os ambientes, são os agentes geradores, em regime de serviço público ou uso do bem público, que comercializam a própria energia e aquela adquirida de terceiros, e os comercializadores, que negociam a energia dos demais fornecedores. Para que os distribuidores possam atender ao aumento da carga em sua área de concessão, devem ser construídas novas usinas com antecedência compatível com o prazo de desenvolvimento e implantação dos projetos. Assim, para suprir energia nova em volume e prazo compatíveis com o crescimento da carga, é necessário um planejamento de longo prazo, envolvendo aspectos técnicos, econômicos, financeiros, regulatórios e socioambientais. Por esse motivo, os leilões de energia nova são precedidos por um processo com várias atividades: realização de estudos e inclusão no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), cadastro e habilitação de fontes de geração, compromisso de compra das distribuidoras, lista de usinas aptas a participarem do leilão/vender energia, realização do Leilão de Compra de Energia Nova. Destaca-se que a habilitação técnica de novas usinas termoelétricas para participar dos leilões é dada pela EPE, quando comprovada a disponibilidade de combustível. As usinas termoelétricas a gás natural em geral são contratadas através destes Leilões de Energia Nova, organizados e realizados pelo Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética, Agência Nacional de Energia Elétrica e Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, com Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR).

4.1 Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica

Ainda de acordo com TOLMASQUIM (2011), os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) podem ser firmados em duas modalidades, Quantidade (CCEARQ) ou Disponibilidade (CCEARD), dependendo da parte que assume o risco hidrológico, o risco de indisponibilidade, o risco de variação de preços de combustíveis, entre outros. O que diferencia o CCEARQ do CCEARD, além dos aspectos formais, é a alocação de riscos entre as partes signatárias do contrato, como segue:

- a. Contratação por meio de CCEARQ: gerador entrega uma quantidade certa de energia, a preço fixo, assumindo os riscos hidrológicos, de indisponibilidade, variação cambial, variação de preços de combustíveis. Os distribuidores pagam um valor fixo pela energia contratada e assumem os riscos de diferenças de preço entre submercados, no caso de energia nova, que é entregue no centro de gravidade do submercado do gerador;
- b. Contratação por meio de CCEARD: o gerador disponibiliza uma quantidade máxima de energia, recebe uma receita fixa e assume os riscos de indisponibilidade acima da declarada. Os distribuidores pagam a receita anual (em 12 parcelas) e pagam o combustível gasto em função de despacho econômico comandado pelo ONS. Esse pagamento é feito com base no CVU declarado pelo gerador no momento do leilão. Os distribuidores assumem os riscos de exposição no mercado de curto prazo, com repasse garantido às tarifas. Em caso de CVU nulo, o empreendimento será despachado na base, e a sua receita fixa será calculada com base no preço de venda da energia no leilão e a sua garantia física declarada/calculada.

Em resumo, nos CCEARD, o gerador contratado por um conjunto de distribuidores recebe um valor fixo, desvinculado de sua produção física, pela energia que coloca à

disposição do sistema. Os distribuidores se obrigam também a pagar o gerador pelo combustível (caso de usinas com custo de combustível não nulo) e com compras de energia de outros fornecedores, caso seja necessário para cobertura contratual da demanda. Logo, os CCEARD transferem grande parte dos riscos dos geradores para os compradores que os contratam nessa modalidade. Em contrapartida, os compradores esperam que os preços ofertados sejam reduzidos na mesma proporção. Sob o ponto de vista de modicidade tarifária, o CCEARD é a modalidade de contratação mais vantajosa, nos leilões de energia nova, para fontes termelétricas e fontes alternativas. Em geral, os empreendedores termelétricos preferem o CCEARD ao CCEARQ.

4.2 O Índice de Custo Benefício – ICB

Nos leilões de energia nova as ofertas podem ser de preço (R\$/MWh), na contratação por quantidade, ou de receitas (R\$/ano), na contratação por disponibilidade. Em leilões onde há concorrência entre si de produtos por quantidade e por disponibilidade, é necessário estabelecer uma metodologia para “converter” as propostas de receitas anuais em “preços” de energia equivalentes. Essa conversão é feita com base no assim denominado Índice de Custo-Benefício (ICB) de cada termoelétrica, de acordo com a seguinte expressão:

Equação 2. Índice de Custo Benefício (ICB)

$$ICB = \frac{RF}{Ql * 8760} + \frac{COP + CEC}{GF * 8760}$$

Onde:

RF: É a Receita Fixa, em R\$/ano, declarada pelo empreendedor como sendo aquela necessária para disponibilizar a usina ao sistema, receita que é suficiente para cobrir os custos fixos da usina: O&M fixo, inflexibilidade contratual do fornecimento de combustível (*take or pay, ship or pay*, no caso de gás natural), e os custos de investimento/retorno do capital investido.

QI: É a quantidade de lotes vendidos/ofertados no leilão, em MW, limitados à sua garantia física. A quantidade de lotes é multiplicada pela quantidade de horas/ano, fornecendo assim uma expectativa de energia gerada em MWh/ano.

COP: É o Custo de Operação da usina quando de seu despacho. Abrange os custos variáveis de combustível e de O&M.

CEC: É o Custo Econômico de Curto Prazo, dado pela diferença entre a produção de energia efetiva e a garantia física da usina, multiplicada pelo Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) do período de apuração.

GF: É a Garantia Física do empreendimento, ou seja, é uma medida, em MW médio, da quantidade de potência efetiva que o empreendimento é capaz de entregar ao sistema. A Garantia Física é multiplicada pela quantidade de horas/ano, fornecendo assim uma expectativa de energia que será fornecida ao sistema em MWh/ano.

Com base na RF, QI, COP, CEC e GF, é calculado o ICB de cada empreendimento.

A determinação do COP, CEC, GF, envolve simulações da operação do sistema elétrico interligado nacional, cujo resultado é sensível à configuração empregada na simulação, que varia de um leilão para outro, de acordo com os dados cadastrados da usina concorrente ao leilão, com a expectativa de crescimento da carga, com o nível de água nos reservatórios e a expectativa de Energia Natural Afluente (ENA), ou expectativa de

chuvas para os anos seguintes, elementos esses que influenciam a formação de Preço Futuro da energia elétrica, o despacho, o COP e CEC, e conseqüentemente a GF.

O ICB (R\$/MWh) busca refletir os benefícios e os custos, sob a ótica do comprador, gerados pelo empreendimento ao longo do prazo de vigência do contrato. O benefício contratual é a Garantia Física da usina, que depende da estrutura do sistema e dos parâmetros declarados pelo ofertante: custo variável unitário (CVU) e inflexibilidade de despacho.

No próximo capítulo será realizada a análise da competitividade da fonte termoeletrica em leilões de energia nova do ACR e análises de sensibilidade frente aos parâmetros que influenciam o ICB.

5. ANÁLISE DE COMPETITIVIDADE DA FONTE TERMOELÉTRICA

Neste capítulo será realizada a análise de competitividade da geração termoeletrica a gás natural nos leilões de energia nova do ACR. Será realizada também uma análise de sensibilidade de sua competitividade em função de parâmetros que influenciam os custos de geração de energia e os benefícios para o sistema. Os parâmetros utilizados neste trabalho para avaliar a competitividade da fonte são o Índice Custo Benefício (ICB) e o Custo Variável Unitário (CVU). Além destes parâmetros será apresentado o conceito de Custo Efetivo de Geração Elétrica para o Sistema. Os parâmetros utilizados para realizar a análise de sensibilidade são o Preço do Gás Natural, a Inflexibilidade e a Garantia Física da usina, e o Despacho, os quais influenciam diretamente a competitividade e o custo efetivo de geração elétrica para o sistema.

Para analisar a competitividade da fonte, é elaborado o estudo de caso do projeto de uma usina termoeletrica a gás natural de 160 MW de potência instalada, cujo modelo

de viabilidade econômica foi elaborado de acordo com as diretrizes estabelecidas pelo MME e EPE para o Leilão A-5 de 2016.

5.1 O LEILÃO A-5 DE 2016

Através da Portaria Nº 382, de 12 de Agosto de 2015, o MME agendou para 29 de Janeiro de 2016 o Leilão de Energia Elétrica A-5, posteriormente adiado para 31 de Março de 2016 e mais recentemente adiado para 29 de Abril de 2016, que irá contratar energia para ser entregue ao mercado a partir de 2021. Poderão participar do Leilão A-5 2016 as fontes de energia hidrelétrica, sejam grandes usinas hidrelétricas (UHE) ou pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), energia eólica, termoelétricas a biomassa, gás natural e carvão.

