

Índice Custo Benefício (ICB) de Empreendimentos de Geração Termelétrica

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

Metodologia de Cálculo



GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Wellington Moreira Franco

Secretário Executivo

Márcio Félix

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Eduardo Azevedo Rodrigues

Secretário de Energia Elétrica

Fabio Lopes Alves

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis

João Vicente De Carvalho Vieira

Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral

Vicente Humberto Lôbo Cruz

Índice Custo Benefício (ICB) de Empreendimentos de Geração Termelétrica

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

Metodologia de Cálculo



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

José Mauro Ferreira Coelho (Substituto)

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Amílcar Gonçalves Guerreiro

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

José Mauro Ferreira Coelho

Diretor de Gestão Corporativa

Alvaro Henrique Matias Pereira

Coordenação Geral

Amílcar Guerreiro

Coordenação Executiva

Jorge Trinkenreich

Equipe Técnica

Hermes Trigo da Silva

Patricia Costa Gonzalez de Nunes

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

Nº EPE-DEE-RE-038/2018-r0

Data: 16 de maio de 2018

Índice

1. Objetivo	5
2. Introdução	5
3. Índice de Custo Benefício (ICB) de Empreendimentos de Geração - Conceituação	6
4. Metodologia de Cálculo do ICB	8
4.1. Cálculo do ICB para usinas termelétricas despachadas centralizadamente com CVU não nulo sem despacho antecipado.....	8
4.2. . Cálculo do ICB para Usinas Termelétricas a GNL com despacho antecipado	11
4.3. Cálculo do ICB para Usinas Termelétricas com CVU nulo	11

Histórico de Revisões

Rev.	Data	Descrição
0	16/05/2018	Original

1. Objetivo

Este documento tem por objetivo apresentar os conceitos básicos e a metodologia de cálculo do Índice de Custo Benefício (ICB) utilizado para a ordenação econômica de empreendimentos de geração termelétricos em leilões de compra de energia proveniente de novos empreendimentos de geração.

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 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*.

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.

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 de um novo empreendimento de geração corresponde à sua Garantia Física, que é calculada à época do leilão onde é licitada a sua contratação, aplicando-se o critério definido na Resolução nº 9, de 28 de julho de 2008, do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE e a metodologia estabelecida na Portaria MME nº 101, de 22 de março de 2016.

O valor esperado do *custo total* de um empreendimento de geração termelétrico 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), que corresponde ao valor líquido das transações no mercado de diferenças de curto prazo, contabilizado pela CCEE.

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:

$$ICB = \frac{CustosFixos + E (CustosdeOperação) + E (CustoEconCurto prazo)}{GarantiaFísica}$$

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)*, para usinas despachadas centralizadamente com CVU não nulo, é função do nível de inflexibilidade no despacho da usina (contratos de combustível “take or pay”), do CVU, calculado a partir do *fator “i”*¹ e do custo variável de O&M, declarados pelo empreendedor, os quais determinam sua condição de despacho estimado também em função 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.

¹ Fator “i” – Fator de Conversão que considera não só o rendimento da máquina, mas ainda outros custos e taxas assumidas pelo empreendedor.

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, valoradas aos preços de liquidação das diferenças – PLD. Esta parcela corresponde ao valor acumulado das liquidações no mercado de curto prazo, feitas com base no CMO, este último limitado ao 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 MWh médio)* do empreendimento de geração.

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:

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

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

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);

QL é a quantidade de lotes ofertados;;

l é o lote mínimo definido para o leilão;

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 do leilão aplicando-se a expressão (2) com base: no valor de Receita Fixa (RF); considerando-se a quantidade de lotes multiplicada pelo lote mínimo como a oferta submetida pelo empreendedor na ocasião do leilão, limitada a sua garantia física; 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 comparação de projetos de empreendimentos de geração 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 do empreendimento para o comprador (agente distribuidor), durante o prazo de vigência do contrato por disponibilidade de energia, nas condições assumidas para o leilão.

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 o modelo NEWAVE. Como resultado desta simulação, obtém-se uma planilha de valores de CMO, para cada um dos subsistemas considerados, a qual é publicada pela EPE.

O conjunto de CMO é o mesmo para todas as usinas.

A seguir serão detalhados os procedimentos de cálculo do ICB para cada um dos diversos tipos de usinas termelétricas.

4.1. Cálculo do ICB para usinas termelétricas despachadas centralizadamente com CVU não nulo sem despacho antecipado

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 lembrar que uma usina termelétrica pode vir a gerar acima de sua inflexibilidade declarada nas 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; e
- (3) por determinação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE.

Devido a sua característica conjuntural, os custos e/ou receitas advindos da geração por razões elétricas, não são considerados no cálculo do ICB. Da mesma forma, não são considerados os custos e/ou receitas decorrentes de despachos por determinação do CMSE.

