

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO  
INSTITUTO DE ENERGIA E AMBIENTE  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA**

**VITOR EMANOEL SIQUEIRA SANTOS**

**GÁS NATURAL E CARVÃO NA GERAÇÃO TERMELÉTRICA:  
REFLEXÕES SOBRE A COMPETIÇÃO/COMPLEMENTAÇÃO DAS  
FONTES NA REGIÃO SUL DO BRASIL**

**SÃO PAULO**

**2017**

**VITOR EMANOEL SIQUEIRA SANTOS**

**GÁS NATURAL E CARVÃO NA GERAÇÃO TERMELÉTRICA: REFLEXÕES  
SOBRE A COMPETIÇÃO/COMPLEMENTAÇÃO DAS FONTES NA REGIÃO SUL  
DO BRASIL**

**Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação  
em Energia do Instituto de Energia e Ambiente da  
Universidade de São Paulo para obtenção do título de  
Mestre em Ciências.**

**Orientador: Prof. Dr. Edmilson Moutinho dos  
Santos**

**Versão Corrigida**

(versão original disponível na Biblioteca do Instituto de Energia e Ambiente e na Biblioteca Digital de Teses e Dissertações da USP)

**SÃO PAULO**

**2017**

**AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.**

### **FICHA CATALOGRÁFICA**

Santos, Vitor Emanuel Siqueira.

Gás natural e carvão na geração termelétrica: reflexões sobre a competição/complementação das fontes na região sul do Brasil / Vitor Emanuel Siqueira Santos; orientador: Edmilson Moutinho dos Santos. – São Paulo, 2017.

102 f.: il.; 30 cm.

Dissertação (Mestrado em Ciências) – Programa de Pós-Graduação em Energia do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo.

1. Gás natural. 2. Carvão. 3. Geração Termelétrica. I. Título.

Nome: SANTOS, Vitor Emanuel.

Título: Gás Natural e Carvão na Geração Termelétrica: Reflexões Sobre a  
Competição/Complementação das Fontes na Região Sul do Brasil

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em  
Energia do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de  
São Paulo para obtenção do título de Mestre em Ciências.

Aprovado em:

Banca Examinadora

Prof. Dr. \_\_\_\_\_ Instituição: \_\_\_\_\_

Julgamento: \_\_\_\_\_ Assinatura: \_\_\_\_\_

Prof. Dr. \_\_\_\_\_ Instituição: \_\_\_\_\_

Julgamento: \_\_\_\_\_ Assinatura: \_\_\_\_\_

Prof. Dr. \_\_\_\_\_ Instituição: \_\_\_\_\_

Julgamento: \_\_\_\_\_ Assinatura: \_\_\_\_\_

### **Agradecimentos:**

Ao professor Edmilson, recentemente pai (duas vezes), pela orientação e paciência, virtude esta que vem praticando há muito tempo com este orientando. À professora Hirdan pelo apoio e atenção durante toda a minha passagem pelo Instituto e ao corpo docente do IEE, em especial aos professores Célio e Colombo pela oportunidade.

À família, minha avó Vincenza, meu pai Emanuel, minha mãe Valéria, meus irmãos Yuri e Vinicius pelo suporte nas horas mais difíceis, que não foram poucas.

Aos colegas de pesquisa do IEE, da USP e de fora dela, em especial Haline, Thiago, Renata e Gelsio. E aos amigos de tanto tempo Marcus, Rodrigo, Giovani, Alan, Marcelo e Rafael.

Aos funcionários e funcionárias do IEE pela atenção.

Ao professor Mariani do Poli-Cidadã e aos companheiros voluntários do Projeto Potência pela ajuda e experiências proporcionadas durante o período em que tive o prazer de compartilhar o pouco que sei com jovens esforçados e motivados da periferia de São Paulo.



## RESUMO

SANTOS, Vitor Emanuel Siqueira. **Gás Natural e Carvão na Geração Termelétrica: Reflexões Sobre a Competição/Complementação das Fontes na Região Sul do Brasil**. 2016. 95 f. Dissertação (Mestrado em Energia) – Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2016.

Na expansão da geração termelétrica brasileira predominam como combustíveis o gás natural, os óleos combustíveis, a biomassa e o carvão mineral. A concentração das reservas nacionais de carvão no Sul provoca situação peculiar na entrada de novas fontes. Se por um lado a expansão privilegia o carvão e a consequente indústria extrativa local, por outro abre mão de tecnologias mais eficientes e limpas. Esta pesquisa apresenta os principais fatores que influenciam no desempenho dessas usinas e na contratação de geradores, caracterizando a expansão termelétrica. Posteriormente são criados quatro cenários de expansão da geração para a Região Sul envolvendo diferentes fontes de insumos. Por fim, uma análise SWOT é realizada para cada cenário gerador a fim de gerar reflexões acerca dos limites da expansão termelétrica sem uma visão gestora dos recursos disponíveis.

Palavras chave: gás natural, carvão, geração termelétrica

## ABSTRACT

SANTOS, Vitor Emanuel Siqueira. **Natural Gas and Coal in the Power Generation: Thoughts on the Competition/Complementarity of the Sources on the South Region of Brazil.** 2016. 95 f. Dissertação (Mestrado em Energia) – Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2016.

The following fuels are predominant in the Brazilian expansion of the power generation by thermal power plants: natural gas, oil, biomass and coal. The concentration of the national coal reserves in the south makes a particular case for the entrance of new sources. If, for by one hand, the expansion privileges the coal and, for consequence, the local mining industry, by the other gives up more efficient and cleaner technologies. This research presents the main factors that influence the performance of these plants and the hiring of new generators, characterizing the expansion of thermal power plants. Afterwards four expansion scenarios are created for the south region involving different feedstocks. Lastly, a SWOT analysis is performed for each scenario of generation in the intent of generate thoughts about the limitations of a thermal power generation expansion without an integrating and managing vision of the available resources.

Keywords: natural gas, coal, thermal power plants



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Tipos de carvões minerais e principais usos .....	22
Figura 2 – Depósitos de Carvão e Usinas Termelétricas a Carvão no Sul do Brasil. ....	24
Figura 3 – Composição Setorial do Consumo de Carvão a Vapor no Brasil .....	28
Figura 4 - Principais tipos de reservatórios de gás natural .....	31
Figura 5 - Diagrama de transformação termoquímica da matéria orgânica e estágio de geração do petróleo .....	32
Figura 6 – Mapa dos gasodutos em território brasileiro .....	34
Figura 7 – Blocos licitados na 12ª rodada da ANP.....	37
Figura 8 - Preço mínimo do barril de petróleo para viabilização de diferentes reservas ....	40
Figura 9 – Composição típica do gás natural de fonte convencional .....	42
Figura 10 – Relação teórica entre o volume de metano e a capacidade de adsorção do carvão .....	46
Figura 11 – Classificação das centrais termelétricas .....	48
Figura 12 – Ciclo Rankine convencional .....	49
Figura 13 – Ciclo Brayton .....	50
Figura 14 – Ciclo combinado com cogeração .....	51
Figura 15 – Participação do carvão mineral nas matrizes elétricas em 2014.....	54
Figura 16 – Mapa das Usinas Termelétricas a Carvão no Brasil.....	55
Figura 17 – Geração de eletricidade por carvão e por gás natural nos EUA entre 2002 e 2012 .....	60
Figura 18 – Mapa da Concentração das Usinas Termelétricas a Gás Natural no Brasil .....	64
Figura 19 – Evolução da Carga na Região Sul.....	68
Figura 20 – Volume de contratação de energia elétrica de novos empreendimentos entre 2005 e 2015 .....	70

Figura 21 – Energia de novos empreendimentos por meio de usinas termelétricas (separado por fontes).....	71
Figura 22 – Diagrama da Análise SWOT.....	74
Figura 23 – Diagrama estrutural da análise SWOT.....	75

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Principais reservas de carvão do Brasil .....	26
Tabela 2 – Propriedades dos carvões de algumas jazidas do Rio Grande do Sul.....	27
Tabela 3 – Produção de carvão vapor em termos energia primária no Brasil, em tep .....	27
Tabela 4 – Produção e importação de carvão vapor (em 10 <sup>3</sup> toneladas) .....	28
Tabela 5 – Blocos licitados na 12 <sup>a</sup> rodada da ANP em 2013. ....	37
Tabela 6 – Estimativa do potencial de produção do gás em folhelho em três bacias brasileiras .....	43
Tabela 7 – Tecnologias de geração termelétrica a carvão. (C = comercial / D = desenvolvimento) .....	53
Tabela 8 – Usinas termelétricas a carvão operantes no Brasil .....	56
Tabela 9 - Número de Usinas Termelétricas nos EUA por Tipo de Combustível .....	60
Tabela 10 – Número de usinas termelétricas por Estado no Brasil .....	62
Tabela 11 – Análise SWOT A .....	78
Tabela 12 – Análise SWOT B .....	80
Tabela 13 – Análise SWOT C .....	82
Tabela 14 – Análise SWOT D .....	84

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACR	Ambiente de contratação regulado
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
CBM	Coalbed methane
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CVU	Custo variável unitário
GN	Gás natural
GNC	Gás natural comprimido
GNL	Gás natural liquefeito
GTL	Gas-to-liquids
ICB	Índice de custo-benefício
MME	Ministério de Minas e Energia
MMm <sup>3</sup>	Milhões de metros cúbicos
PLD	Preço de liquidação das diferenças
PPT	Programa prioritário de termelétrica
SCF	Standard cubic feet
SIN	Sistema Interligado Nacional
SWOT	Strenghts, weaknesses, opportunities and threats
toe	Tonelada de óleo equivalente
UTE	Usina Termelétrica

## SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	16
1.1 Introdução ao tema da pesquisa.....	16
1.1 Motivação e Justificativa.....	17
1.3 Objetivos.....	17
1.3.1 Objetivo Geral .....	17
1.3.2 Objetivos Específicos .....	17
1.4 Metodologia.....	18
2. CARVÃO MINERAL .....	21
2.1 Origem.....	21
2.2 Exploração .....	22
2.3 Reservas e Produção.....	25
2.4 Carvão Vegetal .....	29
3. GÁS NATURAL .....	31
3.1 Origem.....	31
3.2 Utilização.....	32
3.3 Transporte.....	33
3.4 Gás Natural No Brasil .....	34
3.5 Considerações Sobre a Regulação do Mercado de Gás Natural.....	35

4. GÁS NATURAL NÃO CONVENCIONAL.....	39
4.1 Gás em Folhelho.....	41
4.1.1 Potencial de Produção de Gás em Folhelho no Brasil.....	43
4.2 Metano Em Camadas De Carvão (Coal-Bed Methane – CBM) e Potencial Brasileiro	45
5. GERAÇÃO TERMELÉTRICA .....	48
5.1 Geração Termelétrica a Carvão .....	51
5.1.1 Geração Termelétrica a Carvão No Sul.....	54
5.2 Influência da Disponibilidade de Gás Natural Para a Geração Termelétrica, o Exemplo dos EUA.....	58
6. GERAÇÃO TERMELÉTRICA E COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA NO BRASIL .....	62
6.1 Expansão da Oferta de Energia Elétrica Por Novas Usinas Termelétricas .....	67
7. IMPORTAÇÃO DE GNL .....	72
8. ANÁLISE SWOT.....	74
8.1 Aplicação e Premissas .....	75
8.2 Análise A - UTE a Gás Natural No Litoral Com Alimentação do Gasbol.....	77
8.3 Análise B – UTE Alimentada pelo Gás em Folhelho dos Blocos Spar-Cs.....	78
8.4 Análise C - Expansão da Geração a Carvão .....	80
8.5 Análise D – UTE Alimentada pelo Gás Natural das Camadas de Carvão .....	82
9. DISCUSSÃO DOS RESULTADOS .....	85
9.1 Alternativas.....	86

10. CONCLUSÕES .....	88
REFERÊNCIAS .....	90
ANEXO A – Detalhes das Plantas Modulares de GNL Sugeridas para o Transporte do Gás dos Blocos Spar-CS .....	101

# 1. INTRODUÇÃO

## 1.1 Introdução ao tema da pesquisa

O gás natural é defendido por muitos como o combustível ideal para o atual momento de transição da matriz energética mundial para um modelo baseado em fontes mais limpas, visando a sustentabilidade no longo prazo. A substituição de outras fontes pelo gás não só proporciona a escala necessária para essa mudança, como o faz de modo suave (MIT, 2011). Nesse momento surge a oportunidade de discutir os limites dessa influência em prol do desenvolvimento de recursos locais.

A situação privilegiada do Brasil em termos de diversidade de fontes de geração de energia elétrica proporciona a oportunidade de refletir sobre a influência mútua dessas fontes entre si. As recentes pressões ambientais para reduções em emissões de gases de efeito estufa tem influenciado no planejamento energético de expansão do parque gerador proporcionando cenário ideal para uma análise comparativa entre os efeitos dessas opções. Dessa maneira, o carvão tem sido alvo de constantes críticas na geração de eletricidade por usinas termelétricas por possuir desempenho ambiental inferior ao gás natural (COELHO; PALETTA; FREITAS, 2000).

Os empreendimentos termelétricos no Brasil utilizam diversos combustíveis. Essa heterogeneidade não inibe o protagonismo do gás natural e do carvão mineral. Conforme o parque gerador sofre pressões para expansão devido à crescente demanda, apesar da estagnação econômica (CASTRO, 2016), os planejadores precisam analisar as fontes de forma integrada para proporcionar o aproveitamento ótimo dos recursos naturais existentes e da infraestrutura disponível.

Em meio à tendência observada em outros países de uma substituição gradual do carvão pelo gás natural para a geração termelétrica (EIA, 2016), foi verificada a função que o energético sólido ocupa na economia e posteriormente foram exploradas soluções integradoras como forma de propor um ambiente de complementação, em alternativa à competição, entre as duas fontes, evitando assim grandes perdas locais para a fonte substituída.

Soma-se a esse cenário de constantes mudanças o interesse por novas fontes não convencionais de gás natural e as constantes mudanças estruturais que o Brasil vem encontrando desde o início do século XXI.



## 1.2 Motivação e Justificativa

A principal motivação desta dissertação é propor uma visão diferenciada da relação entre os dois combustíveis para geração termelétrica no contexto atual. Dessa maneira será possível compreender como a oferta dos energéticos pode influenciar opções de longo prazo, como instalação de novas usinas termelétricas.

Como parte do contexto atual, o interesse em fontes alternativas de gás natural no país sugere que desenvolver o gás natural em terra no Brasil proporciona a possibilidade de aumentar a participação do mesmo na matriz elétrica, melhorando o desempenho ambiental, isto é, reduzindo emissões de gases de efeito estufa, e mantendo a segurança energética através da segurança no suprimento. Nessa hipótese, o gás em folhelho e o metano em camadas de carvão (CBM) são alternativas teóricas válidas em bacias continentais.

A pergunta feita sobre o tema é: Como utilizar as usinas a gás para complementar a geração a carvão no Sul de forma a garantir a expansão termelétrica contemplando a necessidade de redução de emissões, manutenção de uma economia local voltada ao recurso natural e criação de um ambiente competitivo de comercialização para geradores sem causar o declínio observado nos EUA?

## 1.3 Objetivos

### 1.3.1 Objetivo Geral

O objetivo geral desta dissertação é propor cenários de complementação entre agentes geradores termelétricos a carvão e gás natural na Região Sul contabilizando a entrada de novas fontes de gás natural.

### 1.3.2 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos do presente trabalho incluem:

- Caracterizar novas fontes de gás natural no Sul do país passíveis de exploração num horizonte de médio prazo;
- Compreender o funcionamento e as limitações das termelétricas a carvão e gás natural com base nos aspectos técnicos, regulatórios e comerciais;
- Realizar uma análise SWOT para os cenários propostos visando vantagens estratégicas para o gerador em questão e priorizando a complementação em detrimento à competição entre as fontes.

#### 1.4 Metodologia

Sendo esta uma pesquisa de carácter exploratório, buscou-se a compreensão teórica dos fatores envolvidos, pautada revisão da bibliografia existente sobre os temas que compõem o escopo da pesquisa.

Contudo, dadas as opções envolvidas no planeamento da expansão da geração de energia elétrica e o foco desta dissertação, serão apresentados conceitos de formação e exploração dos combustíveis fósseis aqui discutidos e será dada atenção especial ao gás natural em comparação ao carvão pois a questão das acumulações de gás não convencionais será tratada como opção de fornecimento de combustível para as usinas propostas.

Para tanto, se faz necessária a compreensão de todo o contexto de geração de energia através de usinas termelétricas, desde a exploração do insumo, seja ele carvão ou gás natural, até a comercialização de energia no ambiente de contratação regulada. Os detalhes, dificuldades, forças e gargalos de cada ponto da cadeia contribuem para beneficiar diferentes opções de geração, e, portanto, influenciam diretamente no resultado final do trabalho.

A pesquisa foi realizada essencialmente por análise documental em fontes de literatura. A informação obtida foi condensada e estruturada na forma em que se encontra este trabalho.

As etapas seguidas durante o trabalho foram:

- Revisão da literatura;
- Elaboração e publicação de artigos;
- Participação em feiras e congressos;
- Levantamento de dados;

- Análise SWOT e comentários;
- Desenvolvimento do texto final.

A revisão bibliográfica foi constante durante quase todo o período da elaboração do texto. Os temas pesquisados foram:

- Gás natural (e gás natural não convencional);
- Carvão mineral e carvão vegetal;
- Termelétricas a carvão e gás natural;
- Regulação e comercialização de energia elétrica no Brasil;
- Situação atual e projeções do consumo de energia no Brasil, especialmente na Região Sul.

A realização da análise SWOT e a compreensão de seus comentários são embasadas pelas informações resultantes desta revisão de literatura, exposta nos capítulos 2, 3 e 4 desta dissertação.

Durante o período de pesquisa buscou-se a interação com pesquisadores de outras áreas como maneira de acelerar o processo de assimilação dos conceitos necessários para a elaboração do trabalho. Essa prática culminou na publicação de artigos nas áreas de direito do gás natural e gás natural não convencional em revistas e congressos internacionais. A participação em tais eventos possibilitou o contato com pesquisadores e materiais que auxiliaram o desenvolvimento da dissertação, especialmente nas críticas ao sistema de compra de energia nova.

A proposta desta dissertação é comparar as opções de expansão termelétrica no sul do país confrontando as opções por dois combustíveis: carvão mineral e gás natural. Para tanto, foram utilizadas as projeções do Plano Decenal de Expansão de Energia 2024, ou PDE 2024, para o crescimento da carga e da oferta de energia nos Estados do Sul do país.

Por fim, foi realizada uma análise SWOT (sigla corresponde, em inglês, a *Strengths, Weaknesses, Opportunities, Threats*, ou, em português, Forças, Fraquezas, Oportunidades, Ameaças, respectivamente) para cenários de geradores concentradores da oferta necessária para o próximo decênio obtida no PDE 2024. Nesses cenários os geradores estão instalados e disputam apenas por expansão dos contratos atuais. Essa ferramenta qualitativa permite antecipar condições de competição e verificar oportunidades de interação com os outros agentes. Esta etapa tem por escopo a realização de reflexões e análises críticas pautadas em

fatos e referências quanto à função da complementação em contrapartida à competição das duas fontes fósseis como maneira de atenuar impactos sociais nas regiões dependentes do carvão e promover o melhor aproveitamento dos recursos energéticos disponíveis. Durante esta etapa foram retomados conceitos anteriormente apresentados na revisão bibliográfica e utilizadas premissas baseadas em trabalhos atuais sobre estimativas de parâmetros de reservas e produção.

## 2. CARVÃO MINERAL

### 2.1 Origem

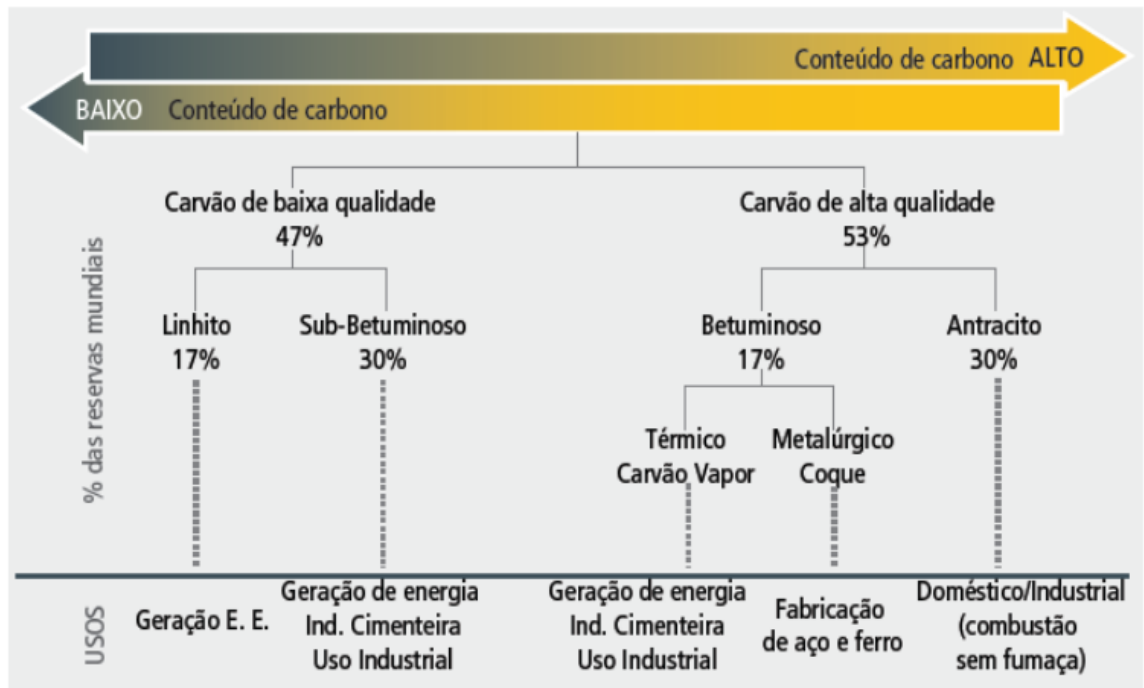
O combustível normalmente referenciado como carvão mineral é corretamente designado carvão fóssil. O termo carvão mineral é de conotação comercial, utilizado para diferenciá-lo do carvão vegetal. O carvão mineral é uma rocha sedimentar combustível e tem sua gênese ligada a restos vegetais em diferentes estados de conservação que sofreram soterramento e compactação (FLORES, 2014). O mesmo termo é usado como referência para os quatro estágios de carbonificação do combustível: turfa (menos carbonificado), linhito, subbetuminoso, betuminoso e antracito (mais carbonificado).

Assim como o petróleo, os depósitos de carvão são encontrados em bacias sedimentares. A matéria orgânica proveniente de restos de vegetais é compactada após ser depositada na bacia sedimentar e, ao longo de milhões anos com aumentos de pressão e temperatura, concentra carbono e hidrogênio. Essa concentração ocorre em dois estágios: carbonificação bioquímica e físico-química. A primeira se dá por ação de bactérias presentes no ambiente de deposição da matéria orgânica original, levando à degradação da mesma em ambiente aeróbico. Posteriormente, com o soterramento e acumulação, essa matéria orgânica é degradada em ambiente anaeróbico. A carbonificação físico-química ocorre através do processo de subsidência, durante o qual há aumento de temperatura e pressão, levando à perda de voláteis e aumento da concentração de carbono (FLORES, 2014).

A qualidade do carvão mineral está ligada ao estágio de maturação da matéria orgânica. Os principais critérios para definição da qualidade são o teor de matéria mineral (cinzas), que é inversamente proporcional à qualidade, e o grau de maturidade ou metamorfismo ao qual a rocha foi submetida durante a evolução na série de linhito a antracitos. O fator de emissões de gases de efeito estufa para o carvão, em toneladas por terajoule são: 26,8 para o carbono; 0,121 para o monóxido de carbono; 0,0007 para o metano; 0,326 para óxidos de nitrogênio e 0,0008 para o óxido nitroso (COELHO; PALETTA; FREITAS, 2000).

A turfa tem baixo teor carbonífero pois é um dos primeiros estágios do carvão, constituindo um combustível de baixa qualidade, com teor de carbono entre 55% e 60%. O estágio seguinte é o linhito, com teor entre 61% e 78%, seguido do carvão betuminoso, com teor entre 79% e 90%. Por fim, o carvão mais puro é o antracito, com teor superior a 90%

(SOUSA, 2012). Esses diferentes carvões possuem diferentes aplicações. A figura 1 apresenta os principais usos de cada tipo. Os carvões menos nobres (carvões com menores teores de carbono e maior teor de cinzas) são chamados carvão-vapor e utilizados principalmente em fornos de usinas termelétricas para geração de eletricidade, enquanto que o destino do carvão mais nobre é industrial e por isso é chamado de carvão metalúrgico.