Para realização deste estudo de viabilidade econômica foi construído, em planilha eletrônica, um Modelo de Análise de Competitividade de Termoelétricas a Gás Natural. Para a elaboração do modelo, o qual é específico para o Leilão A-5 de 2016, foram utilizados os Informes Técnicos para projetos termoelétricos publicados pela EPE: Nota Técnica, Informe Técnico Nº 125, Informe Técnico Nº 126, Metodologia de Cálculo do ICB. Tais documentos preveem a Projeção dos Preços dos Combustíveis para Determinação do CVU das Termelétricas para Cálculo da Garantia Física e dos Custos Variáveis da Geração Termelétrica (COP e CEC), Metodologia de Cálculo do CVU, Valor Teto de CVU, Inflexibilidade Teto da usina, Preços Médios de Referência dos Combustíveis Vinculados ao CVU, Metodologia de Cálculo e de Reajuste da Parcela da Receita Fixa Vinculada ao Custo de Combustível na Geração Inflexível de Usinas Termelétricas, Preços Referência dos Combustíveis para a Parcela Fixa Vinculada à Inflexibilidade da usina, Metodologia de Cálculo do ICB para projetos termoelétricos a gás natural. O modelo de análise também considera em suas premissas as condições

propostas no modelo de contrato de venda de energia elétrica a ser celebrado com as distribuidoras e as condições propostas no modelo de contrato de compra de gás natural.

5.1.1 Preço do Gás Natural

No presente estudo é avaliada a oportunidade de suprimento de combustível para a usina termoeletrica através de contrato de gás natural nacional ofertado por empresa concessionária de distribuição de gás natural canalizado. A estrutura de preço do gás nacional proposta pela DISTRIBUIDORA para a Usina Termoeletrica segue a estrutura do Gás Natural Nacional, composto por parcela de Transporte (Parcela Fixa), parcela de Commodity (Parcela Variável) e a parcela referente ao Serviço de Distribuição, ou Margem de Distribuição. De forma geral, a DISTRIBUIDORA apresenta esta estrutura de forma resumida em duas parcelas, de acordo com a Equação 3:

Equação 3 - Preço do Gás Natural Nacional

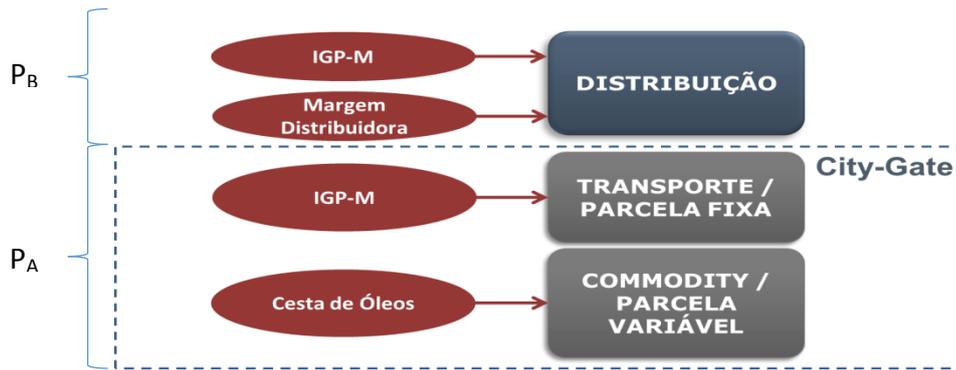
$$P_G = P_A + P_B$$

Onde P_G é o Preço do Gás, P_A é a parcela referente ao custo de aquisição do Contrato Firme Inflexível de fornecimento de gás que a DISTRIBUIDORA possui com a Petrobrás, a qual engloba a parcela de Transporte mais a parcela de Commodity (molécula de gás), e P_B é a parcela referente à Margem Comercial da DISTRIBUIDORA, apresentada em cascata, cuja tarifa varia de acordo com o volume consumido.

5.1.2 Reajuste de preço do gás apresentado pela DISTRIBUIDORA

O gás natural nacional segue a estrutura de reajustes e indexadores conforme demonstrados na Figura 2 abaixo:

Figura 2 - Estrutura de Reajuste de Preço do Gás Natural



A parcela referente ao Transporte é reajustada pelo IGPM, a parcela referente à Commodity (molécula de gás) é reajustada de acordo com a variação de preços de uma cesta de óleos derivados do petróleo, e a parcela referente ao Serviço de Distribuição é reajustada pelo IGPM. Desta forma, a DISTRIBUIDORA apresenta a sua proposta de reajuste de preço do combustível da seguinte forma:

Equação 4 - Reajuste da Parcela A (PA)

$$P_A = P_F + P_V$$

Onde P_F é a parcela fixa, referente ao Transporte e reajustada pelo IGPM, e P_V é a parcela variável, referente à commodity (molécula) e reajustada de acordo com as variações dos preços da cesta de óleos conforme a equação abaixo:

Equação 5 - Reajuste da Parcela Variável referente à Commodity (molécula de gás)

$$P_{V,t} = 0,5 * P_{V,t-1} + \{0,5 * P_{V,0} * [0,5 * (FO1_t / FO1_0) + 0,25 * (FO2_t / FO2_0) + 0,25 * (FO3_t / FO3_0)] * (TC_t / TC_0)\}$$

A Parcela B refere-se à Margem da Distribuidora e será reajustada anualmente de acordo com a variação do IGPM do período.

Equação 6 - Reajuste da Parcela B (PB)

$$P_{B,t} = P_{B,0} * (IGPM_t / IGPM_0)$$

De forma resumida, o custo de aquisição do gás natural nacional será regido pelas equações apresentadas acima.

5.1.3 Reajuste de Preço do Gás Natural estabelecido para o Leilão A-5 de 2016

Nesta seção serão apresentadas algumas considerações a respeito das regras de reajuste de preço do combustível estipuladas para o Leilão A-5 de 2016.

5.1.3.1 A Receita de Venda de Energia Elétrica

O modelo de contratação de empreendimento termoelétrico a gás natural por disponibilidade (CCEARD) apresenta a receita de venda com energia elétrica como sendo a soma entre a receita fixa (referente à disponibilidade da usina) e a parcela variável (referente à energia gerada). Conforme consta em modelo de contrato disponibilizado pela Aneel: *Para todo PERÍODO DE COMERCIALIZAÇÃO posterior à entrada em operação comercial da última unidade geradora da USINA e posterior ao término do terceiro ano civil, o valor da RECEITA DE VENDA será dado pela soma das componentes RECEITA FIXA e PARCELA VARIÁVEL.*

Equação 7 - Receita de Venda - Modelo CCEARD

$$\text{Receita de Venda} = \text{Receita Fixa} + \text{Parcela Variável}$$

A PARCELA VARIÁVEL será aplicada somente no caso de a USINA ser despachada por ordem de mérito de preço, sendo obtida mediante o emprego da seguinte equação algébrica:

Equação 8 - Parcela Variável da Receita de Venda - Modelo CCEARD

$$PV_m = \sum_h^{mês} [(DISP_{maxC}^{3anos} - INFLEX_{Ch}) * k_{domp}] * CVU_m$$

Onde:

PV_m : valor da PARCELA VARIÁVEL no mês "m";

$DISP_{maxC}$: DISPONIBILIDADE MÁXIMA CONTRATUAL horária, expresso em MW;

$INFLEX_{Ch}$: montante modulado de INFLEXIBILIDADE CONTRATUAL ajustado com o ONS, expresso em MWméd;

$kdomp$: fator que indica se a usina foi despachada por ordem de mérito na hora: 0 caso a usina não esteja despachada por ordem de mérito de preço e 1 caso contrário; e

$CVUm$: CUSTO VARIÁVEL UNITÁRIO da USINA, expresso em R\$/MWh, e calculado com base no preço do gás natural combustível.

A RECEITA FIXA será aplicada independentemente do despacho da USINA.

Como disposto na Portaria MME nº 42/2007, a Receita Fixa será decomposta em duas rubricas:

- i) a parcela vinculada ao **custo do combustível na geração inflexível** RF_{Comb} em R\$/ano, e
- ii) a parcela vinculada aos demais itens RF_{Demais} em R\$/ano.

