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

Metodologia de Cálculo

Leilão de Fontes Alternativas – Maio de 2007

Empresa de Pesquisa Energética

Ministério de Minas e Energia
GOVERNO FEDERAL

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

GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
MME/SPE

Ministério de Minas e Energia
Ministro
Silas Rondeau Cavalcante Silva

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético
Márcio Pereira Zimmermann

Diretor do Departamento de Planejamento Energético
Iran de Oliveira Pinto

Metodologia de Cálculo

Leilão de Fontes Alternativas
Maio de 2007

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
Mauricio Tiomno Tolmasquim

Diretor de Estudos Econômicos e Energéticos
Amilcar Guerreiro

Diretor de Estudos de Energia Elétrica
José Carlos de Miranda Farias

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustível
Mauricio Tiomno Tolmasquim (Interino)

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
Mauricio Tiomno Tolmasquim
José Carlos de Miranda Farias

Coordenação Executiva
Talita de Oliveira Porto

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

Nº EPE-DEE-RE-031/2007-r0
Data: 20 de abril de 2007

Índice

Objetivo *4*
Introdução *5*
Índice de Custo Benefício (ICB) de Empreendimentos de Geração – Conceituação *7*
Metodologia de Cálculo do ICB *10*
Calculo dos Custos Marginais de Operação (CMO) **10**
Procedimento de cálculo do ICB **10**
Aplicação da Metodologia para Usinas Termelétricas que utilizam Biomassa *13*
Informações de Dados das Usinas à Biomassa **13**
Aplicação da Metodologia para Usinas Eólicas *14*

Objetivo

A presente Nota Técnica 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*.

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 das 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 análogos aos antigos *Contratos Iniciais*, ou aos anteriormente denominados *Contratos Bilaterais de Energia*, os quais devem prever 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 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 (ONS) emite um comando de despacho para a referida usina, este custo é pago pelo consumidor através do Custo Variável Unitário declarado pelo agente vendedor para participar do Leilão.

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 com 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.

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 aproximadamente pelo acréscimo observado na Energia Assegurada (EA) do sistema existente devido à inclusão daquele empreendimento (ganho de EA em primeira adição).

Na prática, o benefício energético de um novo empreendimento de geração corresponde legalmente à sua Garantia Física (ou Energia Assegurada), que é calculada à época do seu leilão aplicando-se a metodologia da Portaria MME nº 303, de 18/11/2004.

O *custo global* de um empreendimento de geração 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 variável de O&M, e ao valor esperado do custo econômico de curto prazo.

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:

$$ICB = \frac{Custos\,Fixos + E\,(Custo\,de\,Operação) + E(CustoEcon.Curtoprazo)}{Garantia\,Física}$$

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), 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")

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 Custo Marginal de Operação – CMO e estes estarão limitados ao preço de liquidação das diferenças – PLD mínimo e máximo, conforme valores vigentes estabelecidos pela ANEEL . Seu valor também é função do nível de inflexibilidade no despacho da usina e do custo variável de O&M, declarados pelo empreendedor. Trata-se, portanto, 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 *Garantia Física - GF* corresponde à Energia Assegurada (*em MWmédio*) do empreendimento de geração e também é função do nível de inflexibilidade no despacho da usina e do seu custo variável de O&M, 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:

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

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

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

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

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);

QL é a Quantidade de Lotes (de no mínimo 1 MWmédio) ofertada para o ACR ***limitada a GF*** (igual a x.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 a ser fornecida por um empreendimento (ou parte dele) aos seus compradores (agente distribuidor), durante o prazo de vigência do contrato por disponibilidade de compra e venda de energia.

Metodologia de Cálculo do ICB

CALCULO 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 mesmo critério de despacho das usinas termelétricas usado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), tendo em vista a otimização da operação energética integrada do SIN, conforme definido nos Procedimentos de Rede, aprovados pela ANEEL.

Cumpre 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, quando então faz jus a receber *Encargos por Serviços ao Sistema*.