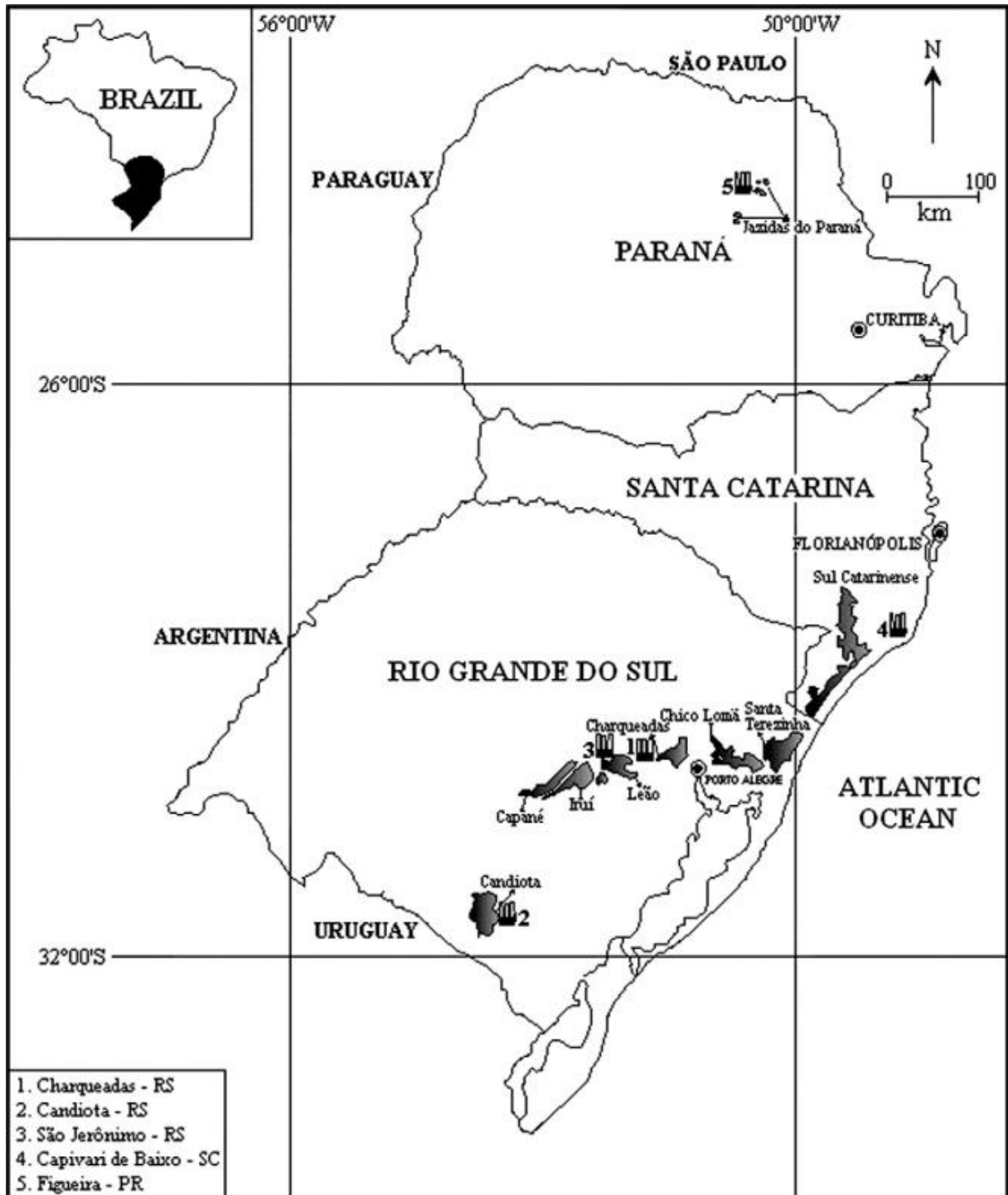
**Figura 1 – Tipos de carvões minerais e principais usos**

Fonte: TOLMASQUIM, 2016

## 2.2 Exploração

A estrutura da cadeia de carvão mineral tem três operações principais: mineração, beneficiamento e transporte. A mineração do carvão acontece a céu aberto ou em minas subterrâneas com lavra manual ou mecanizada. A profundidade da camada e o tipo de solo local são os principais fatores que influenciam a decisão pelo tipo de mina (ANEEL, 2008). Camadas estreitas levam à mineração a céu aberto enquanto que camadas profundas levam à construção de túneis para uma exploração mais eficiente. Este último método é utilizado para a extração de 60% da oferta mundial de carvão mineral. Já no Brasil, a maioria das minas é a céu aberto.

Enquanto que na exploração do petróleo 60% dos custos são relacionados às atividades de exploração envolvendo perfuração, no carvão a parte mais dispendiosa da cadeia produtiva é o transporte do energético. Em distâncias curtas, as esteiras são o método mais eficiente. Trajetos mais longos requerem a utilização de caminhões, trens e barcaças. Há também a opção de transporte via dutos com a mistura de carvão e água (ANEEL, 2008). Dessa maneira conclui-se que a melhor localização para as UTEs a carvão são junto aos pólos carboníferos como estratégia de redução de riscos e custos associados ao transporte, mesmo que isso envolva maiores custos em linhas de transmissão. A figura 2 apresenta a distribuição dos depósitos de carvão e das usinas termelétricas a esse combustível no Sul do país.



**Figura 2 – Depósitos de Carvão e Usinas Termelétricas a Carvão no Sul do Brasil.**

Fonte: DEPOI (2008)

A mineração do carvão é relativamente agressiva ao meio ambiente. Os impactos podem se estender aos recursos hídricos, à flora, à fauna e à população local como a poeira, o ruído e a erosão. Para contornar esses efeitos, as medidas adotadas pelas mineradoras em respeito à regulação envolvem recuperação de áreas degradadas e gestão da poluição gerada. No entanto,



o dano mais significativo vem da queima do combustível e consequente liberação de gases de efeito estufa, atenuados com práticas modernas de geração de energia que buscam maior eficiência no processo de captura e armazenamento de CO<sub>2</sub>, como combustão pulverizada supercrítica, combustão em leito fluidizado, gaseificação integrada a ciclo combinado e captura e armazenamento de carbono (ANEEL, 2008).

### 2.3 Reservas e Produção

O carvão é o combustível fóssil mais abundante no mundo. A maior parte da produção mundial (60%) é destinada ao setor energético. No cenário internacional atual a China é o principal país em geração de eletricidade à carvão, além de maior produtor e consumidor de carvão mineral. Devido às grandes reservas e ao crescimento acelerado da industrialização desde o início do século XXI, o país é altamente dependente nessa fonte para geração termelétrica, embora seu parque gerador seja composto de plantas de baixa eficiência (subcríticas a carvão com 33%). Hoje já é possível atingir eficiências da ordem de 45% com plantas modernas ultra supercríticas (TOLMASQUIM, 2016).

A primeira mina de carvão brasileira foi aberta há 150 anos, na metade do século XIX. As reservas brasileiras de carvão mineral somam mais de 32 bilhões de toneladas, sendo cerca de três quartos de carvão vapor, recomendado ao consumo termelétrico (EPE, 2016). Esse volume é suficiente para garantir a demanda brasileira em termelétricas por mais de 1.400 anos. A tabela 1 apresenta os principais recursos carboníferos do Brasil. As grandes reservas encontram-se nos três Estados na Região Sul, com concentração no Rio Grande do Sul.

Tabela 1 – Principais reservas de carvão do Brasil

UF	Jazida	Recursos (10 <sup>6</sup> t)	Participação (%)
	Cambuí	44	
Paraná	Sapopema	47	
	<u>Total</u>	91	0,3

continua...

continuação

Tabela 1 – Principais reservas de carvão do Brasil

UF	Jazida	Recursos (10 <sup>6</sup> t)	Participação (%)
Santa Catarina	Barro Branco	1.245	
	Bonito	1.656	
	Pré-Bonito	414	
	<u>Total</u>	3.315	10,1
Rio Grande do Sul	Candiota	12.575	
	Leão	2.339	
	Charqueadas	2.993	
	Iruí/Capané	2.968	
	Morungava	3.328	
	Santa Terezinha/Torres	5.168	
	<u>Total</u>	29.371	89,6
Total		32.777	100

Fonte: DNPM, 2014

A jazida de Candiota possibilita lavra a céu aberto graças às coberturas menores que 50 metros e com continuidade. A espessura média da camada de carvão é de 4,5 metros, a qual já se mostra viável para exploração. O mineral dessa jazida é de baixa qualidade, com alto teor de enxofre e cinzas. Seu uso ocorre na própria boca da mina. Seu destino é a termelétrica da CRM de 446 MW instalada na cidade (TOLMASQUIM, 2016). Já a jazida de Santa Terezinha, próxima ao litoral e à capital do Rio Grande do Sul, abriga um carvão de alta qualidade (betuminoso) com capacidade de uso siderúrgico (COSTA, 2014). No entanto as jazidas são profundas, com coberturas de 500 a 800 metros, gerando dificuldades e altos custos de exploração numa região sem infraestrutura para mineração.

O carvão brasileiro, em geral, é de baixa qualidade, pois as reservas são compostas por carvão do tipo linhito e sub-betuminoso, com baixo valor calórico e alto conteúdo de cinzas, requerendo pré-tratamento antes da queima (PIRES, 2004). A quantidade de enxofre média do carvão mineral nacional supera os 5% e a de finos pode chegar a 60%, devido à alta friabilidade (LUCZYNSKI, 1995). Para utilização industrial, a concentração de enxofre não deve passar os

2% e a de finos deve estar entre 5% e 15%. A tabela 2 apresenta propriedades de carvões de três grandes jazidas gaúchas.

Tabela 2 – Propriedades dos carvões de algumas jazidas do Rio Grande do Sul

Jazida	Poder Calorífico PCS (kcal/kg)	Carbono (%)	Cinzas (%)	Enxofre(%)
Candiota	3.200	23,3	52,5	1,6
Charqueadas	2.950	24,3	54,0	1,3
Santa Terezinha	3.800 - 4.300	28,0 – 30,0	41,0 – 49,5	0,5 – 1,9

Fonte: TOLASQUIM, 2016

O carvão vapor, utilizado na geração termelétrica, tem sua produção concentrada nos Estados do Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul.

A tabela 3 apresenta a evolução de produção de energia primária no Brasil para o carvão vapor (utilizado nas termelétricas) no decênio 2006-2015. Para efeito de comparação, a energia hidráulica produzida em 2015 foi equivalente a 30.938.000 toneladas de óleo equivalente, aproximadamente dez vezes maior que a produção de energia pelo carvão mineral. Segundo a ANEEL (2015), a tonelada de óleo equivalente (ou tonelada equivalente de petróleo – tep) é utilizada na comparação de poder calorífico e corresponde à energia obtida a partir de uma tonelada de petróleo padrão (1 toe =  $10^{10}$  cal).

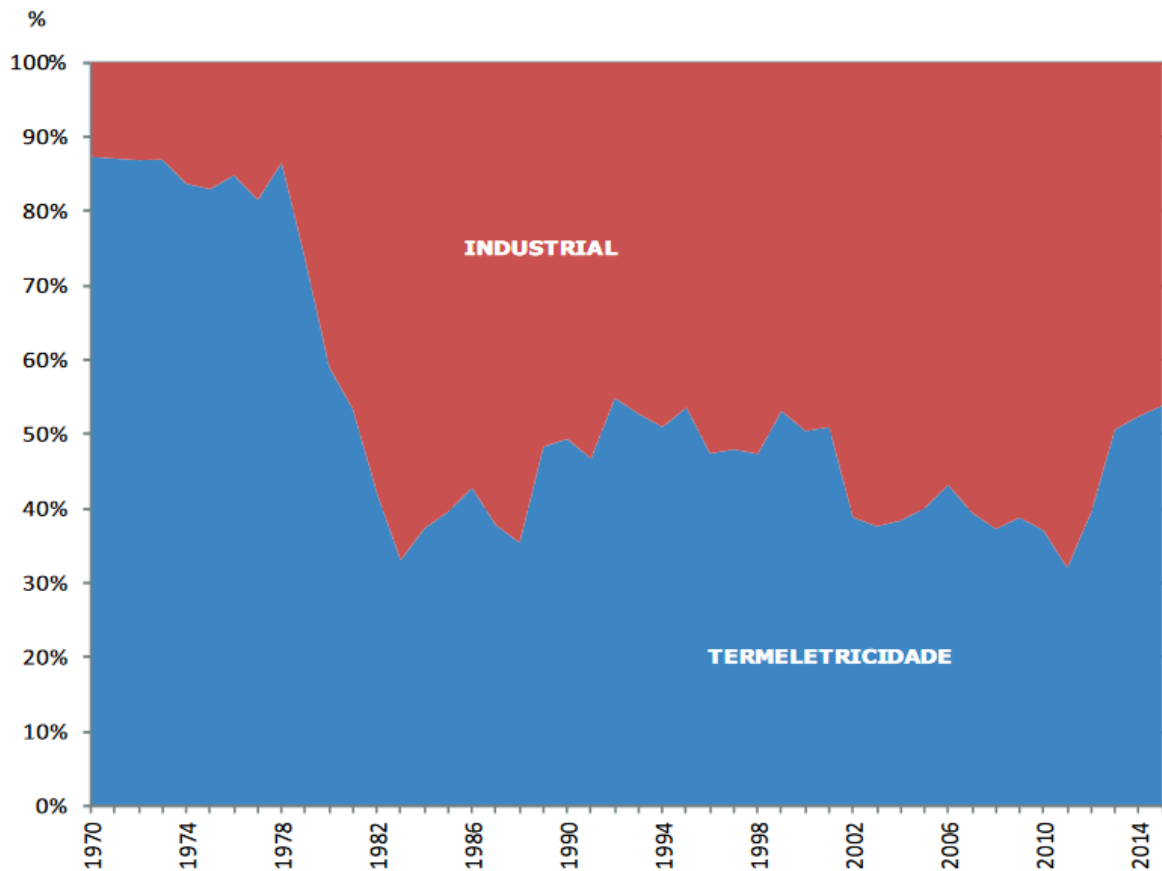
Tabela 3 – Produção de carvão vapor em termos energia primária no Brasil, em toe

<b>Ano</b>	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
<b>Energia (em 10<sup>3</sup>toe)</b>	2.200	2.257	2.252	1.913	2.104	2.134	2.517	3.298	3.059	3.066

Fonte: EPE, 2016

A figura 3 apresenta a distribuição do consumo de carvão vapor entre os setores industrial e de geração de eletricidade no Brasil num intervalo de 45 anos. O setor industrial consome a maior parte do carvão vapor no país desde o final da década de 1970. A parcela

ocupada pela geração de eletricidade a carvão sofre variações com a demanda de despachos e a entrada de novos geradores.



**Figura 3 – Composição Setorial do Consumo de Carvão a Vapor no Brasil**

Fonte: EPE, 2016

O Brasil produz cerca de metade do carvão vapor que consome. No decênio 2006-2015 tanto a produção quanto a importação desse tipo de carvão aumentaram significativamente, conforme mostra a tabela 4. Os geradores termelétricos do Norte e Nordeste do país importam o insumo. A importação é feita da Colômbia por navios (TOLMASQUIM, 2016).

**Tabela 4 – Produção e importação de carvão vapor (em 10<sup>3</sup> toneladas)**

Ano	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Produção	5.415	5.821	6.453	4.801	5.415	5.505	6.617	8.594	7.936	8.029
Importação	5.211	4.695	3.797	3.538	5.305	5.934	6.144	6.975	8.995	8.985
Consumo total	10.626	10.516	10.250	8.339	10.720	11.439	12.761	15.569	16.931	17.014

Fonte: EPE, 2016

A produção em cidades da Região Sul como Candiota (RS), maior mina do país, é consideravelmente influenciada por novos empreendimentos de geração termelétrica. Além disso, essas centrais ficam próximas às minas devido às dificuldades de transporte do energético e, portanto, recebem o aporte de recursos necessários para a montagem e operação da usina. Zancan (2015b) estima que uma central termelétrica de 340 MW em Candiota impacte a economia local de forma a dobrar o PIB percapita da cidade. Novos empreendimentos são importantes para essas cidades pois as plantas brasileiras, a exceção de Candiota Fase C, são antigas e operam com rendimentos abaixo de 34% (TOLMASQUIM, 2016). A atualização desses sistemas se faz necessária perante as pressões ambientais e concorrência com sistemas mais modernos e, portanto, mais eficientes a gás natural. Entre as práticas redutoras de emissões na utilização do carvão mineral estão a remoção de impurezas antes da combustão (pré-tratamento), remoção de poluentes durante a combustão, remoção de impurezas após a combustão e conversão em combustíveis líquidos ou gasosos.

A geração de empregos em cidades com atividade mineradora é vital para o desenvolvimento da região. A Usina Termelétrica a carvão de Seival no Rio Grande do Sul emprega 150 pessoas diretamente e outras 1200 indiretamente (TRACTEBEL ENERGIA, 2008). Em 2011 o Brasil produziu 31,7 bilhões de toneladas de carvão mineral envolvendo 4.941 empregos diretos (HAMM, 2016).

## 2.4 Carvão Vegetal

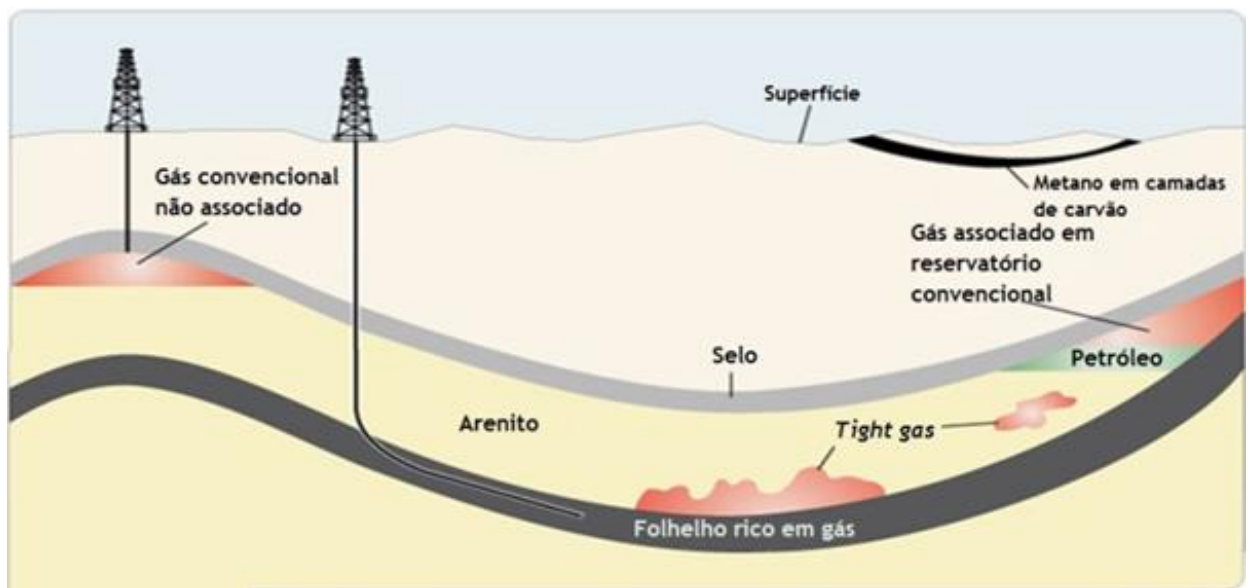
O carvão vegetal é o produto sólido do processo de carbonização da madeira. Nesse processo, a madeira sofre destilação seca ao ser aquecida em ambiente fechado com quantidades controladas de oxigênio. Essa etapa causa destruição dos componentes da madeira, modificação estrutural das fibras e surgimento de novos produtos. O processo de carbonização libera gases como CO<sub>2</sub>, CO, CH<sub>4</sub> e H<sub>2</sub>; líquidos orgânicos como alcatrões, ácido acético e álcool metílico; e também há liberação de vapor de água (LUCZYNSKI, 1995). No processo há aumento progressivo de temperatura e concentração de carbono no sólido. A composição de oxigênio da madeira passa de 44% a 13% enquanto que a de carbono sobe de 49% no início do processo a 82%. As variáveis importantes do processo são a qualidade da madeira, a temperatura de carbonização e a velocidade de aquecimento.

Quanto à produção, o Brasil é o maior produtor mundial de carvão vegetal (GHILARDI, 2011). As 8 usinas a carvão vegetal operantes no país não representam parcela significativa da produção de energia elétrica, possuindo potência outorgada somada de 54 MW (ANEEL, 2016). Para efeitos de classificação, a EPE considera essa energia proveniente de biomassa.

### 3. GÁS NATURAL

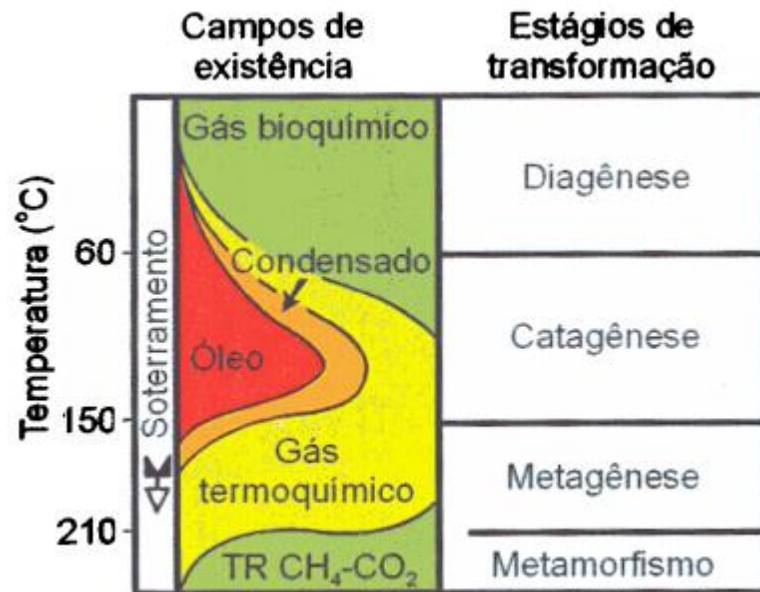
#### 3.1 Origem

O gás natural é um hidrocarboneto de origem fóssil utilizado como combustível. Sua origem não renovável lhe concede valor estratégico, assim como o petróleo, mas sem a flexibilidade do transporte do chamado ouro negro. Ele é encontrado em reservatórios similares aos de petróleo, podendo ou não estar associado ao mesmo. Os reservatórios são estruturas formadas, em geral por rochas sedimentares, com depósitos de matéria orgânica e sedimentos. Reservatórios comuns no Brasil possuem estratigrafia caracterizada por sucessões de folhelho e arenito, sendo a última a rocha reservatório (THOMAS, 2001). A matéria orgânica original e a intensidade do processo térmico local que leva à maturação do hidrocarboneto determinam o tipo de hidrocarboneto formado no reservatório. O gás normalmente é originado a partir de matéria orgânica vegetal (plâncton). A figura 4 apresenta os tipos de reservatórios de gás. O *tight gas* apontado no esquema representa gás natural em camadas de baixa permeabilidade e será discutido adiante. A figura 5 apresenta as condições de temperatura e soterramento para geração de hidrocarbonetos.



**Figura 4 - Principais tipos de reservatórios de gás natural**

Fonte: EIA, 2014



**Figura 5 - Diagrama de transformação termoquímica da matéria orgânica e estágio de geração do petróleo**  
 Fonte: THOMAS, 2001

A composição do gás natural é dominada basicamente por metano ( $\text{CH}_4$ ) e etano ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ). Essas duas frações compõem cerca de 95% do gás, no entanto este valor varia de acordo com sua origem.

### 3.2 Utilização

Como combustível e recurso energético, o gás natural possui diferentes usos finais. Sua disseminação é intrinsecamente dependente da rede de distribuição, pois, devido à sua natureza física, o mesmo deve ser comprimido e armazenado para transporte e distribuição. Além disso, a evolução da indústria de gás natural esteve ligada à indústria do petróleo devido à aderência do preço do mesmo à viabilidade da exploração de novas áreas (PERLOTTI, 2013).

A utilização do gás natural no Brasil não é exclusiva para fins termelétricos. Em 2014, apenas 13% da oferta interna de gás natural foi destinada ao consumo termelétrico, totalizando 4,81 bilhões de  $\text{m}^3$  (TOLMASQUIM, 2016). Com isso, julga-se importante listar os principais usos finais para esse energético, uma vez que propostas de aumento de oferta devam ser justificadas com bases nos usos finais previstos.



Um destino comum do gás acontece na própria operação de produção, como fluido de injeção. O mesmo também pode ser injetado em poços adjacentes para auxiliar a manutenção da pressão do reservatório, melhorando a recuperação (SANTOS, V., 2016). O uso energético do gás natural envolve a necessidade de redes de distribuição. O gás natural domiciliar depende de tubulações adequadas nas ruas e instalações compatíveis com o uso e pode ser usado para climatização, aquecimento de água e cocção. O GNV, ou gás natural veicular é o combustível de motores de automóveis adaptados. Por fim, na indústria, o gás natural é um combustível eficiente em fornos e caldeiras de altas temperaturas e leva a produtos de melhor qualidade, eliminando resíduos de combustão incompleta ou metálicos e de óxidos de enxofre (MOUTINHO DOS SANTOS, 2002). Ainda na indústria, o gás pode ser empregado em sistemas de cogeração. Esses sistemas de produção de energia elétrica e térmica são utilizados em indústrias que necessitam de grandes quantidades de calor e trabalho. Esse calor é aproveitado para geração de vapor, que é utilizado em turbinas e ciclos combinados, transformando o calor residual em energia elétrica. A energia da cogeração pode ser vendida para outros consumidores se o ambiente de precificação for favorável. Os setores mais apropriados para cogeração são aqueles nos quais a intensidade de energia térmica é superior à de energia elétrica, dentre os quais citam-se: papel e celulose, indústria química, produção de fertilizantes, alimentos e sucroalcooleiro (SANTOS, V., 2016).

### 3.3 Transporte

Devido ao seu estado físico, o gás natural tem limitações quanto ao seu transporte, o que impõe restrições à economicidade de sua utilização como combustível em centrais termelétricas. O transporte de combustíveis líquidos tem mais opções de baixo custo que o transporte de gases.

Após sair da Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN), o gás é transportado por gasoduto, é liquefeito (GNL) ou comprimido (GNC). Naturalmente, os gasodutos de alta pressão são as formas mais comuns de transporte, pois possuem escala. Como é caracterizada por monopólio natural e formação de rede, essa indústria lembra aspectos da indústria de transmissão de energia elétrica.

O gasoduto Brasil-Bolívia (GASBOL) possui três trechos com diferentes capacidades e diâmetros. O primeiro, com maior capacidade (30 milhões m<sup>3</sup>/d) sai de Corumbá (MS) e chega

em Paulínia (SP). O trecho sul, de maior interesse para as discussões vindouras, tem capacidade de 12,5 milhões de m<sup>3</sup>/d e chega até Porto Alegre (RS). O terceiro trecho se mantém em São Paulo, indo de Paulínia a Guararema. A figura 6 mostra a discreta malha de gasodutos brasileira.



**Figura 6 – Mapa dos gasodutos em território brasileiro**

Fonte: ABEGAS, 2016

### 3.4 Gás Natural No Brasil

O gás natural é um importante recurso energético para o Brasil no contexto da contínua transição para matrizes mais limpas, ou seja, com menores emissões e mais sustentáveis, pela qual o mundo deve avançar durante o século XXI (MIT, 2011). Novas reservas não convencionais deste recurso, como o gás em folhelho, proporcionam um arranjo de distribuição menos homogêneo no território brasileiro, privilegiando a versatilidade do seu uso e opções de transporte. Considerando os volumes de produção atuais no Brasil, da ordem de 111MMm<sup>3</sup>/d (ANP, 2016) e as diversas tecnologias que possibilitam sua utilização em diversos setores,

verifica-se essa tendência de combustível de base para a transição também no setor de geração de energia elétrica, apontada também por outros atores (REIS; SILVEIRA, 2012).

Diversas reservas brasileiras estão sendo exploradas atualmente, como os volumes do Pré-sal, cuja produção será escoada primeiramente pelos gasodutos Rota 2 e Rota 3, somando 31 milhões de metros cúbicos por dia à oferta interna (PETROBRAS, 2014). O gasoduto Rota 2 possui 401 quilômetros de extensão e capacidade de 13 milhões de metros cúbicos por dia. A entrada no continente acontece no Terminal Cabiúnas, em Macaé, Rio de Janeiro (PETROBRAS, 2016). O gasoduto Rota 3 tem previsão de início de operações para 2018 e somará um volume de 18 milhões de m<sup>3</sup> de gás natural por dia, entrando no continente por São Sebastião, no litoral de São Paulo.

