

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ  
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE GESTÃO E ECONOMIA  
CURSO DE ESPECIALIZAÇÃO EM MBA DE FINANÇAS

GUSTAVO ORTIGARA

**A ESCOLHA DOS INDEXADORES DE REAJUSTE DE PREÇO DO GÁS  
NATURAL LIQUEFEITO PARA A VIABILIZAÇÃO DE NOVAS  
TERMELÉTRICAS NO BRASIL**

MONOGRAFIA DE ESPECIALIZAÇÃO

CURITIBA - PR

2017

GUSTAVO ORTIGARA

**A ESCOLHA DOS INDEXADORES DE REAJUSTE DE PREÇO DO GÁS  
NATURAL LIQUEFEITO PARA A VIABILIZAÇÃO DE NOVAS  
TERMELÉTRICAS NO BRASIL**

Monografia de Especialização apresentada ao Departamento Acadêmico de Gestão e Economia da Universidade Tecnológica Federal do Paraná como requisito parcial para obtenção do título de “Especialista em MBA de Finanças”.  
Orientador: Prof. Dr. Ricardo Lobato Torres

CURITIBA - PR

2017

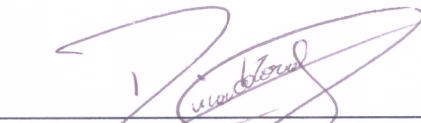
## TERMO DE APROVAÇÃO

### A ESCOLHA DOS INDEXADORES DE REAJUSTE DE PREÇO DO GÁS NATURAL LIQUEFEITO PARA A VIABILIZAÇÃO DE NOVAS TERMELÉTRICAS NO BRASIL

POR

**GUSTAVO ORTIGARA**

Esta monografia foi apresentada no dia 28 de julho de 2017, como requisito parcial para a obtenção do título de Especialista em MBA em Gestão Financeira – Departamento Acadêmico de Gestão e Economia – Universidade Tecnológica Federal do Paraná. O candidato apresentou o trabalho para a Banca Examinadora composta pelos professores abaixo assinados. Após a deliberação, a Banca Examinadora considerou o trabalho **aprovado**.



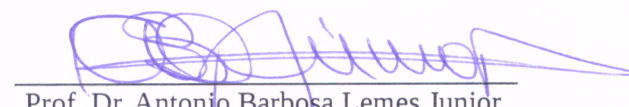
---

Prof. Dr. Ricardo Lobato Torres  
Orientador / Presidente da Banca



---

Prof. Dr. Thiago Cavalcante Nascimento  
Membro da Banca



---

Prof. Dr. Antonio Barbosa Lemes Junior.  
Membro da Banca / Coordenador de Curso

## RESUMO

ORTIGARA, Gustavo. A escolha dos indexadores de reajuste de preço do Gás Natural Liquefeito para a viabilização de novas termelétricas no Brasil. 2017. Monografia (Especialização em Gestão Financeira “MBA em Finanças”) – Programa de Pós-Graduação do Departamento de Gestão e Economia, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2017

Os estudos de planejamento de expansão da oferta de energia elétrica no Brasil indicam que a geração termelétrica a gás natural desempenhará importante papel para a segurança de suprimento e flexibilidade de despacho. Os atuais leilões promovidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) negociam os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), na modalidade disponibilidade de energia elétrica para empreendimentos de geração a partir de termelétricas a gás natural em ciclo combinado. Uma das mais importantes premissas para que um projeto termelétrico possa participar dos leilões da ANEEL de forma exitosa é a determinação do Custo Variável Unitário (CVU), que por sua vez impacta na definição dos parâmetros energéticos como Garantia Física, Custo Variável de Operação (COP) e Custo Econômico de Curto Prazo (CEC). Todas estas premissas do projeto servem de base para o cálculo dos valores dos leilões e para a definição das ordens de despacho dos empreendimentos pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). Pela atual regulamentação, o CVU de termelétricas a gás natural é composto de duas parcelas: uma relacionada ao custo do combustível, a qual considera uma expectativa de preço futuro dos combustíveis, e outra associada aos demais custos variáveis. A expectativa de preço futuro do gás natural, para empreendimentos termelétricos baseados na importação de Gás Natural Liquefeito (GNL), em conformidade com a regulamentação em vigor, pode considerar quatro índices para fins de reajustamento anual, quais sejam: Henry Hub, Dated Brent, National Balancing Point (NBP) e Japan/Korea Marker (JKM), cabendo ao agente investidor a escolha da melhor forma de indexação. No entanto, na prática, a escolha dos índices não é tão simples como pode parecer em uma visão inicial, primeiro porque cada fornecedor que tradicionalmente atua no mercado de GNL costuma trabalhar com um determinado índice, que pode variar conforme a nacionalidade do agente. Ademais, cada um dos quatro índices apresentado possui um comportamento histórico totalmente diferente dos demais, o que é apresentado e analisado em detalhes no presente trabalho. A expectativa de comportamento futuro também é completamente diferente para cada um dos indexadores permitidos pela regulamentação brasileira. Cada um dos índices foi criado e é baseado em informações específicas, muitas vezes umbilicalmente atreladas a uma determinada área do planeta, com influências geopolíticas por vezes conflitantes. O presente trabalho apresenta as definições de cada um dos quatro índices, explicitando e tentando desvendar para o público em geral o que realmente está por trás de cada um deles, bem como demonstrando o que representam e quais as variáveis que influenciam cada um desses índices. Ainda, através de uma comparação histórica entre os quatro índices, e de uma confrontação dos respectivos comportamentos frente aos tradicionais indicadores macroeconômicos brasileiros, tais como o Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) e taxa de câmbio (Dólar), o trabalho analisa se a atual indexação dos CCEARs é adequada, bem como sinaliza pontos de atenção a serem considerados por investidores e fornecedores de GNL para o mercado brasileiro.

**Palavras-chave:** GNL, Henry Hub, Brent, NBP, JKM

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

- Figura 1 Estrutura do Sistema Elétrico Brasileiro
- Figura 2 Matriz da energia elétrica brasileira por fonte
- Figura 3 Fluxograma de uma termelétrica ciclo combinado a gás natural
- Figura 4 Balanço de Gás Natural no Brasil
- Figura 5 Importações brasileiras de GNL entre 2008 e 2016
- Figura 6 Localização do Henry Hub
- Figura 7 Gasodutos conectados ao Henry Hub
- Figura 8 Comportamento do HH em 2014, 2015 e 2016
- Figura 9 Comportamento do BRENT em 2014, 2015 e 2016
- Figura 10 Comportamento do NBP em 2014, 2015 e 2016
- Figura 11 Comportamento do JKM em 2014, 2015 e 2016
- Figura 12 Comportamento do HH, BRENT, NBP e JKM em 2014, 2015 e 2016
- Figura 13 Comportamento do HH, BRENT, NBP e JKM nos últimos 15 anos
- Figura 14 Comportamento da Taxa de Câmbio (Dólar) e do IPCA

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
CCEAR	Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEC	Custo Econômico de Curto Prazo
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
COP	Custo Variável de Operação
CVU	Custo Variável Unitário
GD	Geração Distribuída
EIA	U.S. Energy Information Administration
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GF	Garantia Física
GNL	Gás Natural Liquefeito
GN	Gás Natural
HH	Henry Hub
ICB	Índice de Custo/Benefício
IPCA	Índice de Preços ao Consumidor Amplo
JKM	Japan/Korea Marker
MMBtu	Milhão de British thermal unit
MDIC	Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior
MME	Ministério de Minas e Energia
NBP	National Balancing Point
NYMEX	New York Mercantile Exchange
ONS	Operador Nacional do Sistema
OPEP	Organização dos Países Exportadores de Petróleo
PROINFA	Programa de Incentivo as Fontes Alternativas de Energia Elétrica
UHE	Usina Hidrelétrica
UTE	Usina Termelétrica
TJLP	Taxa de Juros de Longo Prazo

## SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO .....	7
1.1	Objetivos.....	8
2.	CONTEXTUALIZAÇÃO .....	9
2.1	Setor Elétrico Brasileiro .....	9
2.2	Geração de Energia.....	10
2.2.1	Termelétricas .....	12
2.3	Transmissão e Distribuição de Energia .....	13
2.4	Comercialização de Energia .....	14
2.4.1	Leilões de Energia .....	15
2.4.1.1	Leilão de Energia Nova .....	15
2.4.2	Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) ..	15
2.5	Mercado de gás natural no mundo e no Brasil .....	16
2.6	Harmonização dos Contratos de Compra e Venda de Gás Natural Liquefeito (Master LNG Sale and Purchase Agreement - MSPA) e dos Contratos de Compra de Energia (Power Purchase Agreement – PPA) .....	19
3.	VIABILIZAÇÃO DE EMPREENDIMENTOS TERMELÉTRICOS EM LEILÕES DE ENERGIA DA ANEEL .....	21
3.1	Aspectos a serem considerados para a escolha dos indexadores (HH, BRENT, NBP e JKM) e respectivos parâmetros .....	22
3.1.1	Análise dos indexadores de reajustamento do preço futuro do combustível e impacto da escolha .....	23
4.	APRESENTAÇÃO DOS INDEXADORES E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS ..	26
4.1	Henry Hub (HH) .....	26
4.2	Dated Brent (BRENT) .....	29
4.3	National Balancing Point (NBP) .....	32
4.4	Japan/Korea Marker (JKM).....	34
4.5	Comparação do Comportamento dos Indexadores HH, BRENT, NBP e JKM.....	36
4.5.1	Análise do Comportamento dos Indexadores (HH, BRENT, NBP e/ou JKM) no Período Mínimo de Um Contrato de Combustível Permitido Pela Regulamentação Brasileira (15 anos) .....	37
4.5.2	Análise dos Outros Indexadores dos CCEARs Permitidos pela Regulamentação Brasileira.....	39
5.	CONSIDERAÇÕES FINAIS E RECOMENDAÇÕES .....	41
	REFERÊNCIAS .....	42
	ANEXOS .....	45

## 1. INTRODUÇÃO

Os estudos de planejamento da expansão da oferta de energia elétrica no Brasil indicam que a geração termelétrica a gás natural desempenhará importante papel para a segurança do suprimento e para a garantia da flexibilidade de despacho nos próximos anos. Neste contexto, devido à limitada disponibilidade interna de gás natural, projetos que tenham por base a importação de Gás Natural Liquefeito (GNL) são apontados como uma solução que pode ser viável no curto prazo.

Os atuais leilões promovidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) negociam Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) de longo prazo, por 20 anos ou mais, na modalidade Disponibilidade de Energia Elétrica para usinas termelétricas movidas a partir de gás natural, sendo que os CCEARs preveem características específicas para os projetos a partir de GNL.

Pela atual regulamentação brasileira, as receitas financeiras relacionadas aos períodos de despacho das usinas termelétricas a gás natural são regidas pelo chamado Custo Variável Unitário (CVU), que é composto de duas parcelas: (i) uma relacionada ao custo do combustível, a qual considera uma expectativa de preço futuro dos combustíveis; (ii) e outra associada aos demais custos variáveis do projeto. A expectativa de preço futuro do gás natural para empreendimentos termelétricos baseados na importação de GNL pode considerar quatro indexadores para fins de reajustamento anual, quais sejam: Henry Hub (doravante denominado HH), Dated Brent (doravante denominado BRENT), National Balancing Point (NBP) e Japan/Korea Marker (JKM).

É de responsabilidade do agente investidor a escolha da melhor forma de indexação (HH, BRENT, NBP e/ou JKM), ficando a cargo do empreendedor a assunção de todos os riscos atrelados a tal escolha, durante todo o período pactuado para a comercialização da energia proveniente do projeto (períodos de 20 anos ou mais).

Cabe destacar, desde já, que a expectativa de comportamento futuro é completamente diferente para cada um dos indexadores permitidos pela regulamentação brasileira (HH, BRENT, NBP e JKM). Cada um dos referidos indexadores de reajustamento do preço do GNL foi criado e é baseado em informações específicas, sendo que algumas delas estão umbilicalmente atreladas a uma determinada área do planeta, com influências geopolíticas por



vezes conflitantes e, caso sejam adotados, com significativos impactos sobre os projetos termelétricos brasileiros.

### **1.1 Objetivos**

O presente trabalho apresenta as definições de cada um dos quatro índices, explicitando-os e tentando desvendar o que realmente está por trás de cada um deles, bem como demonstrando o que representam e quais as variáveis que influenciam cada um desses índices.

Ainda, através de uma comparação histórica entre os quatro índices (Henry Hub, Brent, NBP e JKM), e de uma confrontação dos respectivos comportamentos frente aos tradicionais indicadores macroeconômicos brasileiros, tais como o Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) e taxa de câmbio (Dólar), importantes conclusões podem ser obtidas pelos empreendedores interessados na viabilização de novas usinas termelétricas a partir de GNL.

O trabalho analisa se a atual indexação dos CCEARs é adequada, experimenta uma média construída a partir de uma cesta ou composição dos quatro indicadores, com 25% de peso para cada um, bem como sinaliza pontos de atenção a serem considerados por investidores e fornecedores de GNL para o mercado brasileiro.

## 2. CONTEXTUALIZAÇÃO

### 2.1 Setor Elétrico Brasileiro

Uma das formas de se definir o desenvolvimento de um país é medir o acesso de seus habitantes a serviços de infraestrutura, como transporte e telecomunicações, que estão relacionados à integração das pessoas e serviços; o saneamento básico, que se reflete em saúde pública, e a energia, fator determinante para o desenvolvimento econômico e social ao fornecer suporte mecânico, térmico e elétrico às atividades humanas (ANEEL, 2008).

Historicamente, no Brasil, em consequência de seu aspecto técnico, a indústria de energia era caracterizada de forma vertical, no qual um mesmo agente era responsável pela geração, transmissão e comercialização da energia ao consumidor. A partir da década de 1990, o setor elétrico começa a passar por reformas estruturantes, com a ideia central de que a competição deveria ocorrer onde fosse possível, ficando ao estado o papel de apenas regulador. Neste sentido, as áreas de geração e comercialização de energia, pela existência de muitos agentes e pela caracterização da energia similar a uma *commodity*, passaram a ser operados por agentes distintos e competitivos. Já a transmissão e a distribuição, pelas suas características físicas, caracterizaram-se como monopólio natural (ABRADEE, 2016).

Atualmente, em termos técnicos, o Sistema Elétrico Brasileiro é composto essencialmente por usinas geradoras espalhadas pelo país e por linhas de transmissão e de distribuição de energia. Diferentemente de outros sistemas de redes, como saneamento e gás, a energia elétrica ainda não pode ser armazenada de forma economicamente viável (baterias) e, como o sistema é todo conectado, implica na necessidade de um balanço constante e instantâneo entre toda energia que é produzida e consumida (CCEE, 2017).

Sob o aspecto regulatório, a indústria de energia elétrica é constituída por agentes independentes que, ou produzem, ou transportam ou comercializam a energia elétrica e os fluxos financeiros no sistema são diferentes dos fluxos energéticos físicos, pois as transações não se dão apenas entre dois agentes, mas sim, entre vários (ABRADEE, 2016).

A figura 1 apresenta, de forma simplificada, o Sistema Elétrico Brasileiro.