Devido à sua imprevisibilidade, os custos e/ou receitas advindas da geração por razões elétricas, situação (2), 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 (CV) 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:

$$\left\{\begin{array}{ll} se & CMO_{s,c,m} \geq CV \Rightarrow Gera_{c,m} = Disp_m \\ se & CMO_{s,c,m} < CV \Rightarrow Gera_{c,m} = Inflex_m \end{array}\right\} \qquad (4)$$

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);

$CMO_{s,c,m}$ é o custo marginal de operação do submercado onde está localizada a usina para cada cenário, para cada mês, em R$/MWh;

CV é o custo variável unitário da usina termelétrica, em R$/MWh;

$Gera_{c,m}$ é a geração da usina termelétrica em cada mês, para cada possível cenário, em MWmédios;

$Inflex_m$ é o nível de inflexibilidade de despacho (ou geração mínima obrigatória) da usina termelétrica, para cada mês, em MWmédios;

$Disp_m$ é a disponibilidade (ou geração máxima mensal) da usina termelétrica, em MWmédios.

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

$$Disp = Pot \times FC\max \times (1 - TEIF) \times (1 - IP) \qquad (5)$$

onde,

Pot é a potência instalada da usina em MW;

FCmax é o percentual da potência instalada que a usina consegue gerar continuamente;

TEIF corresponde a taxa média de indisponibilidade forçada;

IP corresponde a taxa de indisponibilidade programada.

O custo variável mensal de operação leva em conta o gasto adicional da usina, considerada como um todo, quando esta tiver que 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 Custo de Operação ***COP*** como segue:

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

onde,

CV 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:

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

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 as 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. Independentemente do valor do seu CV, a diferença entre a Garantia Física e a Geração despachada da usina (exposição no mês) é valorizada pelo CMO como segue:

$$CEC_{c,m} = CMOs_{s,c,m} \times (GF - Gera_{c,m}) \times nhoras_m \qquad (8)$$

onde,

GF é garantia física da usina termelétrica em MWmédios.

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:

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

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

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

Aplicação da Metodologia para Usinas Termelétricas que utilizam Biomassa

INFORMAÇÕES DE DADOS DAS USINAS À BIOMASSA

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

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 3.

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

A metodologia de cálculo da Garantia Física para empreendimentos à biomassa bagaço cana está descrita na Informação Técnica nº EPE-DEE-IT003/2006-r0 disponível no site da EPE. Para estas usinas a disponibilidade de energia para o Sistema é definida pelo empreendedor, devendo este informar os valores mensais em MWmédios. Como a Inflexibilidade da usina, a cada mês, é igual à sua Disponibilidade informada, a Garantia Física do empreendimento será dada por:

$$GF = \sum_{m=1}^{12} Disp_m \Big/ 12 \qquad (11)$$

onde,

GF é a garantia física da usina em MWmédios;

Disp$_m$ é a disponibilidade mensal da usina declarada pelo empreendedor em MWmédios.

Aplicação da Metodologia para Usinas Eólicas

Para o leilão de fontes alternativas previsto na Portaria MME nº 31, de 15 de fevereiro de 2007 estão inscritos empreendimentos de geração de energia eólica e, de acordo com a Portaria MME nº 55, de 23 de março de 2007, as usinas eólicas terão a sua energia elétrica negociada através de Contratos de Disponibilidade de Energia.

Desta forma, a metodologia de cálculo de ICB será estendida para essas usinas, considerando as premissas a seguir:

A garantia física de energia "GF" associada a uma usina eólica é calculada pela expressão (12), e encontra-se detalhada na Nota Técnica EPE-DEE-RE-032/2007r0:

$$GF = \frac{\sum_{m=1}^{12} E_m}{8760} \qquad (12)$$

Onde:

E_m: compromisso firme de entrega de energia ao SIN, em cada mês "m" e em MWh, apresentada pelo agente na "DECLARAÇÃO DA QUANTIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA DISPONIBILIZADA AO SISTEMA ELÉTRICO", e que deve ser menor ou igual aos valores estimados de produção de energia apresentados na certificação da medição anemométrica[1].

A partir da garantia física descrita acima, 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 3 e o ICB é calculado a partir da fórmula (2) apresentada no item 2.

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 ("$Gera_m$") será igual aos valores mensais declarados no compromisso firme de entrega de energia ao SIN ("E_m").

[1] Conforme NT "Empreendimentos Eólicos – Instruções para o Cadastramento e Habilitação Técnica com Vistas à Participação nos Leilões" publicada pela EPE.