A exploração dessas reservas está concentrada na Petrobras, a maior concessionária e operador de blocos de petróleo e gás natural no Brasil. Em 2014 a Petrobras produziu 91% do petróleo nacional e 92% do gás natural como operadora de blocos (TOLMASQUIM, 2016). Além disso a empresa se consolida em todos os elos da cadeia de gás natural, a partir da exploração até o consumo pelas termelétricas. Essa concentração gera dúvidas sobre o desenvolvimento de um mercado competitivo pois se por um lado esse poder de mercado expressivo vem da viabilização da indústria do gás no país, por outro lado é um obstáculo de longo prazo para a entrada de novos atores e desenvolvimento de novos mercados (ROMEIRO, 2016a).

### 3.5 Considerações Sobre a Regulação do Mercado de Gás Natural

Este subcapítulo tem por objetivo apresentar os efeitos práticos da regulação, ou sua ausência, na expansão da oferta de gás natural, especialmente a partir de fontes não convencionais. A importância da compreensão do regime regulatório se observa pois o mesmo rege as relações determinantes para expansão de oferta, exploração, criação e transporte por gasodutos, gases não convencionais e comercialização. Desde a década de 90, a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) vem ampliando suas atividades e proporcionando avanços no marco regulatório do gás natural brasileiro. A regulamentação do processo de chamada pública e de licitação para o transporte de gás natural são importantes marcos legais recentes (MATHIAS; et al, 2016).

Quanto à tributação, há um problema de extrapolação de normas tributárias a partir de mercadorias convencionais para o gás (CAMPOS, 2016). O entrave tributário atua contra a intensão da agência reguladora em proporcionar um ambiente diverso para competitividade e ampliação da estrutura de gás natural.

No Brasil, a lei do petróleo (Nº 9.478/97) é a mais importante referência para regulação da atividade exploratória de gás no Brasil, porque é responsável por implementar, em bases econômicas, a utilização de gás natural e estabelecer as regras para seu uso como insumo em processos industriais. Qualquer atividade exploratória de gás não convencional deve atender aos requisitos técnicos, legais e econômicos estabelecidos pela ANP, de acordo com o artigo 25 da lei do petróleo. Contudo, a mesma não descreve regras específicas para exploração, desenvolvimento e produção do gás em folhelho, pois o interesse nesse recurso é recente em comparação ao ano de publicação da lei. Logo, para regular atividades relacionadas a gás natural a ANP fez a Resolução 21/2014, a qual trata dos recursos de gás não convencional e do fraturamento hidráulico. Essa operação é essencial para a exploração de gás não convencional (especialmente gás em folhelho e tigh gas).

Os principais potenciais impactos ambientais envolvidos são relacionados à água: contaminação subterrânea e uso intensivo de reservas. Além disso, as emissões de poluentes decorrentes da evaporação de fluidos de fraturamento e de vazamentos de metano (mais prejudicial que dióxido de carbono) também são consideradas como potenciais impactos ambientais (VICARIO, 2011).

Os riscos supramencionados e eventuais dificuldades regulatórias decorrentes (do diagnóstico à normatização das técnicas) mostraram-se como barreiras para o desenvolvimento da exploração do gás em folhelho em outros países (COSTA, 2016). Porém, a expectativa de replicar o sucesso exploratório norte-americano gerou interesse no Brasil, culminando em uma oferta de blocos de gás não convencional em terra. A 12ª rodada de licitações da ANP aconteceu em novembro de 2013. Após cinco meses, em abril de 2014, a Agência publicou a resolução Nº 21, mencionada acima. Dois meses após, em junho, o Diário Oficial da União publicou o aviso de suspensão dos efeitos da licitação em blocos no Estado do Paraná declarando riscos ambientais. As empresas Petra Energia e Petrobras haviam conquistado os blocos listados na tabela 5. O mapa da figura 7 apresenta a distribuição espacial dos blocos.

Tabela 5 – Blocos licitados na 12ª rodada da ANP em 2013

Setor	Bloco	Área (km <sup>2</sup> )	Situação
SPAR-CS	PAR-T-271	2822,8	Terrestre
SPAR-CS	PAR-T-272	2323,32	Terrestre
SPAR-CS	PAR-T-284	2665,69	Terrestre
SPAR-CS	PAR-T-285	2812,09	Terrestre
SPAR-CS	PAR-T-286	2812,09	Terrestre
SPAR-CS	PAR-T-297	2684,64	Terrestre
SPAR-CS	PAR-T-298	4273,11	Terrestre
SPAR-CS	PAR-T-300	3946,01	Terrestre
SPAR-CS	PAR-T-307	2587,29	Terrestre
SPAR-CS	PAR-T-308	2475,92	Terrestre
SPAR-CS	PAR-T-309	2096,49	Terrestre
SPAR-CS	PAR-T-319	1417,93	Terrestre
SPAR-CS	PAR-T-320	2575,75	Terrestre
SPAR-CS	PAR-T-321	2778,72	Terrestre

Fonte: ANP, 2014

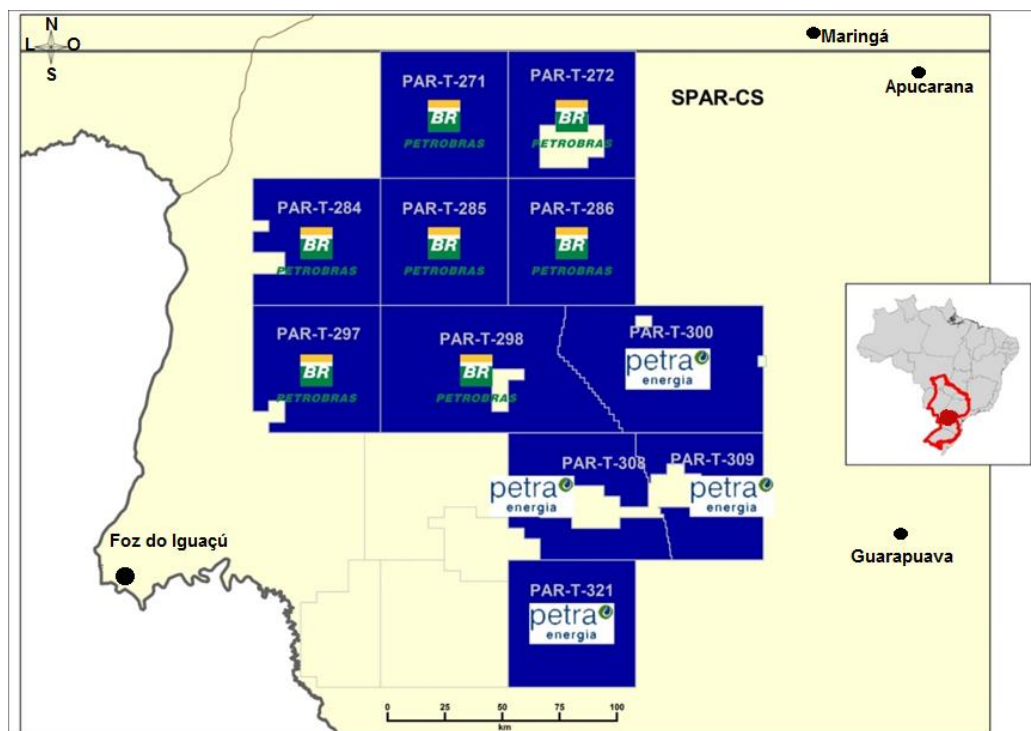


Figura 7 – Blocos licitados na 12ª rodada da ANP

Fonte: ANP, 2014

A região desses blocos está relativamente afastada de centros consumidores e da infraestrutura de transporte adequada para escoamento da produção. Uma alternativa moderna de monetização desse recurso é a liquefação na boca do poço por plantas modulares de GNL. Em seguida o transporte é feito por caminhões (LNG GLOBAL, 2016). Como a exploração desse recurso não convencional é espacialmente dispersa, essas estruturas podem acompanhar a abertura de novos poços. O Anexo A apresenta detalhes dessas plantas.

A expansão da malha de gasodutos brasileira obedece ao planejamento determinativo exposto no PEMAT, basicamente ligada às necessidades da Petrobras. Como a malha atual é pequena para o tamanho do país e sobrecarregada em alguns pontos, os projetos de usinas termelétricas a gás natural ficam restritos a configurações de boca de poço, como no complexo de Parnaíba, ou no porto, como as três termelétricas a GNL (RS, PE e SE), com potência total de 4 GW, contratadas nos dois últimos leilões A-5. Romeiro (2016b) ainda argumenta que essas três termelétricas não atenderam aos critérios ótimos do setor elétrico e não viabilizaram a expansão da malha de gasodutos. Além disso, o crescimento da geração termelétrica a gás natural com a permanência da política atual neste cenário pode levar à opção por mais usinas a GNL importado, contratado no mercado flexível e volátil de curto prazo, apesar da disponibilidade de crescente oferta interna advinda do Pré-sal, a qual poderá ser reinjetada ou queima por falta de estrutura de escoamento ou demanda adequada à produção.

Com base no que foi apresentado conclui-se que as mudanças que são necessárias para ampliar a participação do gás na geração térmica não são apenas de caráter de geração. Um ambiente eficientemente regulado privilegia a expansão da malha de gasodutos e maior diversidade (CORDEIRO; et al, 2016).

#### 4. GÁS NATURAL NÃO CONVENCIONAL

Este capítulo apresenta o referencial teórico sobre fontes não convencionais de gás natural, focando principalmente em gás em folhelho e metano em camadas de carvão (CBM). Esse referencial é resultado da revisão bibliográfica realizada no período de pesquisa e se faz necessário para a compreensão das premissas adotadas e discussões realizadas durante a análise SWOT.

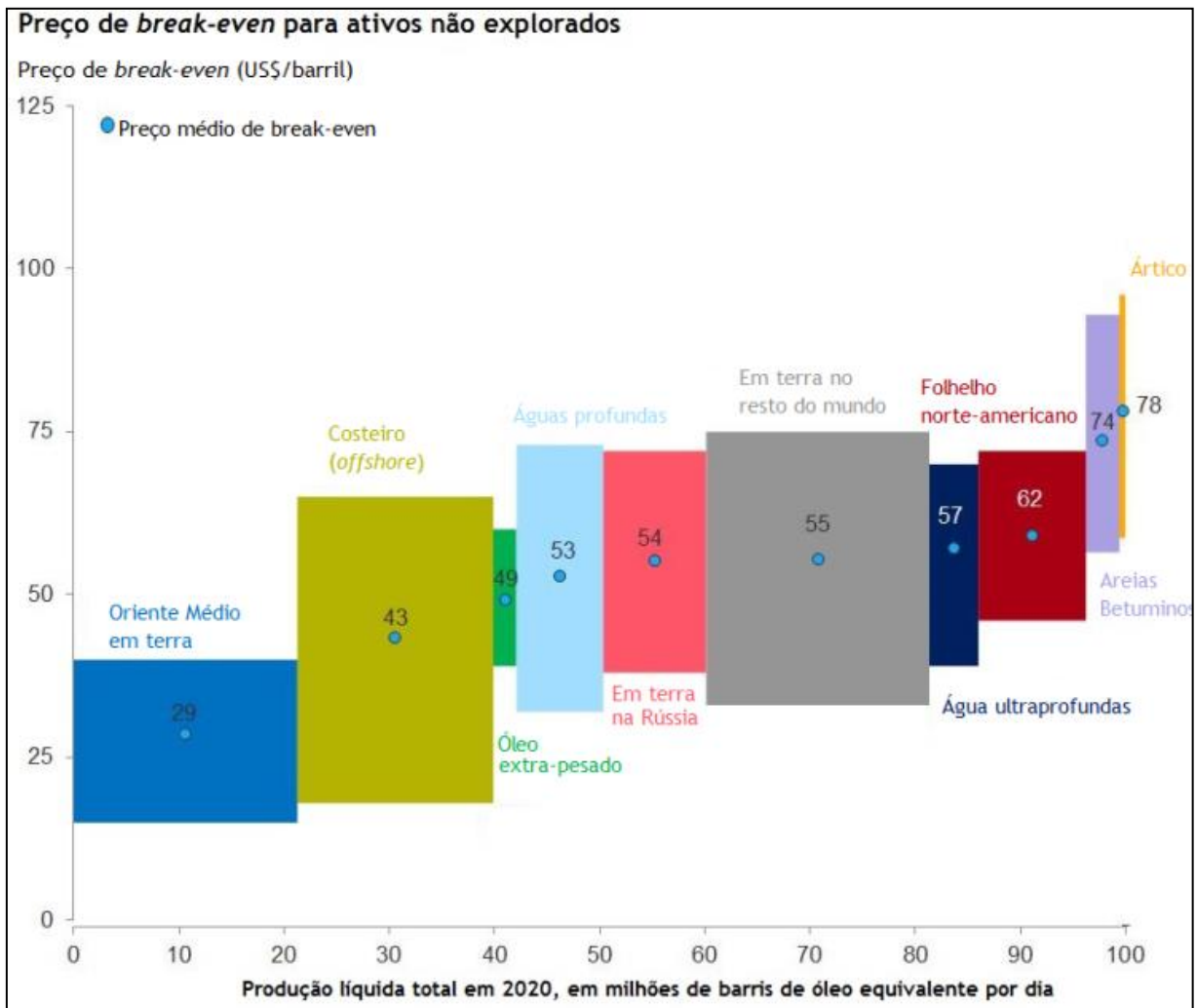
Recursos energéticos fósseis não convencionais fogem do padrão clássico das propriedades das reservas, o que leva à necessidade de utilização de técnicas alternativas de exploração. As características geológicas das formações com hidrocarbonetos possuem diferenças relevantes. Reservatórios brasileiros convencionais normalmente são sucessões de camadas de folhelhos e arenitos em uma configuração anticlinal com fraturas adjacentes a selos, as quais permitem a migração do fluido, da rocha geradora (normalmente um folhelho), para a rocha reservatório (por exemplo, arenito). Rochas geradoras como o folhelho possuem alta porosidade, mas baixíssima permeabilidade. Dessa maneira, a formação de uma estrutura de trapeamento é necessária para que o hidrocarboneto migre e mantenha-se acumulado na rocha reservatório, a qual, além de altamente porosa, possui alta permeabilidade. Os reservatórios de *tight gas* e gás em folhelho não sofreram os processos de transformação em sua história geológica que pudessem levar à migração e acumulação do fluido em uma outra camada, com alta permoporosidade. Nesses reservatórios o hidrocarboneto muitas vezes está contido na própria rocha geradora, de baixa permeabilidade, necessitando de estimulação da produção com indução artificial de fraturas para aumento da permeabilidade, permitindo o escoamento do fluido para a região de influência do poço.

A exploração de hidrocarbonetos de reservas não convencionais é mais dispendiosa e arriscada. A necessidade da aplicação de técnicas avançadas exige estruturas diferentes de exploração e produção, quando comparadas às formas comuns, por exemplo acesso a grandes volumes de água para fraturamento hidráulico na exploração do gás em folhelho. Por isso, os recursos não convencionais estão à beira da viabilidade econômica, podendo tornar-se viáveis através de flutuações nos preços finais, picos de demanda e/ou queda de oferta, situações essas normalmente temporárias e localizadas (SANTOS, V., 2016).

De acordo com a Agência Norte-americana de Energia (IEA), a definição de hidrocarbonetos não convencionais abrange: gás e óleo em folhelho, óleos sintéticos e produtos derivados, gás e óleo gerado a partir de carvão mineral e biomassa, areias betuminosas, além

incluir hidrocarbonetos em diferentes níveis de maturação como querogênio, óleos pesados e condensados.

A figura 8 apresenta uma estimativa do preço de mercado do barril de petróleo para garantia de viabilidade mínima da exploração em diferentes fontes, algumas delas não convencionais.



**Figura 8 - Preço mínimo do barril de petróleo para viabilização de diferentes reservas**

Fonte: RYSTAD ENERGY, 2014

O gás natural normalmente segue a tendência de preços, seja por estar associado aos mesmos reservatórios, ou pelas mesmas dificuldades exploratórias. Recentes projeções realizadas confirmam a estabilidade da relação entre os preços do barril de petróleo WTI e do gás natural no Henry-Hub (QUIROGA, 2016). Embora o preço do gás possua uma volatilidade regional consideravelmente superior, a associação realizada é considerada razoável para admissão de grandes projetos de exploração com entrada de volumes expressivos de gás natural no mercado.



Os recursos não convencionais ganham importância com a tendência de queda na produção dos reservatórios convencionais mundiais. Observa-se a conjunção de dois fatores favoráveis a esse desenvolvimento: aumento do preço do recurso energético; e desenvolvimento de novas técnicas de exploração, trazendo à viabilidade muitas dessas reservas não convencionais (ACC, 2012). Apesar da brusca queda observada no preço do barril de petróleo no mercado internacional entre 2014 e 2016, a tendência histórica é de aumento de demanda e incerteza na manutenção da oferta. Portanto, com o tempo, muitas reservas podem passar ao status de convencionais, simplesmente pela viabilidade técnica e econômica e difusão da exploração (ASHRAF, 2013).

#### 4.1 Gás em Folhelho

Folhelhos são rochas sedimentares, caracterizadas por baixa permeabilidade, ou seja, baixo nível de conexão entre os poros que contém o fluido. Essa configuração dificulta o escoamento do reservatório para o poço, tornando a vazão de produção extremamente baixa em condições normais. Em configurações tradicionais de reservatórios turbidíticos, como o da Bacia de Campos, o folhelho tem papel de rocha geradora de petróleo, isto é, a maturação da matéria orgânica, com alta pressão e temperatura, acontece nessa rocha e, eventualmente, o hidrocarboneto é expulso para uma rocha de maior porosidade devido a um caminho criado por uma fratura e selado por rochas de baixa permeabilidade. Essa condição de “armadilha” para a formação de reservatórios clássicos de arenito é possível graças a movimentos tectônicos capazes de gerar dobras sinclinais e fraturas em sistemas acumuladores.

O gás em folhelho (ou *shale gas*) corresponde a depósitos de gás natural presos em folhelhos. Embora seja prejudicial à produção do hidrocarboneto, a permeabilidade reduzida da rocha auxilia favorece o armazenamento de gás natural no interior do pacote rochoso, entre as lamelas que acompanham a foliação. A alta pressão na qual essas formações são encontradas constituem bons reservatórios, pois a vazão de produção do fluido depende principalmente da diferença de pressão entre a área de influência do poço e a pressão do fluido na formação. Dessa maneira, em termos de pressão, a produção do fluido é garantida (ROCHA, 2016). No entanto, devido às características do reservatório, a maneira mais eficiente de conectar a zona de produção ao poço e gerar fluxo é a combinação de perfuração horizontal e fraturamento hidráulico, sendo que a primeira somente é usada em camadas longas e de baixa espessura. Na

Argentina (2ª maior reserva mundial segundo EIA, 2013b), alguns poços verticais têm tido sucesso devido à alta espessura em Vaca Muerta (ATKINS, 2014). O fraturamento hidráulico, técnica utilizada desde 1947, consiste na injeção de água com propantes e aditivos a alta pressão na formação. Esse processo tem por objetivo fraturar a rocha reservatório, gerando fluxo em direção ao poço (YERGIN, 2012). A grande área superficial necessária para esse tipo de atividade, a grande quantidade de água e os impactos ambientais dessa prática são fragilidades exploradas adiantes, na comparação das alternativas.

A composição dos gases de origem não convencional não muda drasticamente em comparação aos convencionais, como mostra a figura 9, porém cada poço deve ser testado e ter seu gás analisado antes da contratação de infraestrutura de transporte pois alterações na composição e contaminantes podem gerar limitações para a eficiência de sistemas de liquefação e corrosão em dutos, por exemplo.

<b>Composição Típica do Gás Natural</b>			
<b>Componente</b>	<b>Fórmula Molecular</b>	<b>Fração Volumétrica em Fontes Convencionais</b>	<b>Fração Volumétrica em Fontes não Convencionais</b>
Metano	CH <sub>4</sub>	70-90	79-94
Etano	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0-20	0-20
Propano	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>		
Butano	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>		
Dióxido de Carbono	CO <sub>2</sub>	0-8	0-5
Oxigênio	O <sub>2</sub>	0-0.2	-
Nitrogênio	N <sub>2</sub>	0-5	0-8
Sulfeto de Hidrogênio	H <sub>2</sub> S	0-5	-
Gases Raros	A, He, Ne, Xe	traços	0,4-4

**Figura 9 – Composição típica do gás natural de fonte convencional**

Fonte: FOSS, 2004 e GEORGE, 2011

#### 4.1.1 Potencial de Produção de Gás em Folhelho no Brasil

O gás natural não convencional, especificamente o gás em folhelho, ocupa um papel importante na segurança energética dos EUA desde o início da década de 2000. Desde então, o interesse por esse recurso se espalhou pelo mundo. Dessa maneira, o Brasil empreendeu esforços para estimar suas reservas. As reservas prováveis brasileiras foram estimadas em mais de 200 TCF (trilhões de pés cúbicos) com a análise de apenas três bacias sedimentares: Parecis, Parnaíba e Recôncavo (EIA, 2013b). Para tanto, foi estabelecida a premissa de que os folhelhos dessas bacias são análogos aos da formação de Barnett nos Estados Unidos (COLELA, 2013). O folhelho de Barnett análogo utilizado nas estimativas tem 1.196 km<sup>3</sup> e contém 30 TCF. Com isso, comparou-se essa reserva com os volumes das bacias brasileiras. Os resultados são apresentados na tabela 6.

Tabela 6 – Estimativa do potencial de produção do gás em folhelho em três bacias brasileiras

Bacia	Volume (km <sup>3</sup> )	Volume de Gás Recuperável (TCF)
Parnaíba	2560	64
Parecis	4950	124
Recôncavo	800	20

Além destas três bacias, a bacia do Paraná chama a atenção dos agentes de mercado. Com reservas de gás no folhelho negro da Formação Ponta Grossa estimadas em 226 TCF (ANP, 2012), essa bacia está próxima de centros urbanos consumidores com usinas termelétricas e gasodutos. A espessura da formação Rio Bonito, com bons indícios de rochas geradoras (e, nesse caso, reservatório também) possui espessura média de 150 metros. Sabendo que o folhelho Barnett tem espessura média de 90 metros, uma estimativa conservadora para a Bacia do Paraná é a mesma espessura média da Bacia do Parnaíba: 40 metros. Dessa maneira, um bloco com área de 2500 km<sup>2</sup> possui um volume de rocha de interesse de 100 km<sup>3</sup>. Pela mesmo método análogo, esse bloco possui aproximadamente 2,5 TCF ou 70,8 bilhões de m<sup>3</sup> de gás natural.

A Bacia do Paraná possui uma área total de aproximadamente 1.400.000 km<sup>2</sup> e ocupa parte do centro-sul do Brasil, parte do Uruguai, Paraguai e Argentina. Há mais de um século há

prospecção de petróleo na região. De acordo com a ANP, o primeiro poço de exploração de petróleo no Brasil foi perfurado em Bofete (SP), entre 1882 e 1897. Cinquenta anos depois, a Petrobras perfurou cerca de 60 poços encontrando apenas acumulações denominadas subcomerciais à época. Essa campanha terminou em 1978. De 1979 a 1983 a Paulipetro e a British Petroleum (BP) perfuraram 33 poços e realizaram estudos sísmicos na região. Nesse período são feitas descobertas subcomerciais de gás em Cuiabá Paulista e Chapéu de Sol. De 1986 a 1998 a Petrobras empreendeu campanha sísmica na bacia e perfurou 7 poços exploratórios, descobrindo o campo de gás de Barra Bonita (GALHANO, 2006).

As formações Irati e Ponta Grossa da bacia possuem potencial gerador de hidrocarbonetos, ambas com folhelhos negros. O Campo da Barra Bonita, no Paraná abriga uma jazida de gás natural descoberta pela Petrobras. Foi realizada exploração em forma de pesquisa sísmica e poços pioneiros e exploratórios feitos pela Petrobras e pelo Consórcio CESP/IPT (Paulipetro) porém sem sucesso (GALHANO, 2006). Os principais grupos petrolíferos da bacia são: Ponta Grossa-Itararé, Ponta Grossa-Rio Bonito, Irati-Rio Bonito e Irati-Pirambóia.

As rochas sedimentares presentes foram depositadas durante o Paleozóico, 542 Ma, e o Mesozóico, 250 Ma, com algumas ocorrências de rochas carbonáticas permianas. Essas rochas são basicamente siliciclásticas. O Grupo Itararé constitui a base da Sequência Permocarbonífera da bacia. Esse grupo registra ocorrência de diamictitos, arenitos e folhelhos de origem associada ao degelo e ressedimentação em ambiente glácio-marinho. Possui ainda unidades flúvio-deltáicas capeadas por lamitos seixosos (IPT, 1982).

Sobre o Grupo Itararé se encontra a Formação Rio Bonito, base do Grupo Guatá. Essa formação apresenta espessura média de até 150 metros na maior parte da bacia. A porção superior dessa formação, composta por arenitos finos, folhelhos carbonosos e leitos de carvão, apresenta indícios de petróleo gerado na Formação Irati. Esses arenitos foram retrabalhados por ondas, ficando quartzosos e bem selecionados, o que resulta numa porosidade de até 25% e permeabilidade de até 5300 mD (IPT, 2005).

Mais arenitos são encontrados no Grupo São Bento. Esse Grupo engloba a Formação Botucatu, capeada por derrames e soleiras de rochas ígneas básicas. As Formações Botucatu (onde está localizado o aquífero Guarani) e Pirambóia possuem arenitos aluviais e eólicos que constituem à Formação Botucatu as melhores características de permeabilidade e porosidade de toda a Bacia do Paraná. No entanto, a Formação Ponta Grossa é apontada com o maior potencial para o gás em folhelho (ROCHA, 2016).

Entre as bacias paraguaias, a Bacia do Paraná é a de maior potencial para produção de gás de folhelho (VERDU, 2012). No lado paraguaio, a seção devoniana de interesse contendo os folhelho e arenitos torna-se um pouco mais fina e abandona a cobertura dos basaltos grossos do lado brasileiro.

Embora haja grande potencial, especialmente fora da Bacia do Paraná, há diversos desafios para a exploração deste recurso. A geologia das bacias brasileiras não fornece garantia de replicação do sucesso norte americano com a aplicação das mesmas técnicas. Além disso, as regiões com potencial (inclusive os blocos licitados na 12ª rodada da ANP) não são contempladas com infraestrutura adequada de transporte de gás (CAMARGO; et al, 2014).