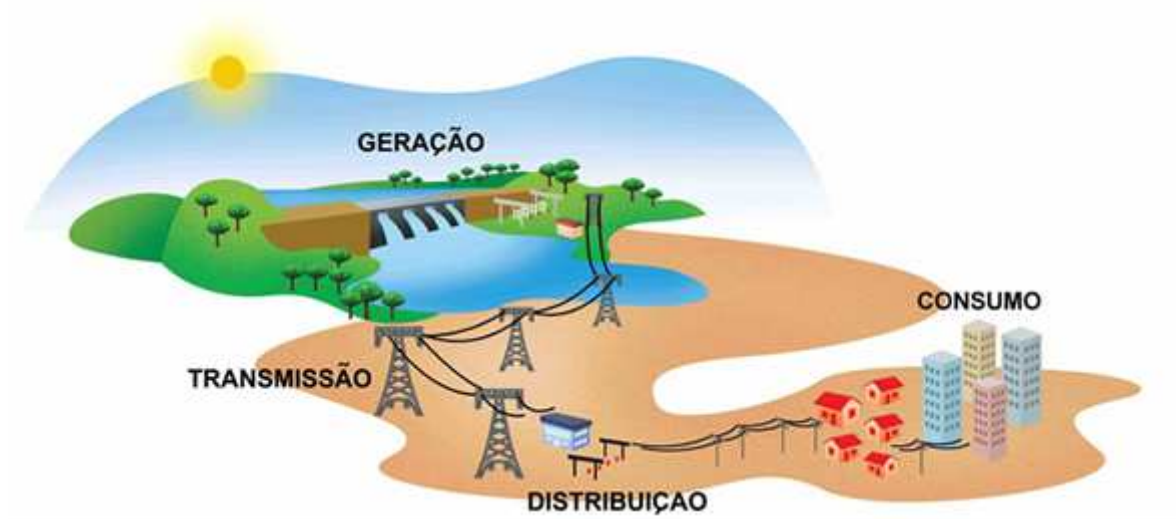


Figura 1 – Estrutura do Sistema Elétrico Brasileiro

Fonte: ABRADDEE (2016)

Em termos institucionais, o atual modelo definiu a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, com o objetivo de avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica no país; e a Empresa de Pesquisa Energética – EPE, responsável pelo planejamento do setor elétrico a longo prazo. O exercício do Poder Concedente foi outorgado ao Ministério de Minas e Energia - MME.

A estrutura setorial completa-se com a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, que atua como órgão regulador do setor, e com o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, responsável pela operação das instalações de geração e transmissão nos sistemas interligados brasileiros.

## 2.2 Geração de Energia

A geração é o segmento responsável pela produção de energia e injeção nos sistemas de transmissão e distribuição. De acordo com dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a geração brasileira se mostra bastante pulverizada, apresentando, em abril de 2017, 4.678 empreendimentos geradores. Destes, a grande maioria, ou 63,08% do total, são representados por usinas termelétricas de energia (UTE). Em termos de potência instalada, a geração por usinas hidrelétricas de energia (UHE) representava 61,10% dos mais de 151 GW instalados no Brasil, seguido das UTEs, com 27,13%. A tabela a seguir apresenta o resumo da geração elétrica brasileira em abril/17.

Tabela 1 – Capacidade de geração do Brasil

Tipo	Quantidade	%	Potência Fiscalizada (kW)	%
Central Geradora Hidrelétrica (CGH)	603	12,89%	519.201	0,34%
Central Geradora Eólica (EOL)	423	9,04%	10.364.042	6,84%
Pequena Central hidrelétrica (PCH)	436	9,32%	4.952.203	3,27%
Central Geradora Solar Fotovoltaica (UFV)	44	0,94%	23.761	0,02%
Usina Hidrelétrica de Energia (UHE)	219	4,68%	92.605.229	61,10%
Usina Termelétrica de Energia (UTE)	2.951	63,08%	41.118.892	27,13%
Usina Termonuclear (UTN)	2	0,04%	1.990.000	1,31%
<b>Total</b>	<b>4.678</b>	<b>100,00%</b>	<b>151.573.328</b>	<b>100,00%</b>

Fonte: Banco de Informações de Geração-ANEEL (2017)

Apesar do expressivo número de empreendimentos termelétricos, quase 65% da capacidade instalada (potência) no país é de origem hídrica, seguidos de biomassa (basicamente cana-de-açúcar) e gás natural, conforme pode ser observado na distribuição da matriz energética brasileira por fonte, demonstrado na figura 2.

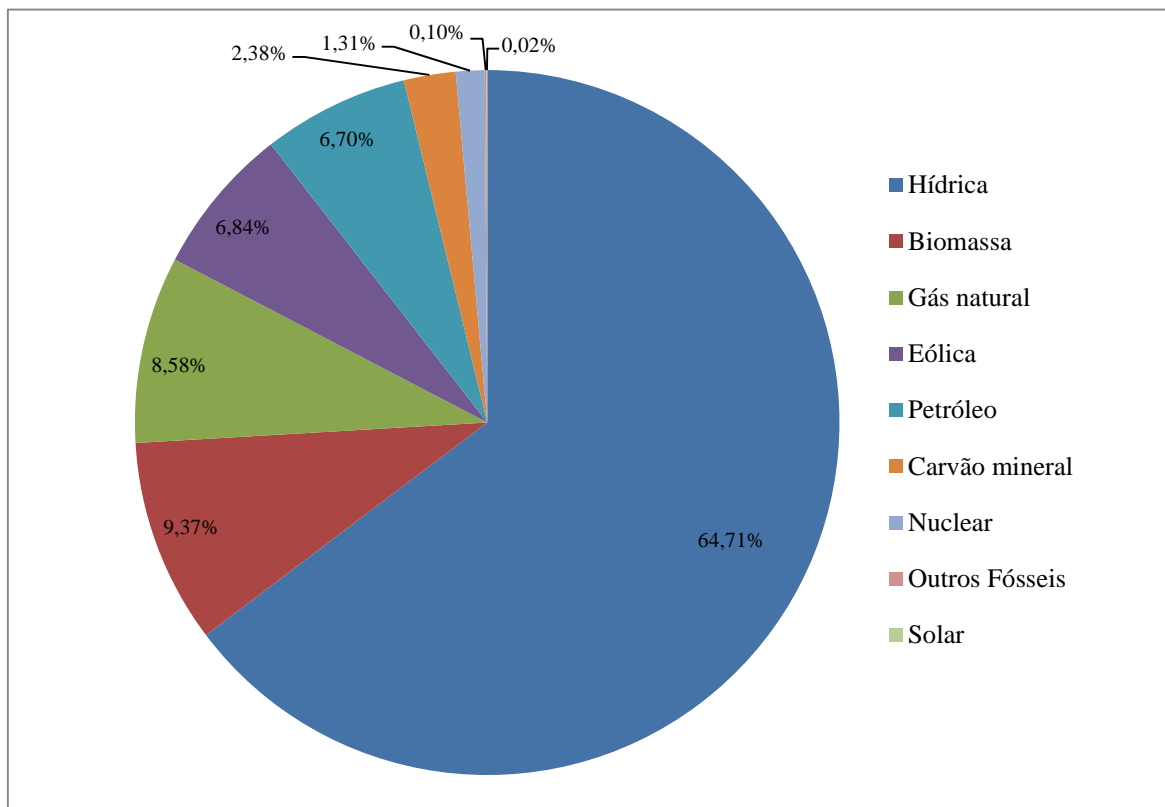


Figura 2 – Matriz da energia elétrica brasileira por fonte

Fonte: Banco de Informações de Geração-ANEEL (2017)

### 2.2.1 Termelétricas

Apesar de o país contar com relevante capacidade instalada em hidrelétricas com reservatórios, a relação entre a energia potencialmente armazenada por essas usinas e a carga demandada pelo sistema vem caindo nos últimos anos, pois, por questões de legislação ambiental, novas usinas hidrelétricas com grande capacidade de reservação estão proibidas, ao mesmo passo que a demanda nacional por energia não para de crescer.

Adicionalmente, o país vive exponencial crescimento no número de instalações de usinas geradoras de energia à base de fontes renováveis, como eólica e fotovoltaica, que possuem característica intermitente: dependem da disponibilidade de vento e de luminosidade.

Se o sistema elétrico necessita, cada vez mais, de flexibilidade de despacho para complementar a inserção de fontes de geração variável, a diminuição relativa da capacidade de armazenamento de energia em reservatórios deve ser compensada pelo aumento da capacidade de outro tipo de fonte que atenda a esses requisitos de flexibilidade operacional. Portanto, à medida que a participação de fontes de geração variável na matriz de geração de eletricidade se expande, cresce a necessidade de inserção de fontes que possam ser despachadas sob demanda com o objetivo de “firmar” a geração variável. (Instituto Acende Brasil, 2017)

As usinas térmicas, em geral localizadas nas proximidades dos principais centros de carga, desempenham papel estratégico relevante, pois contribuem para a segurança do Sistema Interligado Nacional. Essas usinas são despachadas em função das condições hidrológicas vigentes, permitindo a gestão dos estoques de água armazenada nos reservatórios das usinas hidrelétricas, para assegurar o atendimento futuro, bem como, firmando a geração em momentos em que a geração de energia através de usinas eólicas e fotovoltaicas não aconteça.

A grosso modo, o princípio de funcionamento das usinas termelétricas a gás natural (figura 3) consiste na passagem do gás por turbinas, de forma que a energia térmica contida na descarga em alta temperatura dos gases na turbina a gás seja aproveitada para a geração de vapor (que também pode-se aproveitar a passagem desse vapor em outra turbina) e a consequente ativação de um gerador de eletricidade.

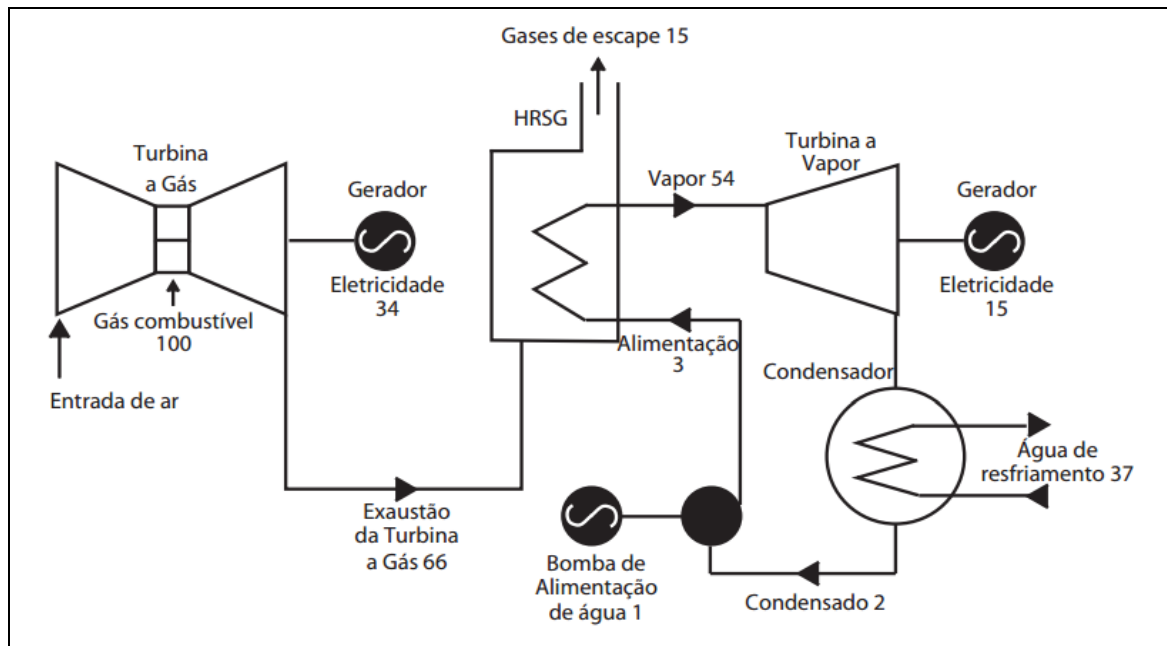


Figura 3 – Fluxograma de uma termelétrica ciclo combinado a gás natural

Fonte: GasNet (2017)

### 2.3 Transmissão e Distribuição de Energia

O segmento de transmissão, no Brasil, consiste no transporte de energia elétrica do sistema produtor às subestações distribuidoras, ou na interligação de dois ou mais sistemas geradores. Compreende também o fornecimento de energia a consumidores em alta tensão, mediante suprimentos diretos das linhas de transmissão (ANEEL, 2017). No Brasil, de maneira geral, o segmento de transmissão é aquele que se caracteriza por operar linhas em tensão elétrica superior a 230 kV.

De acordo com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), ao final de 2016 o Brasil possuía mais de 130 mil km de linhas de transmissão e mais de 100 concessionárias transmissoras. Esses sistemas de transmissão integram as diferentes fontes de produção de energia e possibilitam o suprimento do mercado consumidor. A interconexão dos sistemas elétricos, por meio da malha de transmissão, propicia a transferência de energia entre subsistemas, permite a obtenção de ganhos sinérgicos e explora a diversidade entre os regimes hidrológicos das bacias (ONS, 2017).

Já a distribuição é responsável pelo livre acesso ao sistema para os fornecedores e consumidores, pelo fornecimento de energia aos consumidores, bem como, quando for o caso,

no suprimento de energia elétrica a outras concessionárias e permissionárias. Diferentemente do segmento de geração, a transmissão e a distribuição de energia, no Brasil, tem seus preços regulados pela ANEEL, que é a agência reguladora do setor. Desse modo, essas empresas não são livres para praticar os preços que desejam, inserindo-se no contexto dos contratos de concessão, que usualmente contam com mecanismos de revisões e reajustes tarifários periódicos, operacionalizados pela própria agência reguladora. Atualmente, segundo informações da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE), existem, no Brasil, mais de 60 agentes distribuidoras, entre instituições públicas e privadas.

Com o crescimento da viabilidade econômica de pequenos geradores elétricos, dentre eles os geradores de fontes renováveis, apresenta-se de forma crescente um novo paradigma de operação dos sistemas elétricos: a geração distribuída (GD). A partir da descentralização crescente da geração, o que tem ocorrido em diversos países no mundo, as redes de distribuição passam a ter papel protagonista na operação do sistema, contrabalançando os efeitos intermitentes desses pequenos geradores e aumentando a qualidade do fornecimento de energia (ABRADEE, 2017).

## **2.4 Comercialização de Energia**

O setor elétrico brasileiro está estruturado para garantir a segurança do suprimento de energia elétrica, promover a inserção social, por meio de programas de universalização do atendimento, e também a modicidade tarifária e de preços (CCEE, 2017). O modelo do Setor prevê a comercialização de energia em dois ambientes, Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

A comercialização de energia no ACR é destinada à contratação por concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviço público de distribuição, realizada, principalmente, por meio de leilões de compra ou leilões de ajustes, onde participam como vendedores os agentes de geração e os autorizados de comercialização ou importação de energia (CCEE, 2017). Os contratos originados dessa contratação são denominados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR). A contratação de energia proveniente de Itaipu e oriunda dos empreendimentos de fontes nucleares é direcionada exclusivamente ao ACR, ao passo que a contratação das usinas participantes do Programa de Incentivo as Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) está direcionada para os dois ambientes de contratação, ACR e ACL.

Por outro lado, a comercialização de energia no ACL é realizada mediante operações de compra e venda de energia entre agentes de geração, comercializadores, importadores de energia elétrica e consumidores livres ou especiais, que atendam as condições previstas na regulamentação. Todo contrato negociado no ACL tem suas condições, preço e demais cláusulas de contratação livremente negociadas entre as partes, sendo esses contratos denominados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Livre (CCEAL).

#### 2.4.1 Leilões de Energia

Os leilões regulados de geração e transmissão de energia são instrumentos fundamentais da legislação do Setor Elétrico Brasileiro. Tais leilões têm promovido a concorrência entre os agentes do setor e induzido a entrada de empreendedores provenientes de outros setores e de outros países (ANEEL, 2015). A concorrência, por sua vez, tem resultado em redução de custos e prazos para construção de novas instalações de geração e transmissão, o que tem beneficiado o consumidor por meio da modicidade tarifária.

Os leilões são a principal forma de contratação de energia no Brasil, sendo por meio destes que o governo coordena a expansão do parque gerador. Nos leilões de energia são negociados contratos de suprimento de energia de longo prazo, contratos estes que firmam o compromisso requerido para que os empreendedores possam realizar investimentos em novas instalações.

De semelhante modo, os leilões de transmissão permitem a seleção de empreendedores (para a construção, operação e manutenção das novas instalações de transmissão) que prestarem o serviço ao menor custo, já que o critério de menor tarifa é utilizado para definir os vencedores do certame, visando a eficiência na contratação de energia. (ANEEL, 2015)

##### 2.4.1.1 Leilão de Energia Nova

O leilão de energia nova tem como finalidade atender ao aumento de carga das distribuidoras. Neste caso são vendidas e contratadas energia de usinas que ainda serão construídas. Este leilão pode ser de dois tipos: A-5 (usinas que entram em operação comercial em até cinco anos) e A-3 (em até três anos).