Desta forma a Receita Fixa será calculada da seguinte maneira:

Equação 9 - Receita Fixa referente à Receita de Venda - Modelo CCEARD

$$RF = RF_{comb} + RF_{demais}$$

E a equação particularizada para a condição inicial pode ser escrita na seguinte forma:

Equação 10 - Receita Fixa na condição inicial do contrato CCEARD

$$RF_0 = RF_{comb,0} + RF_{demais,0}$$

O valor inicial da componente da RECEITA FIXA vinculada ao custo do combustível associado à INFLEXIBILIDADE CONTRATUAL, $RF_{comb,0}$, decorre da aplicação da seguinte equação algébrica:

Equação 11 - Receita Fixa referente à Inflexibilidade Contratual de Combustível

$$RF_{comb,0} = 8760 * Inflex_C * i * P_0 * e_0$$

Onde:

Inflex_C: INFLEXIBILIDADE CONTRATUAL (*take or pay, ship or pay*), expresso em MW;

i: fator de conversão informado pelo VENDEDOR no processo de HABILITAÇÃO TÉCNICA – índice que está relacionado à eficiência da UTE;

P₀: Preço Médio de Referência inicial do combustível utilizado na geração inflexível (conforme Informe Técnico EPE)

e₀: Taxa de Câmbio Média da venda do dólar dos Estados Unidos da América, divulgada pelo BACEN, expressa em R\$/US\$, (conforme Informe Técnico EPE)

Nota: O Preço Médio de Referência inicial do combustível, P₀, é obtido a partir de cotação de energéticos referente aos 12 meses anteriores ao mês de Agosto de 2015 (conforme Informe Técnico EPE-DEE-IT-013/2015).

De acordo com o Informe Técnico EPE-DEE-IT-126/2015, o preço médio de referência do gás natural P₀ será definido e reajustado, para o Leilão A-5 de 2016, conforme a seguinte expressão:

Equação 12 - Preço médio de referência e fórmula de reajuste do gás natural

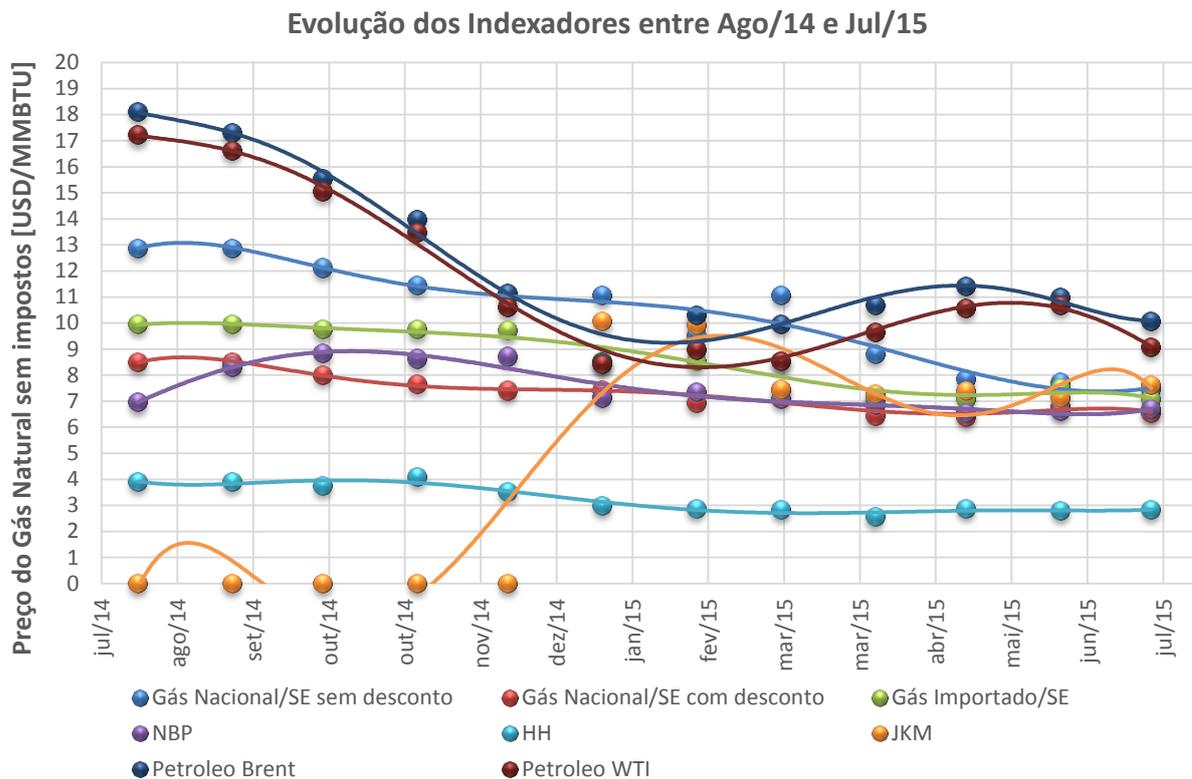
$$P_0 = (a \times HH) + (b \times Brent) + (c \times NBP) + (d \times JKM) + e + f/ej$$

E tal expressão, utilizada para calcular o preço do gás, será a forma como a Receita Fixa Combustível (RF_{comb}) será reajustada.

No entanto, conforme visto na seção anterior, Equação 3 a Equação 6, o reajuste de preço praticado em contratos nacionais de fornecimento de gás natural através da DISTRIBUIDORA, difere em vários aspectos da fórmula proposta para o Leilão A-5 de 2016. A fórmula de reajuste proposta para o Leilão contempla indexadores internacionais, como o Henry Hub (HH), Brent, National Balancing Point (NBP), Japan Korea Marker (JKM), os quais são indexadores utilizados para o reajuste de preços de

GNL – Gás Natural Liquefeito, importado, e não representa a realidade dos contratos nacionais de fornecimento do combustível pelas distribuidoras. A título de comparação, o Gráfico 41 a seguir apresenta a evolução dos indexadores descritos na Equação 12 ao longo do tempo e compara com a evolução do preço do gás nacional vendido pela Petrobras para as Distribuidoras.

Gráfico 41 - Evolução dos Indexadores e Preço do Gás Natural - Ago/14 a Jul/15



Fonte: Elaboração própria do autor e preços dos indexadores publicados pelo MME –

Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural, Dez/15

Pela análise do Gráfico 41 pode-se observar que não existe uma relação direta e estável ao longo do tempo entre os indexadores internacionais que formam o preço do GNL e o preço do gás nacional repassado para os consumidores. Desta forma, o empreendedor termoeletrico que dispõe de uma oportunidade de compra de gás nacional para participar de leilão de energia elétrica, estando assim sujeito ao reajuste

de preços do combustível conforme apresentado pela Equação 3 a Equação 6, e sabendo-se que, de acordo com as diretrizes do Leilão A-5 de 2016 as componentes de sua receita fixa e variável referentes ao custo de combustível, serão reajustadas conforme a Equação 12 pelos indexadores internacionais, o empreendimento fica extremamente exposto às diferentes variações de preços dos indexadores internacionais comparados ao modelo de reajuste do contrato nacional. Este risco elevado de descasamento de preços de combustível entre o valor pago no contrato de aquisição e o valor recebido pelo contrato de venda de energia elétrica, acaba por desencorajar o investidor a participar do leilão, em prejuízo da expansão do parque gerador nacional. Tendo apresentado o risco de descasamento de preços de combustível, nas seções seguintes será realizada uma análise econômica da competitividade da geração termoeleétrica a gás natural.