#### 4.2 Metano em Camadas de Carvão (Coal-Bed Methane – CBM) e Potencial Brasileiro

O metano em camadas de carvão (CBM) é uma fonte não convencional de gás natural ligada a reservas de carvão. Esse recurso é explorado comercialmente em quantidades significativas em países como Austrália, EUA, Canadá, China e Índia (MOORE, 2012). Sua formação pode ser biogênica ou termogênica. Na primeira, o gás é composto principalmente de metano e CO<sub>2</sub> e é resultante da decomposição de matéria orgânica por microorganismos. Na formação termogênica, há formação de gases a altas temperaturas, associadas ao aumento da carbonificação. O metano gerado é proveniente do craqueamento das moléculas de carvão.

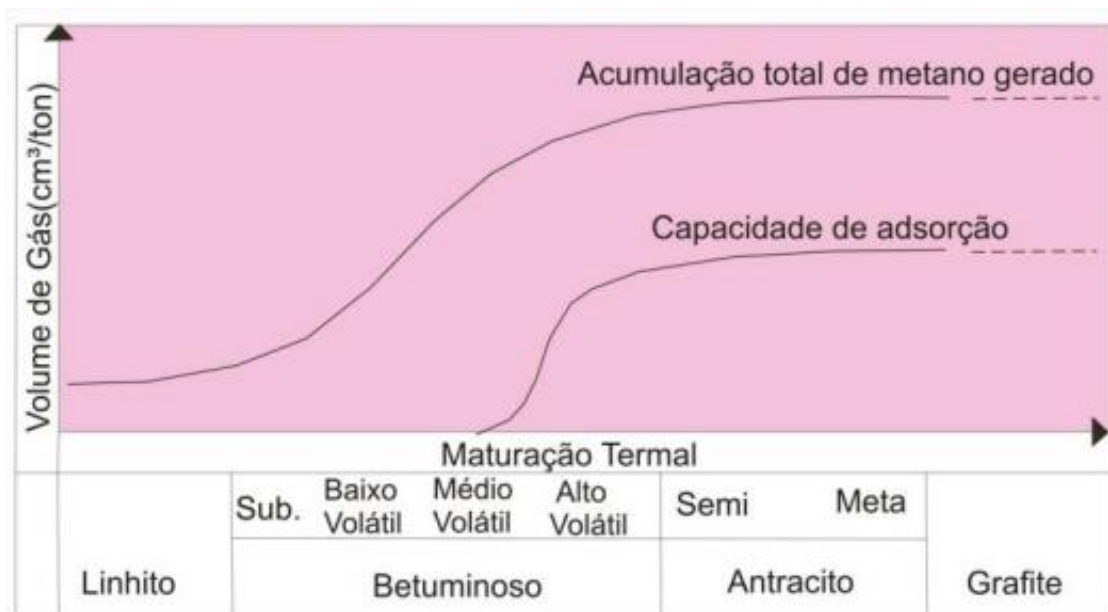
O metano e outros gases são liberados durante a carbonificação, e uma porção significativa desses gases é adsorvida fisicamente em microporos ou em fraturas nas camadas de carvão (LOURENZI, 2011).

O CBM é composto por outras frações leves além do próprio metano, como etano, propano, butano e n-propano. Assim como no gás natural de reservatórios convencionais, a composição do CBM também apresenta gases não hidrocarbonetos em pequenas quantidades, dentre eles o CO<sub>2</sub>, o N<sub>2</sub> e o He. Em geral, metano e etano são dominantes, assim como no gás natural (LOURENZI, 2011).

As características de formação da camada de carvão e do gás determinam a intensidade do fluxo que pode ser obtido na extração. As duas características mais importantes para o fluxo do CBM são permeabilidade e saturação do gás (MOORE, 2012). Uma grande diferença entre

a determinação do potencial de acumulação em CBM e em reservas convencionais é que a área de superfície da camada de carvão determina a capacidade da rocha em acumular o gás. Em reservas convencionais, essa característica é dominada pelo volume de poros.

O grau de carbonificação influencia diretamente a capacidade de adsorção do gás, como apresentado na figura 10. Dessa maneira, conclui-se que jazidas de carvões mais nobres tendem a gerar maiores volumes de CBM. Esses volumes também aumentam com a profundidade. Apesar disso, desde os anos 1990, vem sendo encontradas acumulações comerciais em jazidas “pobres”, com CBM de origem biogênica (MOORE, 2012).



**Figura 10 – Relação teórica entre o volume de metano e a capacidade de adsorção do carvão**

Fonte: LOURENZI, 2011

A produção do CBM acontece através de um poço cuja zona de interesse é a própria camada de carvão. No entanto, diferentemente da exploração convencional, os poços de CBM começam produzindo muito mais água que gás natural, e essas razões vão se invertendo com o tempo, conforme a jazida é drenada de água. Os fluidos são separados na cabeça do poço, como numa exploração convencional: o gás é destinado a um compressor e a água é tratada e descartada ou reinjetada (MOORE, 2012). O volume produzido pode variar consideravelmente com o campo, indo de 0,8 m<sup>3</sup>/d a 26 m<sup>3</sup>/d (HOLZ, 2010).

É possível utilizar poços horizontais e até fraturamento hidráulico se as condições da jazida permitirem. No entanto essas práticas trazem consigo todas as questões ambientais

associadas, como riscos de vazamentos (GRIFFITHS, 2006). Outras possíveis causas de impactos ambientais da exploração do CBM envolvem:

- Alta densidade de poços: similar à exploração de gás em folhelho, essa característica influencia na tomada de grande área superficial por parte dos poços, causando impactos sociais, na fauna e na flora;
- Drenagem da camada de carvão: pode causar drenagem de aquíferos onde o leito do carvão é raso;
- Queima (*flaring*) do CBM: a queima ou escape do gás natural rico em metano causa poluição do ar e aumento severo das emissões de gases de efeito estufa na região;
- Ruído: movimentação de equipamentos pesados pode perturbar padrões de vida selvagem.

As reservas mundiais ainda apresentam imprecisões e as estimativas de volumes variam entre  $84,2 \cdot 10^{12}$  e  $358,2 \cdot 10^{12} \text{ m}^3$ , o que corresponde entre 46% e 193% das reservas provadas de gás convencional mundiais.

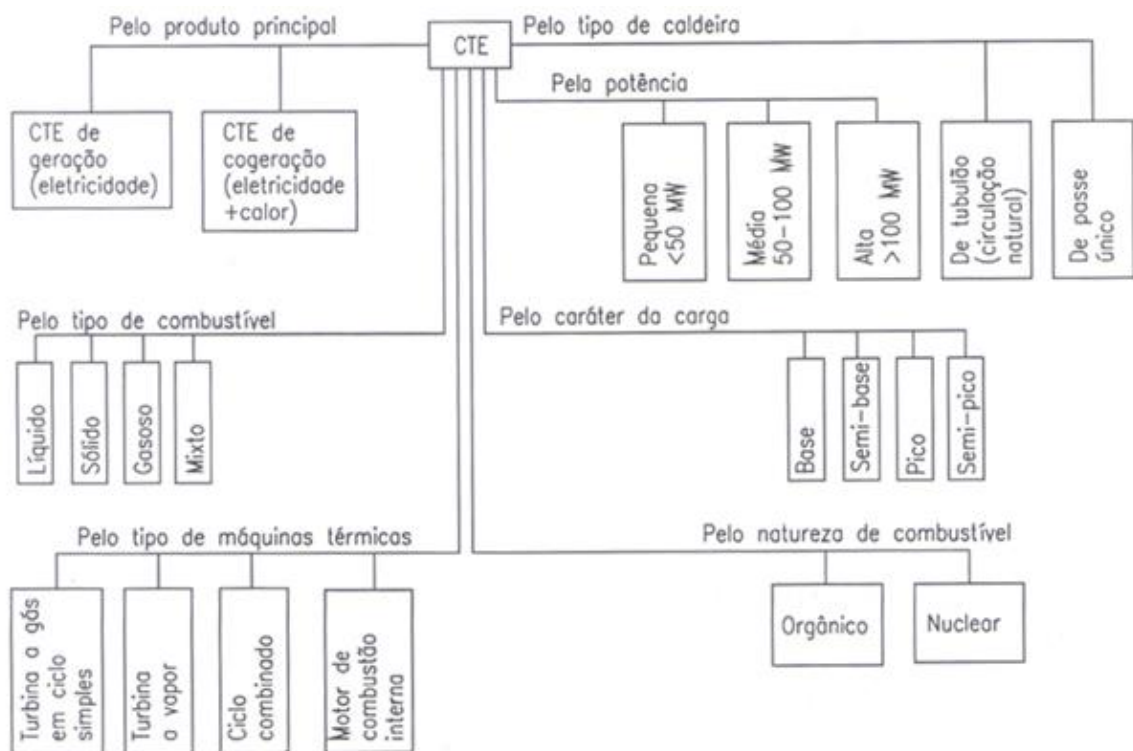
Em relação à intensidade da atividade na criação de empregos, o montante de postos de trabalho criado é muito dependente do tamanho das reservas. A exploração por poços, com a aplicação de técnicas como fraturamento hidráulico, e a posterior mineração movimentam a economia local e geram oportunidades diversificadas no nível técnico.

Quanto ao potencial para produção de CBM no Sul do país, diversos autores afirmam o atendimento às condições necessárias para a geração de gás natural nas camadas. Lourenzi (2011) realizou análises petrográficas e químicas em uma sondagem na Formação Rio Bonito da Jazida Sul-Catarinense, encontrando evidências de geração e escape do gás durante a evolução geológica da jazida. Esse estudo recente comparou o potencial na Formação Rio Bonito, na região de Santa Catarina com os resultados da jazida Santa Terezinha e encontrou poucos volumes de gás liberado na região catarinense atribuindo esse baixo potencial à falhas, fratura, problemas na armazenagem do mesmo nas camadas de carvão durante o processo de formação e à baixa espessura de sedimentos depositada acima do carvão.

Já Holz (2010) continua na Bacia do Paraná, mas foca no cinturão de carvão de Santa Terezinha (RS) e estima, com base em modelos computacionais 3D, que há 5,5 bilhões de  $\text{m}^3$  de metano na linha costeira do cinturão em uma área de  $800 \text{ km}^2$  e espessura acumulada de 9 m. Santa Terezinha teve a primeira campanha com poços exploratórios de CBM no Brasil. Esse carvão tem uma taxa de adsorção de dióxido de carbono superior à do metano, podendo servir de depósitos de  $\text{CO}_2$ .

## 5. GERAÇÃO TERMELÉTRICA

A geração termelétrica consiste na conversão de energia térmica em energia mecânica, e posteriormente em energia elétrica. A figura 11 apresenta diversas classificações de centrais termelétricas quanto aos fatores mais importantes relacionados ao seu dimensionamento e operação. Quanto à natureza do combustível, as usinas a carvão e gás natural têm sua definição orgânica e tipo sólido e gasoso, respectivamente. Quanto ao tipo de máquina térmica, há variações e sobreposições nas usinas estudadas. As outras classificações, como tipo de caldeira e potência, também variam de acordo com a usina em questão.



**Figura 11 – Classificação das centrais termelétricas**

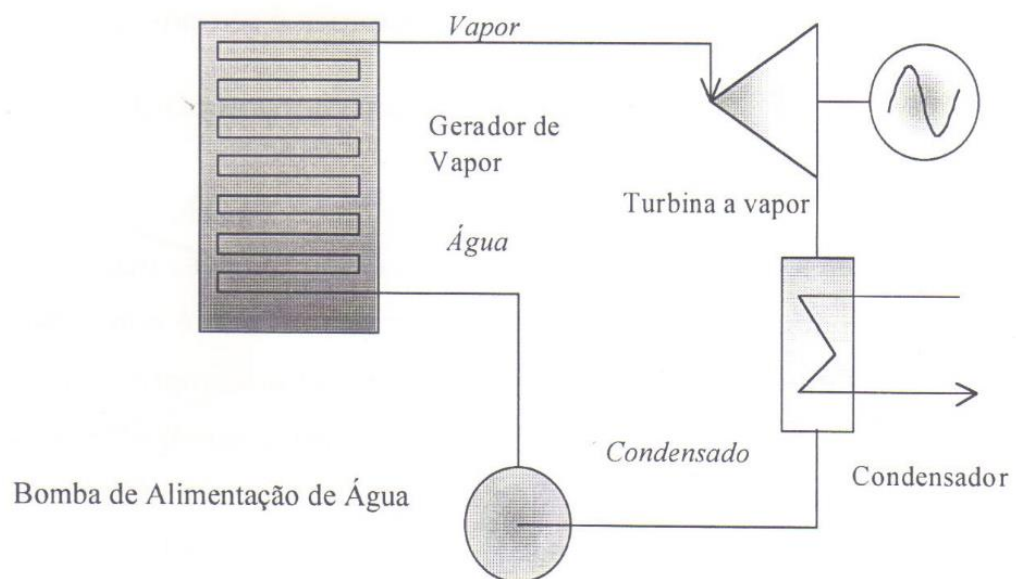
Fonte: (LORA; NASCIMENTO, 2014)

Nas UTEs a carvão e gás natural, o insumo para a energia térmica inicial é proveniente da queima do combustível em questão. Em seguida entram em ação os sistemas de geração de potência (turbinas a vapor, motores de combustão interna alternativos ou turbinas a gás). As primeiras usinas termelétricas resultaram dos esforços de Thomas Edison e George Westinghouse nos EUA. Criadas no início do século XX, possuíam uma eficiência de apenas



5%. Hoje, a geração por ciclo combinado leva a uma eficiência de até 60% (LORA; NASCIMENTO, 2014).

A turbina a vapor é um motor rotativo de combustão externa e o ciclo de geração de potência a vapor é conhecido como ciclo Rankine (VAN WYLEN, 2003). A figura 12 apresenta o ciclo Rankine convencional. Os gases aquecem um fluido (água), a qual quando se expande na forma de vapor, aciona uma turbina produzindo energia mecânica, posteriormente acionando um gerador, transformando energia mecânica em elétrica. Vapor de processo é gerado pelas trocas térmicas entre água e gases de combustão cuja faixa de temperatura está entre 1.000 e 1.300°C, enquanto que a temperatura do vapor gerado varia entre 500 e 550°C. O rendimento real e praticável máximo nesse sistema varia entre 30 e 35%. Esse processo permite a ligação de um sistema de cogeração.

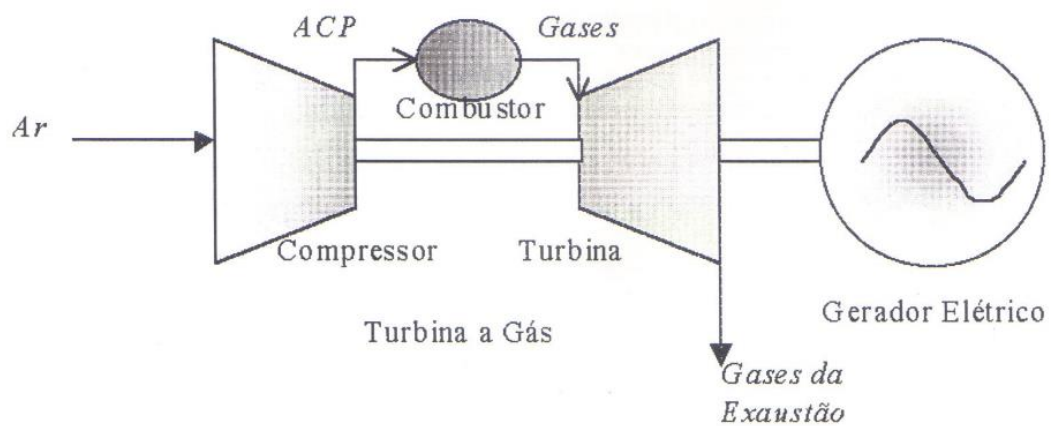


**Figura 12 – Ciclo Rankine convencional**

Fonte: (COELHO; PALETTA; FREITAS, 2000)

Outro tipo de centrais termelétricas são a combustão interna. Essas usinas são mais comuns na região amazônica do Brasil, sem sistemas isolados. Essas centrais operam com motores de ciclo Diesel ou Otto a gás natural. Os tipos de motores mais comuns para essa aplicação são motores Diesel, motores de ignição por centelha tradicionais ou a gás, motores gás-Diesel e motores duplo combustível. Esses motores transformam a energia química do combustível em trabalho mecânico. Essas centrais possuem rendimento de aproximadamente 28%.

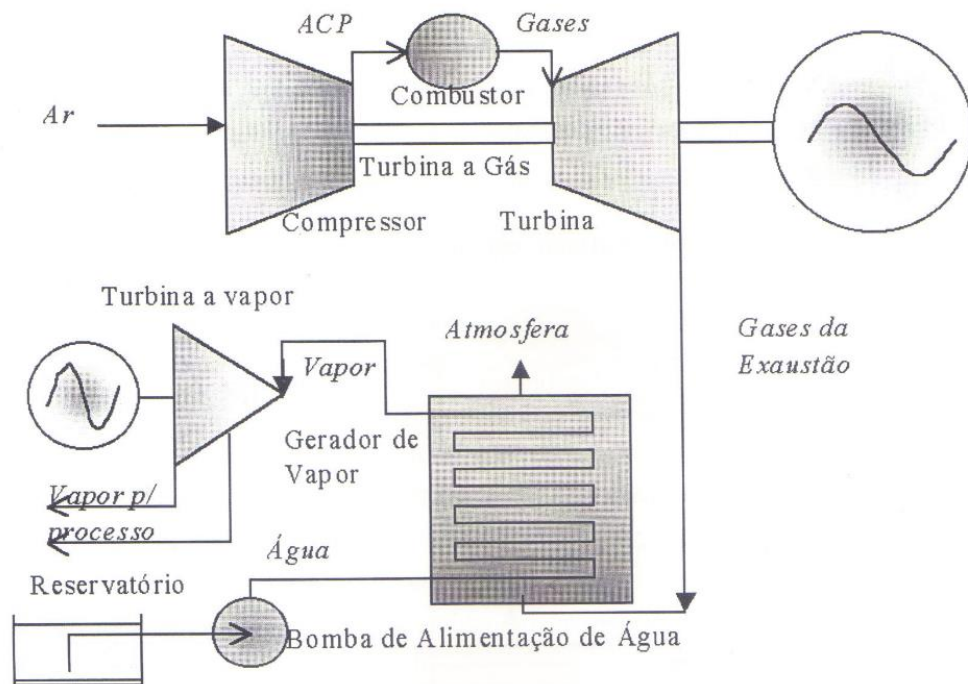
Já o ciclo Brayton opera da maneira apresentada na figura 13. Esse ciclo é utilizado na maioria dos sistemas de cogeração com o gás natural como combustível (COELHO; PALETTA; FREITAS, 2000). Neste tipo de ciclo o ar é comprimido antes de entrar na câmara de combustão, onde é misturado ao combustível para o processo de combustão. O resultado da combustão são gases com alta temperatura na saída, os quais expandem através da turbina e descarregam para a atmosfera. A turbina gera trabalho para acionar o compressor e um gerador elétrico. O rendimento desse ciclo tem uma base de 35% mas pode chegar a superar os 40% com turbinas modernas.



**Figura 13 – Ciclo Brayton**

Fonte: (COELHO; PALETTA; FREITAS, 2000)

A combinação do ciclo simples com turbina a gás (ciclo Brayton) com um ciclo simples a vapor (ciclo Rankine) resulta no ciclo combinado. Nele, os gases de exaustão a alta temperatura liberados pela turbina a gás são aproveitados para geração de vapor que aciona a turbina a vapor, culminando em um aumento significativo do rendimento de todo o ciclo (VAN WYLEN, 2003). A figura 14 apresenta um esquema de ciclo combinado com cogeração, indicado para máximo aproveitamento em indústrias eletrointensivas, nas quais a demanda por eletricidade é superior à demanda por vapor. Logo, sistemas de cogeração como o apresentado permitem a produção de energia elétrica e térmica de forma simultânea, utilizando apenas a combustão de gás natural.



**Figura 14 – Ciclo combinado com cogeração**

Fonte: (COELHO; PALETTA; FREITAS, 2000)

A queima mais limpa do gás natural e a eficiência superior de aproveitamento térmico garantem maior competitividade na geração a esse combustível. O arranjo das turbinas para geração ótima depende do mercado ao qual a termelétrica está submetida. Uma configuração mais distribuída, com múltiplas turbinas de pequeno porte pode oferecer uma resposta mais rápida e flexível para geradores para a compensação da intermitência da entrada de energia renovável (WELCH, 2016). Entre os desafios da geração a gás natural está a manutenção da oferta perante a inflexibilidade do gás natural doméstico e a flexibilidade da demanda termelétrica (ROMEIRO, 2016b).

### 5.1 Geração Termelétrica a Carvão

De acordo com Lora e Nascimento (2014), as centrais termelétricas capazes de utilizar o carvão como combustível são as seguintes:

- Central elétrica de geração com ciclo a vapor: alimentação por qualquer tipo de combustível e apresentam potências unitárias de até 1200 MW. Possuem custo

específico entre 600 e 1400 US\$ por kW e rendimento entre 42 e 44,5%. A montagem de uma usina desse tipo leva cerca de 40 meses e sua vida é de cerca de 100.000 horas;

- Central térmica de cogeração: alimentação por derivados de petróleo, carvão, gás natural ou biomassa;
- Central de ciclo combinado: predominância de gás natural como combustível, mas há tecnologias em desenvolvimento para a inclusão de alimentação por carvão, após prévia gaseificação do mesmo;

Em termelétricas a vapor, o carvão mineral necessita ser previamente moído para ser injetado na câmara de combustão na forma pulverizado, um pré-tratamento caro e complexo. Além disso, esse combustível é caracterizado por altas gerações de óxidos de enxofre, óxidos de nitrogênio, particulados, entre outros, exigindo a instalação de sistemas de limpeza de gases (LORA; NASCIMENTO, 2014). Entre as emissões de uma central a carvão mineral estão  $SO_x$ ,  $NO_x$ , CO e material particulado. Existem tecnologias de controle que permitem limpeza dos gases de exaustão com reduções significativas das concentrações geradas, porém com geração de grandes quantidades de resíduos, como o gesso ( $CaSO_4$ ) e as cinzas. O aproveitamento dessas cinzas na indústria do cimento é estimulado, e as cinzas volantes são altos insumos disputados pelas indústrias consumidoras a ponto de gerar interesse, na falta do primeiro insumo, pelas cinzas pesadas com baixas quantidades de carvão incombusto (SABEDOT, 2011). Além da produção de cimento, as cinzas pesadas possuem potencial para utilização nas indústrias cerâmica, de blocos e tijolos, de filtros e como base de pavimentação de rodovias.

A tabela 7 resume as tecnologias de geração a carvão em termelétricas. Observa-se grande variação nas eficiências de combustão a depender da tecnologia. Essa diferença compromete a competitividade de geradores pois a estrutura de custos deixa de ser competitiva para baixas eficiências, aumentando o custo variável unitário (CVU) de usinas termelétricas a carvão em caso de despacho. O CVU é um fator de competitividade entre as centrais geradoras que influencia a ordem de despacho do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Esse valor é composto pelo custo do combustível e por outros custos variáveis, e é informado pelo agente gerador. Dessa maneira, um CVU maior afeta negativamente as chances de despacho de uma determinada usina termelétrica, pois o operador prioriza os custos para o consumidor final na ordem de despacho (ANEEL, 2016).

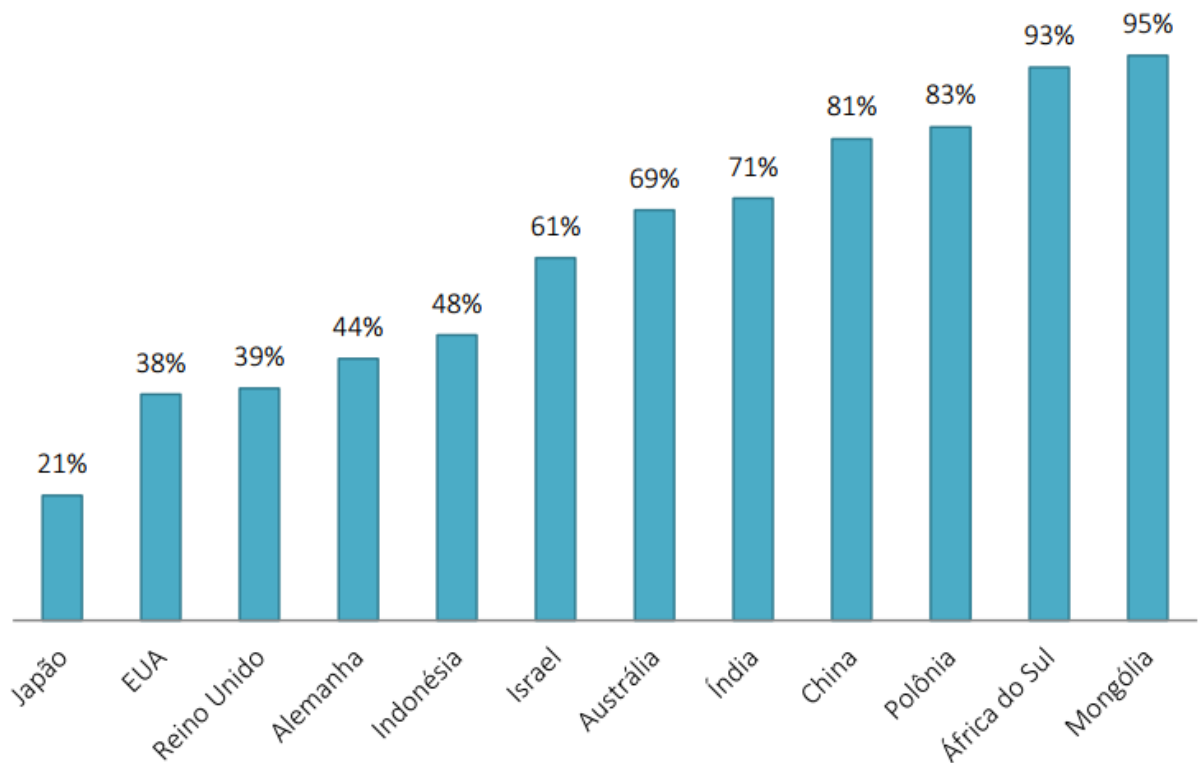
Tabela 7 – Tecnologias de geração termelétrica a carvão. (C = comercial / D = desenvolvimento)

Tecnologia	Situação	Eficiência na conversão (%)
Combustão pulverizada	C	38 - 46
Combustão em Leito Fluidizado		
Pressão atmosférica	C/D	34 – 37
Circulação de vapores sub e supercríticos	C/D	37 – 39
Pressurização de sub e supercríticos	D	42 – 45
Gaseificação integrada		
Com ciclo combinado	D	45 – 48
Com célula combustível	P&D	40 – 60
Combustão direta		
Turbina		35 – 45
Diesel	P&D	35 – 40
Co-queima (combustão pulverizada)	P&D	38 – 46

Fonte: TOLMASQUIM, 2016

O carvão mineral é o segundo recurso energético mais importante do mundo, atrás apenas do petróleo. No entanto, a dependência dele para geração de eletricidade varia muito, como mostra a figura 15. A participação desse energético nas matrizes elétricas é influenciada por diversos fatores dinâmicos, como disponibilidade local do recurso, rigidez das medidas de mitigação de emissões, presença e competitividade de outros recursos, como gás natural (tanto local como importado via gasodutos e/ou GNL).