#### 2.4.2 Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR)

O Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) é um contrato bilateral de compra e venda de energia elétrica, celebrado entre o agente vendedor e o agente de distribuição no âmbito do Ambiente de Contratação Regulada (ACR),



como decorrência dos leilões de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes e de novos empreendimentos (CCEE, 2017).

Os CCEARs são especificados por meio dos editais publicados para cada leilão, contendo cláusulas e condições fixas, que não são passíveis de alteração pelos agentes.

Após a assinatura pelos agentes vendedores e compradores, os CCEARs são registrados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) no Sistema de Contabilização e Liquidação - SCL, para que possam ser considerados no processo de contabilização e liquidação financeira.

Existem duas modalidades de CCEAR:

Os CCEAR por Quantidade geralmente são aplicados a usinas hidrelétricas. Nesta modalidade, os riscos hidrológicos da operação energética são assumidos integralmente pelos geradores, cabendo a eles todos os custos referentes ao fornecimento da energia contratada, devendo existir mecanismos específicos para o rateio dos riscos financeiros decorrentes de diferenças de preços entre submercados e eventualmente impostos aos agentes de distribuição que celebrarem contratos nessa modalidade.

Os CCEAR por Disponibilidade, por sua vez, são habitualmente celebrados por geradores de outras fontes, como térmicas, eólica, fotovoltaicas; em que os custos decorrentes dos riscos climatológicos serão assumidos pelos agentes compradores (distribuidoras), e eventuais exposições financeiras no Mercado de Curto Prazo, positivas ou negativas, serão assumidas pelas distribuidoras, com repasse ao consumidor final, conforme mecanismo definido pela ANEEL.

## **2.5 Mercado de gás natural no mundo e no Brasil**

O gás natural - GN é uma fonte de energia versátil, disponível em diversos países, e que pode atender às demandas de vários setores, como o industrial, energético, residencial, comercial e de transportes. Tem papel cada vez mais relevante na matriz energética mundial, para o desenvolvimento de sistemas energéticos de baixo carbono, uma vez que oferece estabilidade e segurança de suprimento de energia, além de uma queima limpa – produz principalmente dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) e água – emitindo substancialmente menos CO<sub>2</sub> do que os outros combustíveis fósseis, particularmente quando usado em turbinas a gás de ciclo combinado de alta eficiência (International Energy Agency, 2012).

No Brasil, as térmicas a gás natural servem como complementação à geração predominantemente hidrelétrica e à geração das fontes renováveis intermitentes, como a eólica e a solar, além de poder ser acionada para o atendimento das demandas de ponta. Possuem, portanto, um papel importante no planejamento da expansão energética de longo prazo (Tolmasquim, 2016).

Com o aumento da utilização do GN pelo mundo, foram criadas formas de transporte e distribuição que permitiram disponibilizar o insumo desde os reservatórios, normalmente localizados afastados, até os grandes centros de consumo. Foram então construídos gasodutos, alguns com muitos milhares de quilômetros, que atravessam os diversos continentes, bem como novos modais de transporte utilizados, como os navios que transportam o gás natural liquefeito (GNL).

O GNL é o gás natural liquefeito, obtido pelo resfriamento de sua temperatura até  $-160^{\circ}\text{C}$ , à pressão atmosférica, reduzindo seu volume a 1/600 do GN em estado gasoso e permitindo o armazenamento e transporte em tanques isolados termicamente. Após chegar ao seu destino, o gás é regaseificado estando apto para o consumo.

Tendo sido adotado como um dos combustíveis para a geração elétrica firme no país, dividindo com os óleos pesados, óleo diesel e biomassa a aplicação em termelétricas, distribuídas ao longo do país, o gás natural revestiu-se de importância muito maior nos últimos anos. Desta maneira, considerada a limitação na oferta interna de gás natural do país e em virtude da grande dependência do gás da Bolívia (via gasoduto Gasbol) e da instabilidade político-institucional daquele país, somadas ao crescimento do mercado brasileiro de gás natural; tornou-se urgente a criação de alternativas confiáveis de suprimento para o atendimento da demanda nacional (SECRETARIA DE MINAS E ENERGIA DO RS, 2016). A opção via importação de gás natural liquefeito (GNL) foi a solução encontrada para a garantia do suprimento.

De acordo com o Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural, publicado pelo MME mensalmente com as informações recebidas de agentes da indústria e de órgãos governamentais, em 2016, conforme mostrado na Figura 4, a produção nacional de gás natural foi de 103,8 milhões de  $\text{m}^3/\text{dia}$ , dos quais 52,4 milhões de  $\text{m}^3/\text{dia}$  foram ofertados ao mercado. Essa oferta foi complementada com a importação de 28,3 milhões de  $\text{m}^3/\text{dia}$  por meio de gasoduto e de 3,8 milhões de  $\text{m}^3/\text{dia}$  por meio de regaseificação de GNL (gás natural liquefeito).

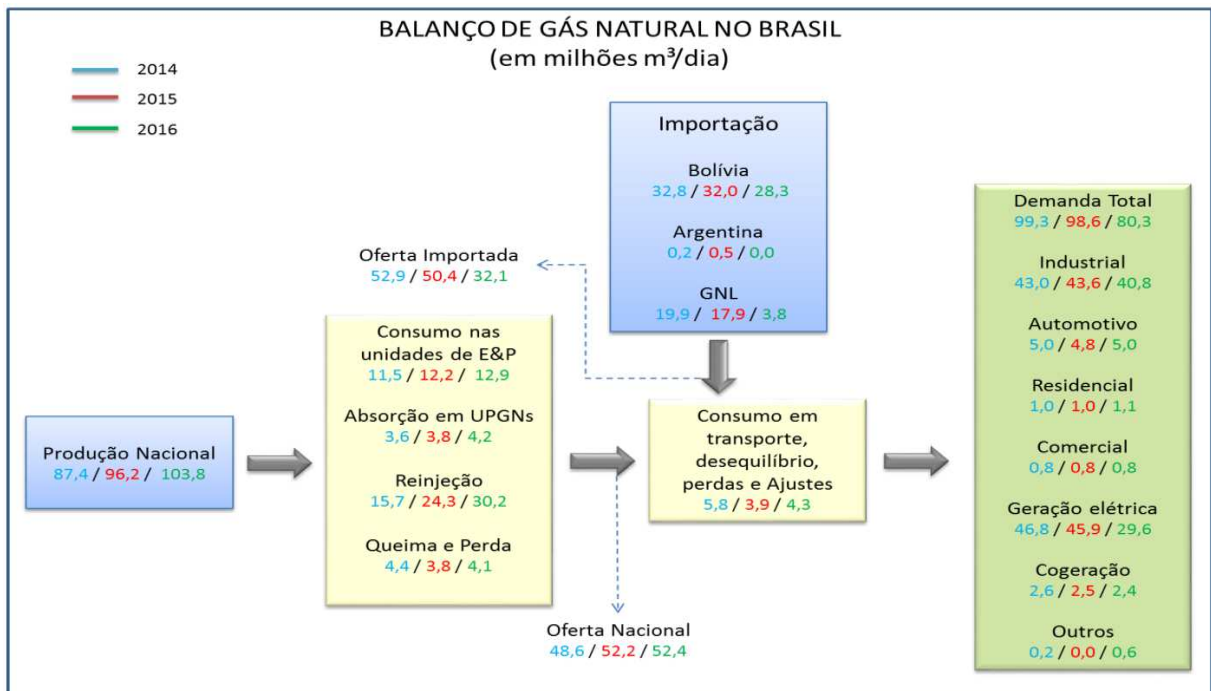


Figura 4 – Balanço de Gás Natural no Brasil

Fonte: Ministério de Minas e Energia, 2017

Em 2014, período em que a crise hídrica foi mais intensa, a participação do segmento termelétrico no consumo médio de gás natural foi de 46,8 milhões de m<sup>3</sup>/dia, quase a metade de todo o gás consumido no mercado nacional. Para efeitos de registro, em 2011, ano que se registraram afluências acima da média histórica, a média do consumo no segmento termelétrico foi de cerca de 10 milhões de m<sup>3</sup>/dia.

O fornecimento via GNL iniciou sua participação na formação da oferta no Brasil em 2008, quando as importações ainda compunham volumes pequenos.

Até o final de 2013 o Brasil possuía dois terminais de recebimento e regaseificação. Um deles localizado no Rio de Janeiro (21 milhões m<sup>3</sup>/dia) e um segundo no Ceará (7 milhões m<sup>3</sup>/dia). Em janeiro de 2014, foi inaugurado o terceiro terminal na Bahia com capacidade de 14 milhões m<sup>3</sup>/dia. Somado a ampliação no terminal do Rio de Janeiro, o Brasil passou a ter uma capacidade de recebimento total de 41 milhões de m<sup>3</sup>/dia.

Através do Sistema de Análise das Informações de Comércio Exterior - AliceWeb, da Secretaria de Comércio Exterior, do Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior (MDIC), é possível reunir informações sobre as importações de gás natural

liquefeito, no Brasil, entre 2008 e 2016 (Figura 5). Os volumes são expressos em milhões de metros cúbicos de gás (já regaseificado).

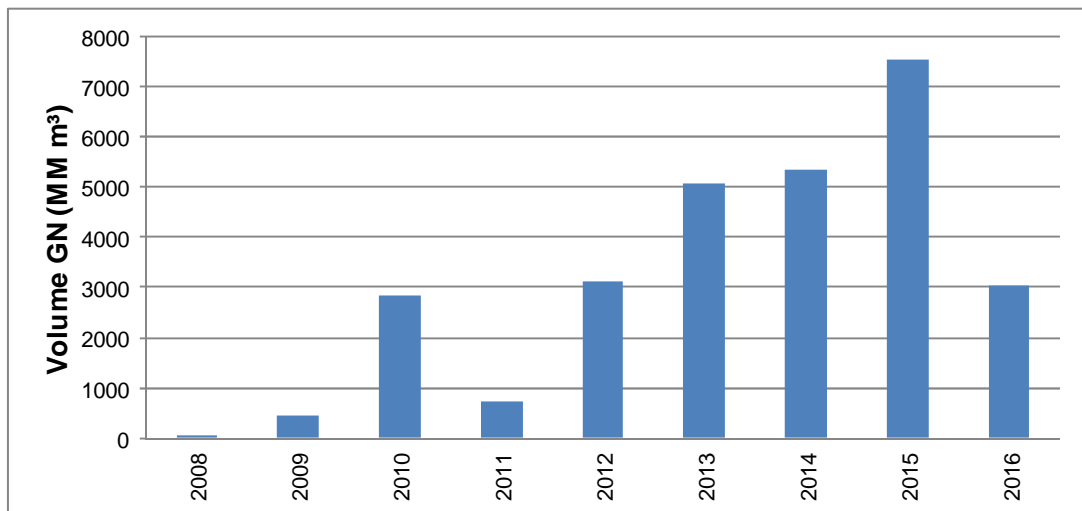


Figura 5 – Importações brasileiras de GNL entre 2008 e 2016.

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados do Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior, 2017.

## 2.6 Harmonização dos Contratos de Compra e Venda de Gás Natural Liquefeito (Master LNG Sale and Purchase Agreement - MSPA) e dos Contratos de Compra de Energia (Power Purchase Agreement – PPA)

Pela ótica regulatória, pode-se observar a interdependência entre os setores de gás e energia elétrica através das estruturas de mercado implantadas. Em países que possuem esses mercados considerados maduros, seus contratos de compra e venda de GNL (Master LNG Sale and Purchase Agreement - MSPA) e de compra de energia (Power Purchase Agreement – PPA) apresentam certa coerência quanto a prazos, indexações de preços, penalidades, etc. Isso permite a uma empresa, por exemplo, considerar mais atrativo, num determinado momento, arbitrar entre consumir o gás para vender energia, ou revender o contrato do gás adquirido e comprar energia de um terceiro. Percebe-se, neste caso, que os *mercados spot*<sup>1</sup> de gás e de eletricidade exibem uma relativa harmonia e cláusulas contratuais, a exemplo da *take*

<sup>1</sup> De acordo com o Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA), mercado spot é aquele que tem a característica de ser "instantâneo", "imediato" e abrange basicamente operações na bolsa de mercadorias. Ele admite apenas transações em que a entrega da mercadoria é imediata e o pagamento é feito à vista. Por isso, é também chamado de mercado disponível, mercado físico ou mercado pronto, contrastando com a natureza dos mercados futuro e a termo, cujos pagamentos são efetuados em prazos que variam de cinco dias a dois anos após a negociação. É muito usado por produtores agrícolas quando precisam urgentemente de recursos financeiros ou quando o preço de seus produtos está em um patamar elevado. Também se aplica às vendas de gás e energia elétrica. Nesse caso, a entrega não é tão instantânea como a das commodities agrícolas. Mesmo assim é realizada em um prazo curto para a natureza desse mercado, normalmente em poucos dias, e a remessa é única e por tempo limitado, servindo quase sempre para suprir uma demanda imprevista de energia.

*or pay*<sup>2</sup> são mais facilmente gerenciáveis pelo agente termelétrico, na medida em que o despacho de sua usina é previsível.

Já no Brasil, onde matriz energética ainda possui participação majoritariamente hídrica e a previsão de despacho de uma usina termelétrica praticamente não existe, os contratos de gás e eletricidade não conseguem se relacionar, as cláusulas *take or pay* tomam alta importância e a perspectiva de *mercado spot* de gás natural se mostra distante.

Importante destacar que, no momento em que este trabalho é escrito, o setor elétrico vem buscando aprimorar sua regulamentação no sentido de se aproximar do setor de gás para aumentar a competitividade dos negócios de geração a partir de gás natural, bem como reduzir os riscos associados. Uma das iniciativas é o projeto denominado Gás para Crescer, cujo objetivo é:

Estudar e propor medidas que permitam uma maior harmonização dos setores de gás natural e energia elétrica em uma visão de futuro onde o gás natural será necessário e a matriz elétrica será distinta da atual. Isso passa pelo reconhecimento mútuo das limitações e possibilidades de cada setor, reconhecimento das fortalezas e fraquezas das medidas já testadas e implementadas, e pela busca de medidas de aprimoramento na alocação dos riscos entre os diversos agentes e nos instrumentos que confirmam visibilidade às soluções de investimento de melhor custo-benefício global, tendo por base um amplo debate com todos os agentes que compõem o mercado de gás natural e de geração termelétrica. (GÁS PARA CRESCER, 2017, ANEXO 5)

Nota-se, portanto, a importante relação entre os setores de gás e energia, em que pese a viabilização de forma satisfatória de projetos termelétricos a gás natural, estruturantes para o país e aponta-se, adicionalmente, a forte dependência do setor privado, na figura dos empreendedores dos negócios termelétricos e de gás, ao setor público, responsável por regular e ditar as normas para tais mercados.

A seguir são apresentadas as formas de indexação para o reajuste dos valores de GNL, bem como a definição de cada um dos indexadores e suas inter-relações.

---

<sup>2</sup> Cláusula contratual exigida pela indústria de gás natural para remunerar seus custos fixos, a qual determina que a quantidade de gás pactuada com um agente termelétrico deve ser obrigatoriamente recebida ou então paga, ou seja, o comprador assume a obrigação de pagar uma parte da quantidade total de gás natural contratada durante um período especificado, independentemente se há ou não consumo.

### 3. VIABILIZAÇÃO DE EMPREENDIMENTOS TERMELÉTRICOS EM LEILÕES DE ENERGIA DA ANEEL

Até meados de 2015 o Ministério de Minas e Energia (MME) permitia que o empreendedor que desejasse participar dos Leilões de Energia com usinas termelétricas a gás natural selecionasse, grosso modo, apenas uma dentre três formas de indexação para o reajuste dos valores a serem percebidos pelo projeto (Receita Fixa e CVU), quais sejam: i) a cotação do Henry Hub (HH); ii) a cotação do Dated Brent (BRENT); ou iii) uma média paramétrica da cotação de três outros índices tradicionais do setor de óleo e gás<sup>3</sup>.