5.1.4 A METODOLOGIA DE ANÁLISE DA COMPETITIVIDADE

As metodologias de cálculos apresentadas nos documentos disponibilizados pela EPE, assim como os preços de referências para combustíveis e as metodologias de reajuste de preços foram adequadamente aplicados em uma planilha eletrônica. A partir da validação da planilha partiu-se para a elaboração de um cenário-base do projeto, e a partir daí, são realizadas análises de sensibilidade dos parâmetros de competitividade da usina. O estudo é realizado para dois momentos distintos no ciclo de implementação de um projeto: o primeiro é referente ao Cadastro e Habilitação do Projeto junto à EPE, que envolve os contratos de fornecimento de combustível, de investimento e de O&M da usina, os quais determinam os limites do empreendedor e permitem então elaborar a sua estratégia de comercialização para participar do leilão. O segundo momento é referente à Operação Comercial da usina, e depende da

decisão do despacho que é centralizada no ONS. Os diferentes cenários analisados, nas duas etapas (Etapa Leilão e Etapa Operação) variam em função do preço do gás e da inflexibilidade da usina. Na segunda etapa de análise, que é operacional, além dos parâmetros citados, os diferentes cenários também variam em função do despacho anual (energia gerada). Neste estudo, para a Etapa Leilão foi elaborada uma matriz de cenários com três preços de gás natural por três níveis de inflexibilidade econômica da usina, resultando assim em nove cenários de Garantia Física e ICB, os quais permitem avaliar a competitividade do projeto frente a outros empreendimentos. Um destes cenários é atribuído como sendo o “cenário-base”, sendo este a condição contratual da usina caso consagre-se vencedora do leilão. Tais condições contratuais referem-se à compra do gás natural: condições de preço, inflexibilidade, reajustes, entre outros – e ao contrato de venda de energia elétrica por disponibilidade (CCEARD) a ser celebrado com as Distribuidoras compradoras da energia no leilão. A Tabela 3 a seguir apresenta as principais premissas do projeto que foram adotadas para elaboração da análise de competitividade do projeto de uma UTE a gás natural participante do Leilão A-5 de 2016.

Tabela 3 - Principais Premissas do Projeto – Cenário-Base

| | |
|--|--------|
| Potência Instalada [MW] | 160 |
| Heat Rate da UTE [MMBTU/MWh] | 6,5799 |
| Eficiência da UTE [%] | 51,86% |
| PCI do gás natural [kcal/Nm ³] | 8500 |
| Fator de Capacidade [%] | 95% |
| TEIF [%] | 2% |
| IP [%] | 5% |
| Disponibilidade Máxima da UTE [MW] | 142 |
| Garantia Física [MW] | 88 |
| Qtdade de lotes vendidos no leilão [% GF] | 100 |
| Inflexibilidade da UTE [%] | 50 |

| | |
|---------------------------------------|------|
| Preço do Gás sem impostos [USD/MMBTU] | 8,96 |
| O&M variável [USD/MWh] | 6 |
| O&M fixo [USD/kWh/ano] | 14 |
| CVU [R\$/MWh] | 265 |
| Investimento [USD/kW] | 1000 |
| TIR desejada [%] | 15 |

Neste trabalho, o parâmetro utilizado para avaliar a competitividade da usina participante do leilão A-5 é o ICB. Também é avaliado o parâmetro Custo Efetivo de Geração Elétrica para o Sistema, o qual embora não seja um elemento de competição no leilão, é um parâmetro importante de ser avaliado, já que representa o custo real em R\$/MWh da energia gerada pela usina, fornecida para o sistema e custeada pelos usuários. Na análise de sensibilidade, os parâmetros preço do combustível, garantia física, inflexibilidade da usina e despacho são variáveis que influenciam os resultados de ICB, CVU e Custo Efetivo de Geração. Neste estudo, além do cenário-base do projeto apresentado na Tabela 3, são elaborados três diferentes cenários de preço de combustível, garantia física, inflexibilidade e despacho da usina. A seção a seguir apresenta os resultados obtidos no estudo de competitividade e análise de sensibilidade para o projeto da usina termoeletrica em questão.

5.1.5 RESULTADOS DO ESTUDO DE COMPETITIVIDADE E ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

A seguir serão apresentados os resultados do estudo de competitividade e análise de sensibilidade da geração termoeletrica a gás natural.

Para a realização deste estudo foi elaborado um cenário-base, construído com as condições contratuais a que o projeto da UTE estaria exposto no caso de se consagrar vencedor do leilão, e a partir deste cenário são realizadas análises de sensibilidade, neste caso variando-se a inflexibilidade econômica da usina, relacionada com o

contrato de fornecimento de combustível (*take or pay e ship or pay*). A Tabela 4 apresenta o Cenário 1, onde ali encontra-se também o Cenário-Base: PG = 8,96 USD/MMBTU, CVU = 265 R\$/MWh, Inflexibilidade = 50%, e a sensibilidade do ICB em função da Inflexibilidade da UTE.

Tabela 4 - Cenário 1: PG = 8,96 USD/MMBTU e CVU = 265 R\$/MWh

| Preço do Gás = 8,96 US\$/MMBTU (molécula + transporte) CVU = 265 R\$/MWh TIR = 15% | | | | | | | |
|--|--------------|---------|--------------------------|---------------|-----------------------|-------------------------|---------------|
| Inflex. | RF [R\$/ano] | GF [MW] | Energia Gerada [MWh/ano] | CVU [R\$/MWh] | RF/E_Gerada [R\$/MWh] | (COP+CEC)/E_G [R\$/MWh] | ICB [R\$/MWh] |
| 0% | 153.200.000 | 17 | 151.636 | 265 | 1010 | 52 | 1062 |
| 25% | 239.880.000 | 52 | 456.834 | 265 | 525 | 11 | 537 |
| 50% | 325.500.000 | 88 | 768.515 | 265 | 424 | 5 | 428 |

Na Tabela 4 e em todos os cenários apresentados a seguir, o aumento da inflexibilidade, que neste estudo é uma inflexibilidade econômica e não técnica/operacional, ocasiona o aumento da Receita Fixa. Tal aumento é explicado pelo fato de se ter a parcela de receita fixa vinculada ao contrato inflexível de combustível (*take or pay, ship or pay*), denominada RF_comb, conforme desenvolvido na **Equação 9**, **Equação 10** e **Equação 11**. É importante ressaltar a influência que a inflexibilidade tem sobre a Garantia Física da usina. A Tabela 5 a seguir apresenta o Cenário 2: PG = 8,68 USD/MMBTU e CVU = 258 R\$/MWh, e a sensibilidade do ICB em função da inflexibilidade.

Tabela 5 - Cenário 2: PG = 8,69 USD/MMBTU e CVU = 258 R\$/MWh

| Preço do Gás = 8,69 US\$/MMBTU (molécula + transporte) CVU = 258 R\$/MWh TIR = 15% | | | | | | | |
|--|--------------|---------|--------------------------|---------------|-----------------------|-------------------------|---------------|
| Inflex. | RF [R\$/ano] | GF [MW] | Energia Gerada [MWh/ano] | CVU [R\$/MWh] | RF/E_Gerada [R\$/MWh] | (COP+CEC)/E_G [R\$/MWh] | ICB [R\$/MWh] |
| 0% | 153.200.000 | 26 | 228.461 | 258 | 671 | 79 | 749 |
| 25% | 237.350.000 | 57 | 498.970 | 258 | 476 | 21 | 497 |
| 50% | 320.700.000 | 90 | 791.554 | 258 | 405 | 8 | 413 |

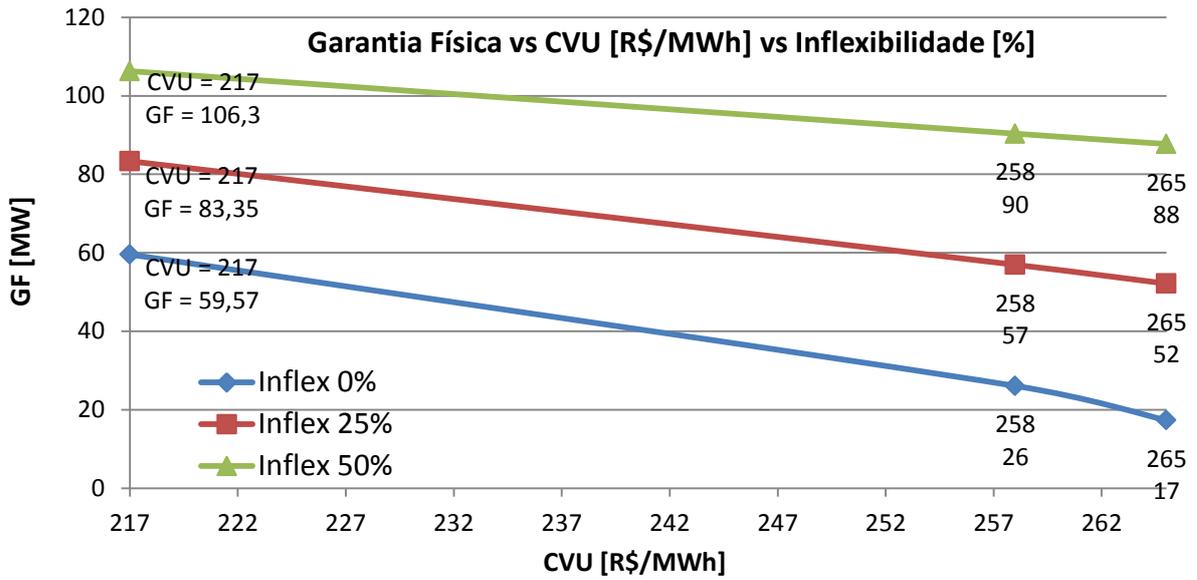
Ao comparar os resultados de ICB da Tabela 5 com a Tabela 4, observa-se que, com a redução do preço do gás, e conseqüentemente do CVU, reduz-se também o ICB, parâmetro este utilizado para avaliar a competitividade da termoeletrica neste estudo e em leilões de energia nova do ACR. Esta pequena redução no preço do gás e no CVU acarreta um pequeno aumento na Garantia Física da usina. A Tabela 6 a seguir apresenta o Cenário 3: PG = 7,16 USD/MMBTU e CVU = 217 R\$/MWh, e a sensibilidade do ICB em função da inflexibilidade.