Embora Mongólia, África do Sul e Polônia tenham parques geradores mais dependentes do carvão (participação superior a 90% nos dois primeiros), a China destaca-se como grande consumidor para esse fim devido ao volume utilizado. Nesse contexto, Reino Unido, Austrália, Alemanha também se destacam. Apesar da tendência de queda na participação do carvão nas últimas décadas, a geração elétrica nos EUA pode reverter esse cenário com as medidas do recém eleito presidente Donald Trump, como a saída do Acordo de Paris.

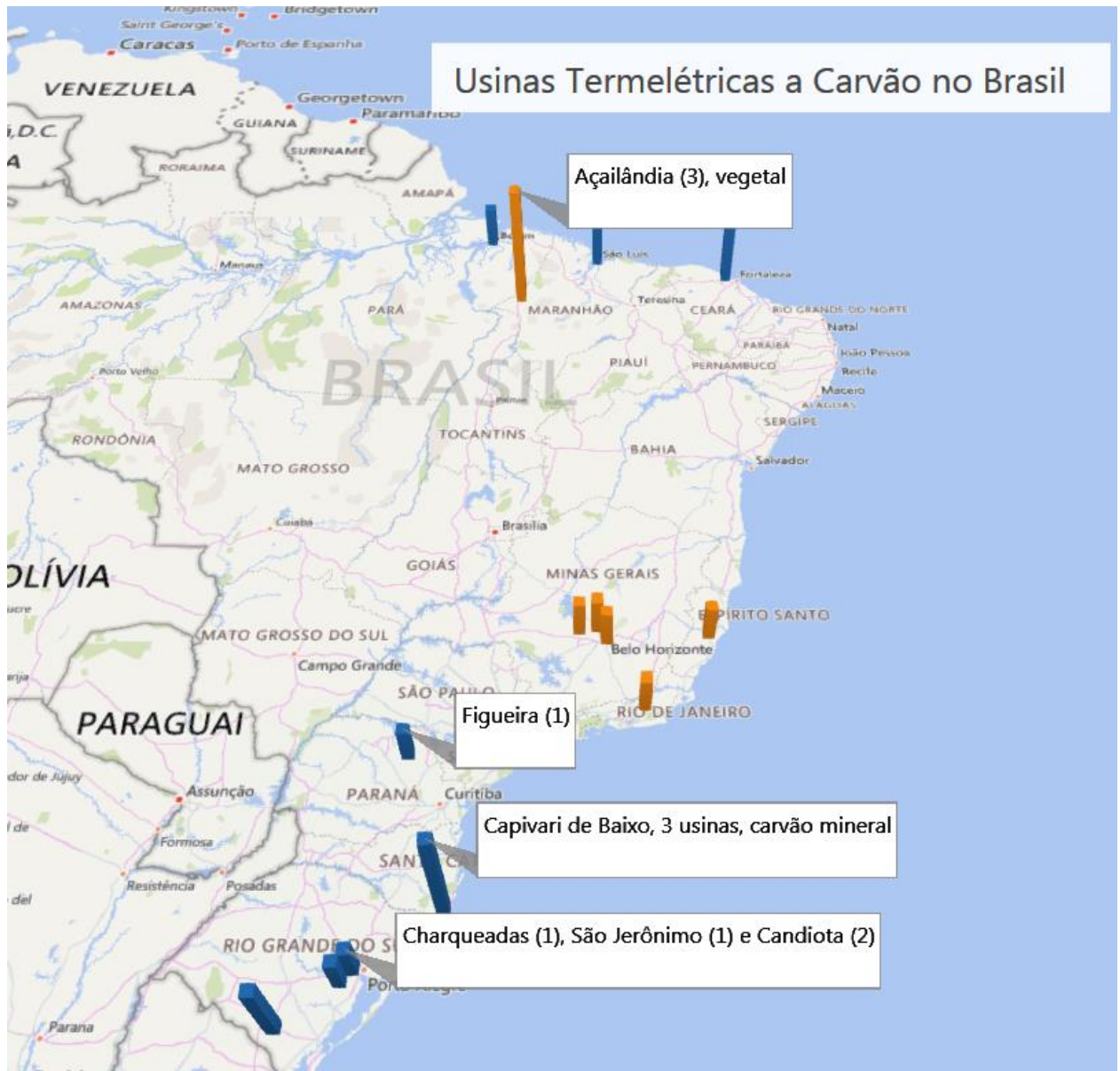


**Figura 15 – Participação do carvão mineral nas matrizes elétricas em 2014.**

Fonte: TOLMASQUIM, 2016

### 5.1.1 Geração Termelétrica a Carvão No Sul

A região Sul do Brasil concentra as reservas de carvão do país. As sete usinas termelétricas a carvão mineral se utilizam da produção local para abastecimento. A figura 16 apresenta uma mapa com a localização e o número de usinas a carvão mineral.



**Figura 16 – Mapa das Usinas Termelétricas a Carvão no Brasil**

As usinas de Seival (RS), Jacuí e Candiota III utilizam combustão pulverizada supercrítica, onde o carvão é queimado com partículas pulverizadas, aumentando sensivelmente a eficiência da combustão e conversão. A Sul Catarinense utiliza combustão em leito fluidizado circulante, processo que reduz o enxofre em até 90% e o nitrogênio em até 80% através do emprego de calcário no leito e de temperaturas inferiores ao processo convencional de pulverização (ANEEL, 2008).

Para efeito de comparação com as usinas sulistas, a tabela 8 apresenta detalhes das usinas termelétricas a carvão mineral e vegetal no país.

Tabela 8 – Usinas termelétricas a carvão operantes no Brasil

<b>Usina</b>	<b>Potência Outorgada (kW)</b>	<b>Proprietário</b>	<b>Município</b>	<b>Carvão</b>
Charqueadas	36.000	100% para ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.	Charqueadas - RS	Mineral
Figueira	20.000	100% para Copel Geração e Transmissão S.A.	Figueira - PR	Mineral
Jorge Lacerda I e II	232.000	100% para ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.	Capivari de Baixo - SC	Mineral
Presidente Médici A, B	446.000	100% para Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica	Candiota - RS	Mineral
São Jerônimo	20.000	100% para Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica	São Jerônimo - RS	Mineral
Jorge Lacerda III	262.000	100% para ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.	Capivari de Baixo - SC	Mineral
Jorge Lacerda IV	363.000	100% para ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.	Capivari de Baixo - SC	Mineral
João Neiva	3.500	100% para CBF Indústria de Gusa S.A	João Neiva - ES	Vegetal
Barreiro	12.900	100% para Usina Termelétrica Barreiro S.A	Belo Horizonte - MG	Vegetal

continua...



continuação

Tabela 8 – Usinas termelétricas a carvão operantes no Brasil

<b>Usina</b>	<b>Potência Outorgada (kW)</b>	<b>Proprietário</b>	<b>Município</b>	<b>Carvão</b>
Simasa	8.000	50% para Companhia Siderúrgica Vale do Pindaré 50% para Siderúrgica do Maranhão S/A	Açailândia - MA	Vegetal
Alunorte	103.854	100% para Alumina do Norte do Brasil S/A	Barcarena - PA	Mineral
Viena	7.200	100% para Viena Siderúrgica do Maranhão S.A	Açailândia - MA	Vegetal
Usipar Industria e Comercio	4.997	100% para Usipar Industria e Comercio Ltda - EPP	Pitangui - MG	Vegetal
Alumar	75.200	100% para CONSÓRCIO DE ALUMÍNIO DO MARANHÃO CONSÓRCIO ALUMAR	São Luís - MA	Mineral
Porto do Itaqui (Antiga Termomaranhão)	360.137	100% para Itaqui Geração de Energia S.A.	São Luís - MA	Mineral

continua

continuação

Tabela 8 – Usinas termelétricas a carvão operantes no Brasil

Usina	Potência		Município	Carvão
	Outorgada	Proprietário		
	(kW)			
Porto do Pecém I (Antiga MPX)	720.274	100% para Porto do Pecém Geração de Energia S.A.	São Gonçalo do Amarante - CE	Mineral
Gusa Nordeste	10.000	100% para Gusa Nordeste S.A.	Açailândia - MA	Vegetal
Candiota III	350.000	100% para Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica	Candiota - RS	Mineral
Porto do Pecém II	365.000	100% para Pecém II Geração de Energia S.A.	São Gonçalo do Amarante - CE	Mineral
AVG I-II	4.800	100% para AVG Energética S.A.	Sete Lagoas - MG	Vegetal
USITRAR ECO-ENERGY RIO	2.700	100% para ECO BUSINESS TRATAMENTO DE RESIDUOS LTDA. - EPP	Rio de Janeiro - RJ	Vegetal

Fonte: ANEEL, 2016.

## 5.2 Influência da Disponibilidade de Gás Natural Para a Geração Termelétrica, o Exemplo dos EUA

A adoção da possibilidade de produção de gás nos folhelhos da bacia do Paraná para construção de cenários utilizados na análise SWOT é decorrente do esforço brasileiro em mapear o potencial de suas bacias e do desejo de replicação do sucesso exploratório norte-

americano. A expansão e explicação do caso americano nesta pesquisa tem por objetivo embasar reflexões sobre a possível entrada de mais gás natural local no Sul do país.

Após os choques do petróleo na década de 70, os americanos fortaleceram as pesquisas em alternativas de fornecimento de combustíveis fósseis. As técnicas de fraturamento hidráulico e perfuração horizontal evoluíram a ponto de superar a viabilidade das formações com permeabilidade extremamente baixa, inferior a 0,001 md. A situação econômica americana nos anos 2000 proporcionou a situação para a evolução do mercado do gás em folhelho. Em 2005 os furacões Rita e Katrina atingiram zonas de produção de gás, danificando estruturas, causando dificuldade de abastecimento e conseqüente aumento do preço. Com incentivos à produção de gás e o discurso ambiental favorável, a evolução do mercado foi explosiva.

À época, com a aplicação das inovações tecnológicas, o custo de extração do gás chegou a US\$ 7,00/10<sup>3</sup>ft<sup>3</sup> (ACC, 2011). Como esse custo era viável, especialmente após os furacões, as operadoras promoveram uma expansão da exploração nos principais campos. Assim, com a consolidação da curva de aprendizado, o custo de produção caiu, formando ainda mais oferta e conseqüente demanda a um preço ainda menor. Essa queda no preço do gás colocaria a exploração do gás não convencional no limite da viabilidade. Porém, as produções associadas, principalmente de petróleo e líquidos de gás natural, como etano auxiliaram a retomada. O petróleo não convencional, obtido e produzido a partir das mesmas formações que o gás em folhelho permitiu a continuidade da exploração. Com o alto preço do barril, muitos campos de gás de folhelho queimam o gás produzido e privilegiam a produção de petróleo, que pode render receitas superiores às do gás natural em uma ordem de grandeza (EIA, 2016).

A produção doméstica de gás natural nos EUA proveniente das formações de folhelho correspondia a apenas 1% do total desse recurso energético em 2000. Quatorze anos depois, 2014, o recurso não convencional foi responsável por cerca de 40% da produção interna. A alta oferta provocou queda nos preços e incentivou o consumo desse energético. Essa oferta nacional, constante e segura de gás contribuiu com uma reindustrialização de alguns setores intensivos em energia ou derivados do gás natural.

Dentro desse panorama observou-se uma redução no número de usinas termelétricas a carvão entre 2003 e 2013 nos EUA, como mostra a tabela 9 a partir de dados de EIA (2013a). Nesse período, 111 usinas a carvão deixaram de existir enquanto 32 novas usinas a gás foram adicionadas ao parque gerador daquele país.

Tabela 9 - Número de Usinas Termelétricas nos EUA por Tipo de Combustível

Ano	Carvão	Petróleo	Gás Natural	Outros Gases	Nuclear
2003	629	1.166	1.693	40	66
2004	625	1.143	1.67	46	66
2005	619	1.133	1.664	44	66
2006	616	1.148	1.659	46	66
2007	606	1.163	1.659	46	66
2008	598	1.170	1.655	43	66
2009	593	1.168	1.652	43	66
2010	580	1.169	1.657	48	66
2011	589	1.146	1.646	41	66
2012	557	1.129	1.714	44	66
2013	518	1.101	1.725	44	63

Ao mesmo tempo, os números para o gás natural subiram suportados por uma política de eficiência de custos, menores emissões e fornecimento seguro garantido pelo gás de folhelho. A substituição é confirmada pela análise de números brutos de geração de eletricidade no mesmo período. A figura 17, com dados de EIA (2013a), esse avanço da geração por gás natural entre os anos observados.

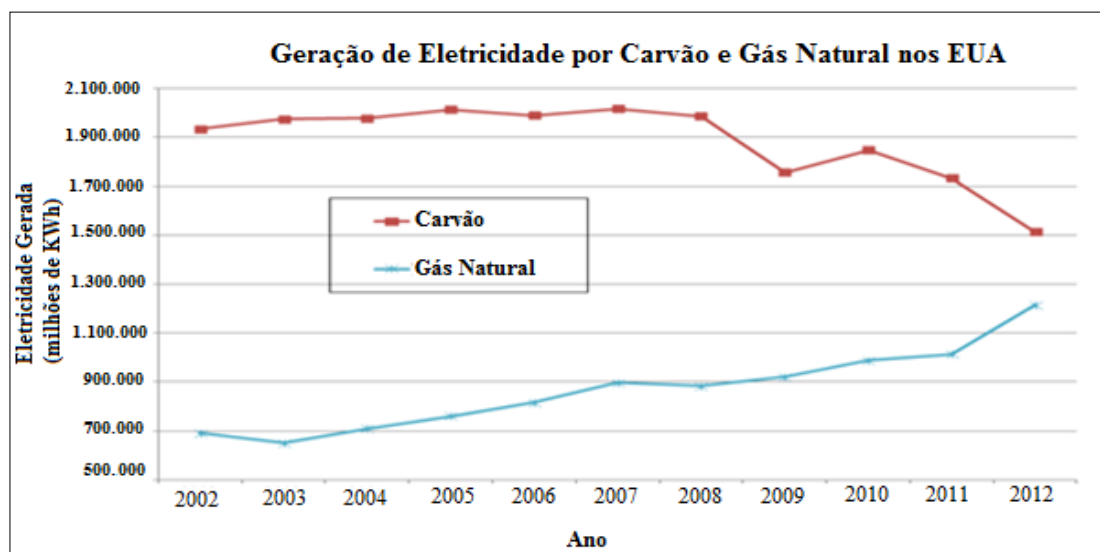


Figura 17 – Geração de eletricidade por carvão e por gás natural nos EUA entre 2002 e 2012.

Diversos autores estudaram a relação do gás natural e do gás de folhelho com a geração de energia elétrica confirmando grande competitividade frente ao carvão mineral (AKIRA, 2013), (LOGAN, 2012). No entanto, a bonança do período de revolução do gás não convencional chegou ao fim em 2014. Observou-se que o petróleo caiu para menos da metade em um espaço de tempo de apenas seis meses. Os campos que dependiam do óleo associado para sustentar a viabilidade foram afetados, e o discurso do gás natural como combustível importante no momento de transição revelou-se como motivação para os ganhos pela produção de petróleo.

## 6. GERAÇÃO TERMELÉTRICA E COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA NO BRASIL

A geração termelétrica a partir de fontes não-renováveis no Brasil é composta por centrais nucleares, centrais a vapor e centrais a diesel (REIS; SILVEIRA, 2012). A participação nuclear na matriz elétrica ainda é tímida: 2,53% (EPE, 2016). Atualmente essa fonte está restrita às usinas de Angra dos Reis, no Rio de Janeiro. As centrais a diesel também têm participação discreta na matriz estando principalmente ligada a sistemas isolados, principalmente na região Norte.

A energia elétrica gerada em centrais a vapor no Brasil é proveniente da combustão de três produtos principais: gás natural, óleo combustível e carvão. A participação do carvão, tanto vegetal quanto mineral, na matriz elétrica é pequena: 3,28% em 2015 (EPE, 2016). Isso se deve principalmente aos elevados custos e à baixa qualidade do carvão brasileiro, com grandes jazidas no Sul (REIS; SILVEIRA, 2012).

Em dezembro de 2016 o Brasil possui 2947 usinas termelétricas em operação e mais 188 em construção, das quais 26 já tem construção iniciada (ANEEL, 2016). A potência total outorgada para as usinas em operação é de 42.724 MW.

Tabela 10 – Número de usinas termelétricas por Estado no Brasil

Estado	Usinas Termelétricas Operantes
Acre	41
Alagoas	38
Amapá	11
Amazonas	151
Bahia	105
Ceará	35
Distrito Federal	22
Espírito Santo	32
Goiás	95

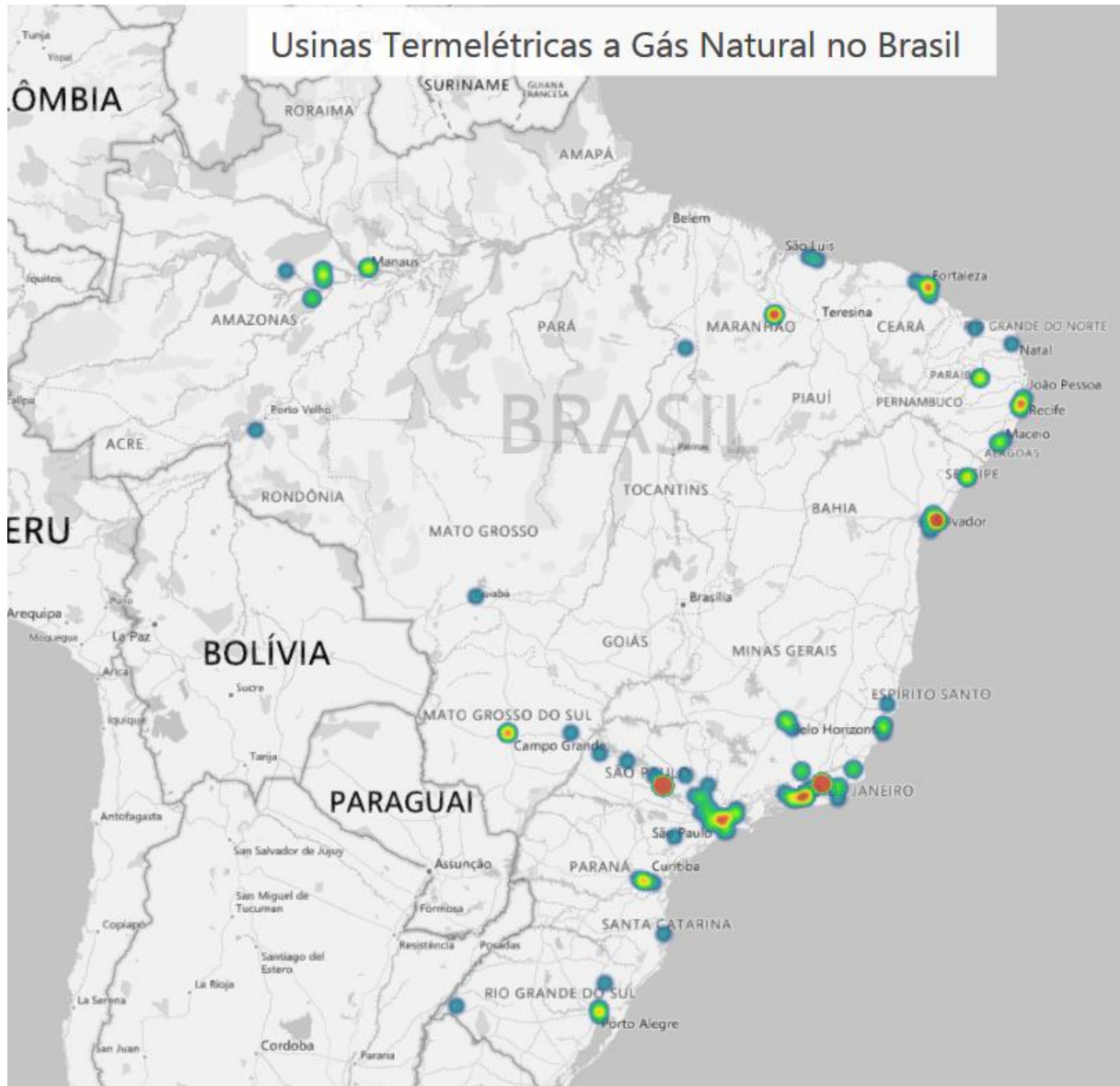
continua...

continuação

Tabela 10 – Número de usinas termelétricas por Estado no Brasil

Estado	Usinas Termelétricas Operantes
Maranhão	30
Mato Grosso	84
Mato Grosso do Sul	45
Minas Gerais	421
Pará	95
Paraíba	12
Paraná	99
Pernambuco	74
Piauí	20
Rio de Janeiro	136
Rio Grande do Norte	32
Rio Grande do Sul	126
Rondônia	62
Roraima	124
Santa Catarina	112
São Paulo	882
Sergipe	37
Tocantins	26

A figura 18 apresenta a distribuição espacial das usinas termelétricas a gás natural no Brasil. Das 155 usinas operantes em dezembro de 2016, grande parte está localizada nos Estados de São Paulo e Rio de Janeiro e em regiões litorâneas. Regiões azuis representam até três usinas, enquanto que regiões vermelhas representam alta densidade de geradores na região.



**Figura 18 – Mapa da Concentração das Usinas Termelétricas a Gás Natural no Brasil.**

A influência das regras de contratação de energia nas opções de geração aqui abordadas se faz presente especialmente na escolha do tipo de combustível de alimentação da planta, além de sua localização. Dessa maneira, para as discussões vindouras nesta dissertação, a compreensão, mesmo que superficial, desse arcabouço regulatório permitirá separar as categorias de fornecimento de insumo para as usinas a serem propostas.

Em 2004, a Lei nº 10.848 institucionalizou o mecanismo de leilões para promoção da expansão do Sistema Interligado Nacional (SIN) e a comercialização de energia elétrica. Desde então os leilões desempenham um papel central no setor elétrico do país. Dentro do ambiente de contratação regulada (ACR), há leilões de energia velha, visando energia de



empreendimentos de geração existentes; e leilões de energia nova, os quais visam novos empreendimentos de geração (REGO, 2012). Devido ao foco em expansão e novos empreendimentos termelétricos desta dissertação, as regras de contratação pelos leilões de energia nova serão discutidas com maior profundidade.

Nos leilões de energia nova, o critério de menor tarifa por unidade de energia (R\$/MWh) é utilizado para selecionar diversos projetos previamente habilitados pela EPE que concorrem pelo mercado futuro das distribuidoras. Nesses leilões, as ofertas dos agentes não são limitadas apenas pela potência instalada das plantas, mas também pela garantia física atribuída a cada projeto pelo MME. Ou seja, os candidatos são certificados com uma quantidade de energia garantida apta a ser comercializada em contratos de longo prazo. Essa energia assegurada é calculada com base nos modelos de otimização da operação do sistema, simulando o parque hidrotérmico e repartindo a garantia física entre os blocos de usinas hidrelétricas e termelétricas (SANTOS, A., 2016).

Adicionalmente, os geradores devem comprovar lastro de suprimento de combustível. No caso dos geradores a gás natural, o fornecedor deve ser registrado na ANP e oferecer documentação comprobatória de caracterização de sua produção e reservas de modo a comprovar a garantia do fornecimento ao gerador pela vida do contrato, dentro dos volumes necessários. Em caso de gás natural advindo de plantas de GNL, o empreendedor deve oferecer documentação de comprovação das capacidades de regaseificação que atendam às dimensões da planta. Essas regras geram um comprometimento de grandes volumes por parte do fornecedor com uma demanda incerta do gerador termelétrico, o que vai de encontro com as dificuldades envolvidas no processo de exploração de gás natural (SANTOS, A., 2016).

Os leilões de energia nova resultam em dois tipos de contratos para venda de energia: por quantidade e por disponibilidade. Destes, o último é oferecido às usinas termelétricas (exceto às nucleares) e consiste em garantir uma renda fixa ao gerador para cobrir seus custos fixos para estarem disponíveis ao sistema. Além disso há uma parcela variável destinada a cobrir os custos da operação flexível (ou despachos sob demanda). O modelo NEWAVE determina os despachos do sistema ao estimar a operação ótima com base nas precipitações e níveis dos reservatórios, além de priorizar as usinas com menor custo em relação ao custo marginal de operação. Esses contratos são válidos por 15 anos e têm como objetivo complementar a segurança do sistema hidrotérmico. Ainda em favor da melhora na segurança do SIN, uma nova modalidade de leilões (de energia de reserva) foi inaugurada em 2008, por meio do Decreto 6.353. A energia de reserva de tais leilões é contabilizada e liquidada exclusivamente no mercado de curto prazo da CCEE (REGO, 2012).

Um fator adicional às características do setor está na competitividade. Como o preço que baliza as relações de compra e venda de energia tem sua origem no despacho centralizado (indiferente aos contratos), as incertezas dos geradores termelétricos precisam ser equilibradas com uma operação eficiente do sistema, estando estes fatores contemplados nos contratos de longo prazo (SANTOS, A., 2016).

A metodologia atual de contratação e precificação de energia possui fragilidades que afloram em épocas de crise, causando aumentos de preços desproporcionais com a capacidade do país. Essa metodologia privilegia usinas com baixo custo fixo, como termelétricas a óleo combustível e carvão, pois a operação ótima do sistema prevê despacho mínimo de térmicas e utilização máxima do potencial hídrico, gerando energia a baixo custo. Essas usinas termelétricas de baixo custo fixo nem sempre possuem um custo variável vantajoso, o que isto causa uma distorção na eficiência de custos em épocas de despacho direto, como durante a crise hídrica de 2014, pois essa estrutura de custos é eficiente apenas em caso de não operação. Nos anos da crise (2014 e 2015), as termelétricas a gás natural tiveram variação de CVUs entre R\$ 69,00/MWh e R\$ 943,88/MWh (NETO, 2016). A partir do despacho, o custo variável, que inclui o combustível, é cobrado, aumentando drasticamente o custo de geração. Além disso, em caso de projetos contratados não concretizados aumentam o risco de déficit, causando operação de usinas termelétricas acima do custo médio estimado (REGO, 2016). No caso da geração em usinas a gás natural, usos alternativos do insumo poderiam evitar problemas relativos à incerteza dos despachos, não fosse a pequena infraestrutura de transporte de gás natural, a qual dificulta esse tipo de flexibilidade no uso do mesmo. Sendo assim, o custo relativo à estrutura de suprimento do combustível não utilizado é contabilizado. Idealmente, a energia elétrica pode ser usada para evitar o consumo de combustível quando este possui usos alternativos, com custo de oportunidade relativo ao da sua cadeia produtiva (SANTOS, A., 2016).