No entanto, em 12 de agosto de 2015, através da Portaria MME nº 382, o MME revisou os critérios que poderão ser adotados pelos empreendedores para o reajuste dos valores a serem percebidos pelos projetos de usinas termelétricas a gás natural, sendo o critério atual definido pela seguinte expressão, tanto para a Receita Fixa, quanto para o CVU:

$$a * HH + b * BRENT + c * NBP + d * JKM + e + f / \text{câmbio} \quad (1)$$

Onde:

- HH = cotação de fechamento (Final Settlement Price), no antepenúltimo dia útil do mês, nos Estados Unidos da América, referente ao contrato futuro de gás natural na NYMEX (Henry Hub Natural Gas Futures Contracts - NG1);
- BRENT = média mensal das médias das cotações superior e inferior dos dias úteis do mês, do petróleo Brent (Dated Brent), publicado no Platts Crude Oil Marketwire Report;
- NBP = média mensal das cotações dos dias úteis (European Gas Midpoints) do mês, do UK National Balancing Point - NBP, publicado no Platts European Gas Daily;
- JKM = média mensal das cotações dos dias úteis (Daily LNG markers) do mês, do Japan/Korea Marker - JKM, publicado no Platts LNG Daily;
- a, b, c, d, e = parâmetros estabelecidos pelo empreendedor quando do cadastramento do empreendimento para a Habilitação Técnica junto à Empresa de Pesquisa Energética (EPE);
- f = parâmetro estabelecido pelo empreendedor quando do cadastramento do empreendimento para a Habilitação Técnica junto à EPE, atualizado anualmente pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA;
- câmbio = taxa de câmbio média da venda do dólar dos Estados Unidos da América, divulgada pelo Banco Central do Brasil - BACEN (com pequena variação a depender se o cálculo é para a Receita Fixa ou para o CVU).

<sup>3</sup> Redação do inciso I, do §4º, do artigo 2º, e do inciso I, do §2º, do artigo 3º, ambos da Portaria MME nº 42 de 1º de março de 2007, anteriormente à publicação da Portaria MME nº 382/2015.

De acordo com a definição da forma de indexação permitida pela regulamentação brasileira, resta clara a importância da utilização de informações públicas e transparentes sobre a expectativa de preços futuros para os combustíveis. No caso, sabe-se que estudos técnicos da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) recomendaram a utilização das informações da U.S. Energy Information Administration (EIA) e da plataforma Platts Commodity Prices<sup>4</sup>.

A princípio, visualiza-se que a flexibilização proporcionada pela Portaria MME nº 382/2015 foi bastante positiva, sendo que a importância e a responsabilidade pela realização de uma criteriosa análise para a escolha do(s) indexador(es) mais adequado(s) ficou ainda mais relevante para o investidor interessado em viabilizar um novo projeto termelétrico. No entanto, o que se tem na prática é que a escolha dos indexadores (HH, BRENT, NBP e JKM) e a respectiva definição dos parâmetros (a, b, c, d, e) não é tarefa tão simples como pode parecer em uma visão inicial. Novamente, destaca-se que a recente iniciativa *Gás para Crescer* está novamente buscando a revisão desta forma de indexação e, em termos gerais, de aperfeiçoar o planejamento integrado gás-eletricidade.

### **3.1 Aspectos a serem considerados para a escolha dos indexadores (HH, BRENT, NBP e JKM) e respectivos parâmetros**

Diversas questões estão envolvidas no processo de escolha dos indexadores (HH, BRENT, NBP e JKM) e na definição dos respectivos parâmetros (a, b, c, d, e).

Para citar um exemplo, sabe-se que cada fornecedor que tradicionalmente atua no mercado de GNL costuma trabalhar com um determinado indexador, que pode variar conforme a nacionalidade do agente, a origem da molécula, acordos prévios, etc., sendo que, se o investidor interessado em viabilizar um novo projeto termelétrico no Brasil tiver definido um indexador para cadastramento do seu projeto junto à EPE, ele provavelmente terá o seu processo de negociação para o suprimento de GNL restrito com aqueles fornecedores que aceitarem pactuar o mesmo indexador adotado para o projeto brasileiro.

---

<sup>4</sup> *Platts Commodity Prices* é uma plataforma paga e independente de informações e preços de referência para commodities e mercados de energia.

### 3.1.1 Análise dos indexadores de reajustamento do preço futuro do combustível e impacto da escolha

Importante destacar que uma das premissas mais relevantes para que um novo projeto termelétrico possa participar dos leilões da ANEEL de forma exitosa, é a determinação do seu Custo Variável Unitário (CVU), que por sua vez impacta na definição dos parâmetros energéticos como a Garantia Física, Custo Variável de Operação (COP) e Custo Econômico de Curto Prazo (CEC).

O CVU, a Garantia Física, COP e CEC são premissas de projeto que servem de base para o cálculo dos valores de lance a serem apresentados nos leilões (Índices de Custo/Benefício – ICBs). Note-se que o ICB é a variável utilizada para a ordenação econômica de empreendimentos de geração termelétrica e, conseqüentemente, como critério de contratação por meio de contratos de disponibilidade de energia elétrica e definição do êxito ou não nos leilões da ANEEL.

Num Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEAR, através da modalidade Disponibilidade de Energia Elétrica, os custos decorrentes dos riscos hidrológicos devem ser assumidos pelos agentes compradores, e eventuais exposições financeiras no mercado de curto prazo da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), positivas ou negativas, serão assumidas pelos agentes de distribuição, garantido o repasse ao consumidor final, conforme estabelecido pela ANEEL através das Regras de Comercialização. O agente vendedor termelétrico é responsável pela aquisição do combustível e, quando o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) emite um comando de despacho para a referida usina, este custo é pago pelo consumidor através do CVU declarado pelo agente vendedor para participar do Leilão. Neste caso, o valor do CVU é reajustado conforme metodologia publicada em Portaria específica do MME (MME, 2011).

Dentre os métodos tradicionais da Engenharia Econômica para priorização de projetos de investimento, destaca-se o método da Razão Incremental Custo/Benefício, também conhecido como método do ICB. Uma vez calculados os valores dos índices ICB para cada projeto, o critério de decisão consiste em se investir nos projetos por ordem de mérito decrescente, ou seja, do menor para o maior valor de ICB. Em um sistema de geração predominantemente hidroelétrico como o SIN, o benefício energético da operação integrada de um empreendimento de geração, hidroelétrica ou termelétrica, pode ser avaliado pela garantia física da usina. Na prática, o benefício energético de um novo empreendimento de



geração corresponde legalmente à sua Garantia Física<sup>5</sup>, que é calculada à época do seu leilão, aplicando-se a metodologia específica elaborada pelo MME e por critério definido pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE. (MME, 2011)

O valor esperado do custo total de um empreendimento de geração termelétrica para o consumidor compreende o custo de investimento, incluindo os custos socioambientais, os juros durante a construção e a parcela fixa dos custos de operação e manutenção (O&M), somado ao valor esperado do custo de operação (COP<sup>6</sup>) e ao valor esperado do custo econômico de curto prazo (CEC<sup>7</sup>).

Assim, o Índice de Custo Benefício (ICB) (expresso em R\$/MWh – reais por Megawatt-hora) de cada empreendimento de geração é definido como a razão entre o seu custo total (que inclui o custo do combustível) e o seu benefício energético. (MME, 2011)

$$\text{ICB} = [\text{Custos Fixos} + \text{Custo de Operação} + \text{Custo Econ. Curto Prazo}] / [\text{Garantia Física}] \quad (2)$$

Ao final deste trabalho, o Anexo A traz a Metodologia de Cálculo do ICB e demais índices determinantes ao sucesso de um empreendimento termelétrico a GN em um Leilão de Energia do MME mas, em resumo, tem-se que todas as premissas de projeto citadas (CVU, Garantia Física, COP, CEC e ICB) sofrem impacto do indexador de reajustamento do preço futuro do GNL que for adotado pelo investidor (HH, BRENT, NBP e/ou JKM). Ademais, a expectativa de preço futuro do combustível é premissa chave para a definição das ordens de despacho dos empreendimentos pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), durante o período operacional da usina termelétrica. Portanto, o indexador a ser escolhido para o reajustamento

<sup>5</sup> Garantia Física - GF (em MWmédio) do empreendimento de geração é função do nível de inflexibilidade no despacho da usina e do seu CVU, conforme declarados pelo empreendedor.

<sup>6</sup> De acordo com a Metodologia publicada pelo MME N° EPE-DEE-RE-102/2008-r3, a parcela Valor Esperado do Custo de Operação – COP (em R\$/ano) é função do nível de inflexibilidade no despacho da usina (contratos de combustível “*take or pay*”), do CVU, calculado a partir do fator “i” e do custo variável de O&M, declarados pelo empreendedor, os quais determinam sua condição de despacho em função também dos Custos Marginais de Operação (CMO) futuros observados no SIN. Trata-se, portanto, de uma variável aleatória cujo valor esperado é calculado com base em uma amostra de valores de CMO divulgados pela EPE.

<sup>7</sup> De acordo com a mesma metodologia citada acima, a parcela Valor Esperado do Custo Econômico de Curto Prazo - CEC (em R\$/ano) resulta das diferenças mensais apuradas entre o despacho efetivo da usina e sua Garantia Física. Esta parcela corresponde ao valor acumulado das liquidações no mercado de curto prazo, feitas com base no CMO, este último limitado aos preços de liquidação das diferenças – PLD mínimo e máximo, conforme valores vigentes estabelecidos pela ANEEL. O valor do CEC também é função do nível de inflexibilidade no despacho da usina e do CVU, declarados pelo empreendedor. Trata-se, portanto, da mesma forma que o COP, de uma variável aleatória, cujo valor esperado é calculado com base na mesma amostra de valores de CMO utilizada no cálculo da parcela COP.

do preço do combustível de um novo projeto termelétrico a ser implantado no Brasil tem um impacto muito relevante sobre a viabilidade ou não do investimento.

Na sequência deste trabalho são apresentadas as definições de cada indexador e suas inter-relações e dependências político-econômicas. Os dados foram extraídos dos Boletins Mensais de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural, publicados pelo MME e pelos relatórios da Energy Information Administration e da Plataforma Platts.

Adicionalmente, é apresentada uma comparação dos quatro indexadores a uma cesta, composta por 25% de peso de cada um deles. Registre-se que os valores históricos mensais publicados pela Plataforma Platts, e recomendados pela EPE como referência em três dos quatro indexadores não são gratuitamente acessíveis ao público em geral, sendo somente acessíveis para aqueles que arcam com o custo da respectiva assinatura. No entanto, os boletins periodicamente publicados pelo MME, de forma gratuita, trazem o histórico mensais dos últimos três anos. Este foi, portanto, o período de análise utilizado neste estudo, por mais que os contratos de energia de termelétricas a GNL no Ambiente Regulado sejam firmados por no mínimo 20 anos.

## **4. APRESENTAÇÃO DOS INDEXADORES E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS**

### **4.1 Henry Hub (HH)**

Tendo em vista a importância de uma correta e inequívoca definição do indexador, de forma pública e transparente, o MME estabeleceu, através das Portarias nº 382/15 e nº 42/2007, que o valor a ser utilizado para a expectativa de preço futuro do HH é a cotação do Henry Hub Natural Gas Futures Contrats – NG1, publicado regularmente pela U.S. Energy Information Administration (EIA)<sup>8</sup>.

Em 1989, a New York Mercantile Exchange (NYMEX) - bolsa de contratos futuros de commodities de Nova York - contratou a empresa texana Sabine Pipe Line LLC para prover o primeiro contrato futuro de gás natural. Na ocasião, a empresa Sabine era a operadora do “hub” localizado na cidade de Erath, estado da Lousiana, EUA, que é o “hub” físico de confluência de vários gasodutos interestaduais e intraestaduais e que ficou definido como sendo o HH.

Vale destacar que o principal “hub” dos EUA é o HH, sendo considerado por alguns autores como o maior “hub” de gasodutos de todo o mundo, estando interligado a diversos gasodutos e reservatórios de estocagem de gás natural. Destaque também merece ser dado à informação de que a bolsa NYMEX é considerada o maior mercado mundial não-virtual que negocia contratos futuros de commodities.

---

<sup>8</sup> [https://www.eia.gov/dnav/ng/ng\\_pri\\_fut\\_s1\\_d.htm](https://www.eia.gov/dnav/ng/ng_pri_fut_s1_d.htm)

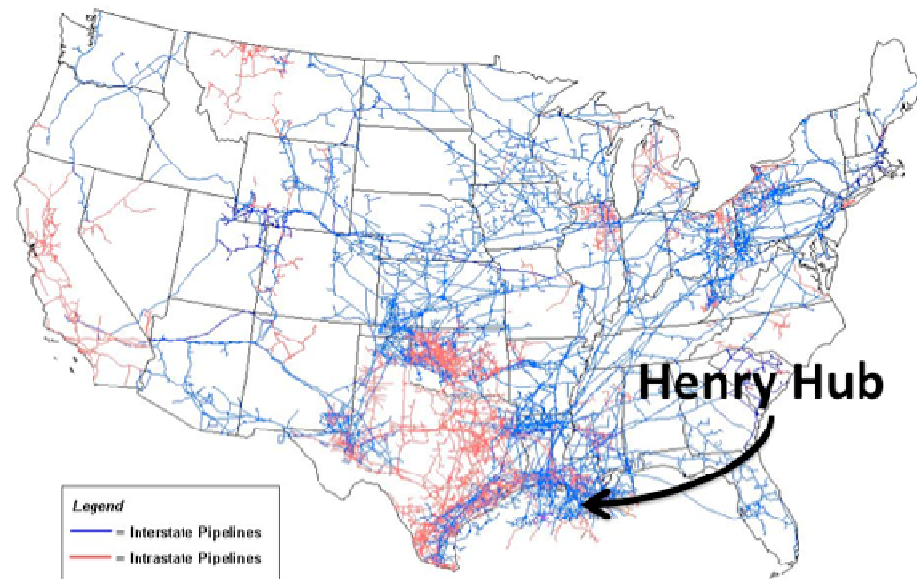


Figura 6 – Localização do Henry Hub

Fonte: Energy Information Administration

Nos EUA, o gás natural é transacionado nos “hubs”, que são os pontos de entroncamento de gasodutos de transporte onde o gás é entregue pelo supridor. Tem-se então que, de uma forma simplificada, o HH é a localização central, ou o “hub” de gasodutos, que é considerado como o ponto de entrega dos contratos futuros de gás natural nos Estados Unidos da América (EUA). O valor do HH é usado como base para todo comércio de gás natural da América do Norte, sendo referência para dezenas de milhares de contratos comerciais.

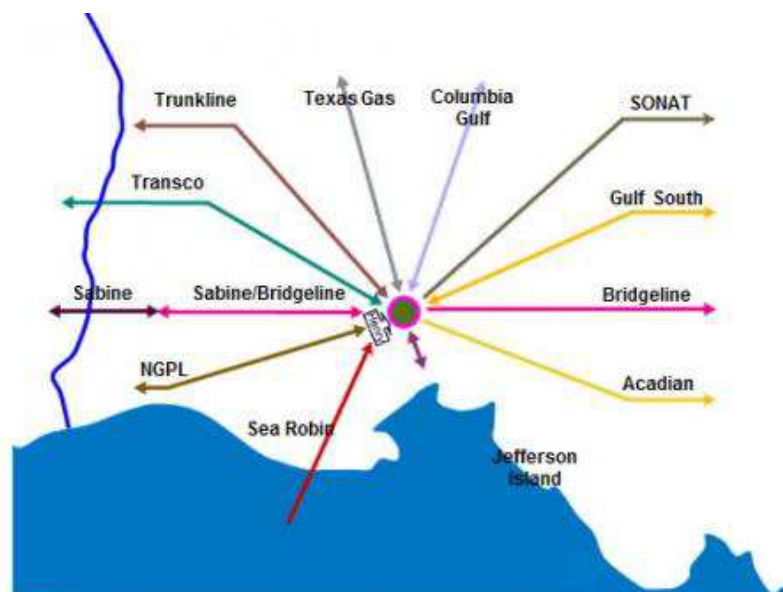


Figura 7 – Gasodutos conectados ao Henry Hub

Fonte: RBN Energy LLC

No mercado dos EUA há diversos compradores e vendedores conectados por meio de redes de transporte de gás natural, sendo que a formação de preços decorre de processo de competição gás-gás, a princípio, sem a interferência de outras commodities.