Tabela 6 - Cenário 3: PG = 7,16 USD/MMBTU e CVU = 217 R\$/MWh

| Preço do Gás = 7,16 US\$/MMBTU (molécula + transporte) CVU = 217 R\$/MWh TIR = 15% | | | | | | | |
|--|--------------|---------|--------------------------|---------------|-----------------------|-------------------------|---------------|
| Inflex. | RF [R\$/ano] | GF [MW] | Energia Gerada [MWh/ano] | CVU [R\$/MWh] | RF/E_Gerada [R\$/MWh] | (COP+CEC)/E_G [R\$/MWh] | ICB [R\$/MWh] |
| 0% | 153.200.000 | 60 | 521.833 | 217 | 294 | 100 | 393 |
| 25% | 223.000.000 | 83 | 730.146 | 217 | 305 | 52 | 358 |
| 50% | 292.000.000 | 106 | 931.188 | 217 | 314 | 25 | 338 |

Com a redução do preço do gás, e conseqüentemente do CVU, a competitividade da usina aumenta. Para obtenção dos valores de Garantia Física, foram realizadas simulações no Software Newave para todos os cenários analisados. Tanto a redução do preço do gás, e conseqüentemente do CVU, como o aumento da inflexibilidade contribuem para o aumento da Garantia Física da usina, e em contrapartida para o aumento da sua competitividade no leilão, o que pode ser observado pela redução do ICB [R\$/MWh]. A seguir, o Gráfico 42 resume os resultados das análises de sensibilidade apresentando o comportamento da Garantia Física da usina em função do CVU e da Inflexibilidade.

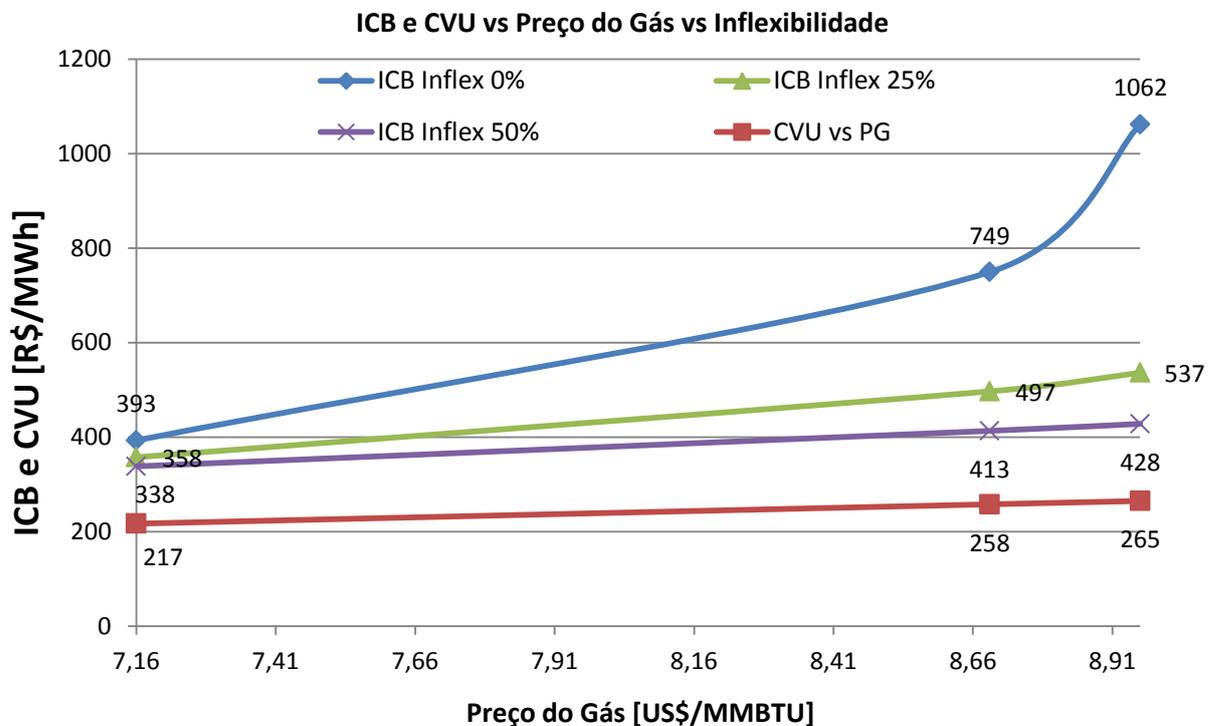
Gráfico 42 - Variação da Garantia Física em função do CVU e da Inflexibilidade



Fonte: Elaboração própria do autor

E o Gráfico 43 a seguir apresenta a influência do preço do gás natural e da inflexibilidade da usina sobre o ICB e o CVU.

Gráfico 43 - ICB e CVU em função do Preço do Gás e da Inflexibilidade



Fonte: Elaboração própria do autor

Pela análise dos resultados apresentados pode-se concluir que:

- i) A Garantia Física da usina sofre redução com o aumento do CVU
- ii) A Garantia Física da usina aumenta com o aumento da Inflexibilidade
- iii) A Garantia Física influencia o ICB (a competitividade da usina) de maneira inversamente proporcional
- iv) O ICB é fortemente influenciado pela Inflexibilidade da usina e pelo Preço do Gás

Neste estudo a variação do CVU da usina é ocasionado apenas pela variação do preço do combustível. O custo unitário de O&M variável [R\$/MWh] é considerado constante para os diferentes cenários, logo não é responsável pelas variações apresentadas nos resultados de CVU. Neste estudo a Inflexibilidade da usina deve-se à inflexibilidade do contrato de suprimento de gás natural, mais precisamente às cláusulas de *take or pay* e *ship or pay*.

A Tabela 7 a seguir apresenta os resultados obtidos de COP e CEC em função do CVU e da inflexibilidade da usina, e que foram utilizados nos cálculos de ICB apresentados anteriormente. Os valores de COP e CEC são calculados através de planilha eletrônica fornecida pela EPE contendo os valores projetados de CMO (Custo Marginal de Operação) cinco anos à frente do início de suprimento de energia pela usina. Com isso pode-se calcular de forma estimada o Custo Operacional (COP) e o Custo Econômico de Curto Prazo (CEC) da UTE, frente às análises de probabilidade de despacho em dois mil cenários disponibilizados na planilha.

Tabela 7 - Resultados obtidos para COP e CEC

| CVU [R\$/MWh] | 217 | 258 | 265 |
|---------------------------|--------------|--------------|--------------|
| COP Inflex. 50% [R\$/ano] | 28.437.695 | 21.313.413 | 20.576.177 |
| CEC Inflex 50% [R\$/ano] | - 5.392.750 | - 14.801.349 | - 16.943.180 |
| COP Inflex 25% [R\$/ano] | 46.745.877 | 35.034.984 | 33.823.116 |
| CEC Inflex 25% [R\$/ano] | - 8.710.191 | - 24.421.697 | - 28.579.104 |
| COP Inflex 0% [R\$/ano] | 65.054.059 | 48.756.555 | 47.070.054 |
| CEC Inflex 0% [R\$/ano] | - 13.113.138 | - 30.746.293 | - 39.247.227 |

Além dos nove cenários apresentados anteriormente, os quais representam as estratégias de participação do leilão, também foram elaborados cenários de operação da usina.