À quantidade declarada, em MW médio, de geração da usina termelétrica, para fins de cálculo de sua garantia física e programação do SIN dá-se o nome de inflexibilidade. Este é basicamente um parâmetro de geração mínima da usina. A inflexibilidade de uma térmica está relacionada ao fornecimento de combustível já que gera a obrigação de um consumo mínimo de combustível, reduzindo a incerteza da remuneração do produtor. De acordo com Santos, A. (2016): “a incerteza da operação flexível dos geradores térmicos a gás, associada à pouca diversificação do mercado de gás natural, faz com que a remuneração do produtor de gás natural seja excessivamente variável e incerta, elevando os custos de transação a esses agentes. Dessa forma, é muito possível que os fornecedores de combustíveis não tenham disponibilidade para fazer contratos com térmicas flexíveis, ou apenas concordarão em assinar tais contratos e a fazer

as imobilizações de capital necessárias cobrando preços elevados, ou seja, taxas de retorno que justifiquem assumir a incerteza quanto à materialização do seu mercado. Entretanto, a imposição de contratos de compra de combustível, nos quais as termelétricas ficam obrigadas a efetuarem compra antecipada de um determinado volume mínimo de gás mensal e anual, aumenta o nível de inflexibilidade do projeto termelétrico e, conseqüentemente, os custos fixos, requerendo uma receita fixa maior. Isso reduz a sua competitividade e o financiamento de novos projetos térmicos a gás natural.” Sendo assim, conclui-se que a competitividade de novas usinas termelétricas a gás natural em leilões de energia nova é prejudicada pela metodologia de precificação e comercialização de energia elétrica vigente. Para que esse tipo de usina entre na operação de base, serão necessárias mudanças nas regras de contratação, as quais se estendem até os fornecedores de gás natural.

### 6.1 Expansão da Oferta de Energia Elétrica Por Novas Usinas Termelétricas

A proposta desta dissertação é comparar as opções de expansão termelétrica no sul do país confrontando as opções por dois combustíveis: carvão mineral e gás natural. Para tanto, serão utilizadas as projeções do Plano Decenal de Expansão de Energia 2024, ou PDE 2024 (EPE, 2015a), para o crescimento da carga e da oferta de energia nos Estados do Sul do país.

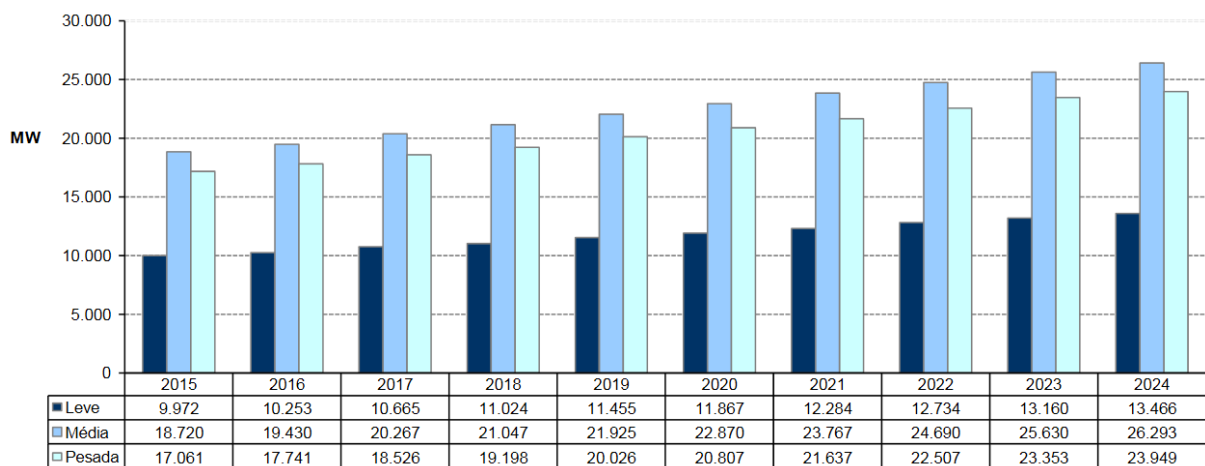
O PDE é um documento elaborado anualmente pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a serviço do governo federal. Os cenários, tanto de oferta, quanto de demanda, fornecidos nesse documento apresentam incertezas. Porém, tal crítica não é o escopo deste trabalho e, dessa maneira, os mesmos serão adotados sem ressalvas.

As projeções serão utilizadas para o levantamento do déficit de geração para o horizonte de 10 anos para a Região Sul. As capacidades propostas para as usinas hipotéticas utilizadas na análise SWOT não terão o objetivo de cobrir completamente esse déficit, serão coerentes com o mesmo. Dessa maneira será mantida uma relação razoável entre as outras fontes. Entende-se que a expansão da oferta proposta no PDE é pautada em empreendimentos já licitados e não haverá déficit global na geração brasileira se o cenário se concretizar. Porém, o intervalo de 10 anos permite o exercício da metodologia proposta com números, metas e faixas de tempo realistas.

O aparente isolamento da Região nessa metodologia, e a própria adoção da região em detrimento dos Estados gera uma simplificação da realidade. Porém lembra-se aqui que o

objetivo da dissertação é uma análise qualitativa e comparativa de propostas com o intuito de analisar a relação entre os dois combustíveis no âmbito da expansão termelétrica dentro da Região.

O sistema da região Sul tem capacidade instalada de 22.000 MW, sendo 76% provenientes de hidrelétricas e 24% de termelétricas. De acordo com o PDE 2024, o crescimento médio anual da carga pesada será para o decênio em questão será de 3,8%. Conforme mostra a figura 19, a carga pesada deve chegar a 23.949 MW em 2024 e a média em 26.293 MW.



**Figura 19 – Evolução da Carga na Região Sul**

Fonte: EPE, 2015a

Mantendo a mesma proporção, o déficit termelétrico na região ao final do decênio 2015-2024 será de aproximadamente 2.000 MW de capacidade instalada.

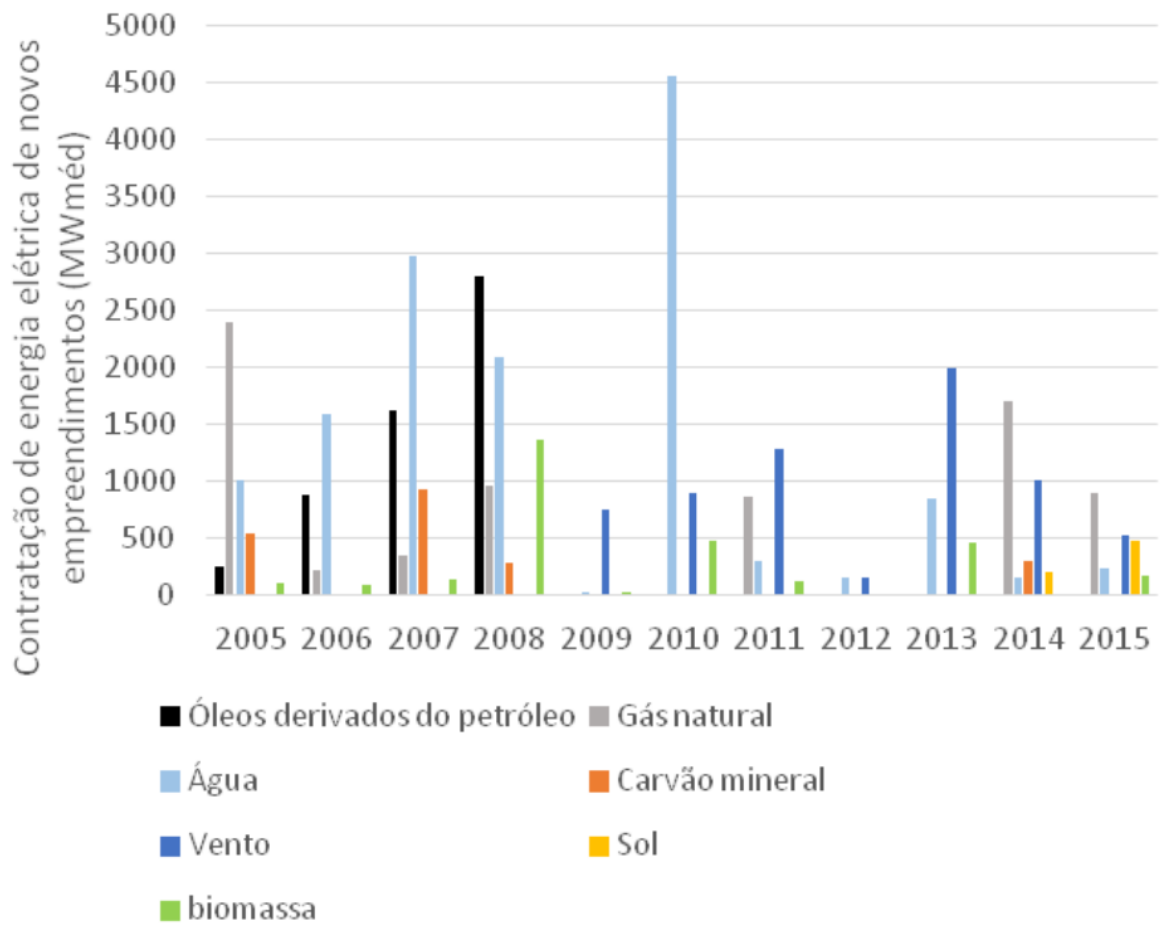
A Usina Termelétrica Rio Grande é uma das mais modernas e eficientes termelétricas a gás natural em construção. Seu consumo médio de gás natural será de 3.647 m<sup>3</sup>/d por MW de potência instalada (EPE, 2015a). O atendimento à demanda da próxima década para uma usina com essa eficiência consumiria aproximadamente 7,3 milhões de barris por dia, equivalente a 24% do trecho com maior capacidade do GASBOL. Ao discutir usinas termelétricas a gás natural hipotéticas esse volume de gás, ou um volume próximo, considerando uma planta menor, será a referência para o cenário.

Os projetos modernos de geração termelétrica a carvão mineral no Sul do país, como ENEVA (RS) e CTSUL (RS) possuem um consumo anual de carvão de aproximadamente 4.750 toneladas por MW de capacidade instalada (ZANCAN, 2015c). Esse valor de consumo de

carvão será utilizado como referência para ampliação de capacidade e/ou novas plantas na análise adiante. A usina Pampa Sul, com potência outorgada de 340 MW é a única termelétrica a carvão com construção em andamento em todo o Brasil. Existem mais 795 MW de potência outorgada em três usinas com construção ainda não iniciada: USITESC, em Treviso (SC); Jacuí, em Charqueadas (RS); e Concórdia, em Concórdia (SC) (ANEEL, 2016).

Desde o Programa Prioritário de Termelétricas (PPT) não se observou outra iniciativa de similar influência para o incentivo à contratação de energia advinda de centrais termelétricas. Dessa maneira, a expansão do setor fica debilitada pois os investidores ainda devem superar as dificuldades e riscos inerentes aos desenvolvimentos destes projetos. A crise hídrica de 2014 foi especialmente severa nas regiões Sul e Sudeste do país pois ameaçou o fornecimento de água e energia, causando um desequilíbrio financeiro para geradores termelétricos, o que culminou em maior aversão a riscos para os novos projetos em leilões (HOLLAUER, 2016).

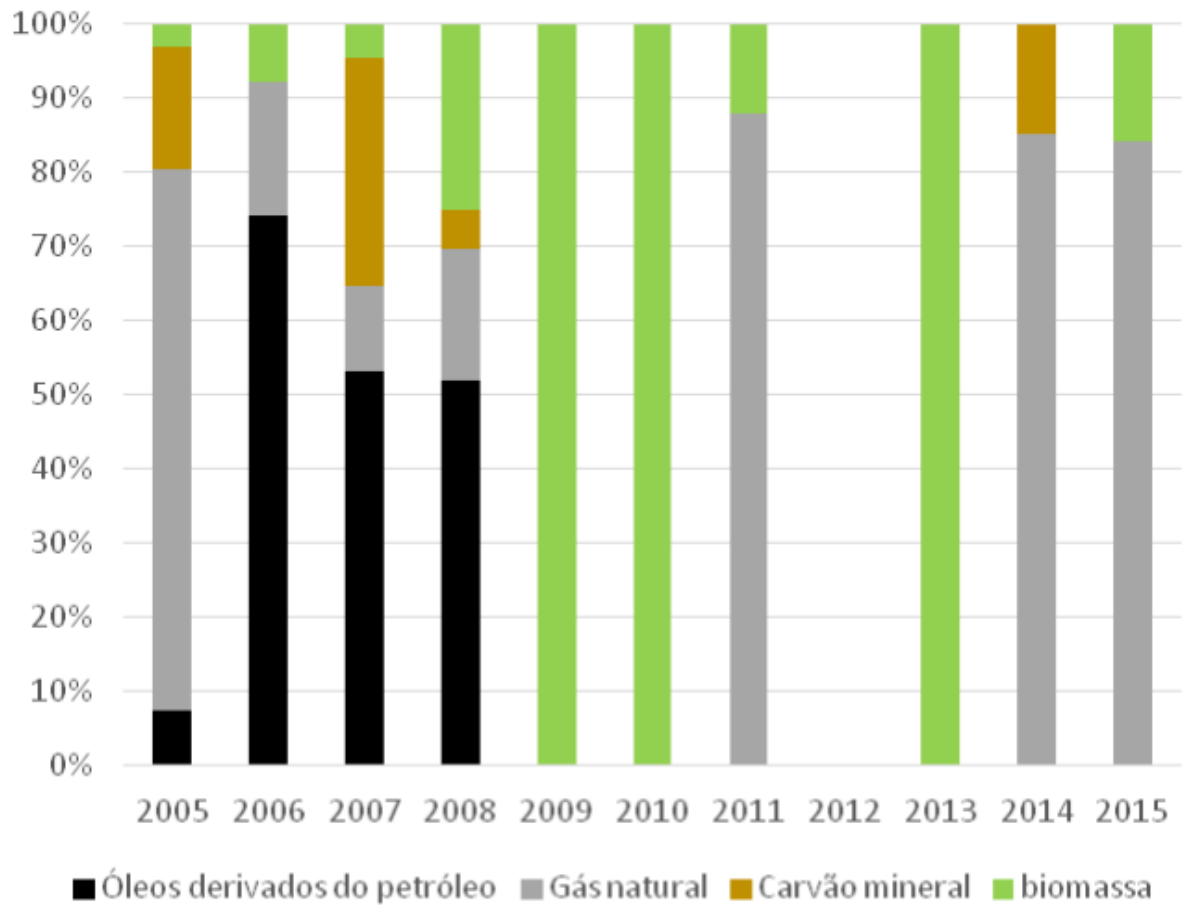
A figura 20 apresenta o volume de contratação de novos empreendimentos de geração entre 2005 e 2015. Observa-se um crescimento irregular de energia nova contratada durante a década analisada. Além disso, algumas fontes não apresentaram expansão ordenada através dessas contratações. No período entre 2005 e 2008 o carvão mineral teve grande participação nas contratações, porém só voltou a apresentar crescimento significativo em 2014. O gás natural, por sua vez, apresentou quantidades consideráveis de energia contratada durante o período, estando praticamente ausente apenas durante quatro dos dez anos.



**Figura 20 – Volume de contratação de energia elétrica de novos empreendimentos entre 2005 e 2015.**

Fonte: NETO, 2016

A figura 21 apresenta a distribuição das contratações no mesmo período para as usinas termelétricas. Observa-se a forte presença de novos empreendimentos a carvão na primeira metade da década analisada e o domínio da presença de gás natural e biomassa no restante do período.



**Figura 21 – Energia de novos empreendimentos por meio de usinas termelétricas (separado por fontes)**

Fonte: NETO, 2016

## 7. IMPORTAÇÃO DE GNL

O gás natural liquefeito (GNL) é gerado pelo resfriamento do gás natural e é capaz de compactar em até 600 vezes o volume natural do gás. Após ser transportado por caminhões, navios metaneiros e mais recentemente trens, o recurso chega a uma unidade de regaseificação nos terminais de recepção. Esse tipo de transporte é adequado para longas distâncias. De acordo com Neto (2005), os custos de produção de GNL (com liquefação, transporte e regaseificação) tiveram uma redução de mais de 50% entre 1985 e 2005, possibilitando a expansão do seu uso.

Uma das possíveis fontes de gás natural para geração em centrais termelétricas no Sul é a importação por GNL, com terminais de regaseificação no litoral brasileiro. Esse tipo de atividade ocorreu pela primeira vez em 2008 e, desde 2010, vem ocorrendo praticamente todo mês (MME, 2016). Devido aos despachos não previstos a partir 2011, causados principalmente pela crise hídrica, a importação de GNL foi opção segura para a garantia de oferta de insumo em curto prazo de implantação, com pequeno custo fixo e possibilidade de diversificação de fornecedores (DIUANA; SZKLO; GARAFFA, 2016). As compras em contratos de curto prazo muitas geram preços elevados do insumo, mas não são isentas de vantagens, dentre elas o menor risco devido à incertezas quanto ao volume necessário e redistribuição no risco do preço do gás natural. De acordo com o MME (2016), em 2015, o preço médio das cargas de GNL importadas no Brasil variou entre 7 e 13 dólares por milhão de BTU. Como comparação, o gás natural produzido em campos offshore nas Bacias de Santos e Campos em agosto de 2016 custou aproximadamente US\$ 6 por MMBTU, enquanto que o gás importado da Bolívia pelo GASBOL custou US\$ 4,5 por MMBTU no mesmo período, já inclusa a tarifa de transporte. Diante do cenário nacional, com produção doméstica predominantemente offshore, Romeiro (2016b) sugere a contratação de GNL importado para alimentação em hipotéticas termelétricas operantes na base de consumo, a fim de satisfazer a flexibilidade requerida nessa situação. De fato, essa medida reduz o risco hidrológico das variações nos reservatórios. Adicionalmente, é razoável esperar crises futuras maiores que as da década de 1950, pois desde então os sistemas dos rios que alimentam as hidrelétricas foram degradados.

O país conta hoje com três terminais de regaseificação de GNL. O maior deles está localizado no Estado do Rio de Janeiro e possui uma capacidade de regaseificação de 20 milhões de m<sup>3</sup>/dia e de armazenamento de 171.000 m<sup>3</sup>. O segundo maior terminal em termos de capacidade está localizado na Bahia, com capacidade de regaseificação de 14 milhões de m<sup>3</sup>/dia e de armazenamento de 136.000 m<sup>3</sup>. Por fim, há o terminal do Ceará, com capacidade



de regaseificação de 7 milhões de m<sup>3</sup>/dia e de armazenamento de 127.000 m<sup>3</sup> (MME, 2016). Em 2016, a importação através desses terminais correspondeu a 50% da oferta interna de gás natural, sendo que aproximadamente 40% foi destinado ao setor de geração termelétrica (ROMEIRO, 2016b).

O próximo terminal de regaseificação será construído pelo Grupo Bolognesi em Rio Grande (RS). Esse projeto está ligado à instalação da Usina Termelétrica Rio Grande, a qual operará a gás natural em ciclo combinado e terá potência instalada de 1.508 MW e consumo de gás natural aproximado de 5,5 MM m<sup>3</sup>/dia. (WELLS, 2016). Projetos dessa natureza geram empregos na fase de construção, mas poucos postos fixos na operação durante a vida útil da usina. A previsão atual é de que as vagas de trabalho geradas na construção da termelétrica de Rio Grande cheguem a 2.400, somam-se a isso mais 5.000 empregos indiretos. A operação e manutenção da usina irá gerar 150 vagas (LOURO, 2016). Quanto ao insumo, como o gás natural será importado, a geração de emprego no Brasil está relacionada ao transporte e ao terminal de regaseificação.

O terminal previsto terá capacidade de processamento similar ao da Bahia, com 14 milhões de m<sup>3</sup> por dia, portanto mais que suficiente para alimentar a UTE. O restante do gás natural será ofertado ao mercado. A capacidade de estocagem do terminal será de 173.000 m<sup>3</sup> de GNL e a previsão de início de operação do terminal é 2018, sendo que a UTE deve iniciar suas atividades em 2019 (EPE, 2015a). Nesse empreendimento, o Grupo Bolognesi aponta diversos impactos econômicos, sociais e ambientais positivos para a região, entre eles:

- Potencial multiplicador do terminal regaseificador;
- Disponibilidade para utilização intensiva de gás natural combustível;
- Confiabilidade e disponibilidade no suprimento de energia;
- Incentivo para uma matriz energética mais limpa;
- Incremento na economia do Estado e do município;
- Maior empregabilidade da mão-de-obra local;
- Sustentabilidade do projeto;
- Possibilidade de redução de emissões nas indústrias com a substituição do combustível por gás natural.

## 8. ANÁLISE SWOT

A análise SWOT é uma ferramenta de gestão estratégica competitiva criada por professores da Harvard Business School em 1960. A sigla corresponde, em inglês, a *Strengths*, *Weaknesses*, *Opportunities*, *Threats*, ou, em português, Forças, Fraquezas, Oportunidades, Ameaças, respectivamente. Aplicada principalmente em empresas durante processos de gestão da inovação, a ferramenta consiste num modelo de avaliação organizacional, em geral qualitativa, capaz de refletir as fraquezas, oportunidades, forças e ameaças em relação à posição competitiva no mercado (SAVOIA, 2009).

Nessa análise, para cada alternativa disponível ou mesmo em contexto geral, as forças e fraquezas em relação a outros atores que atuam na mesma função são fatores internos à organização, devendo ser identificadas, listadas e analisadas. Já as oportunidades e ameaças são fatores externos à organização, ligados às perspectivas de evolução do mercado em questão, e devem também ser identificadas, listadas e analisadas. Dessa forma, as forças e oportunidades constituem fatores positivos para alcançar os objetivos propostos enquanto as fraquezas e ameaças constituem obstáculos aos objetivos propostos. Após identificar os quatro fatores, o diagnóstico é realizado confrontando-se o panorama encontrado conforme a figura 22.

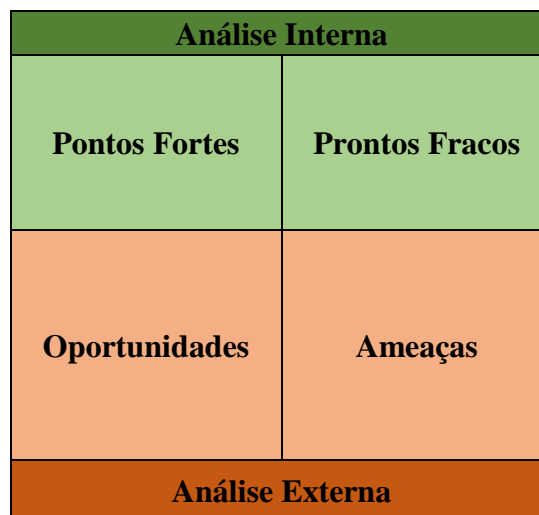
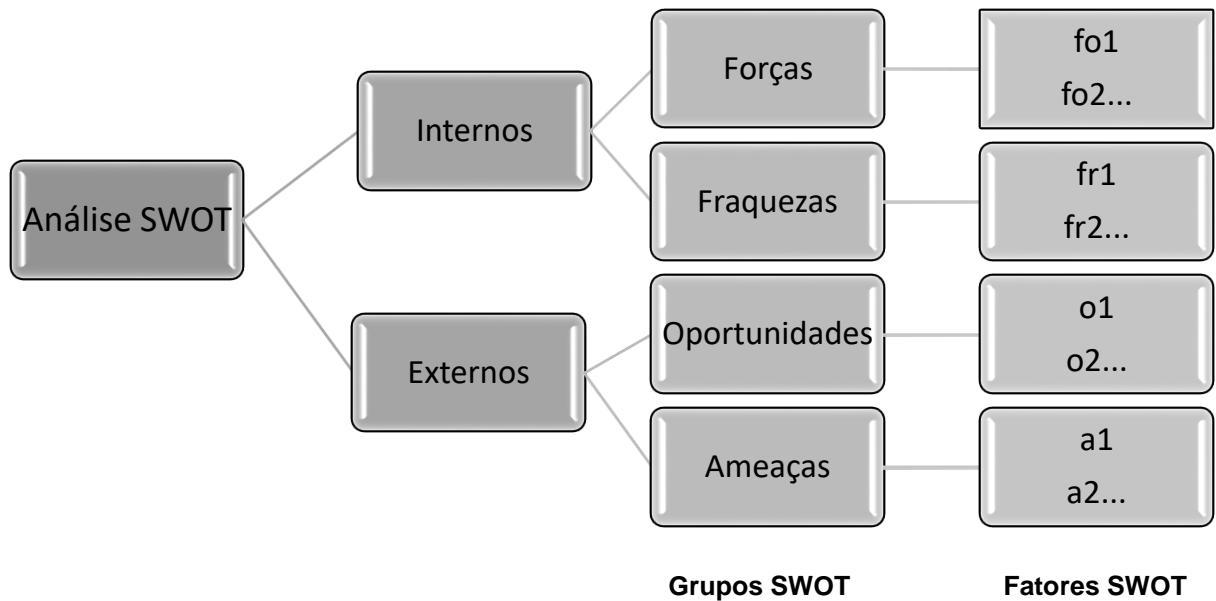


Figura 22 – Diagrama da Análise SWOT

A metodologia também pode ser compreendida como uma estrutura de identificação de parâmetros. A esses parâmetros podem ser associados valores e feita uma matriz de decisão comparativa. A figura 23 apresenta esse formato de análise direta.



**Figura 23 – Diagrama estrutural da análise SWOT**

Fonte: ZARE; TEKMEH; KARIMI, 2015

Com base nas características anteriormente expostas para cada uma das opções de expansão termelétrica no Sul do país, essa análise supondo uma administração privada independente de cada um dos empreendimentos. Dessa forma, não será possível expandir o controle de alguns fatores externos dependentes do governo como aconteceria em uma estatal. As premissas adotadas para cada uma das opções têm sua base teórica nos capítulos anteriores desta dissertação, pautados em revisão bibliográfica.

É importante ressaltar que alguns dos parâmetros adotados para a análise podem mudar com o tempo devido ao desenvolvimento de novas tecnologias, mudanças em políticas ambientais (ambiente mais restritivo quanto a emissões de usinas termelétricas), novo cenário político (proporcionando maior competitividade para uma determinada opção), novo cenário fiscal (maiores incentivos fiscais à instalação de usinas de um determinado tipo, por exemplo) ou econômico (condições que viabilizem a produção de gás em folhelho, por exemplo).