Ocorre, entretanto, que como o indexador HH foi criado para servir de referência para o mercado de gás natural norte americano, e, inclusive, a sua definição está relacionada às questões físicas da rede de gasodutos dos EUA, por motivos óbvios ele está umbilicalmente relacionado com o comportamento do mercado de gás natural dos Estados Unidos. O HH é influenciado por questões climáticas daquela região do globo, bem como por aspectos macroeconômicos e geopolíticos da América do Norte, mesmo quando o HH estiver previsto em contratos que não tenham relação alguma com a referida região do planeta.

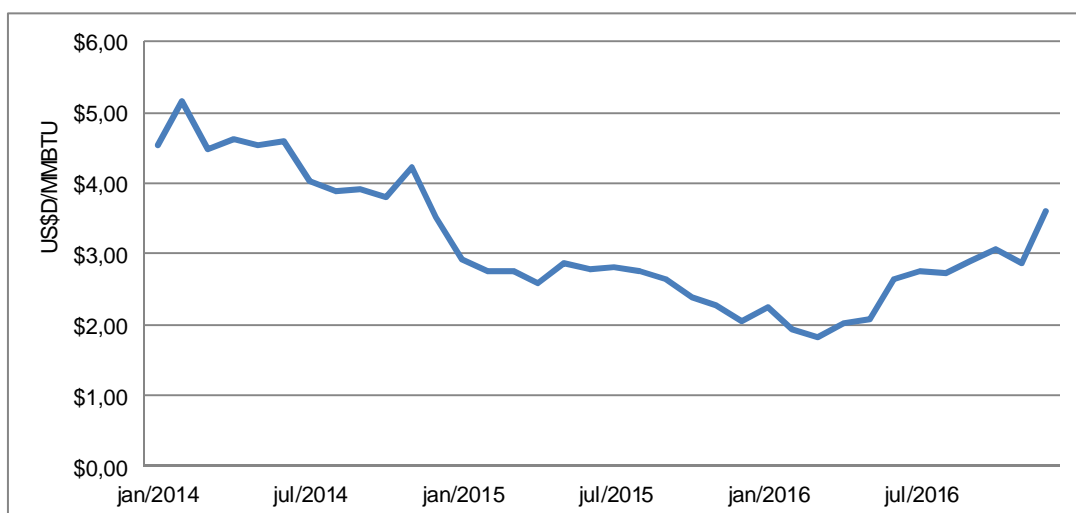


Figura 8 – Comportamento do HH em 2014, 2015 e 2016, medido em dólares americanos por milhão de BTU (British thermal unit)

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados da U.S. Energy Information Administration (EIA)

Nota-se que o HH apresentou significativa volatilidade<sup>9</sup> nos últimos anos. O HH estava em valores superiores a cinco dólares por milhão de BTU (British thermal Unit<sup>10</sup>) em fevereiro de 2014, apresentando uma queda para preços abaixo de dois dólares em março de 2016. Uma redução de mais de 50% em apenas dois anos.

<sup>9</sup> O termo volatilidade apresentado aqui e na sequência do trabalho se refere à variação observada qualitativamente de forma visual e calculada, quantitativamente, através de medidas de dispersão como variância e desvio padrão. Como exemplo, para o HH, neste período analisado, o desvio padrão da amostragem (dados internos, apenas do HH) resultou no valor de 0,91.

<sup>10</sup> BTU ou British Thermal Unit é uma unidade de medida de energia e expressa a quantidade de energia necessária para se elevar a temperatura de uma massa de uma libra de água em 1° Fahrenheit, sob pressão constante de 1 atmosfera. Um BTU se equivale aproximadamente a 1055 Joules (unidade do Sistema Internacional) e, por ser uma medida muito pequena, geralmente é utilizada em milhares ou milhões de BTU.

O aumento do nível dos estoques de gás natural nos EUA nos últimos anos pode ser a causa da queda dos preços verificada nos anos de 2014 e de 2015, sendo que, em parte, tal fenômeno pode ser atribuído à ocorrência de invernos relativamente amenos no hemisfério norte, o que reduziu o consumo de gás natural no país (em comparação aos outros anos, em que as condições climatológicas foram mais severas).

A queda nos valores do HH em 2014, 2015 e início de 2016 também pode ser atribuída, em grande parte, ao incremento expressivo da produção e o aumento do nível de estoques do hidrocarboneto nos EUA, mas também, em certa medida, à impossibilidade de exportação de uma grande quantidade do gás natural norte-americano para os mercados europeu e asiático naquele período.

Importante destacar que a exportação de GNL pelos EUA exige aprovação prévia do Departamento de Energia do Governo Norte-Americano (ESTEVEES, Heloisa et al.), sendo que nos anos de 2014 e 2015 ainda não haviam entrado em operação os terminais de liquefação que estão previstos e/ou em obras no território norte americano.

Também é possível notar da Figura 8 que no final de 2016 o HH já estava novamente acima de três dólares por milhão de BTU e apresentava viés de subida para o primeiro mês de 2017. Mesmo assim, ainda apresentava valores absolutos abaixo dos níveis de preço verificados em praticamente todo o ano de 2014.

De uma análise atenta da Figura 8 depreende-se que o ponto de inflexão do HH nos últimos três anos coincide com a data de início das operações de exportação de GNL proveniente do “shale gas”, a partir do terminal de liquefação Sabine Pass, da empresa Cheniere Energy, na localidade de Cameron Parish, Louisiana, entre fevereiro e março de 2016. Aparentemente este ponto de inflexão poderá se configurar em um marco bastante importante para o mercado norte-americano de gás natural e mesmo para o mercado mundial de GNL.

## **4.2 Dated Brent (BRENT)**

Com a mesma intenção de se definir o indexador de forma inequívoca, foi estabelecido pela regulamentação brasileira que o valor que será utilizado para a definição da expectativa

futura do BRENT, grosso modo, é a média mensal das cotações diárias do código Platts PCAAS00<sup>11</sup>.

Novamente, registre-se que os respectivos valores históricos do código Platts PCAAS00 estão disponíveis gratuitamente nos boletins periodicamente publicados pelo MME (porém, às vezes, meses após o mês base). No entanto, como o relatório da plataforma Platts utilizada como referência (Platts Crude Oil Marketwire Report) não é gratuitamente acessível ao público em geral, sendo somente acessível para aqueles que arcam com o custo da respectiva assinatura, acredita-se que a definição de tal indexador possa evoluir para uma forma pública, gratuita, e, portanto, mais transparente, proporcionando acesso irrestrito às informações, memórias de cálculo e dados históricos.

Originalmente o indexador foi batizado com o nome “Brent” pelo fato de se referir ao petróleo extraído de uma antiga plataforma da Shell, chamada Brent. Na época de sua criação, o BRENT indicava a origem e o mercado em que aquele petróleo (da plataforma “Brent”) era comercializado (IPEA, 2016). Atualmente a cotação do BRENT reflete o preço de cargas físicas de petróleo bruto produzido no Mar do Norte que possuem datas específicas de entrega. Cada carga de petróleo cru é, geralmente, negociada mais de uma vez, sendo que a análise dessa atividade de negociação culmina na publicação, pela plataforma Platts, do indexador “Dated Brent” (BRENT). Em resumo, o BRENT se refere a todo petróleo produzido no Mar do Norte e comercializado na Bolsa de Londres. Em que pese o fato de o BRENT ser um indexador inglês, ele é referência para o mercado de commodities da Europa, Oriente Médio e Ásia (Platts, 2017).

O BRENT, em verdade, é um indexador do mercado de petróleo, não sendo um valor especificamente definido para o mercado de gás natural. No entanto, o BRENT é amplamente utilizado por algumas empresas para contratos de gás natural. Cabe salientar que atualmente o BRENT está intrinsecamente vinculado ao nível de produção de petróleo no Oriente Médio, sendo influenciado por questões climáticas, macroeconômicas e geopolíticas da Europa e da Ásia (principais compradores do petróleo produzido no Oriente Médio), bem como por questões macroeconômicas, geopolíticas e até mesmo religiosas daquela região, que abriga as maiores reservas mundiais de petróleo.

Fato é que, como o indexador BRENT foi criado para servir de referência para o mercado europeu de petróleo, por óbvio ele está intrinsecamente relacionado mais com o

---

<sup>11</sup> <http://www.platts.com/products/crude-oil-marketwire>, um dos códigos da plataforma *Platts Commodity Prices* que reúne informações e preços de referência para commodities e mercados de energia.

comportamento do mercado do petróleo (oferta e procura de petróleo) do que com o mercado de gás natural propriamente dito. Tem-se, assim, que diversas questões não necessariamente técnicas e/ou econômicas podem influenciar um projeto termelétrico brasileiro a gás natural que venha a adotar unicamente o BRENT como seu indexador de preço futuro para fornecimento de GNL.

A Figura 9 apresenta o comportamento do BRENT nos anos de 2014, 2015 e 2016<sup>12</sup>. Nota-se que o BRENT é o indexador mais volátil dentre os analisados no presente trabalho (para este período, o valor do desvio padrão calculado se aproxima de 5). Apenas nos seis últimos meses do ano de 2014 o valor do BRENT passou de níveis em torno de US\$D 20,00/MMBtu para valores abaixo de US\$D 10,00/MMBtu. Uma queda da ordem de 50% (cinquenta por cento) em meio ano. Registre-se, de passagem, que a previsão de reajustamento dos valores dos CCEARs brasileiros é anual.

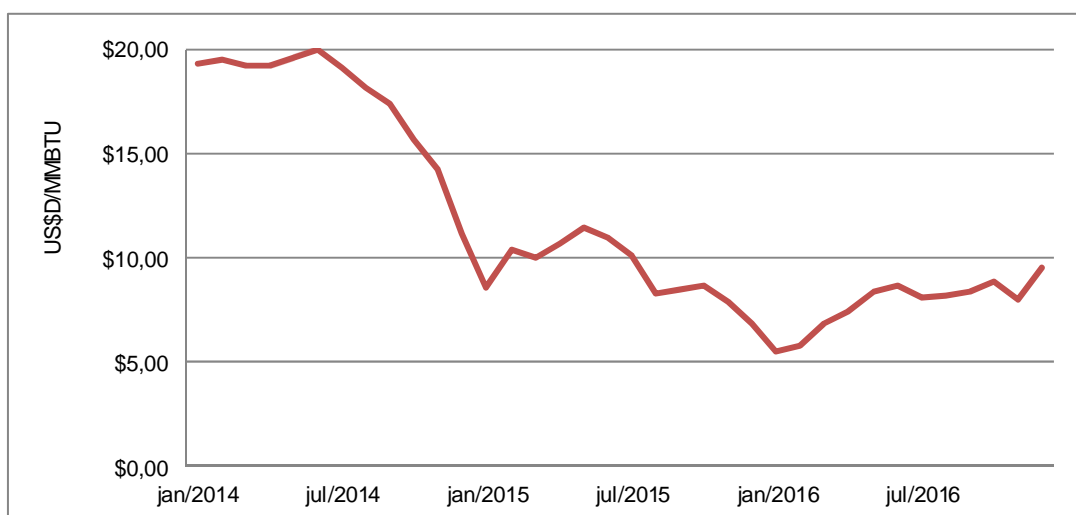


Figura 9 – Comportamento do BRENT em 2014, 2015 e 2016

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados dos Boletins Mensais de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural, do MME.

A decisão dos países membros da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) em manter elevado os níveis de produção de petróleo, aliadas ao enfraquecimento da demanda petrolífera mundial, bem como a elevação da produção de óleo não convencional nos EUA, são algumas das causas que podem justificar a queda abrupta do BRENT no segundo semestre de 2014 (IPEA, 2016). Note-se que a maioria dos membros da OPEP é

<sup>12</sup> Novamente, frise-se que este foi o período escolhido para análise porque valores mensais somente deste período são disponibilizados gratuitamente para todos os 4 indexadores.



formada por países do Oriente Médio, o que pode explicar a relação do comportamento do BRENT com a situação macroeconômica e política desta região do planeta.

Interessante notar que a grande maioria dos principais importadores mundiais de petróleo apresentou menores níveis de crescimento econômico nos anos de 2015 e 2016, quando comparados com os anos anteriores (EPE, 2017). Infere-se que com a redução das expectativas de crescimento econômico, reduziram-se também as estimativas de crescimento da demanda mundial por petróleo nos últimos anos, o que pode ter influenciado na queda da cotação do BRENT (IPEA, 2016).

### **4.3 National Balancing Point (NBP)**

A definição adotada pela regulamentação brasileira (Portarias MME 42/07 e 382/15) para o indexador dos preços futuros vinculados ao NBP é obtida, em resumo, através da média mensal das cotações diárias do UK National Balancing Point – NBP, código Platts GNCWU00<sup>13</sup>.

Da mesma forma que para o BRENT, os valores do NBP estão disponíveis gratuitamente nos boletins periodicamente publicados pelo MME. No entanto, como o relatório da plataforma Platts utilizada como referência pela regulamentação brasileira para o NBP (Platts European Gas Daily) não é gratuito, acredita-se que o previsto atualmente na Portaria MME nº 42/2007 também possa evoluir para uma forma pública, gratuita, e, portanto, mais transparente.

O conceito do NBP, na Inglaterra, também é relacionado a um “hub”, de forma bastante similar ao do HH, diferindo-se apenas por não ser uma localização física de um “hub” de gasodutos efetivamente em operação no Reino Unido. O indexador britânico NBP é um ponto virtual de negociação de compra e venda de gás natural, um “hub” virtual de entrega de gás natural (Platts, 2017). O NBP se refere a um ponto virtual de uma rede de transporte de gás natural, sendo que, a princípio, as transações são realizadas apenas pelos agentes que possuem lastro para contratos que preveem a efetiva injeção e retirada de gás natural em “hubs” físicos.

Após o processo de liberalização da indústria de gás natural na Inglaterra, o NBP passou a ser o principal centro de comercialização de gás natural no Reino Unido,

---

<sup>13</sup> <http://www.platts.com/products/european-gas-daily>

possibilitando a determinação, de forma eficiente, dos preços dos contratos de venda do combustível. Como consequência, a International Petroleum Exchange (IPE) passou a utilizar, desde 1997, o NBP como indexador dos contratos futuros de gás natural, transformando o mencionado hub virtual em referência de preço na Europa.

A Figura 10 apresenta o comportamento do NBP nos últimos três anos (2014, 2015 e 2016).

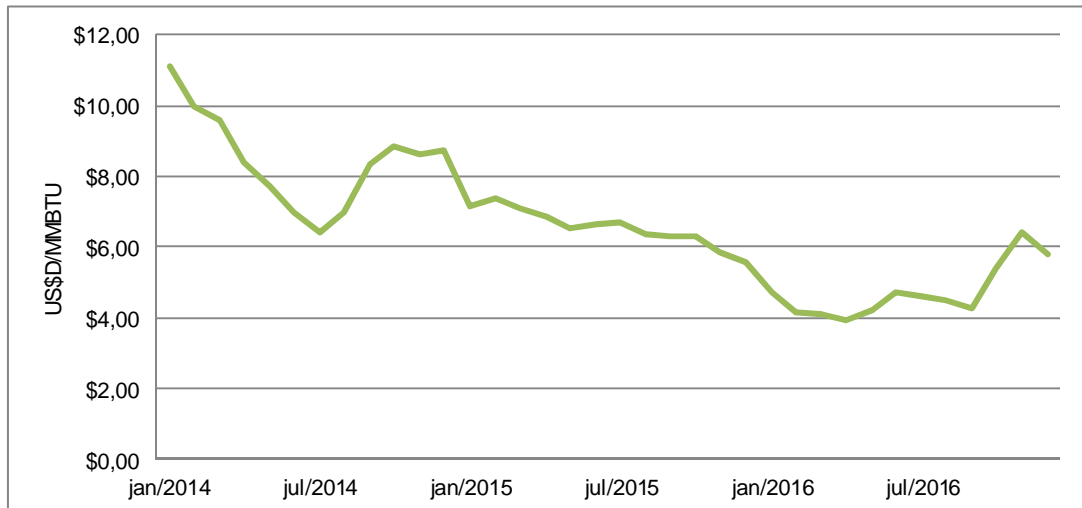


Figura 10 – Comportamento do NBP em 2014, 2015 e 2016

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados dos Boletins Mensais de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural, do MME.