Neste ponto é apresentado o conceito de Custo Efetivo de Geração Elétrica para o Sistema. Esse parâmetro fornece o custo real da energia elétrica gerada para o sistema elétrico nacional, considerando os custos fixos e variáveis da usina em função do seu despacho. Desta forma, o Custo Efetivo de Geração Elétrica para o Sistema é definido pela equação a seguir:

Equação 13 - Custo Efetivo de Geração Elétrica para o Sistema

$$\text{Custo Efetivo de Geração} = \frac{RF}{\text{Despacho}} + CVU \quad \left[\frac{R\$}{MWh} \right]$$

A seguir, da Tabela 8 à Tabela 10, são apresentados os valores do custo efetivo de geração elétrica em função do despacho da usina e de sua inflexibilidade para o caso de CVU = 265 R\$/MWh. A Tabela 8 apresenta os resultados de operação da usina considerando-se inflexibilidade nula.

Tabela 8 – Cenário 4: Custo Efetivo de Geração Elétrica versus Despacho | Inflex. = 0%

| Análise da Operação da UTE Custo Efetivo de Geração | | | | | |
|---|-----------|-------------------------------|------------------------------|----------------------|------------------------------------|
| Inflexibilidade 0% CVU = 265 R\$/MWh TIR = 15% Disp. Máxima = 142 MW | | | | | |
| Despacho Real ONS [MWh/ano] | | Receita Fixa [R\$/ano] | RF/Despacho [R\$/MWh] | CVU [R\$/MWh] | RF/Despacho + CVU [R\$/MWh] |
| 25% | 311.267 | 153.200.000 | 492 | 265 | 757 |
| 50% | 622.534 | 153.200.000 | 246 | 265 | 511 |
| 75% | 933.801 | 153.200.000 | 164 | 265 | 429 |
| 100% | 1.245.069 | 153.200.000 | 123 | 265 | 388 |

A Tabela 9 apresenta os resultados de operação da usina considerando-se inflexibilidade de 25%.

Tabela 9 - Cenário 5: Custo Efetivo de Geração Elétrica versus Despacho | Inflex. = 25%

| Análise da Operação da UTE Custo Efetivo de Geração | | | | | |
|--|-----------|-------------------------------|------------------------------|----------------------|------------------------------------|
| Inflexibilidade 25% CVU = 265 R\$/MWh TIR = 15% Disp. Máxima = 142 MW | | | | | |
| Despacho Real ONS [MWh/ano] | | Receita Fixa [R\$/ano] | RF/Despacho [R\$/MWh] | CVU [R\$/MWh] | RF/Despacho + CVU [R\$/MWh] |
| 25% | 311.267 | 239.880.000 | 771 | 265 | 1036 |
| 50% | 622.534 | 239.880.000 | 385 | 265 | 650 |
| 75% | 933.801 | 239.880.000 | 257 | 265 | 522 |
| 100% | 1.245.069 | 239.880.000 | 193 | 265 | 458 |

A Tabela 10 apresenta os resultados de operação da usina considerando-se inflexibilidade de 50%.

Tabela 10 - Cenário 6: Custo Efetivo de Geração Elétrica versus Despacho | Inflex. = 50%

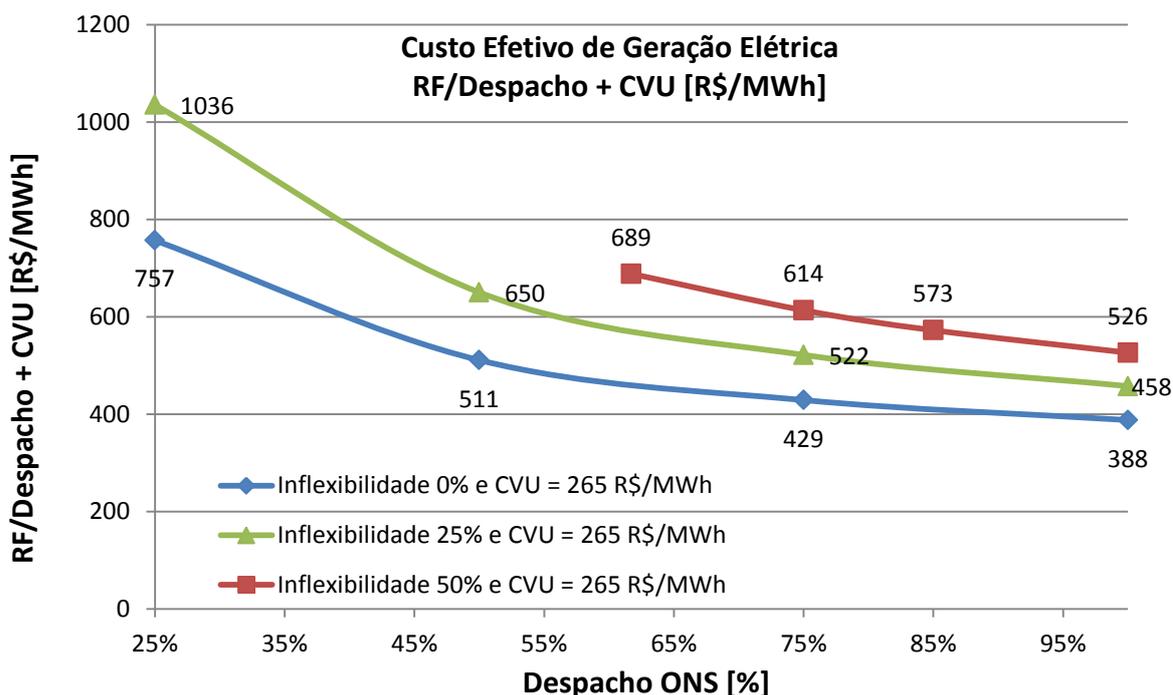
| Análise da Operação da UTE Custo Efetivo de Geração | | | | | |
|--|------------------|-------------------------------|------------------------------|----------------------|------------------------------------|
| Inflexibilidade 50% CVU = 265 R\$/MWh TIR = 15% Disp. Máxima = 142 MW | | | | | |
| Despacho Real ONS [MWh/ano] | | Receita Fixa [R\$/ano] | RF/Despacho [R\$/MWh] | CVU [R\$/MWh] | RF/Despacho + CVU [R\$/MWh] |
| [Disp. Máx x 8760 x %] | [MWh/ano] | | | | |
| 62% | 768.515 | 325.500.000 | 424 | 265 | 689 |
| 75% | 933.801 | 325.500.000 | 349 | 265 | 614 |

| | | | | | |
|------|-----------|-------------|-----|-----|-----|
| 85% | 1.058.308 | 325.500.000 | 308 | 265 | 573 |
| 100% | 1.245.069 | 325.500.000 | 261 | 265 | 526 |

Ao comparar os resultados apresentados nas tabelas acima, para cenários de operação com o mesmo percentual de despacho, observa-se que o aumento da inflexibilidade aumenta o custo efetivo de geração elétrica para o sistema.

O Gráfico 44 a seguir resume os resultados encontrados nos cenários analisados.

Gráfico 44 - Custo Efetivo de Geração Elétrica | Inflexibilidade | Despacho



Fonte: Elaboração própria do autor

Em resumo, pela análise dos resultados pode-se observar que:

- i) Quanto **maior** o despacho, **menor** é o Custo Efetivo de Geração
- ii) Quanto **maior** a inflexibilidade, **maior** é o Custo Efetivo de Geração

Desta forma, objetivando-se o menor custo efetivo de geração termoelétrica para o sistema, conclui-se que a situação ótima, quando da contratação de termoelétricas a gás natural, é na condição em que o projeto apresente **inflexibilidade nula**, e que na fase de operação ela seja **despachada na base**. Desta forma, o custo para o sistema, e

para o usuário, é o menor possível a ser ofertado por uma usina termoelétrica a gás natural.