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 ou igual 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:

$$\text{Se } CMO_{s,c,m} \geq CVU \Rightarrow Gera_{c,m} = Disp_m \quad (4)$$

$$\text{Se } CMO_{s,c,m} < CVU \Rightarrow Gera_{c,m} = Inflex_m$$

onde,

s corresponde ao índice de cada subsistema (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 60);

p corresponde ao índice de cada patamar (por exemplo, 1 a 3);

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

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

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

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

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

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_{max} é o percentual da potência instalada que a usina consegue gerar continuamente;

$TEIF$ corresponde à taxa média de indisponibilidade forçada, em %;

IP corresponde à taxa de indisponibilidade programada, em %.

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:

$$COP_{p,c,m} = CVU \times (Gera_{p,c,m} - Inflex_m) \times n_{horas_m} \times Pat_{p,m} \quad (6)$$

onde,

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

N_{horas_m} é o número de horas do mês em questão;

$Pat_{p,m}$ é a proporção da duração do patamar de carga em questão, sendo igual a 1 em caso de patamar único.

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

$$COP = \frac{\sum_{m=1}^M \sum_{c=1}^C \sum_{p=1}^P COP_{p,c,m}}{M \times C} \times 12 \quad (7)$$

onde,

P corresponde ao número de patamares (por exemplo, 1);

C corresponde à quantidade de cenários hidrológicos (por exemplo, 2000);

M corresponde ao número de meses (por exemplo, 60);

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:

$$CEC_{p,c,m} = CMO_{s,p,c,m}^* \times (GF - Gera_{p,c,m}) \times n_{horas_m} \times Pat_{p,m} \quad (8)$$

onde,

GF é garantia física da usina termelétrica em MW médios;

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:

$$CEC = \frac{\sum_{m=1}^M \sum_{c=1}^C \sum_{p=1}^P CEC_{p,c,m}}{M \times C} \times 12 \quad (9)$$

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

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

4.2. Cálculo do ICB para Usinas Termelétricas a GNL com despacho antecipado

Para usinas com opção pelo despacho antecipado, o cálculo da garantia física segue a metodologia definida na Portaria MME nº 101/2016, com modelagem da antecipação do despacho térmico para as usinas a GNL, conforme funcionalidade disponível no modelo NEWAVE².

Dessa forma, considerando internalizada no modelo NEWAVE também a decisão de operar as usinas com despacho antecipado, para fins de contabilização dos valores de COP e CEC utiliza-se uma tabela de benefício de despacho antecipado ($benGNL$)³.

Assim, para efeito de apuração dos índices de COP e CEC de usinas termelétricas a GNL com despacho antecipado, para cada cenário, temos:

$$\text{Se } benGNL_{s,c,m-l,l} \geq CVU \Rightarrow Gera_{c,m} = Disp_m \quad (11)$$

$$\text{Se } benGNL_{s,c,m-l,l} < CVU \Rightarrow Gera_{c,m} = Inflex_m$$

Onde:

$benGNL_{s,c,m-l,l}$ é o benefício de despacho antecipado de GNL para o subsistema s , cenário c , mês $m-l$, com antecipação de l meses;

l é o "lag" da usina, número de meses para o despacho antecipado.

O *Valor Esperado do Custo de Operação – COP* e o *Valor Esperado do Custo Econômico de Curto Prazo – CEC* para as usinas termelétricas a GNL com despacho antecipado são calculados utilizando-se as fórmulas (7) e (9) descritas no item 4.1 e o ICB calculado a partir da fórmula (2) apresentada no item 3.

4.3. Cálculo do ICB para Usinas Termelétricas com CVU nulo

Para as usinas a biomassa com CVU igual a zero, a inflexibilidade é igual à disponibilidade de energia declarada pelo empreendedor no cadastramento com vistas à obtenção da habilitação para participação do leilão.

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 4.1.

Cabe lembrar que para usinas à biomassa com *Custo Variável Unitário – CVU* igual a ZERO, o *Valor Esperado do Custo de Operação – COP* é nulo.

² No modelo Newave, deve ser habilitado o flag de despacho antecipado no arquivo de dados gerais (dger), assim como deve modelada a operação com despacho antecipado das usinas existentes com essa característica no arquivo de dados de antecipação de despacho térmico (adterm). Adicionalmente, deve ser criada uma usina fictícia a GNL com disponibilidade nula em cada um dos subsistemas, de modo que a funcionalidade seja ativada em todos.

³ Tabela $benGNL$ é uma saída do programa Nwlistop, cujos valores representam uma estimativa do valor esperado de CMO para " l " meses adiante, quando a usina será efetivamente despachada.

A metodologia de cálculo da Garantia Física para empreendimentos à biomassa está descrita na Portaria MME 101/2016, na Portaria MME nº 484, de 24 de agosto de 2012, ou na Portaria MME nº 564, de 17 de outubro de 2014, quando couber.