O NBP é amplamente utilizado como indexador para contratos futuros no mercado de gás natural europeu. É adotado em negociações de gás no atacado, sendo que também possui influência no preço do gás doméstico dos consumidores europeus. No entanto, mesmo atualmente, com a evolução do conceito e com a amplitude da utilização do NBP em diversos contratos de compra e venda de gás natural em todo o mundo, como o indexador NBP foi criado para ser utilizado como uma referência para o mercado europeu de gás natural, ele ainda está intrinsecamente relacionado ao comportamento deste mercado, tanto pelo lado da oferta, quanto pelo lado da demanda. Convém lembrar que o NBP pode ser influenciado por questões climáticas no continente europeu, bem como por questões macroeconômicas e geopolíticas das grandes nações europeias, dentre outros aspectos.

Entretanto, acredita-se que o NBP seja menos influenciado por conflitos globais, quando comparado com o BRENT, em função de ser um indexador vinculado a um ponto virtual, mas também devido à maturidade do mercado europeu e da diversidade de agentes

que atuam no mercado de gás natural daquela região, e ainda devido ao fato de ser um indexador utilizado em diversos contratos em todo o mundo (ESTEVEES, Heloisa et al.).

#### 4.4 Japan/Korea Marker (JKM)

Para o JKM foi definido, novamente através das Portarias MME nº 382/15 e nº 42/07, que o valor que pode ser utilizado nos contratos a serem firmados no âmbito do mercado regulado de energia elétrica brasileiro serão as médias mensais das cotações diárias do Japan/Korea Marker – JKM, código Platts AAOVQ00<sup>14</sup>.

O JKM é o preço de referência dos contratos de cargas físicas de Gás Natural Liquefeito (GNL) movimentadas no nordeste da Ásia. O JKM reflete o valor diário das cargas negociadas e entregues no Japão e Coreia do Sul, que são os dois maiores importadores de GNL do mundo, sendo responsáveis pela importação de mais da metade do GNL comercializado em todo o mundo (MATHIAS, 2006). Registre-se que em 2014 o Japão foi o responsável por 37% das importações globais de GNL e a Coreia do Sul por aproximadamente 16% (AZEVEDO, 2017).

Cabe destacar também que o mercado mundial de GNL é relativamente novo, quando comparado com o mercado de petróleo, sendo um mercado que tem apresentado um rápido crescimento nos últimos anos. A plataforma Platts começou a avaliar o JKM apenas em fevereiro de 2009, tendo apenas oito anos de histórico de negociações. Note-se que este indexador ainda nem possui um histórico de 15 anos, que é o período mínimo para os contratos de combustível de forma a possibilitar que um novo projeto termelétrico a gás natural participe dos leilões no Brasil<sup>15</sup>.

A Figura 11 apresenta o comportamento do JKM nos anos de 2014, 2015 e 2016.

---

<sup>14</sup> <http://www.platts.com/products/lng-daily>

<sup>15</sup> Portaria nº 382/2015 - Art. 2º- “§ 9º Para empreendimentos termelétricos a gás natural, deverá ser comprovada a disponibilidade de combustível para a operação contínua, prevista no art. 5º, § 3º, inciso VII, da Portaria MME nº 21, de 18 de janeiro de 2008, nos seguintes termos:

I - período mínimo de quinze anos, a ser comprovado no ato de cadastramento estabelecido no art. 3º”

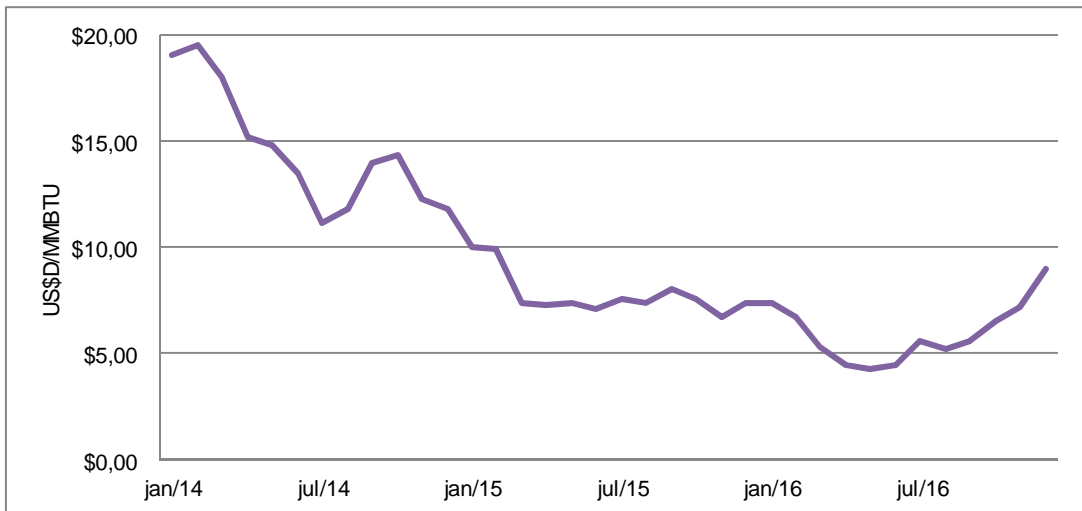


Figura 11 – Comportamento do JKM em 2014, 2015 e 2016

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados dos Boletins Mensais de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural, do MME.

Nota-se que o JKM apresentou uma significativa queda em 2014, 2015 e primeiro semestre de 2016. No entanto, é mister destacar que a partir do segundo semestre de 2016 o JKM parece ter passado por um ponto de inflexão. Acredita-se que tal inflexão pode ter se dado pelo fato de que em junho de 2016 o Canal do Panamá foi reinaugurado, após grande obra de ampliação, que praticamente dobrou a capacidade da hidrovia entre o Oceano Pacífico e o Atlântico. Fato é que o novo canal permite a passagem de navios metaneiros de grande porte, reduzindo significativamente a duração do transporte de GNL dos EUA para o nordeste asiático, iniciando uma nova etapa deste mercado. Registre-se que em abril de 2016 o primeiro navio-petroleiro com GNL norte-americano chegou à Europa e que a primeira carga de GNL proveniente do “shale gas” norte-americano foi entregue no Japão no início de 2017 (REUTERS, 2017).

Dos indexadores analisados no presente trabalho, o único que é específico para o GNL é o JKM. No entanto, como o JKM está diretamente relacionado ao suprimento físico de GNL para o Japão e para a Coreia do Sul, é natural que este indexador seja influenciado por questões macroeconômicas, climáticas e políticas destes dois países.

#### 4.5 Comparação do Comportamento dos Indexadores HH, BRENT, NBP e JKM

Podem-se obter diversas informações por meio de uma comparação histórica entre os quatro indexadores de reajustamento do preço futuro permitidos pela regulamentação brasileira (HH, BRENT, NBP e/ou JKM).

A Figura 12 apresenta o comportamento histórico dos quatro indexadores (HH, BRENT, NBP e/ou JKM) nos anos de 2014, 2015 e 2016, bem como uma média construída a partir de uma cesta dos quatro indicadores, com 25% de peso para cada um.

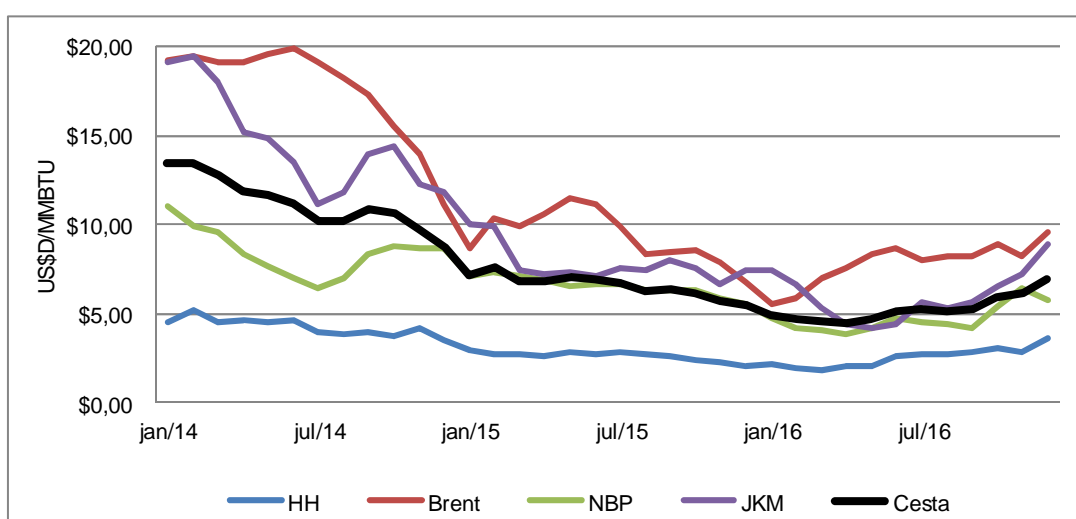


Figura 12 – Comportamento do HH, BRENT, NBP e JKM em 2014, 2015 e 2016

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados dos Boletins Mensais de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural, do MME e EIA.

Nota-se que, para o período analisado, o JKM, um indexador específico para o GNL, apresentou comportamento mais volátil<sup>16</sup> do que os indexadores específicos para o gás natural (HH e NBP), sendo apenas menos volátil do que o BRENT, específico do petróleo. O inglês NBP também apresentou menor volatilidade do que o BRENT (outro indicador de origem europeia).

O fato é que os quatro indexadores (HH, BRENT, NBP e/ou JKM) apresentaram significativa variação. Neste sentido, por exemplo, se for adotada uma cesta de indexadores, conforme permite a atual regulamentação brasileira, os impactos seriam significativamente

<sup>16</sup> Os valores calculados do desvio padrão para o período foram os seguintes: JKM – 4,21; HH – 0,91; NBP – 1,80; BRENT – 4,74 e; cesta – 2,78. Pelo valor do desvio padrão da cesta percebe-se a influência de cada indexador, mas ao mesmo tempo um amortecimento de seus extremos.

menores. Nota-se, ainda, que a cesta de indexadores apresentou significativa redução das variações pontuais. Por exemplo, no segundo semestre de 2014, enquanto a variação do BRENT foi da ordem de 50%, a cesta de indexadores variou no máximo 20%.

#### 4.5.1 Análise do Comportamento dos Indexadores (HH, BRENT, NBP e/ou JKM) no Período Mínimo de Um Contrato de Combustível Permitido Pela Regulamentação Brasileira (15 anos)

A Figura 13 apresenta o comportamento dos quatro indexadores (HH, BRENT, NBP e/ou JKM) nos últimos 15 anos, que é o período mínimo permitido pela regulamentação para os contratos de suprimento de combustível de novos projetos termelétricos a serem viabilizados no Brasil. Importante destacar que, neste período de 15 anos, apenas as médias anuais são disponibilizadas de forma gratuita, pelo MME através do Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural, o que possibilita esta análise.

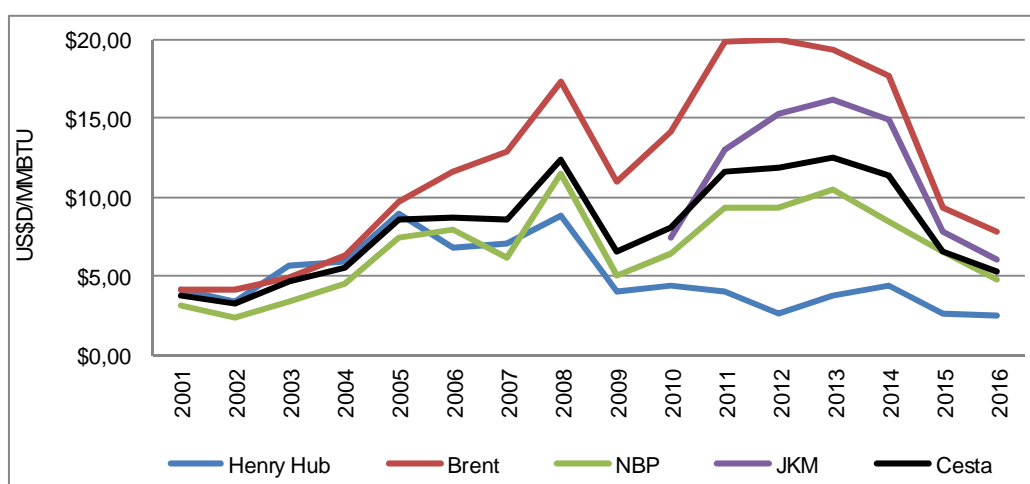


Figura 13 – Comportamento do HH, BRENT, NBP e JKM nos últimos 15 anos

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados dos Boletins Mensais de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural, publicado pelo MME.

Da Figura 13 destacam-se, no mínimo, duas disrupções entre os indexadores, uma ocorrida a partir do ano de 2005 e outra a partir do ano de 2009, bem como um viés de convergência entre os indexadores a partir de 2014.

Salta aos olhos a disrupção em 2005 do indexador vinculado ao petróleo (BRENT) com relação aos indexadores específicos do mercado de gás natural (HH e NBP), acredita-se que muito em função da utilização da técnica de fraturamento hidráulico (“fracking”, em

inglês) na exploração de gás natural nos Estados Unidos, que aumentou de forma acentuada a partir de 2005. Já a alta do BRENT entre 2003 e 2008 é resultado de uma conjunção de fatores, dentre os quais: i) forte crescimento do consumo mundial de petróleo; ii) fraca expansão da produção mundial de petróleo; e iii) redução da capacidade ociosa, tornando o mercado mais sensível a tensões geopolíticas e eventos climáticos severos (IPEA, 2016).

Nota-se que os indexadores que possuem uma correlação mais estreita no longo prazo são os dois indexadores específicos do mercado de gás natural, quais sejam o HH e o NBP. O distanciamento entre eles a partir de 2009 reflete basicamente o custo de oportunidade de importação do gás natural. A queda quase que constante do HH a partir de 2008 não foi observada nos demais mercados de gás natural, principalmente por razões estruturais, que se entende, iniciaram a ser equacionadas com o advento da tecnologia do GNL, que tem o condão de flexibilizar a logística e a comercialização de gás natural para todos os continentes (ANP, 2008).

A aparente correlação entre o BRENT e o JKM se dá em função de que, no Japão e na Coreia do Sul, os contratos de importação de GNL são, em sua predominância, contratos de longo prazo indexados ao petróleo (HARTLEY et al, 2015). Já a disrupção do NBP e JKM em relação aos valores do HH a partir de 2009 se dá pelo fato de que, na Europa, os preços do gás nos mercados de curto prazo sofrem influência direta dos contratos de importação de gás com a Rússia (INFOPETRO, 2015), que historicamente mantêm-se indexados ao petróleo (BRENT).

Entretanto, o JKM possui um histórico muito restrito (com dados disponíveis apenas a partir de 2009), sendo que ainda foi fortemente influenciado pelo Tsunami que atingiu o nordeste da Ásia e que acarretou no segundo maior acidente nuclear da história, na Central Nuclear de Fukushima, em março de 2011. Isto fez com que o preço de GNL fosse temporariamente majorado, pela entrada em operação de termelétricas que supriram a falta da geração nuclear. Note-se que apenas em 2015 é que os preços de GNL refletidos no JKM voltaram aos mesmos níveis do ano de 2010.

Acredita-se que a aparente convergência dos quatro indexadores a partir de 2013 tem relação com o amadurecimento do mercado de GNL, e também com a maior disponibilidade de unidades de liquefação de gás natural, e, em especial, após 2016, pelas facilidades proporcionadas à logística do GNL oriundas da melhoria das condições do tráfego metaneiro entre o Pacífico e o Atlântico através do Canal do Panamá.

Ainda, da Figura 13, nota-se que o NBP apresenta um comportamento de longo prazo mais aderente ao da cesta dos quatro indexadores.