Porém, sob a ótica do empreendedor quando de sua participação no leilão, o aumento da inflexibilidade da usina confere ao empreendimento o respectivo aumento da Garantia Física da usina, o que resulta em maior competitividade frente a outras fontes, ocasionada pela redução do ICB. Vale lembrar que a Garantia Física de um empreendimento representa, em MW médios, a quantidade de potência firme que a usina entregará ao sistema, considerando-se as condições estruturais do sistema, o nível de água dos reservatórios, a projeção de carga e de energia natural afluyente. Desta forma, a Garantia Física da usina representa também, em MW médio, o montante máximo de energia/potência que a usina pode vender em contrato do ACR, ou mesmo do ACL, se for o caso.

Pela análise realizada, observa-se que há uma certa contradição entre o comportamento dos parâmetros que influenciam a competitividade do projeto no leilão, e o custo efetivo da energia para o sistema. Com o objetivo de se tornar vencedor no leilão, o empreendedor precisa alcançar uma garantia física elevada, a fim de obter ICB competitivo, o que o faz através do aumento da inflexibilidade da usina. Porém, o aumento da inflexibilidade da usina acarreta em aumento de custo para o sistema. Neste aspecto, sugere-se que o atual modelo de contratação de projetos termoelétricos seja revisto, objetivando a redução de custos para o sistema e a garantia de segurança energética.

5.1.6 Custo Efetivo do Gás Natural para a Usina Termoelétrica

Nesta seção é apresentado o cálculo do custo efetivo do gás natural para a usina termoelétrica. Conforme visto anteriormente, o preço do gás sem impostos é

composto pelas parcelas de molécula de gás (ou commodity), transporte e distribuição. Para compor o custo efetivo do gás para a usina termoelétrica deve-se somar a estas componentes todos os tributos e eventuais encargos incidentes na cadeia de suprimento deste combustível e seus créditos contábeis. Na compra do gás natural os impostos incidentes sobre esta operação são o PIS e COFINS a nível Federal, e o ICMS a nível Estadual. O caso do gás natural destinado ao fornecimento das termoelétricas recebe especial atenção. É importante ressaltar que, de acordo com COSTA (2015) *a estrutura constitucional da incidência do ICMS sobre a energia elétrica (bem como sobre o petróleo e seus derivados) é excepcional, por ter, por princípio, a incidência no Estado de destino, ou seja, no estado de consumo da energia elétrica. Disto decorre que a energia elétrica gerada pelas usinas termoelétricas com destino às comercializadoras ou distribuidoras não sofrem a incidência do ICMS, cuja incidência está diferida para o momento em que houver o fornecimento ao consumidor final da energia. Por outro lado, a incidência do ICMS sobre o gás natural obedece ao princípio da não cumulatividade, que implica a incidência em cada etapa da cadeia, abatendo o que tenha sido cobrado nas operações anteriores. Disto resulta que o gás natural fornecido a usina termoelétrica cuja energia será entregue a distribuidora ou a comercializadora de energia, todo o ICMS sobre o gás natural pago nas etapas anteriores acabará por ser um custo para a UTE.*

Posto isso, a Figura 3 a seguir apresenta a memória de cálculo do custo efetivo do gás natural para o projeto da usina termoelétrica em questão.

Figura 3 - Memória de Cálculo do Custo Efetivo do Gás Natural

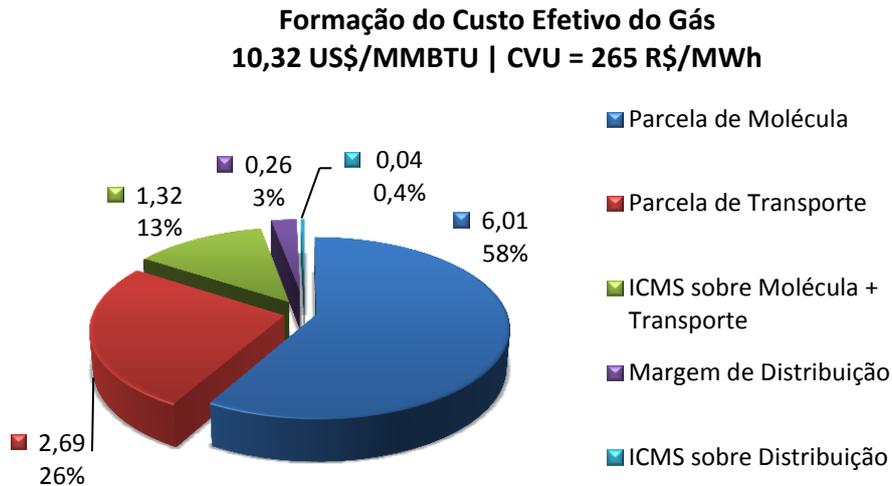
| Memória de Cálculo do Custo Efetivo do Gás Natural | | | | |
|---|--|-----------------|----------------|---------------------------|
| Referente ao Cálculo de CVU para fins de determinação de GF, COP e CEC | | | | |
| 0. Leilão A-5 2016 | | | | |
| PG | | 8,9557 | USD/MMBTU | |
| Câmbio | | 2,7704 | R\$/USD | |
| PG | | 24,8109 | R\$/MMBTU | |
| Conversão m3 - MMBTU | | 26,81 | m3/MMBTU | |
| PG | | 0,9255 | R\$/m3 | |
| * Conversão base PCS 9400 kcal/m3 | | | | |
| Cálculo da Parcela A, Parcela B e Preço do Gás | | | | |
| 1. Cálculo da Parcela A. PA = PF + PV | | | | |
| | | Custo PETROBRAS | | Câmbio Leilão 2,7704 |
| PF (Transporte) | | 0,2778 | R\$/m3 | 2,6882 US\$/MMBTU |
| PV (Molécula) | | 0,6207 | R\$/m3 | 6,0063 US\$/MMBTU |
| PA | | 0,8985 | R\$/m3 | 8,6944 US\$/MMBTU |
| 2. Cálculo da Parcela B. PB = Margem Distribuidora | | | | |
| Margem Distrib. | | 0,0270 | R\$/m3 | 0,2613 US\$/MMBTU |
| PB | | 0,0270 | R\$/m3 | 0,2613 US\$/MMBTU |
| 3. Cálculo do Preço do Gás. PG = PA + PB | | | | |
| PA | | 0,8985 | R\$/m3 | 8,6944 US\$/MMBTU |
| PB | | 0,0270 | R\$/m3 | 0,2613 US\$/MMBTU |
| PG | | 0,9255 | R\$/m3 | 8,96 US\$/MMBTU |
| *Sem Impostos e Distribuição | | | | |
| Custo Efetivo do Gás: Com Tributos e Encargos Regulatórios na Compra de Gás Natural | | | | |
| Parcela de Molécula | | 0,6207 | R\$/m3 | 6,0063 US\$/MMBTU 58,2% |
| Parcela de Transporte | | 0,2778 | R\$/m3 | 2,6882 US\$/MMBTU 26,0% |
| PIS/COFINS sobre Molécula + Transporte | | 9,25% | 0,1055 R\$/m3 | 1,0213 US\$/MMBTU 9,9% |
| ICMS sobre Molécula + Transporte | | 12% | 0,1369 R\$/m3 | 1,3249 US\$/MMBTU 12,8% |
| Preço do Gás: Molécula + Transporte *Com Impostos - PIS/COFINS/ICMS | | | 1,1410 R\$/m3 | 11,0406 US\$/MMBTU 107,0% |
| Margem de Distribuição | | | 0,0270 R\$/m3 | 0,2613 US\$/MMBTU 2,5% |
| PIS/COFINS sobre a Distribuição | | 9,25% | 0,0032 R\$/m3 | 0,0307 US\$/MMBTU 0,3% |
| ICMS sobre a Distribuição | | 12% | 0,0041 R\$/m3 | 0,0398 US\$/MMBTU 0,4% |
| Margem de Distribuição *Com Impostos | | | 0,0343 R\$/m3 | 0,3318 US\$/MMBTU 3,2% |
| Sub-total | | | 1,1752 R\$/m3 | 11,3723 US\$/MMBTU 110,2% |
| Crédito de Impostos (PIS/COFINS) | | | -0,1087 R\$/m3 | -1,0519 US\$/MMBTU -10,2% |
| 4. Custo Efetivo do Gás p/ UTE | | | 1,0665 R\$/m3 | 10,3204 US\$/MMBTU 100,0% |

E a Tabela 11 e o Gráfico 45 apresentam a contribuição de cada parcela na formação do custo efetivo do gás natural para uma usina termoeletrica.