### 8.1 Aplicação e Premissas

No que tange ao planejamento energético, julga-se imprescindível considerar a necessidade do aproveitamento dos recursos e tecnologias existentes para a geração em

termelétricas a carvão ao mesmo tempo em que se canaliza o inevitável excedente de produção de gás natural para o mesmo fim. Reis e Silveira (2012) propõem um processo de planejamento de produção e uso da energia elétrica envolvendo os diversos atores de sua produção, distribuição, comercialização e utilização objetivando o desenvolvimento sustentável do setor. Esse processo foi utilizado na elaboração dos cenários e previsão das relações entre os atores de maneira aderente às sugestões dos autores mencionados. Embora este trabalho foque em duas fontes de energia não renováveis, é necessário ressaltar que as fontes hoje utilizadas para geração de energia elétrica em larga escala possuem algum grau de repercussão ambiental negativa. Dessa maneira, o planejamento conjunto destes agentes é ideal para uma transição suave para um modelo baseado em maior participação das energias renováveis na matriz elétrica sem impactos negativos nas economias locais, às vezes altamente dependentes dos recursos naturais destinados à geração de energia; e privilegiando um melhor aproveitamento das reservas nacionais desses recursos estratégicos.

Atualmente o setor elétrico tem sua expansão operada através do planejamento determinativo, uma metodologia organizada e eficiente, porém com decisões centralizadas (REIS; SILVEIRA, 2012). Ao focar no desenvolvimento sustentável do setor, os mesmos autores consideram a entrada de novos empreendedores privados, a abertura à economia de mercado e a atuação de agências reguladoras e comissões de serviços públicos, resultando no planejamento indicativo para a geração e transmissão. Tal arcabouço é expandido em direção ao planejamento integrado de recursos e posteriormente são incorporados conceitos associados ao desenvolvimento sustentável. Uma das etapas essenciais nesse processo envolve o reforço da importância da integração de recursos, tema central deste trabalho.

As análises dos cenários são baseadas principalmente nas fontes disponíveis e na tecnologia de aproveitamento de cada uma. Além destes aspectos, o custo e o tempo de implementação são importantes para definição da viabilidade da opção. Em relação ao custo, há a necessidade de estabelecer os responsáveis pelo investimento (normalmente escolha entre investidores privados e governo), como nas ferrovias das análises D. Dessa maneira, no caso do gás não convencional, abre-se espaço para reflexão, em cada cenário, sobre as possíveis estratégias de desenvolvimento desse recurso e as influências positivas e negativas, como a recente moratória supramencionada e incentivos regulatórios.

Como premissas básicas para os cenários analisados, tem-se:

- Volume de gás natural nos folhelhos da Bacia do Paraná estimado em 226 TCF (ANP, 2012);

- Geração de empregos diretos e indiretos na expansão mineração do carvão e na operação das usinas termelétricas a carvão em cerca de 5.000 postos;
- Consumo de carvão em novos empreendimentos termelétricos é, em média, de 4.750 toneladas por MW de capacidade instalada;
- Implementação dos gasodutos Rota 2 e Rota 3 até final de 2018, com volume total ofertado de 31 milhões de m<sup>3</sup> por dia;
- Renovação do contrato de fornecimento de gás natural da Bolívia pelo Gasbol.

## 8.2 Análise A - UTE a Gás Natural No Litoral Com Alimentação do Gasbol

Este cenário compreende um gerador a gás natural com capacidade similar à Usina Termelétrica Rio Grande (1.500 MW), isto é, absorvendo a demanda por geração no intervalo de tempo analisado, localizado na costa do continente, próximo a Rio Grande. Neste cenário não há aproveitamento de gás não convencional e o gás natural de alimentação da UTE é proveniente do GASBOL ou diretamente do terminal de regaseificação de GNL em Rio Grande. Para efeitos de alimentação da usina, essa localização não faz diferença pois, estando próxima a Rio Grande, seu insumo será proveniente do GNL importado, mesmo que indiretamente. Por fim, o volume excedente do terminal de regaseificação será superior a 8 milhões de m<sup>3</sup> por dia, o qual é mais que suficiente para alimentar uma usina deste porte. Para complementação dessa oferta de gás, a importação da Argentina é mais uma opção considerada em caso de necessidade.

Os aspectos internos a esse gerador estão ligados à flexibilidade de operação. Como força, destacam-se a localização privilegiada, pois a proximidade dos centros consumidores (capitais do Sul) e do fornecedor (terminal de Rio Grande) garantem vantagens estratégicas. Além disso, a dependência do GNL concede uma flexibilidade competitiva como comentado anteriormente. Por fim, a usina a gás natural a ciclo combinado é mais eficiente e gera menores emissões de gases de efeito estufa.

A fraqueza inerente a essa opção de expansão termelétrica é a estrutura de custos. Devido à natureza do insumo e ambiente competitivo, a aversão ao risco pode gerar medidas como declaração de CVU maior que o real para aumento na receita fixa (HOLLAUER, 2016).

Os aspectos externos que influenciam no diagnóstico desse cenário são compostos por oportunidades e ameaças. No campo das oportunidades uma usina com esse porte pode cobrir

uma demanda que outrora seria completa pela expansão da geração a carvão. A volatilidade do preço do insumo importado pode constituir uma ameaça pois fragiliza a estrutura de custos de operação. A importação do gás também não gera tantos vínculos com a indústria e comunidade local quanto a mineração voltada à UTE. Apesar de, a princípio, não constituir uma ameaça à operação das usinas, é uma externalidade negativa para a região.

Na relação de competição/cooperação com o carvão, a relativa proximidade das usinas pode gerar competição por mercados em oportunidades de expansão. Esse contexto provocaria estagnação da geração a carvão nos atuais polos e conseqüentemente da exploração do hidrocarboneto. Em um cenário otimista, uma UTE a gás natural com capacidade menor pode se apropriar de parte da demanda e complementar o déficit de crescimento da geração a carvão, criado por falta de insumo (ZANCAN, 2015c).

Tabela 11 – Análise SWOT A

<b>S</b>	<b>W</b>	<b>O</b>	<b>T</b>
<b>Forças</b>	<b>Fraquezas</b>	<b>Oportunidades</b>	<b>Ameaças</b>
Flexibilidade no fornecimento do insumo	Estrutura de custos que gera maior aversão ao risco	Cooperação com a geração a carvão através da complementariedade de quantidades deficitárias	Volatilidade do preço e da garantia de fornecimento do insumo

### 8.3 Análise B – UTE Alimentada pelo Gás de Folhelho dos Blocos Spar-Cs

No cenário em que a exploração do gás não convencional nos blocos ofertados no interior do Paraná se viabiliza econômica e ambientalmente, a produção pode ser destinada à alimentação de uma UTE. Primeiramente, deve ser feita a verificação dos volumes de produção e seu atendimento às necessidades da planta.

A espessura da formação Rio Bonito, com bons indícios de rochas geradoras (e, nesse caso, reservatório também) possui espessura média de 150 metros. Sabendo que o folhelho Barnett tem espessura média de 90 metros (COLELA, 2013), uma estimativa conservadora para

a Bacia do Paraná é a mesma espessura média da Bacia do Parnaíba: 40 metros. Dessa maneira, um bloco com área de 2500 km<sup>2</sup> possui um volume de rocha de interesse de 100 km<sup>3</sup>. Pela mesmo método análogo, esse bloco possui aproximadamente 2,5 TCF ou 70,8 bilhões de m<sup>3</sup> de gás natural. Mesmo que a recuperação seja equivalente a 30% deste valor, um bloco seria capaz de alimentar uma planta de 1.500 MW por mais de dez anos.

Como discutido anteriormente, a usina do ser afastada da região de produção e alimentada de várias maneiras, como por exemplo gasodutos ou GNL. A exploração do gás de folhelho é descentralizada e itinerante. Por isso, mesmo que a UTE fosse instalada na região produtora, seriam necessárias alternativas de transporte do gás para a mesma a cada novo poço aberto. Como o custo de gasodutos é elevado e os blocos são localizados em áreas ambientalmente sensíveis, será considerada a movimentação da produção por GNL, com liquefação na cabeça do poço e uma usina localizada no interior do Paraná. Nesse arranjo produtivo o gás pode ser transportado por caminhões até o destino. Para complementação dessa oferta, a importação de gás natural da Argentina pode ser considerada em caso de extrema necessidade.

A força interna competitiva dessa alternativa é a alta eficiência da geração em ciclo combinado. Uma fragilidade identificada é a relativa distância dos centros consumidores, elevando as perdas por transmissão. A opção pelo desenvolvimento do gás não convencional também incorre nos possíveis impactos ambientais do mesmo, como emissões fugitivas de metano durante o ciclo de exploração, produção, transporte e utilização do gás.

A oportunidade de fornecimento caseiro e seguro é um diferencial de origem externa. Nesse caso é considerada uma oportunidade para o país pois os preços do gás e/ou do petróleo no mercado podem oscilar de forma a prejudicar a viabilidade da exploração. Dessa maneira, a garantia de demanda oferece maior segurança à produtora e permite a consolidação mais rápida da curva de aprendizado envolvida nessa nova atividade no país. A exploração *onshore* do gás de folhelho pode gerar movimentação econômica local e benefícios similares à indústria do carvão (ACC, 2012). Nesse contexto, a exploração de gases remotos como o gás de folhelho do interior do Paraná oferece oportunidade de outras formas de monetização, como GTL (CARRERA, 2004). Porém, para esse cenário, a atratividade da geração termelétrica próxima dos centros consumidores do Sul é adotada como a mais atrativa. Outros atores do mercado, inclusive as geradoras a carvão são ameaças à expansão desse empreendimento termelétrico. Além disso o ritmo de exploração do gás de folhelho torna difícil a compra do gás resultante da contratação dos despachos. Os riscos ambientais da exploração do gás natural escapam ao controle da operação da UTE mas ameaçam o fornecimento. Em casos extremos haverá

necessidade de paralisação da produção de gás nos blocos e compra de gás natural a partir de terceiros, percorrendo longas distâncias em terra.

Quanto à relação de complementação entre os combustíveis, grandes volumes de gás natural disponíveis aliados à alta demanda por energia elétrica influenciam a criação de usinas de grande porte, as quais, por sua vez, podem inibir a expansão do carvão, como observado nos EUA. Essa dicotomia entre as fontes é especialmente sensível nesse caso pois a exploração do gás de folhelho é agressiva em termos de recuperação dos investimentos. Por outro lado, a existência de petróleo nos reservatórios melhora muito a atratividade do investimento em exploração e produção, podendo oferecer resistência à expansão da venda do gás para a UTE ao priorizar a estrutura para a venda do petróleo.

Tabela 12 – Análise SWOT B

<b>S</b>	<b>W</b>	<b>O</b>	<b>T</b>
<b>Forças</b>	<b>Fraquezas</b>	<b>Oportunidades</b>	<b>Ameaças</b>
Eficiência na geração a ciclo combinado	Distância dos centros consumidores, aumentando perdas na transmissão	Desenvolvimento de uma indústria de gás não convencional pelo aproveitamento do insumo local	Riscos ambientais da exploração do gás ameaçam o fornecimento

#### 8.4 Análise C - Expansão da Geração a Carvão

Nesse cenário o gerador da oferta de 2.000 MW é um operador termelétrico com duas ou mais usinas a carvão mineral localizadas nos pólos carboníferos do Sul do país. Como exposto anteriormente, o consumo de carvão em novos empreendimentos termelétricos brasileiros é, em média, de 4.750 toneladas por MW de capacidade instalada. Há expectativa de aumento desse fator com o crescimento da eficiência no aproveitamento do combustível com tecnologias como ciclo combinado, atualmente em desenvolvimento para o carvão. No entanto, esse rendimento médio na utilização do carvão não impõe restrições às reservas brasileiras, mas



pode representar limitações para certas regiões produtoras, como as minas do Paraná, que precisariam expandir a produção significativamente. A localização em Charqueadas, no Rio Grande do Sul, é favorável a essa proposta pois apresenta as condições necessárias ao atendimento da demanda pelo combustível.

Para um gerador adicional a carvão, as forças e fraquezas são as mesmas que para os atuais. Em termos estratégicos, a UTE estaria relativamente próxima aos centros de carga. Além disso, um dos méritos da geração a carvão é o fato da mesma apresentar baixo CVU, garantindo maior competitividade (ZANCAN, 2015b); outro ponto a favor do combustível sólido é a independência de condições climáticas. Outras forças são a despachabilidade é apropriada para atendimento da carga de base e o fato do insumo é comercializado em moeda nacional, não afetando a balança de pagamentos. A principal fraqueza inerente à geração a carvão é o desempenho em termos de emissões de gases de efeito estufa. Embora as reservas de carvão no sul do país sejam suficientes para alimentar novas usinas por décadas, a finitude de jazidas locais podem provocar impactos localizados na economia das cidades afetadas, constituindo uma fraqueza desse cenário.

A principal oportunidade observada é a chance de aproveitar um recurso local e disponível. Além disso, como externalidade positiva é destacada a geração de empregos diretos e indiretos. Por exemplo, os 857 MW das usinas do complexo Jorge Lacerda em Santa Catarina contribuem com 3.300 empregos indiretos na mineração, 400 no transporte do carvão, 300 no transporte da indústria do cimento e 1100 na indústria do própria cimento, além dos 600 empregos diretos gerados (TRACTEBEL ENERGIA, 2016). Dois complexos similares, cuja capacidade somada atenda ao déficit previsto para o decênio, podem colaborar direta e indiretamente para a criação de mais de 12.000 postos de trabalhos.

Como ameaça ao empreendimento, novos geradores, mais eficientes, podem frustrar planos de expansão da produção termelétrica dessas usinas. As melhorias previstas com o desenvolvimento das tecnologias apresentadas na tabela 7 do capítulo 5.1 podem mitigar essas ameaças. Por fim, aspectos ligados à minimização dos custos e progresso do setor como o desenvolvimento de pesquisa geológica, tecnologias de mineração, de caracterização e utilização do carvão não dependem do ator em questão (ZANCAN, 2015a).

Nesse cenário o carvão absorve a grande maioria da demanda e o gás natural disponível é destinado a outros fins. No entanto, essa configuração inibe o desenvolvimento de campanhas de exploração e produção de gás não convencional pois, pela infraestrutura de transporte incipiente desse energético, a garantia de demanda do mesmo auxilia a atratividade da fase de exploração. Observa-se aqui uma relação interessante entre os dois combustíveis nos cenários

extremos propostos: um predomínio da geração termelétrica a carvão beneficia a exploração do recurso nas cidades do Rio Grande do Sul com minas e UTEs instaladas ao mesmo tempo que pode inibir, ao conquistar o mercado, o desenvolvimento da exploração de gás não convencional da mesma maneira que se observa o caso contrário, isto é, o desenvolvimento de reservas não convencionais (gás de folhelho no Paraná e metano em camadas de carvão em Santa Catarina e no Rio Grande do Sul) no próprio Sul do país voltadas para a alimentação de usinas termelétricas pode inibir a expansão da geração a carvão e, no longo prazo, causar um processo de substituição como o observado nos EUA e discutido anteriormente.

Tabela 13 – Análise SWOT C

<b>S</b>	<b>W</b>	<b>O</b>	<b>T</b>
<b>Forças</b>	<b>Fraquezas</b>	<b>Oportunidades</b>	<b>Ameaças</b>
Insumo nacional e abundante	Eficiência energética na conversão	Geração de empregos diretos e indiretos	Chegada de empreendimentos mais eficientes

#### 8.5 Análise D – UTE Alimentada pelo Gás das Camadas de Carvão

Os volumes de metano em camadas de carvão estimados para a jazida de Santa Terezinha no litoral do Rio Grande do Sul são da ordem de 5,5 bilhões de m<sup>3</sup> (HOLZ, 2010). Ainda são necessários mais estudos para determinação da viabilidade técnica, econômica e ambiental do fator de recuperação de gás nessa jazida bem como em outras no Sul do país. No entanto, o volume estimado pela simulação permite a adoção, para esse cenário, de uma termelétrica de pequeno porte, abaixo de 400 MW, próxima ao GASBOL que opera complementando a oferta das termelétricas a carvão.

Esse é o caso mais delicado a ser tratado na pesquisa, pois envolve altas incertezas e premissas arrojadas. A primeira delas é forte intervenção do governo para criação da estrutura necessária de escoamento da produção de carvão da jazida de Santa Terezinha, hoje inexistente. Dentre as iniciativas necessárias está a construção de duas ferrovias de 500 km de extensão para transporte do carvão (TOLMASQUIM, 2016). A intervenção do governo pode também repercutir no ambiente de competição pela geração, através de flexibilização das regras para

esse caso particular onde há possibilidade de produção conjunta de gás natural e carvão e necessidade de escoamento desses insumos de forma econômica.

A localização privilegiada da jazida, próxima ao GASBOL, facilita a prospecção do gás e subsequente envio para a rede. A grande extensão da jazida analisada (800 km<sup>2</sup>) e a possível necessidade da aplicação de perfuração direcional com fraturamento hidráulico permitem supor que a exploração do gás será geograficamente massiva e irregular, como no gás de folhelho. Nesse contexto uma estratégia de garantia de insumo para a termelétrica é a localização próxima ao GASBOL.

A baixa capacidade da UTE oferece possibilidade de realização de contratos com a operadora da jazida. Além disso, essa configuração privilegia a exploração de ambos os recursos, com complementação da geração.

No que tange às forças internas que contribuem com a capacidade competitiva da usina em questão a principal característica a ser destacada é a alta eficiência dos processos de conversão, especialmente em comparação com as antigas usinas geradoras a carvão. Outro aspecto interno positivo desse cenário é a capacidade de redução da resistência ao gás pela indústria carbonífera a partir da operação da termelétrica a CBM.

A fraqueza identifica nesse caso é inerente ao processo exploratório do CBM, isentando a operação da usina termelétrica. Os impactos ambientais não são tão severos, mas a necessidade da aplicação de fraturamento hidráulico com perfuração horizontal, a alta densidade de poços e a construção de uma curva de aprendizado para a exploração de CBM podem oferecer dificuldades no desenvolvimento da operação.

A melhor oportunidade para o operador é a construção de uma parceria com a mineradora e possivelmente com a usina termelétrica a carvão mais próxima para propostas de planos de expansão aderentes às expectativas de produção de gás e carvão da jazida. Dessa forma a penetração da termelétrica a gás natural se daria num processo de complementação da geração. A criação e manutenção da estrutura de exploração em Santa Terezinha exigirá grandes investimentos e possível intervenção dos governos estadual e/ou federal. A suspensão desses investimentos ou mesmo do apoio à criação dessa infraestrutura consistem na maior ameaça ao empreendimento proposto. Em comparação com o gás de folhelho, o CBM tem menor oposição social e regulatório, sendo este ligado à exploração do carvão e, portanto, regulado pelo DNPM.

Tabela 14 – Análise SWOT D

<b>S</b>	<b>W</b>	<b>O</b>	<b>T</b>
<b>Forças</b>	<b>Fraquezas</b>	<b>Oportunidades</b>	<b>Ameaças</b>
Eficiência na geração a ciclo combinado	Impactos ambientais e incertezas associadas à exploração do CBM podem fragilizar o suprimento de insumo	Estabelecimento de parceria com mineradora e UTEs a carvão para cooperação na expansão da geração	Suspensão de investimentos e apoio do governo para criação de infraestrutura de exploração da jazida

## 9. DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Quatro configurações de empreendimentos termelétricos foram propostas nesse exercício teórico para avaliação qualitativa da exploração dos respectivos combustíveis de insumo e sua relação com a expansão termelétrica e a competição entre si. O cenário padrão consiste num déficit de geração termelétrica da ordem de 2 GW a ser preenchido durante a próxima década. Como premissa básica foram ignoradas as dificuldades operacionais da exploração de recursos não convencionais em curto e médio prazos.

Os principais fatores que influenciam o sucesso de um empreendimento termelétrico nos cenários estudados são:

- Disponibilidade do insumo. Se local, a exploração é economicamente benéfica para a região mas pode carregar riscos ambientais, a depender da reserva em questão;
- Acesso a tecnologias de abatimento de emissões (especialmente importante para o carvão);
- Regime competitivo dos leilões de energia nova.

A princípio o cenário de exploração do metano em camadas de carvão (CBM) proporciona a melhor relação entre os combustíveis pois necessita que ambos sejam explorados na jazida gaúcha com garantia de demanda de acordo com os volumes produzidos. Esses fatores, combinados a possível articulação dos empreendedores, podem garantir um regime de complementação das fontes sem danos às economias dependentes da exploração de carvão, provocando também geração de empregos e redução da aversão da entrada do gás natural por parte da indústria carbonífera. Ressalta-se, no entanto, que as informações sobre reservas necessitam de maior detalhamento.

Um resultado interessante foi o reconhecimento da sensibilidade do gás natural a fatores externos, como custos do próprio gás e do petróleo no mercado internacional; e da sensibilidade da garantia de demanda do carvão a longo prazo devido à eficiência ultrapassada das usinas atuais e entrada de novos geradores. No horizonte dos contratos de energia nova (15 anos) é possível projetar diversas mudanças na matriz local devido ao desenvolvimento de novas tecnologias de abatimento de emissões nas termelétricas a carvão ou por nova disponibilidade de gás natural, como no terminal de GNL de Rio Grande.

O destino preferencial do gás natural analisado ficou restrito às termelétricas. Considerando esse fato, faz-se importante salientar que algumas das desvantagens apresentadas

em termos de distância do centro consumidor podem ser superadas pela diversificação do seu uso. Sua versatilidade garante vantagens competitivas, especialmente no setor industrial, desde que haja escoamento apropriado, seguro e garantido da produção para a zona consumidora. E ainda há evidências de que sua disponibilidade é uma das condições que formam parte da estratégia de localização de novas indústrias (PERLOTTI, 2013). Essa versatilidade também gera problemas, pois, como visto nos casos abordados, o gás compete com diversos outros energéticos na indústria e na geração de eletricidade (MOUTINHO DOS SANTOS, 2002).

O cenário que apresenta maior similaridade ao processo que levou à tendência observada nos EUA de substituição de termelétricas a carvão por usinas a gás natural é o domínio termelétrico a gás natural na próxima década com uma ou mais usinas utilizando combustível importado (GNL). Essa substituição não é recomendada no Brasil pois apresenta fragilidades para as economias locais das cidades carvoeiras e o novo insumo (gás natural) por ser importado, movimentando a economia gerando riqueza e empregos fora do país.

## 9.1 Alternativas

Há alternativas de fornecimento de gás natural que compõem o panorama atual de energia do país. Primeiramente, no caso da importação, há a possibilidade de trazer gás da Argentina, como já é feito para a termelétrica de Uruguaiana, por gasoduto.

Uma alternativa para o gás do Pré-sal que pode também ser aplicada a reservas isoladas é a rota gas-to-liquids, processo no qual se converte gás natural em combustível líquido, como o diesel. Plantas produtoras de diesel GTL consomem de 240 a 350 m<sup>3</sup> de gás natural por barril de diesel produzido. Além disso, a queima do produto final gera menos emissões, como monóxido de carbono, material particulado e óxido de hidrogênio, que sua contrapartida de refinaria (QUIROGA, 2016). A viabilidade das plantas GTL está intimamente ligada à capacidade da mesma, em uma relação diretamente proporcional, de tal maneira que uma planta pequena e de baixa atratividade no curto e médio prazos tem capacidade mínima de 20.000 barris por dia, a qual geraria um consumo mínimo de 4,8 milhões de m<sup>3</sup> de gás natural por dia. Esse método pode ser usado para monetizar as reservas de gás não convencional no interior do Paraná (gás em folhelho) e/ou na costa do Rio Grande do Sul (CBM). No caso do folhelho, o problema de transporte ainda não foi resolvido. Altera-se apenas o bem transportado a partir da proposta discutida anteriormente (de GNL para diesel GTL).

Outra alternativa envolve a duplicação do gasoduto Brasil-Bolívia (GASBOL), já considerada pela Petrobras no passado (GAZETA DO POVO, 2006). Porém, com a crescente produção do Pré-sal e a chegada de gasodutos como o Rota 2 e Rota 3, somando uma capacidade praticamente igual à do gasoduto internacional na região de demanda, os planos para essa duplicação são de improvável concretização no médio prazo. O gás proveniente do Pré-sal que chegará através dos novos gasodutos está localizado em região de alta demanda, de forma que seu transporte para o posterior aproveitamento no Sul é menos atraente que o aproveitamento industrial local de São Paulo e Rio de Janeiro.

O carvão mineral pode ser utilizado em conjunto com outro combustível comum em termelétricas brasileiras: a biomassa. Através do processo de *cofiring*, isto é, queima conjunta de ambos os combustíveis (COELHO; PALETTA; FREITAS, 2000). A tecnologia de queima no leito fluidizado permite a queima de carvão e biomassa. A adaptação necessária às usinas pode ocorrer ao final da vida útil dos geradores a vapor. Essa mudança não afeta a capacidade de geração, mas sua viabilidade econômica não é garantida.

## 10. CONCLUSÕES

Esta pesquisa analisou diferentes configurações de mercado envolvendo geração termelétrica no Sul do país a carvão e gás natural por diferentes meios de fornecimento do insumo. Para tanto foi construído um arcabouço teórico pautado em revisão de literatura com os conceitos de geração termelétrica, exploração dos combustíveis considerados e situação da geração no Brasil.

A importância da mineração de carvão, destinado quase que exclusivamente à geração termelétrica, em cidades do Sul do país é considerável. Além da geração de milhares de empregos, o aproveitamento do recurso, às vezes pobre e de pouco valor comercial como em Candiota, é uma vantagem estratégica para a região. Por isso a manutenção dessas atividades é recomendada, com geração a gás natural mais eficiente complementando a demanda em novos leilões. Em casos de transição de matriz energética na América do Norte e Europa, a participação popular foi importante e contribuiu para alterar a percepção de riscos das alternativas (informação verbal)<sup>1</sup>.

A origem do gás natural utilizado em novos empreendimentos tem relação direta com a competitividade das termelétricas afetadas. No caso da exploração do CBM em Santa Terezinha, a destinação dos recursos à geração termelétrica gera o ambiente mais propício à complementariedade entre os dois combustíveis com danos reduzidos à geração de emprego, economias locais e fatores ambientais. Porém tal configuração depende de aporte maior de recursos, especialmente para viabilizar a exploração do carvão na jazida. Por isso, a intervenção e apoio do governo na criação dessa estrutura é fator dependente para o sucesso do cenário.

Como recomendação de futuras pesquisas e continuidade deste trabalho, sugere-se a execução de um estudo de viabilidade técnica, econômica, de impactos ambientais e sociais (EVTECIAS) para novos empreendimentos termelétricos de grande porte na Região Sul, contabilizando os conceitos explorados nesta dissertação. Nesse caso é interessante a realização de prévia análise das premissas de um projeto de grande porte para que os parâmetros de contratação de energia e/ou capacidade da usina.