#### 4.5.2 Análise dos Outros Indexadores dos CCEARs Permitidos pela Regulamentação Brasileira

Visto que os critérios estabelecidos pelo MME, que poderão ser adotados pelos empreendedores para o reajuste dos valores a serem percebidos pelos projetos de usinas termelétricas a gás natural, também inclui parcelas referentes ao Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) e à taxa brasileira de câmbio em relação ao dólar, como mostrado na equação 1 do capítulo 3 deste trabalho, faz-se necessária uma análise do comportamento nos últimos 15 anos para estes dois índices, conforme apresentado na Figura 14.

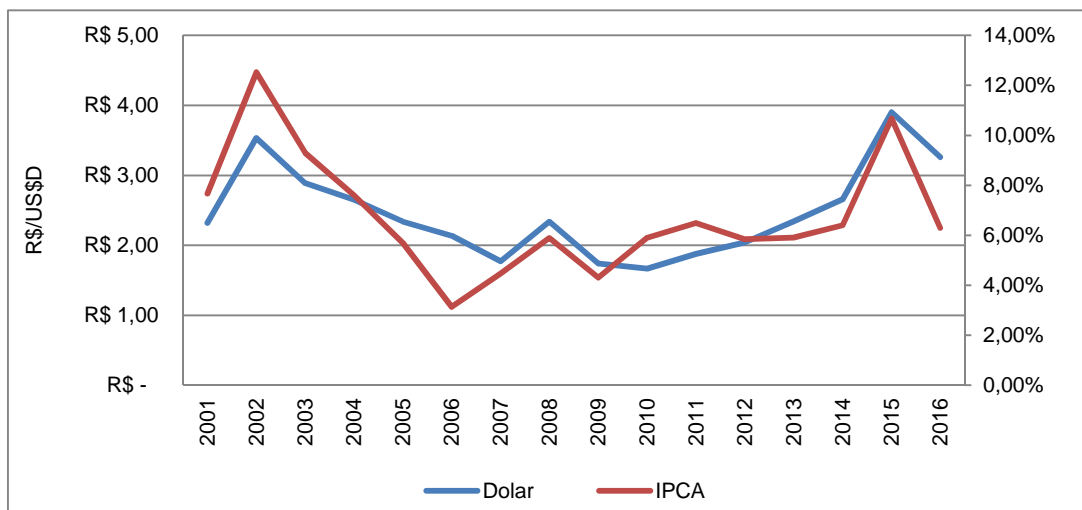


Figura 14 – Comportamento da Taxa de Câmbio (Dólar) e do IPCA

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados do Banco Central do Brasil e IBGE

Nota-se que, em que pese os indexadores de GNL apresentarem significativa variação, a inflação e a taxa de câmbio brasileiras também demonstram grandes variações. Observa-se, porém, que estes dois indexadores são trazidos de forma independente dos demais quatro indexadores de GNL na referida expressão de reajustes de preços (equação 1).

De qualquer maneira, entende-se que a permissão da indexação dos CCEARs em moeda estrangeira (Dólar) é fundamental para a viabilização de qualquer novo projeto de usina termelétrica a GNL a ser desenvolvida no Brasil. Isto porque os agentes do mercado



internacional de GNL não iriam aceitar negociações na moeda brasileira (Real), ou, se aceitassem, incluiriam no preço da molécula o custo da proteção para variações cambiais de longo prazo (“hedge”), o que faria com que o preço do combustível se tornasse inviável.

Adicionalmente, quanto à parcela de indexação do IPCA, verifica-se correta a inclusão deste termo na equação de reajuste de preços de gás, visto que a tarifa de energia (que é gerada a partir deste insumo) também é atualizada, de modo indireto, por meio do Índice de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA.

## 5. CONSIDERAÇÕES FINAIS E RECOMENDAÇÕES

De todas as análises apresentadas, entende-se que a atual indexação permitida pela regulamentação brasileira (conforme mostrada no Capítulo 3, descrita pela equação 1) para os CCEARs é adequada se for adotada na forma de uma cesta que considere uma média dos indexadores – por mais que se saiba quão difícil é essa negociação com possíveis fornecedores de GNL – devendo ser muito bem analisados os pontos de atenção a serem considerados pelos investidores e fornecedores de GNL.

Tendo em vista que o Brasil é um país relativamente estável quanto a questões belicosas (guerras, terrorismo, intolerância religiosa, etc.) e desastres naturais (terremotos, tsunamis, furacões, nevascas, etc.), acredita-se que a vinculação de contratos brasileiros à apenas um indexador, que pode ser fortemente influenciado por estes aspectos, aparenta não fazer sentido.

Por fim, como a adoção de um único indexador pode acarretar forte influência sobre o projeto a partir das mais variadas motivações, acredita-se que a escolha de uma cesta de indexadores poderia ter o condão de minimizar eventuais impactos pontuais em novos projetos de usinas termelétricas a gás natural no Brasil.

Como recomendação à Empresa de Pesquisa Energética orienta-se que a definição de tal indexador possa evoluir para uma forma pública, gratuita ao público em geral, e, portanto, mais transparente, proporcionando acesso irrestrito às informações, memórias de cálculo e dados históricos.

Aos próximos trabalhos, recomenda-se, em posse de banco de dados amplo (15 anos) e detalhado (mensais e até diários), a realização de análise de sensibilidade dos indexadores e uma análise estatística (por exemplo, de regressão) em que se verifiquem outras variações percentuais de cada parcela multiplicadora que compõe a cesta dos indexadores, e até o estabelecimento de uma equação “ideal”. De todo modo, resta claro que nenhuma ferramenta matemática, por mais poderosa que seja, será capaz de prever de forma precisa preços futuros que são influenciados por fatores econômicos, políticos, naturais, etc.

## REFERÊNCIAS

ABRADEE – Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica. **Visão Geral do Setor. 2016.** Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/>>. Acesso em: 05 jan. 2017, 17:15.

ALMEIDA, E.; FERRARO, M. **Indústria do gás natural: fundamentos técnicos e econômicos.** Rio de Janeiro: Synergia, 2013.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Informações para Empreendedores.** Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 19 jan. 2017, 18:01.

\_\_\_\_\_**Atlas de Energia Elétrica do Brasil.** Brasília, 2008. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/atlas3ed.pdf/>>. Acesso em: 18 jan. 2017, 17:33.

\_\_\_\_\_**Banco de Informações de Geração.** Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 04 jan. 2017, 18:19.

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Nota Técnica nº 001/2008-SCM - Panorama Atual do Mercado de GNL.** Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/>>. Acesso em: 07 abr. 2017, 17:32.

AZEVEDO, J.S.G. **Mudanças no mercado de GNL intensificam disputas geopolíticas.** Disponível em: <<http://brasildebate.com.br/wp-content/uploads/Perspectivas-2017-170410.pdf/>>. Acesso em: 06 abr. 2017, 17:02.

BCB – Banco Central do Brasil. **Taxa de Câmbio.** Disponível em: <<http://www.bcb.gov.br/>>. Acesso em: 03 jan. 2017, 17:03.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Regras de Comercialização.** Disponível em: <<http://www.ccee.org.br/>>. Acesso em: 02 jan. 2017, 17:23.

\_\_\_\_\_**Tipos de Leilões.** Disponível em: <<http://www.ccee.org.br/>>. Acesso em: 03 jan. 2017, 17:02.

EIA – Energy Information Administration. **Natural Gas Futures Price.** Disponível em: <<http://www.eia.gov/>>. Acesso em: 03 jan. 2017, 18:31.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional.** Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/>>. Acesso em: 04 jan. 2017, 17:08.

\_\_\_\_\_**Caracterização do Cenário Macroeconômico para os próximos 10 anos (2017-2026).** Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/>>. Acesso em: 22 mar. 2017, 17:12.

ESTEVES, H.B.B.; BICALHO, L.M.N.O. **Há perspectiva de convergência para os preços de gás natural no mercado internacional?** Rio de Janeiro, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

GasNet. **Termelétricas**. Disponível em: <<http://www.gasnet.com.br/>>. Acesso em: 18 fev. 2017, 10:21

HARTLEY, Peter R.; LAN, Yihui; ALIM, Abdullahi. **The Relationship Between LNG, Oil and Coal Prices in Asia**. The Dynamic Energy Landscape - Pittsburgh, PA, USA, 2015.

Instituto Acende Brasil. **Observatório**. Disponível em: <<http://www.acendebrasil.com.br/>>. Acesso em: 28 mar. 2017, 17:33.

IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. **Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA**. Disponível em: <<http://www.ibge.gov.br/>>. Acesso em: 28 mar. 2017, 18:20.

IEA – International Energy Agency. **Energy Technology Perspectives 2012**. Disponível em: <<http://www.iea.org/>>. Acesso em: 03 jan. 2017, 17:03.

INFOPETRO. **Os impactos da queda do preço do petróleo no mercado de gás natural. 2015**. Disponível em: <<http://infopetro.wordpress.com/2015/05/11/os-impactos-da-queda-do-preco-do-petroleo-no-mercado-de-gas-natural/>>. Acesso em: 14 abr. 2017, 18:12.

IPEA – Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada. **Os limites do preço do petróleo**. Disponível em: <<http://www.ipea.gov.br/>>. Acesso em: 12 mar. 2017, 17:14.

\_\_\_\_\_. **Desafios do Desenvolvimento. O que é? - Petróleo Brent e WTI. 2005**. Disponível em: <<http://www.http://desafios.ipea.gov.br/>>. Acesso em: 10 mar. 2017, 18:21.

MATHIAS, M.C.P.P; **Consolidação da Indústria Mundial de Gás Natural**. Rio Oil & Gas Expo and Conference. Rio de Janeiro, 2006.

MDIC – Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior. **Análise das Informações de Comércio Exterior**. Disponível em: <<http://http://www.mdic.gov.br/>>. Acesso em: 03 jan. 2017, 18:01.

MME – Ministério de Minas e Energia. **Institucional**. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/>>. Acesso em: 03 jan. 2017, 17:14.

\_\_\_\_\_. **Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural**. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/>>. Acesso em: 02 jan. 2017, 17:02.

NYMEX – New York Mercantile Exchange. **Energy Products**. Disponível em: <<http://www.cmegroup.com/>>. Acesso em: 29 mar. 2017, 17:42.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Histórico de Operação**. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/>>. Acesso em: 29 mar. 2017, 17:42.

OPEC – Organization of the Petroleum Exporting Countries. **Historical Production Data**. Disponível em: <<http://www.opec.org/>>. Acesso em: 28 mar. 2017, 17:35.

Platts – S&P Global Platts. **Natural Gas Price, Industry News and Analysis**. Disponível em: <<http://www.platts.com/>>. Acesso em: 29 mar. 2017, 17:10.

REUTERS. **JERA imports Japan's first liquefied shale gas cargo from U.S.**. Disponível em: < <http://www.reuters.com/article/Ing-japan-usa-idUSL4N1EW2RE> />. Acesso em: 23 mar. 2017, 17:12.

SECRETARIA DE MINAS E ENERGIA DO RIO GRANDE DO SUL. **Desenvolvimento do Gás Natural e Biogás – SULGÁS**. Porto Alegre, 2016. Disponível em: <<http://minasenergia.rs.gov.br/upload/arquivos/201603/17082931-10-sme-desenvolvimento-gas-natural.pdf>>. Acesso em: 02 fev. 2017, 18:10.

TOLMASQUIM, MAURICIO TIOMNO. **Energia Termelétrica: Gás Natural, Biomassa, Carvão, Nuclear** – EPE: Rio de Janeiro, 2016

## **ANEXOS**

**ANEXO A – Índice de Custo Benefício (ICB) de Empreendimentos de Geração  
Termelétrica – Metodologia de Cálculo**

# Índice de Custo Benefício (ICB) de Empreendimentos de Geração Termelétrica

## Metodologia de Cálculo

*Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração*

*A-3/2011*



GOVERNO FEDERAL  
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA  
MME

**Ministério de Minas e Energia**

**Ministro**

Edison Lobão

**Secretário Executivo**

Márcio Pereira Zimmermann

**Secretário de Planejamento e Desenvolvimento**

**Energético**

Altino Ventura Filho

**Secretário de Energia Elétrica**

Ildo Wilson Grüdtner

**Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis**

**Renováveis**

Marco Antônio Martins Almeida

**Secretaria de Geologia, Mineração e Transformação**

**Mineral**

Cláudio Scliar

# Índice de Custo Benefício (ICB) de Empreendimentos de Geração Termelétrica

## Metodologia de Cálculo

*Leilões de Compra de  
Energia Elétrica  
Proveniente de Novos  
Empreendimentos de  
Geração*



Empresa de Pesquisa Energética

*Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.*

**Presidente**

Maurício Tiomno Tolmasquim

**Diretor de Estudos Econômicos e Energéticos**

Amílcar Gonçalves Guerreiro

**Diretor de Estudos de Energia Elétrica**

José Carlos de Miranda Farias

**Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustível**

Elson Ronaldo Nunes

**Diretor de Gestão Corporativa**

Ibanês César Cássel

URL: <http://www.epe.gov.br>

**Sede**

SAN – Quadra 1 – Bloco “B” – 1º andar  
70051-903 - Brasília – DF

**Escritório Central**

Av. Rio Branco, 01 – 11º Andar  
20090-003 - Rio de Janeiro – RJ

**Coordenação Geral e Executiva**

Maurício Tiomno Tolmasquim  
José Carlos de Miranda Farias

**Coordenação Executiva**

Oduvaldo Barroso da Silva

**Equipe Técnica**

Angela Regina Livino de Carvalho  
Danielle Bueno de Andrade  
Pedro A. M-S. David

**Nº EPE-DEE-RE-102/2008-r3**

Data: 14 de julho de 2011



## Índice

1.	<i>Objetivo</i> .....	4
2.	<i>Introdução</i> .....	4
3.	<i>Índice de Custo Benefício (ICB) de Empreendimentos de Geração – Conceituação</i> ....	5
4.	<i>Metodologia de Cálculo do ICB</i> .....	7
5.	<i>Aplicação da Metodologia para Usinas Termelétricas que utilizam Biomassa</i> .....	10
6.	<i>Aplicação da Metodologia para Usinas Eólicas</i> .....	101
7.	<i>Aplicação da Metodologia para Usinas Termelétricas a GNL com despacho antecipado</i> .....	11

### Histórico de Revisões

<b>Rev.</b>	<b>Data</b>	<b>Descrição</b>
0	07/07/2008	Original
1	08/08/2008	Atualização da referência, na metodologia de cálculo das Garantias Físicas, à Resolução 09 do CNPE e à Portaria MME nº 258, ambas de 28 de julho de 2008
2	17/07/2009	Itens 5, 6 e 7
3	14/07/2011	Adequação ao Leilão A-3 de 2011

## 1. Objetivo

Este documento tem por objetivo apresentar os conceitos básicos e a metodologia de cálculo do Índice de Custo Benefício (ICB) que será utilizado para a ordenação econômica de empreendimentos de geração termelétrica e, conseqüentemente, como critério de contratação por meio de contratos de *disponibilidade de energia elétrica*.

## 2. Introdução

O Decreto nº 5.163, de 30/7/2004, que regulamentou dispositivos da Lei nº 10.848, de 15/3/2004, estabelece (art. 19) que “a ANEEL promoverá, direta ou indiretamente, licitação na modalidade de leilão, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional (SIN), observando as diretrizes fixadas pelo Ministério de Minas e Energia (MME), que contemplarão os montantes *por modalidade contratual* a serem licitados”.

O Decreto estabelece também (art. 27) que os vencedores dos leilões de energia proveniente de empreendimentos de geração novos ou existentes deverão formalizar um contrato bilateral denominado *Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEAR*, celebrado entre cada agente vendedor e todos os agentes de distribuição compradores.

O CCEAR pode ter as seguintes modalidades (art. 28):

### I – Quantidade de Energia Elétrica

São contratos que, conforme o Decreto 5163/2004, preveem que o ponto de entrega da energia será o *centro de gravidade do submercado* onde esteja localizado o empreendimento de geração e que os custos decorrentes dos riscos hidrológicos devem ser assumidos pelos *agentes vendedores*. O agente vendedor termelétrico é responsável pela aquisição do combustível, arca com todos os custos variáveis e recebe todo o ganho advindo da operação do sistema.