Tabela 11 - Formação do Custo Efetivo do Gás Natural para a UTE

| | | | |
|----------------------------------|--------------|-------------------|-------------|
| Parcela de Molécula | 6,01 | US\$/MMBTU | 58% |
| Parcela de Transporte | 2,69 | US\$/MMBTU | 26% |
| ICMS sobre Molécula + Transporte | 1,32 | US\$/MMBTU | 13% |
| Margem de Distribuição | 0,26 | US\$/MMBTU | 3% |
| ICMS sobre Distribuição | 0,04 | US\$/MMBTU | 0,4% |
| Total | 10,32 | US\$/MMBTU | 100% |

Gráfico 45 - Formação do Custo Efetivo do Gás Natural para a UTE



Fonte: Elaboração própria do autor

Note que no exemplo apresentado, o preço do gás (molécula + transporte + distribuição) sem impostos, utilizando o câmbio de conversão Real/Dólar sugerido pela EPE para o Leilão A-5 de 2016, é equivalente a 8,96 USD/MMBTU. Ao considerar os impostos (PIS, COFINS, ICMS) e os créditos contábeis de PIS e COFINS, o custo do gás natural para a usina termoeletrica alcança o valor equivalente a 10,32 USD/MMBTU. Ou seja, acréscimo de 15,2% para o Estado onde foi realizado o estudo. Vale lembrar que, de acordo com a Constituição Federal, a atividade de distribuição de gás canalizado é uma atividade de competência dos Estados, e cuja tarifa de distribuição cabe à Agência Reguladora Estadual determinar. De maneira análoga, a alíquota de ICMS também varia entre os Estados. Disto decorre o fato que, no momento de se desenvolver o projeto de um novo empreendimento termoeletrico a gás natural, a competitividade do projeto frente a outras fontes é fortemente influenciada pela alíquota de ICMS incidente na operação de compra de gás natural daquele Estado, bem como pela tarifa de distribuição de gás canalizado cobrado pela distribuidora

local, a qual é regulada pela Agência Reguladora Estadual onde o projeto será instalado. Além dos aspectos de infraestrutura, disponibilidade de combustível, investimento e competitividade natural do projeto, o empreendedor precisa se preocupar também com a competitividade tributária que seu projeto terá frente a outros concorrentes no mesmo certame. De forma geral a alíquota de ICMS sobre o gás natural varia entre 12% e 18%. Neste estudo foram identificadas tarifas de distribuição de gás canalizado entre 0,027 R\$/m³, 0,04 R\$/m³ e até 0,08 R\$/m³, variações de mais de 196% entre os Estados.

6. CONCLUSÕES

O Brasil tem se tornado cada vez mais dependente da geração de energia elétrica por fontes térmicas. A combinação de restrições ambientais para construção de usinas hidrelétricas com grandes reservatórios, a redução de grandes potenciais hidráulicos a serem explorados e a demanda crescente por fonte firme de energia, capaz de garantir o suprimento frente à expansão das fontes intermitentes, vêm transformando a base de geração de energia elétrica do país, passando de eminentemente hidráulica para hidrotérmica. Neste sentido o gás natural como recurso energético vem desempenhando um papel fundamental em termos de diversificação da matriz elétrica e garantia de abastecimento. Nos últimos anos a contribuição do gás natural no suprimento de energia elétrica do país apresentou forte crescimento, com participação de 5% em 2011 e de 13% em 2014, de acordo com os dados da OLADE. A expansão do parque gerador nacional também vem sendo, em grande parte, sustentada pela construção de novas usinas termoelétricas a gás natural, cuja fonte representa 49% dos empreendimentos já licitados. Diante da importância que o energético atualmente tem para o país, torna-se fundamental planejar os diversos aspectos que influenciam o

suprimento deste importante recurso, como um ambiente regulatório favorável à expansão do setor e à entrada de novos investidores, aspectos de infraestrutura de exploração e produção, gasodutos de transporte, distribuição, unidades de regaseificação, a criação de um ambiente favorável à competição entre os agentes do mercado, favorecendo o consumo e a competitividade da fonte. Os resultados do estudo de competitividade e análise de sensibilidade da geração termoelétrica a gás natural evidenciam a necessidade de reformulação do atual modelo de contratação destes projetos. A forma como o atual modelo de contratação está concebido, prevendo o despacho das UTE's apenas em momentos de hidraulicidade desfavorável, prejudica a Garantia Física do empreendimento, tornando a fonte pouco competitiva nos leilões de energia nova do ACR e conseqüentemente com custos efetivos de geração elétrica para o sistema elevados. Isto permite concluir que existe no atual modelo de contratação uma contradição entre a forma como se busca alcançar a modicidade tarifária e a garantia de abastecimento energético. Esta contradição, em verdade, pode ser evitada! Se por um lado há necessidade de se diversificar o parque gerador através da fonte gás natural, de forma a dar garantia de abastecimento e a um custo acessível, é também preciso criar um ambiente favorável à sua contratação e de forma otimizada, de tal forma que a fonte apresente o menor custo para o sistema. O modelo atual não prevê a utilização destas termoelétricas para geração de energia em base de carga, o que acarreta em custos elevados da energia termoelétrica quando de seu despacho. O presente trabalho deixa transparecer que o ponto ótimo em termos de contratação destas usinas é no modelo Inflexibilidade Nula (Inflexibilidade = 0%), ou totalmente Flexíveis, e Despachadas em geração de base (Despacho = 100%), constantemente. Desta forma reduz-se ao máximo o custo efetivo de geração

termoelétrica para o sistema, maximizando assim o benefício que a fonte tem para oferecer ao país, tanto em termos de modicidade tarifária quanto em termos de garantia de abastecimento energético. No entanto, no modelo atual, a declaração de inflexibilidade nula prejudica o cálculo da garantia física e conseqüentemente a competitividade da fonte, elevando o ICB, parâmetro utilizado para comparar empreendimentos no leilão. Para se alcançar esta maximização de benefício, é importante que o cálculo da Garantia Física preveja o despacho destes empreendimentos em base de carga.

Outro aspecto importante diz respeito à fórmula de reajuste de preço do gás natural utilizada atualmente em leilões do ACR. É importante permitir ao empreendedor que apresenta a sua própria fórmula de reajuste de preços do combustível, sem que esta seja uma premissa determinada pelo agente contratante da energia.

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1]. (Neto, Miguel, 2014) NETO, Júlio G., MIGUEL, Franklin K. Porque é difícil integrar os setores de energia elétrica e de gás natural no Brasil? Uma análise à luz dos custos de transação. 9º Congresso Brasileiro de Regulação - EXPOABAR. Brasília, DF. 2015.
- [2]. (Romeiro, Almeida, 2014) ROMEIRO, Diogo L., ALMEIDA, Edmar F. A competitividade da geração termoelétrica a gás natural no Brasil. Rio Oil & Gas 2014. Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – IBP. Rio de Janeiro, 2014.
- [3] Boletim mensal de acompanhamento da indústria de gás natural, Ministério de Minas e Energia, Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis, Departamento de Gás Natural, Edição nº 105, Destaques de Dezembro de 2015.
-

-
- [4]. (TOLMASQUIM, M., 2011) TOLMASQUIM, Maurício. Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro. Editora Synergia. 1ª edição. Rio de Janeiro, 2011.
- [5]. (COSTA, M. D., 2015) COSTA, Maria D. Gás Natural no Cenário Brasileiro. Editora Synergia. 1ª edição. Rio de Janeiro, 2015.
- [6] Informe Técnico - Leilão A-5 de 2016. Empresa de Pesquisa Energética – EPE. 2015.
- [7] Nota Técnica Nº 125 - Leilão A-5 de 2016. Empresa de Pesquisa Energética – EPE. 2015.
- [8] Nota Técnica Nº 126 - Leilão A-5 de 2016. Empresa de Pesquisa Energética – EPE. 2015.
- [9] Modelo de Contrato de Comercialização de Energia Elétrica por Disponibilidade. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. 2014.
- [10] Sistema de Informações Energéticas Regionais – SIER. Organização Latino Americana de Energia – OLADE. Equador, 2015.
- [11] Balanço Energético Nacional – BEN, 2013. Ministério de Minas e Energia – MME, Empresa de Pesquisa Energética – EPE. Brasília, 2014.
- [12] BP Statistical review of World Energy 2015. British Petroleum. 2015.
-