Por fim, a pesquisa contribuiu com uma discussão atualizada sobre a geração termelétrica e sua relação com a competição por espaço entre gás natural e carvão no Sul do

---

<sup>1</sup> Informação apresentada pela Dr<sup>a</sup> Kathleen Araújo da Stony Brook University durante seminário no Instituto de Energia e Ambiente da USP em 2016.



Brasil com base em recentes eventos pivotantes do mercado como os novos leilões de energia nova e a revolução do gás de folhelho.

## REFERÊNCIAS

ABEGAS. Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado; Disponível em: < <http://www.abegas.org.br/Site/?p=57075>>, acessado em 29/08/16.

ACC. American Chemistry Council; Shale Gas, Competitiveness and New U.S. Investment: A Case Study of Eight Manufacturing Industries. Departamento de Economia e Estatística, EUA, 2012.

AGORA; Usina e Terminal de Regaseificação estão mais próximos. Disponível em < <http://www.jornalagora.com.br/site/content/noticias/print.php?id=70311>>, acessado em 01/12/16.

AKIRA, Y.; Impacts of Shale Gas Revolution on Natural Gas and Coal Demand. IEEJ, 2013.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica; Atlas da Energia Elétrica no Brasil, 2008.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica; Regulação dos Serviços de Geração; Disponível em:< <http://www.aneel.gov.br/geracao3>>, acessado em 19/11/2014;

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica; Fatores de Conversão; Disponível em < [http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/atlas\\_fatoresdeconversao\\_indice.pdf](http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/atlas_fatoresdeconversao_indice.pdf)>, acessado em 14/08/2015.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica; BIG – Banco de Informações de Geração. Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>, acessado em 05/12/16.

ANP. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis; Oportunidades e Desafios no Setor de Petróleo e Gás; Magda Chambriard; 2012.

ANP. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis; “12ª Rodada De Licitações - Ação Civil Pública MPF/PR”, Disponível em <<http://www.anp.gov.br/?pg=71303&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebust=1417214611228>>, acessado em 09/03/2015.

ANP. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis; Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural. Número 75, novembro, 2016.

ASHRAFT, M.; SATAPATHY, M.; The Global Quest for Light Tight Oil: Myth or Reality? Energy Perspectives; Schlumberger Business Consulting, 2013.

ATKINS, L.; Argentina's Vaca Muerta Shale. Hart Energy Research&Consulting. Disponível em <<http://www.epmag.com/argentinas-vaca-muerta-shale-718661#p=full>>. Acessado em 16/06/2015.

BRAGA, Y. C. B.; COLOMER, M.; ALMEIDA, E.; Balanço do Gás Natural Boliviano e as Consequências para o Brasil. Rio Oil&Gas Expo and Conference 2016. Rio de Janeiro, 2016.

CAMARGO, T. R. M.; MERSCHMANN, P. R. C.; ARROYO, E. V.; SZKLO, A.; Major Challenges for Developing Unconventional Gas in Brazil – Will Water Resources Impede the Development of the Country's Industry? Resources Policy, v. 41, p. 60-71, 2014.

CAMPOS, B. C.; FARIA, V. C. S.; Tributação do Gás Natural no Brasil: Superação do Princípio do Fluxo Físico para o Desenvolvimento do Mercado. Rio Oil&Gas Expo and Conference 2016. Rio de Janeiro, 2016.

CARRERA, G. A. Z.; Avaliação de alternativas tecnológicas (GNL e GTL) para a viabilização de jazidas de gás natural remotas em países em desenvolvimento : estudo de caso: Jazida de Camisea no Peru. Tese (Doutora em Energia) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2004;

CASTRO, V. R. P.; O Mercado de Gás Natural Perante a Diversificação Energética e o Processo de Desindustrialização. Rio Oil&Gas Expo and Conference 2016. Rio de Janeiro, 2016.

COELHO, S. T.; PALETTA, C. E. M.; FREITAS, M. A. V.; Medidas Mitigadoras para a Redução de Emissões de Gases de Efeito Estufa na Geração Termelétrica; ANEEL. Brasília, 2000.

COLELA, O.; Reservas Brasileiras de Gás Convencional e Potencial Para Gás Não Convencional. ANP, 2013.

CORDEIRO, G. B.; et al; Termos de Acesso: Imprimindo Transparência e Isonomia no Acesso à Infraestrutura de Transporte de Gás Natural. Rio Oil&Gas Expo and Conference 2016. Rio de Janeiro, 2016.

COSTA, H. K. M.; SANTOS, E. M.; SANTOS, V. E. S.; MARTI, P. O.; INGELSON, A. *EU unconventional resource development stalls*. Oil&Gas Journal. Junho de 2016.

COSTA, F. C. ; COSTA, H. K. M. ; MOUTINHO DOS SANTOS, E. ; FAGÁ, M. T. W.; Adequate Technical Procedures for Using The Synthetic Natural Gas as an Alternative to the Natural Gas In Different Supply Conditions in Industrial Customers. *Brazilian Journal of Petroleum and Gas*, v. 9, p. 1-10, 2015.

COSTA, F. C.; Gases Combustíveis como Alternativas à Eletrotermia em Aquecimento Direto e Calor de Processo no Setor Industrial Brasileiro. VIII Jornada Científica AB3E. Rio de Janeiro, 2014.

COSTA, J. B.; Estudo Geoquímico e Petrográfico em Carvões Sulbrasileiros Localizados na Bacia do Paraná na Formação Rio Bonito/Permiano; Tese de Doutorado; Universidade Federal do Rio Grande do Sul; 2014.

DEMORI, M. B.; GNL como Mecanismo de Flexibilização do Suprimento de Gás Natural para Geração Termelétrica no Brasil. Dissertação (Mestrado em Energia) - Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008.

DEPOI, F. S.; POZEBON, D.; KALKREUTH, W.; Chemical Characterization of Feed Coals and Combustion-by-Products from Brazilian Plants. *International Journal of Coal Geology*, v. 76, p. 227-236, 2008.

DIUANA, F. A.; SZKLO, A. S.; GARAFFA, R.; Análise da Opção de Importação de GNL pelo Brasil e Perspectivas Futuras Compras. Rio Oil&Gas Expo and Conference 2016. Rio de Janeiro, 2016.

DNPM. Sumário Mineral do Carvão Mineral. Rio Grande do Sul, 2014.

EIA. Energy Information Administration; International Energy Statistics; Disponível em <<https://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm?tid=5&pid=53&aid=1>>; acessado em 10/05/2016.

EIA. Energy Information Administration; Annual Energy Outlook 2013, 2013a.

EIA. Energy Information Administration; Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States, 2013b.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética; Balanço Energético Nacional 2016. Rio de Janeiro, 2016.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética; Plano Decenal de Expansão de Energia 2024. Brasília, 2015a.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética; Plano Nacional de Energia 2030. Rio de Janeiro, 2007.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética; Nota Técnica DEA XX/15. Cenário Econômico 2050. Rio de Janeiro, 2015b.

FLORES, R. M.; Coal and Coalbed Gas: Fueling the Future; Elsevier; 2014.

FOSS, M. M.; Interstate Natural Gas - Quality Specifications & Interchangeability; Center for Energy Economics. University of Texas at Austin, 2004.

FRENEDA, A. R.; Emissão de CO<sub>2</sub> na Geração de Energia Oriunda de Termelétricas Movidas a Combustível Fóssil: Considerações a Respeito da Intrução Normativa IBAMA Nº 7. 59 f. Monografia (Curso de Especialização Gestão Ambiental e Negócios no Setor Energético) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2010.

GALHANO, F. A. P.; Petróleo e gás na Bacia do Paraná. Tese (Doutorado em Engenharia) – Universidade de São Paulo, 2006.

GARCIA, R. P. L.; Avaliação econômica do carvão vegetal como substituto do óleo combustível. 79 f. Dissertação (Mestrado em Economia) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 1987.

GAZETA DO POVO; Empresas demonstram interesse equivalente à duplicação da capacidade do GASBOL; 27/03/2006. Disponível em <<http://www.gazetadopovo.com.br/economia/empresas-demonstram-interesse-equivalente-a-duplicacao-da-capacidade-do-gasbol-9y9qxb60hqa3vxkw7drv7t5ce>>, acessado em 22/08/16.

GEORGE, D. L.; BOWLES Jr, E. B.; Shale Gas Measurement and Associated Issues; Pipeline and Gas Journal, vol. 238, n. 7, 2011.

GHILARDI, A.; STEIERER, F.; Charcoal Production and Use: World Country Statistics and Global Trends. Simpósio “The role of charcoal in climate change and poverty alleviation initiatives”. Tanzânia, 2011.

GRIFFITHS, M.; BAKER, C.S.; Unconventional Gas: The Environmental Challenges of Coalbed Methane Development in Alberta; Pembina Institute, Canada, 2006.

HAMM, A.; Carvão Mineral: principal fonte energética do país. ABCM, 2012. Disponível em < [http://www.carvaomineral.com.br/interna\\_noticias.php?i\\_conteudo=8](http://www.carvaomineral.com.br/interna_noticias.php?i_conteudo=8)>, acessado em 17/07/16.

HODZIC, N.; KAZAGIC, A.; SMAJEVIC, I.; Influence of Multiple Air Staging and Reburning on NO<sub>x</sub> Emissions During Co-Firing of Low Rank Brown Coal with Woody Biomass and Natural Gas. Applied Energy, v. 168, p. 38-47, 2016.

HOLLAUER, C.; OLIVEIRA, F. L. C.; Análise de Riscos e de Competitividade para Usinas Termelétricas a Gás em Leilões de Energia Nova. Rio Oil&Gas Expo and Conference 2016. Rio de Janeiro, 2016.

HOLZ, M.; KALKREUTH, W.; ROLIM, S. B. A.; Extension of the Paraná Basin to Offshore Brazil: Implications for Coalbed Methane Evaluation. Marine and Petroleum Geology, v. 27, p. 1119-1132, 2010.

IOST, C. S.; Análise do Pré-Sal Brasileiro Quanto ao Retorno Energético Sobre o Investimento e as Emissões de Gases de Efeito Estufa. Dissertação (Mestrado em Ciências) - Universidade de São Paulo, São Paulo, 2015.

IPT; Consórcio Cesp/Ipt. Geologia da Bacia do Paraná. São Paulo. 1982;

KALKREUTH, W.; HOLZ, M.; The Coalbed Methane Potential of the Santa Terezinha Coalfield, Rio Grande do Sul, Brazil. Revista Brasileira de Geociências, v. 29, p. 342-345, 2000.

LEVANDOWSKI, J.; KALKREUTH, W.; Chemical and Petrographical Characterization of Feed Coal, Fly Ash and Bottom Ash from the Figueira Power Plant, Paraná, Brazil. International Journal of Coal Geology, v. 77, p. 269-281, 2009.

LNG GROUP; Mini LNG Plantas. Disponível em <<http://www.lngglobal.com/lng-for-fuel/wsce-mini-lng-plants.html>>, acessado em 16/02/16.

LOGAN, J.; et al; Natural Gas and the Transformation of the U.S. Energy Sector: Electricity. Joint Institute for Strategic Energy Analysis. 2012.

LORA, E. E. S.; NASCIMENTO, M. A. R.; Geração Termelétrica – Planejamento, Projeto e Operação; v. 2. Editora Interciência. Rio de Janeiro, 2014.

LOURENZI, P. S.; Avaliação do Potencial de Coalbed Methane (Gás Natural) das Camadas de Carvão da Formação Rio Bonito, Maracajá-SC, Bacia do Paraná. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharel em Geologia) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2011.

LOURENZI, P.; KALKREUTH, W.; The Potential of CBM (Coalbed Methane) generation in the South Santa Catarina Reserve: 1. Petrographic and Chemical Characteristics of the Coal Seams in Rio Bonito Formation, Paraná Basin. *Brazilian Journal of Geology*, v. 44, p. 471-491, 2014.

LOURO, E.; FERNANDES, T.; Nova matriz energética do Estado; *Jornal Agora*, 01/07/2016. Disponível em <http://www.jornalagora.com.br/site/content/noticias/detalhe.php?e=3&n=87383>, acessado em 08/11/16.

LUCZYNSKI, E.; O Uso do Carvão Vegetal nos Polos Gaseiros: Implicações Sociais, Ambientais e Econômicas. 305 f. Dissertação (Mestrado em Energia) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 1995.

MARGUERON, M. V. L.; Modelo de Planejamento Estratégico e de Controle de Gestão para as Empresas Distribuidoras de Energia Elétrica no Brasil. Tese (Doutorado em Ciências em Planejamento Energético) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.

MARTÍNEZ, S. H.; et al; Possible Energy Futures for Brazil and Latin America in Conservative and Stringent Mitigation Pathways up to 2050. *Technological Forecasting & Social Change*, v. 98, p. 186-210, 2015.

MATEUS, A.; RICCOMINI, C.; FERREIRA, E.J.E.C.B.; TASSINARI, C.C.G.; Permian-Triassic Maturation and Multistage Migration of Hydrocarbons in the Assistência Formation (Irati Subgroup), Paraná Basin, Brazil: Implications for the Exploration Model. *Brazilian Journal of Geology*, v. 44, p. 355-360, 2014.

MATHIAS, M. C. P. P.; et al; Consolidação do Marco Legal da Indústria Brasileira de Gás Natural. Rio Oil&Gas Expo and Conference 2016. Rio de Janeiro, 2016.

MIT. Massachusetts Institute of Technology; The Future of Natural Gas, An Interdisciplinary Study; EUA, 2011.

MME. Ministério de Minas e Energia. Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural. N° 22, 34, 40, 42, 44, 46, 58, 70, 94, 95, 101, 102, 103, 106. Disponível em <<http://www.mme.gov.br>>. Acessado em 28/05/2016.

MOORE, T. A.; Coalbed Methane: A Review. *International Journal of Coal Geology*, v. 101, p. 36-81, 2012.

MOUTINHO DOS SANTOS, E.; FAGÁ, M. T. W.; BARUFI, C. B.; POULALLION, P. L.; Gás Natural: a Construção de uma Nova Civilização. *Estudos Avançados*, v. 21, p. 67-90, 2007.

MOUTINHO DOS SANTOS, E.; et al. Gás Natural: Estratégias para uma Energia Nova no Brasil. *Annablume*. São Paulo, 2002.

MOUTINHO DOS SANTOS, E.; BRET-ROUZAUD, N.; FAVENNEC, J. P.; Petróleo e Gás Natural – Como Produzir e a que Custo. 2ª ed. Editora Synergia. Rio de Janeiro, 2011.

NETO, E. M.; Contratos por Disponibilidade de Usinas Termelétricas: Uma Análise dos Resultados Econômicos de Operação. 113 f. Dissertação (Mestrado em Energia) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2016.

NETO, C. A. R.; GNL para suprimento Interno e Exportação Versus Gasodutos: Oportunidades, Ameaças e Mitos. Dissertação (Mestrado em Energia) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2005.

OU, Y.; ZHAI, H.; RUBIN, E. S.; Life Cycle Water Use of Coal and Natural Gas-Fired Power Plants with and Without Carbon Capture and Storage. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, v. 44, p. 249-261, 2016.

PENHA, H. S. P.; Reflexões Críticas e Contribuições Para Aprimoramento da Complementariedade dos Consumos Termelétrico e Industrial de Gás Natural. 115 f. Dissertação (Mestrado em Energia) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014.

PERLOTTI, E. A.; Concentração Espacial da Indústria: Evidências Sobre o Papel da Disponibilidade de Gás Natural. 82 f. Dissertação (Mestrado em Energia) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2013.

PETROBRAS; Rima Ilhabela Rota 3; Relatório de Impacto Ambiental, janeiro de 2014.



PETROBRAS; FPSO Cidade de Maricá Entra em Operação no Pré-Sal da Bacia de Santos; Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/instalamos-o-setimo-sistema-de-producao-do-pre-sal-da-bacia-de-santos.htm>>; acessado em 20/07/2016.

PINHO, J. C.; O Papel da Petrobras Como Investidor Estratégico em Termelétrica. 137 f. Dissertação (Mestrado em Energia) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2004.

PIRES, M.; QUEROL, X.; Characterization of Candiota (South Brazil) Coal and Combustion By-Product. *International Journal of Coal Geology*, v. 60, p. 57-72, 2004.

PULGAR, R. G.; KLINGELFUS, A. T.; MIGUEL, F. K.; Geração Termoelétrica a Gás Natural no Setor Elétrico Brasileiro: Análise da Competitividade e do Custo Efetivo de Geração para o Sistema. Rio Oil&Gas Expo and Conference 2016. Rio de Janeiro, 2016.

QUIROGA, G. P.; Uso de Gás Natural para Produção de Óleo Diesel no Brasil pela Rota Gas-to-Liquids: Estudo de Viabilidade Técnico-Econômica Usando as Reservas do Pré-Sal. 113 f. Dissertação (Mestrado em Energia) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2016.

QUISPE, D.; LÓPEZ, R. P.; SILVA, L. F. O.; NIETO, J. M.; Changes in Mobility of Hazardous Elements During Coal Combustion in Santa Catarina Power Plant (Brazil). *Fuel*, v. 94, p. 495-503, 2012.

REGO, E. E.; Proposta de Aperfeiçoamento da Metodologia dos Leilões de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado: Aspectos Conceituais, Metodológicos e Suas Aplicações. 232 f. Tese (Doutorado em Ciências) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2012.

REIS, L. B.; SILVEIRA, S.; Energia Elétrica para o Desenvolvimento Sustentável. 2ª ed. Editora da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2012.

RIGOLIN, P. H. C.; Avaliação Global dos Modos Energéticos de Transporte do Gás Natural Inclusive como Energia Secundária. Dissertação (Mestrado em Energia) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2007.

ROCHA, H. V.; Estudo Geológico do Potencial de Exploração e Produção de Gás Natural não Convencional na Bacia do Paraná: Avaliação da Viabilidade no Abastecimento da Usina Termoelétrica de Uruguaiana (RS). Dissertação (Mestrado em Ciências) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2016.

RODRIGUES, N.; VITTO, W. C.; ALMEIDA, E. L. F.; QUEIROZ, R. P.; Perspectivas da Demanda Mundial de GNL. Rio Oil&Gas Expo and Conference 2016. Rio de Janeiro, 2016.

ROMEIRO, D. L.; ALMEIDA, E. L. F.; A Competitividade da Geração Termelétrica a Gás Natural no Brasil. Rio Oil&Gas Expo and Conference 2014. Rio de Janeiro, 2014a.

ROMEIRO, D. L.; Escolha de Tecnologias de Geração Elétrica: O Índice Custo Benefício e a Competitividade de Termelétricas a Gás Natural no Brasil. Dissertação (Mestrado em Economia) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014b.

ROMEIRO, D. L.; ALMEIDA, E.; LOSEKANN, L.; O Desafio da Integração entre as Indústrias de Gás Natural e Eletricidade no Brasil. Rio Oil&Gas Expo and Conference 2016. Rio de Janeiro, 2016a.

ROMEIRO, D. L.; ALMEIDA, E.; LOSEKANN, L.; Termelétricas Estruturantes a Gás Natural: Coneito, Proposta e Desafios. Rio Oil&Gas Expo and Conference 2016. Rio de Janeiro, 2016b.

RUIZ, R.; Gestão Estratégica: Análise da Implementação em uma Empresa de Energia de Grande Porte. Dissertação (Mestrado em Administração) – Fundação Pedro Leopoldo, Minas Gerais, 2013.

RYGGVIK, H.; Construindo uma Indústria Nacional de Petróleo Offshore – A Experiência da Noruega. Elsevier. Rio de Janeiro, 2014.

RYSTAD ENERGY; Global Liquids Cost Curve; Disponível em: <<http://www.rystadenergy.com/AboutUs/NewsCenter/PressReleases/global-liquids-cost-curve>>, acessado em 09/11/2015;

SABEDOT, S; et al.; Caracterização e Aproveitamento de Cinzas da Combustão de Carvão Mineral Geradas em Usinas Termelétricas; III Congresso Brasileiro de Carvão Mineral. Gramado, 2011.

SANTOS, A. T.; ALMEIDA, E. L. F.; A Competitividade da Geração Termelétrica a Gás Natural no Brasil: Uma Análise Econômico-Regulatória. Rio Oil&Gas Expo and Conference 2016. Rio de Janeiro, 2016.

SANTOS, V. E. S.; MOUTINHO DOS SANTOS, E.; COSTA, H. K. M.; Desafios Tecnológicos e Regulação para Exploração de Gás Não Convencional no Brasil. 5th Latin AmeriCA Energy Economics Meeting, 2015.

SANTOS, V. E. S.; MOUTINHO DOS SANTOS, E.; REGO, E. E.; RIBEIRO, C. O.; Shale Gas and the Replacement of Coal-Fired Power Plants; IEEE Latin America Transactions, v. 14, p. 3721-3730, 2016.

SAVOIA, R.; O Gerenciamento do Planejamento de Mercado nas Distribuidoras de Energia Elétrica: do Racionamento ao Ambiente Regulado e Livre de Contratação de Energia. Dissertação (Mestrado em Energia) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.

SOUSA, M. J. L.; RODRIGUES, C. F.; DINIS, M. A. P.; O Carvão na Actualidade. Vol.1 ed; 2012;

THOMAS, J. E.; Fundamentos de engenharia de petróleo; Rio de Janeiro; Interciência; 2001.

TOLMASQUIM, M. T.; Energia Termelétrica: Gás Natural, Biomassa, Carvão, Nuclear; EPE; Rio de Janeiro, 2016.

TRACTEBEL ENERGIA; Complexo Termelétrico Jorge Lacerda. Disponível em <[http://www.enfoque.com.br/infocias/arq\\_infocias\\_Comunicado/388791.pdf](http://www.enfoque.com.br/infocias/arq_infocias_Comunicado/388791.pdf)>, acessado em 16/07/16.

TRACTEBEL ENERGIA; Geração Termelétrica a Carvão – Desenvolvimento de Novos Projetos, 2008. Disponível em <[http://www.satc.edu.br/abcm/palestras/curso\\_carvao\\_mineral/modulo5/painel3.pdf](http://www.satc.edu.br/abcm/palestras/curso_carvao_mineral/modulo5/painel3.pdf)>, acessado em 16/07/16.

UHLIG, A.; Lenha e Carvão Vegetal no Brasil: Balanço Oferta-Demanda e Métodos Para a Estimação Do Consumo. 124 f. Tese (Doutorado em Energia) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008.

VAN WYLEN, G.; SONNTAG, R.; BORGNAKKE, C.; Fundamentos da Termodinâmica Clássica; 4ª ed; Edgard Blücher; 2003;

VERDU, B. F.; Unconventional Gas in Paraguay; Grupo Montecristo; 2012.

VICARIO, L.; Impacts of shale gas and shale oil extraction on the environment and on human health; Diretoria Geral de Políticas Internas; Parlamento Europeu, 2011.

VIEGAS, T; et al. Impactos das Políticas Públicas na Expansão da Utilização do Gás Natural na Geração Termelétrica do Brasil. X Congresso Brasileiro de Planejamento Energético. Gramado, 2016.

VITTO, W. C.; MEZA, L. J.; COLOMER, M.; Geopolítica do GNL: Uma Análise de Rentabilidade das Plantas de Liquefação Australianas. Rio Oil&Gas Expo and Conference 2016. Rio de Janeiro, 2016.

WELCH, M.; High Efficiency, High Flexibility Distributed Power Plant. Rio Oil&Gas Expo and Conference 2016. Rio de Janeiro, 2016.

WELLS, M.; UTE da Bolognesi iniciará operação comercial em janeiro de 2021. Revista Modal, 21/07/2016. Disponível em < <http://www.revistamodal.com.br/noticias/ute-da-bolognesi-iniciara-operacao-comercial-em-janeiro-de-2021/>>, acessado em 19/10/16.

YERGIN, D.; The Quest: Energy, Security, and the Remaking of the Modern World. Penguin Group. 2012.

ZAMALLOA, G. A. C.; Avaliação de Alternativas Tecnológicas (GNL e GTL) para a Viabilização de Jazidas de Gás Natural Remotas em Países em Desenvolvimento – Estudo de Caso: Jazida de Camisea no Peru. Tese (Doutorado em Energia) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2004.

ZANCAN, F. L.; Brazilian Coal Industry Overview 2015. ABCM. Paris, 2015a.

ZANCAN, F. L.; Carvão Mineral. ACBM. Associação Brasileira do Carvão Mineral. Porto Alegre, 2015b.

ZANCAN, F. L.; Carvão Mineral – A Energia Disponível. 12º Encontro Nacional de Agentes do Setor Elétrico. 2015c.

ZARE, K.; TEKMEH, J. M.; KARIMI, S.; A SWOT framework for analyzing the electricity supply chain using an integrated AHP methodology combined with fuzzy-TOPSIS. International Strategic Management Review, v. 3, p. 66-80, 2015.

ZHU, C.; et al; Potentials of Whole Process Control of Heavy Metals Emissions From Coal-Fired Power Plants in China. Journal of Cleaner Production, v. 114, p. 343-351, 2016.

## ANEXO A

A opção sugerida de transporte do gás de folhelho produzido em localidades remotas é o GNL por plantas modulares. O modelo usado de base para atendimento às exigências da da bacia do Paraná é do fabricante Western Shell Cryogenic Equipment Company (WSCE). Essas plantas também são comercializadas pela empresa LNG Global.

As plantas de pequena escala são capazes de produzir GNL utilizando gás natural proveniente de gasodutos, poços locais, gás associado ou metano em camadas de carvão. Essas plantas são móveis e compostas por 10 contêineres do tipo padrão, cujas características estão descritas no quadro abaixo.

<b>Características das plantas modulares de GNL WSCE</b>	
Comprimento (m)	6,0
Largura (m)	2,4
Altura (m)	2,9
Capacidade (m <sup>3</sup> /dia)	15,16
	45,48
	75,80
Peso médio dos contêineres (toneladas)	3,0
Número de contêineres em cada planta	10
Unidades de processamento	Purificação do gás Liquefação Armazenamento
Tipo de processo	Ciclo de refrigeração misto
Operadores	Planta automatizada, apenas 1 operador necessário por turno

Não há necessidade de fundações profundas com concreto para a instalação e operação das plantas. O tempo de instalação é de duas semanas. A capacidade de produção de GNL varia com o tamanho da planta. Há três opções disponíveis, como visto acima, sendo que a planta de menor capacidade pode gerar 7,5 toneladas por dia. O GNL dessas plantas pode abastecer caminhões e outras aplicações de alta potência. Em contato, o fabricante afirmou que á possibilidade de acompanhar uma exploração “itinerante” como costuma ser com o gás de

folhelho, mas salientou que o desempenho depende da qualidade do gás produzido. As imagens a seguir mostram, respectivamente, os módulos em caminhões e uma planta piloto operante na China.