### II – Disponibilidade de Energia Elétrica

Trata-se de uma modalidade de **contrato de energia elétrica (MWh)** onde os custos decorrentes dos riscos hidrológicos devem ser assumidos pelos *agentes compradores*, e eventuais exposições financeiras no mercado de curto prazo da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), positivas ou negativas, serão assumidas pelos agentes de distribuição, garantido o repasse ao consumidor final, conforme estabelecido pela ANEEL através das Regras de Comercialização. O agente vendedor termelétrico é responsável pela aquisição do combustível e, quando o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) emite um comando de despacho para a referida usina, este custo é pago pelo consumidor através do Custo Variável Unitário (CVU) declarado pelo agente vendedor para participar do Leilão. Neste caso, o valor do CVU é reajustado conforme metodologia publicada na Portaria MME 42/2007.

Em outras palavras, pode-se dizer que nos **contratos de quantidade** os riscos (ônus e bônus) da operação energética integrada são assumidos totalmente pelos agentes geradores, ao passo que nos **contratos de disponibilidade** os riscos decorrentes da variação da

produção em relação à sua Garantia Física são alocados aos agentes distribuidores e repassados aos consumidores regulados.

O **edital** de cada leilão de compra de energia, elaborado pela ANEEL, observadas as diretrizes do MME e as normas gerais de licitações e concessões, estabelecerá a *Modalidade de Contratação de Energia Elétrica*, dentre outros parâmetros da licitação.

### 3. Índice de Custo Benefício (ICB) de Empreendimentos de Geração – Conceituação

Dentre os métodos tradicionais da Engenharia Econômica para priorização de projetos de investimento, destaca-se o método da Razão Incremental Custo/Benefício, também conhecido como método do Índice de Custo Benefício (ICB). Uma vez calculados os valores dos índices ICB para cada projeto, o critério de decisão consiste em se investir nos projetos por ordem de mérito decrescente, ou seja, do menor para o maior valor de ICB.

Em um sistema de geração predominantemente hidroelétrico como o SIN, o *benefício energético* da operação integrada de um empreendimento de geração, hidroelétrica ou termelétrica, pode ser avaliado pela garantia física da usina.

Na prática, o benefício energético de um novo empreendimento de geração corresponde legalmente à sua Garantia Física, que é calculada à época do seu leilão, aplicando-se a metodologia Portaria MME no 258, de 28 de julho de 2008, e o critério definido na Resolução nº 9, de 28 de julho de 2008, do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE.

O valor esperado do *custo total* de um empreendimento de geração termelétrica para o consumidor, compreende o custo de investimento, incluindo os custos socioambientais, os juros durante a construção e a parcela fixa dos custos de operação e manutenção (O&M), somado ao valor esperado do custo de operação (COP) e ao valor esperado do custo econômico de curto prazo (CEC).

Assim, o **Índice de Custo Benefício (R\$/MWh)** de cada empreendimento de geração, doravante denominado **ICB**, é definido como a razão entre o seu *custo total* e o seu *benefício energético*, podendo ser calculado em base mensal ou anual, do seguinte modo:

$$ICB = \frac{Custos\ Fixos + E(Custo\ de\ Operação) + E(Custo\ Econ.\ Curto\ prazo)}{Garantia\ Física}$$

A parcela *Custos Fixos – CF (em R\$/ano)* representa a receita requerida pelo investidor de forma a cobrir o custo total de implantação do empreendimento, incluindo os custos socioambientais, os juros durante a construção, e a remuneração do investimento, além de todos os custos fixos relativos à operação e manutenção da usina, tais como: o custo fixo de combustível associado ao nível de inflexibilidade operativa (“take or pay” e “ship or pay”), o custo de conexão à rede básica e tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição (TUST e TUSD), os custos pela adesão à CCEE e ao ONS conforme regulamentação pertinente, etc.

A parcela *Valor Esperado do Custo de Operação – COP (em R\$/ano)* é função do nível de inflexibilidade no despacho da usina (contratos de combustível “take or pay”), do CVU, calculado a partir do fator “*i*”<sup>1</sup> e do custo variável de O&M, declarados pelo empreendedor, os quais determinam sua condição de despacho em função também dos Custos Marginais de Operação (CMO) futuros observados no SIN. Trata-se, portanto, de uma variável aleatória cujo valor esperado é calculado com base em uma amostra de valores de CMO divulgados pela EPE.

A parcela *Valor Esperado do Custo Econômico de Curto Prazo - CEC (em R\$/ano)* resulta das diferenças mensais apuradas entre o despacho efetivo da usina e sua Garantia Física. Esta parcela corresponde ao valor acumulado das liquidações no mercado de curto prazo, feitas com base no CMO, este último limitado aos preços de liquidação das diferenças – PLD mínimo e máximo, conforme valores vigentes estabelecidos pela ANEEL. O valor do CEC também é função do nível de inflexibilidade no despacho da usina e do CVU, declarados pelo empreendedor. Trata-se, portanto, da mesma forma que o COP, de uma variável aleatória, cujo valor esperado é calculado com base na mesma amostra de valores de CMO utilizada no cálculo da parcela COP.

O denominador é a *Garantia Física - GF (em MWmédio)* do empreendimento de geração também é função do nível de inflexibilidade no despacho da usina e do seu CVU, conforme declarados pelo empreendedor.

No caso de um empreendimento em que apenas uma fração (*x*) de sua Garantia Física seja destinada ao ACR, sendo o restante reservado para uso próprio ou para comercialização no ACL, o índice ICB será calculado admitindo-se que todas as parcelas de custo e de benefício definidas acima variem proporcionalmente à fração da Garantia Física destinada ao ACR.

Neste caso, o índice ICB pode ser redefinido da seguinte maneira:

$$ICB = \frac{x.CF}{x.GF} + \frac{x.[COP + CEC]}{x.GF} \quad (1)$$

Reinterpretando o numerador e denominador do primeiro termo e observando que o fator *x* se cancela no segundo termo, pode-se então escrever:

$$ICB = \frac{RF}{8760.QL} + \frac{COP + CEC}{8760.GF} \quad (2)$$

$$ICB = \frac{RF}{8760.QL} + K \quad (3)$$

onde

**RF** é a Receita Fixa requerida pelo empreendedor, relativa à quantidade de lotes (QL) ofertada para o ACR, em R\$/ano (igual a *x.CF*);

<sup>1</sup> Fator “*i*” – Fator de Conversão.

**QL** é a Quantidade de Lotes ofertada para o ACR **limitada à GF** (igual a  $x \cdot GF$ );

**K** é a parcela invariante do índice, em R\$/MWh, destinada à cobertura dos custos variáveis de operação e custos econômicos no mercado de curto prazo, calculada para o empreendimento como um todo (válido para qualquer valor de  $x$ ), na realização do leilão.

Desta forma, durante o processo de leilão de energia proveniente de novos empreendimentos, o índice ICB será calculado pelo sistema aplicando-se a expressão (2) com base nos valores de Receita Fixa (RF) e Quantidade de Lotes (QL), submetidos pelo empreendedor na ocasião e no valor da parcela K relativa ao novo empreendimento, calculada antecipadamente pela EPE a partir dos dados fornecidos pelos empreendedores.

Vale ressaltar que o índice ICB assim calculado possibilita a correta comparação de projetos termelétricos para qualquer valor de fração  $x$ , no intervalo  $0 \leq x \leq 1$ . O edital de licitação poderá, no entanto, definir um percentual mínimo de GF destinado à comercialização no ACR (valor mínimo para  $x$ ).

O ICB é, portanto, uma estimativa do quanto irá custar a energia para o comprador (agente distribuidor), durante o prazo de vigência do contrato por disponibilidade de energia.

## 4. Metodologia de Cálculo do ICB

### CÁLCULO DOS CUSTOS MARGINAIS DE OPERAÇÃO (CMO)

Os custos marginais de operação (CMO) são obtidos de resultados de uma simulação da operação mensal do SIN, com auxílio do modelo NEWAVE. Como resultado desta simulação, obtém-se uma planilha de valores de CMO, para cada um dos submercados considerados, a qual será publicada pela EPE.

### PROCEDIMENTO DE CÁLCULO DO ICB

Para efeito do cálculo do ICB, adota-se o critério de despacho por ordem de mérito das usinas termelétricas, também usado pelo ONS, tendo em vista a otimização da operação energética integrada do SIN, conforme definido nos Procedimentos de Rede, aprovados pela ANEEL.

Cumpra-se lembrar que uma usina termelétrica pode vir a gerar acima de sua inflexibilidade declarada em duas situações:

- (1) por **razões energéticas**, quando o CMO for maior que seu custo variável;
- (2) por **razões elétricas**, devido a alguma necessidade do sistema de transmissão;
- (3) por **segurança energética** (POCP – Procedimentos Operativos de Curto Prazo e CAR – Curva de Aversão a Risco).

Devido à sua gênese conjuntural, os custos e/ou receitas advindos da geração por razões elétricas e segurança energética, situações (2) e (3), não serão considerados no cálculo do ICB.

Assim, a regra de despacho mensal simulada no cálculo do ICB é a regra válida em condições normais, ou seja, na situação (1):

- Quando seu Custo Variável Unitário (CVU) for inferior ao CMO, a usina estará despachada no limite de sua disponibilidade (Disp);
- Caso contrário, a usina irá gerar o equivalente à sua inflexibilidade (Inflex).

Em termos matemáticos, pode-se escrever que:

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{se } CMO_{s,c,m} \geq CVU \Rightarrow Gera_{c,m} = Disp_m \\ \text{se } CMO_{s,c,m} < CVU \Rightarrow Gera_{c,m} = Inflex_m \end{array} \right\} \quad (4)$$

onde,

**s** corresponde ao índice de cada submercado (por exemplo, 1 a 4);

**c** corresponde ao índice de cada cenário hidrológico (por exemplo, 1 a 2000);

**m** corresponde ao índice de cada mês (por exemplo, 1 a 120);

**CMO<sub>s,c,m</sub>** é o custo marginal de operação do submercado onde está localizada a usina para cada cenário, para cada mês, em R\$/MWh;

**CVU** é o custo variável unitário da usina termelétrica, em R\$/MWh;

**Gera<sub>c,m</sub>** é a geração da usina termelétrica em cada mês, para cada possível cenário, em MWmédios;

**Inflex<sub>m</sub>** é o nível de inflexibilidade de despacho (ou geração mínima obrigatória) da usina termelétrica, para cada mês, em MWmédios;

**Disp<sub>m</sub>** é a disponibilidade (ou geração máxima mensal) da usina termelétrica, em MWmédios.

A disponibilidade média mensal de uma usina termelétrica é dada por:

$$Disp = Pot \times FC_{max} \times (1 - TEIF) \times (1 - IP) \quad (5)$$

onde,

**Pot** é a potência instalada da usina em MW;

**FC<sub>max</sub>** é o percentual da potência instalada que a usina consegue gerar continuamente;

**TEIF** corresponde à taxa média de indisponibilidade forçada;

**IP** corresponde à taxa de indisponibilidade programada.

O COP leva em conta o gasto adicional da usina, considerada como um todo, quando esta gerar acima de sua inflexibilidade declarada. Este gasto compreende o custo adicional do combustível propriamente dito e os custos incrementais de operação e manutenção.

Para cada cenário, para cada mês, calcula-se o **COP** como segue:

$$COP_{c,m} = CVU \times (Gera_{c,m} - Inflex_m) \times nhoras_m \quad (6)$$

onde,

**CVU** é o custo variável unitário da usina termelétrica, em R\$/MWh;

**nhoras** é o número de horas do mês em questão.

O *Valor Esperado do Custo de Operação – COP* é calculado multiplicando-se por 12 o seu valor médio mensal. Desta forma:

$$COP = \frac{\sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^c COP_{c,m}}{m \times c} \times 12 \quad (7)$$

O *Valor Esperado do Custo Econômico de Curto Prazo – CEC* reflete os “ganhos” ou “perdas” obtidos no mercado de curto prazo da CCEE, aplicando-se regras de comercialização de energia de curto prazo em conjunto com a simulação da operação mensal.

De forma similar, o CEC é calculado para a usina como um todo, para cada mês e para cada um dos 2.000 possíveis cenários hidrológicos. Independentemente do valor do seu CVU, a diferença entre a Garantia Física e a Geração despachada da usina (exposição no mês) é valorizada pelo CMO limitado ao PLD mínimo e PLD máximo, como segue:

$$CEC_{c,m} = CMO^*_{s,c,m} \times (GF - Gera_{c,m}) \times nhoras_m \quad (8)$$

onde,

**GF** é garantia física da usina termelétrica em MWmédios;

**CMO\*** é o valor do CMO limitado ao PLD mínimo e ao PLD máximo, vigentes no ano do leilão.

A fórmula (8) leva a um custo positivo quando a usina tem que “comprar” energia para honrar seu contrato, ou seja, quando sua Geração mensal (Gera) for inferior à sua Garantia Física, e leva a um “custo negativo” (receita) em caso contrário.

O *Valor Esperado do Custo Econômico de Curto Prazo – CEC* é calculado multiplicando-se por 12 o seu valor médio mensal. Desta forma:

$$CEC = \frac{\sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^c CEC_{c,m}}{m \times c} \times 12 \quad (9)$$

A parte invariante do Índice Custo Benefício (K) pode então ser calculada do seguinte modo:

$$K = \frac{COP + CEC}{GF \times 8760} \quad (10)$$

## 5. Aplicação da Metodologia para Usinas Termelétricas que utilizam Biomassa

A quantidade de energia elétrica que pode ser produzida nas usinas a biomassa depende da quantidade de biomassa disponível no período de safra e do coeficiente de conversão de cada máquina. Além disso, a inflexibilidade será considerada igual à disponibilidade de energia declarada pelo empreendedor no cadastramento com vistas à obtenção da habilitação para participação do leilão.

De forma similar ao que é feito para os demais empreendimentos termelétricos, o *Valor Esperado do Custo de Operação – COP* e o *Valor Esperado do Custo Econômico de Curto Prazo – CEC* são calculados utilizando-se as fórmulas (7) e (9) descritas no item 4.

Cabe lembrar que, o *Custo Variável Unitário – CVU* das usinas à biomassa deve ser ZERO e, portanto, o *Valor Esperado do Custo de Operação – COP* também será ZERO.

A metodologia de cálculo da Garantia Física para empreendimentos à biomassa está descrita na Portaria MME 258/2008 ou na Portaria MME nº 735, de 17 de agosto de 2010, quando couber. Para estas usinas a disponibilidade de energia para o sistema é definida pelo empreendedor, devendo este informar os valores mensais em MW médios.



## 6. Aplicação da Metodologia para Usinas Eólicas

A metodologia de cálculo de ICB será aplicada também para os empreendimentos de geração de energia eólica que negociem energia elétrica através de Contratos de Disponibilidade de Energia.

A garantia física de energia "GF" associada a uma usina eólica é calculada conforme Portaria MME 258/2008. A partir da garantia física, de forma similar ao que é feito para os demais empreendimentos termelétricos, o *Valor Esperado do Custo de Operação – COP* e o *Valor Esperado do Custo Econômico de Curto Prazo – CEC* para as usinas eólicas são calculados utilizando-se as fórmulas (7) e (9) descritas no item 4 e o ICB é calculado a partir da fórmula (2) apresentada no item 3.

Cabe lembrar que, sendo ZERO o *Custo Variável Unitário – CVU* das usinas eólicas, o *Valor Esperado do Custo de Operação – COP* será ZERO também.

Para efeito de apuração do índice CEC, a geração estimada do empreendimento de energia eólica ("Gera<sub>m</sub>") será considerada igual aos valores mensais declarados para habilitação técnica no compromisso firme de entrega de energia ao SIN ("E<sub>m</sub>").

## 7. Aplicação da Metodologia para Usinas Termelétricas a GNL com despacho antecipado

Para essas usinas se aplica a metodologia de cálculo de ICB descrita no documento EPE-DEE-RE-087/2007 originalmente emitido em 30.08.2007, que consubstancia os trabalhos desenvolvidos no âmbito da Comissão de Leilões, coordenado pelo MME, com a participação da ANEEL, ONS, CCEE e EPE. Tal documento é referenciado na Portaria do MME de Nº 253, de 05.09.2007 e também leva em conta a Resolução Normativa Nº 282, de 01.10.2007, da ANEEL.