

**GRUPO VI
GRUPO DE ESTUDO DE ASPECTOS EMPRESARIAIS (GAE)**

**METODOLOGIA PARA PLANEJAMENTO E AVALIAÇÃO ECONÔMICA DE PROJETOS DE
GERAÇÃO DE ENERGIA**

Alfredo Lamêgo Duarte *

GASMIG/CEMIG

RESUMO

Este trabalho descreve os componentes de custos típicos, discute os fatores que influenciam os custos de geração e os métodos econômicos para tomada de decisões, incluindo o custo nivelado unitário de energia e a razão custo/benefício.

PALAVRAS-CHAVE

Geração – Planejamento – Investimento – Energia – Usinas

1.0 – DEFINIÇÕES DE COMPONENTES DE CUSTO

Os custos das opções de geração são subdivididos em três categorias principais: a) Custos de Investimento (projeto e construção, comissionamento, treinamento inicial, custos posteriores de investimento, descomissionamento); b) Custos de Operação, Manutenção e Administração (Diretos e Indiretos); e c) Custos de Combustível (aquisição, estoque, acomodação de rejeitos, etc.). Modelos de custos são usados como um guia para assegurar que todos os componentes relevantes dos custos sejam considerados nas avaliações de opções de geração.

As seções seguintes descrevem de maneira mais detalhada os componentes de custo em cada uma das três categorias principais de custos.

2.0 – DESCRIÇÃO DOS COMPONENTES DE CUSTOS

2.1 Custos iniciais de investimentos

2.1.1 Custos de projeto e construção

Os custos de Projeto e Construção se referem aos custos de se construir a planta e incluem o projeto de engenharia da planta (incluindo os esforços desenvolvidos para obter todas as aprovações, inclusive quanto ao aspecto ambiental), o trabalho envolvido na sua construção (engenheiros, planejadores, empreiteiras, operários, etc.), o custo dos materiais utilizados e custos com escritório sede e outros custos de administração.

Um certo valor de contingência é normalmente adicionada à estimativa dos custos de Projeto e Construção, em razão de incertezas nos cálculos de custos e também na execução do projeto.

A estimativa é preparada através do exame de cinco categorias principais de custos:

- construção
- materiais permanentes
- custos de engenharia
- custos de *overhead*; e
- contingências

2.1.2 Custos de comissionamento

Se referem aos custos de testes de operação e checagem da unidade geradora para assegurar que ela terá um desempenho como o planejado, antes que a unidade entre em operação comercial. Estes custos são divididos em cinco categorias:

- mão de obra para comissionamento da unidade
- materiais e serviços comprados
- combustível utilizado durante o comissionamento
- um crédito para o valor da energia produzida no comissionamento
- *overhead* e contingências

2.1.3 Custos de treinamento inicial

Se referem ao treinamento de pessoal de gerenciamento, operação e manutenção quanto aos procedimentos corretos para o gerenciamento, a operação e a manutenção da unidade geradora. Estes custos são considerados como parte dos custos iniciais de investimento.

Dividem-se em três categorias:

- mão de obra
- despesas gerais
- *overhead* e contingências

2.2 Custos posteriores de investimento

Consistem de duas categorias: modificações de investimento e descomissionamento.

2.2.1 Modificações de investimento

São gastos que ocorrem quando as usinas geradoras já se encontram em funcionamento. Estes custos são diferentes dos custos de manutenção na medida em que eles são feitos em função da adição de equipamentos que aperfeiçoam a planta original, ou na substituição de um componente importante da usina que tenha vida útil menor que a usina como um todo. Um exemplo seria a substituição de um motor da bomba principal.

Gastos com modificações de investimento são adicionados ao valor contábil da usina geradora e são depreciados durante o período da vida útil restante da unidade geradora.

Os custos de modificações de investimento podem ser divididos em quatro categorias:

- Projetos elaborados para manter o nível de serviço da unidade, por exemplo, através da reposição de componentes gastos.
- Retirada de unidades da usina, que são aqueles projetos necessários para a reposição de componentes de curta vida útil.

- As peças de reposição mais importantes são itens muito caros, tais como os rotores do gerador, os rotores da turbina e os estatores do gerador, os quais não estão incluídos no estoque de peças de reposição em operação normal que são compradas quando a usina é construída e estão incluídas nos custos iniciais de investimento.
- Pode haver também outros custos posteriores de investimento imprevistos que ocorrem de tempos em tempos e que não se encaixam em nenhuma das categorias listadas acima.

2.2.2 Descomissionamento

Esses custos cobrem as seguintes atividades:

- demolição de todas as construções e estruturas
- comercialização de equipamentos e materiais vendáveis
- acomodação de equipamentos e materiais não-vendáveis
- tampamento de túneis e tubos de resfriamento enterrados, para tornar o local seguro; e
- paisagismo

Presume-se que não haveria lucro proveniente da venda de terra e que os lucros advindos da comercialização de equipamentos e materiais vendáveis não seriam consideráveis.

2.3 Custos de operação, manutenção e administração (OM&A)

Incluem-se aí todos os custos associados com a operação diária de uma usina. Neste sentido, estes custos se dividem em OM&A Diretos e Indiretos.

Para a planta de FGD (Flue Gas Desulphurization), OM&A também inclui custos de reagente e de acomodações de rejeitos.

Os custos de OM&A para a planta SCR (Selective Catalytic Reduction) são apresentados como um único item. Eles incluem os mesmos elementos de custo que a planta de FGD, mas devido ao seu tamanho relativamente pequeno não são divididos em componentes.

2.3.1 Custos diretos de OM&A

Esses custos incluem mão de obra, compra de material, serviços contratados e treinamento diretamente associados com a construção e operação da usina geradora.

2.3.2 Custos indiretos de OM&A

Incluem os custos de apoio a grupos tais como de projeto, pesquisa, treinamento e outras funções

necessárias a execução do trabalho direto e que não se encontram entre os custos diretos mencionados acima.

2.4 Componentes de custos de combustível

Esta seção discute os processos de estimativa e a exatidão dos componentes de custos de combustível. A divisão dos custos de combustível tem três componentes: aquisição, estoque e acomodação de rejeitos.

2.4.1 Aquisição

A aquisição é o componente dominante. Os fatores principais na determinação da estimativa para este componente são o preço do combustível e a eficiência térmica da opção. A aquisição inclui também custos tais como mineração, refino e transporte.

2.4.2 Estoque

São os custos de armazenamento de combustível. Por exemplo, um estoque de 6 meses de carvão seria normalmente mantido para a segurança do fornecimento. O custo de Estoque é o custo de manutenção do combustível para o período desde quando ele é pago até quando é utilizado.

2.4.3 Acomodação de rejeitos

Esses custos cobrem o custo de transporte e acomodação de combustível usado ou seus subprodutos.

3.0 – FATORES QUE INFLUENCIAM OS CUSTOS

A seção anterior discutiu os componentes de custo que devem ser considerados na avaliação das opções de geração. Vários fatores devem ser levados em conta na avaliação das estimativas destes componentes de custo, os quais influenciam a estimativa final de custos para usinas. Alguns destes fatores são os seguintes:

- Maturidade da concepção do projeto/experiência da empresa
- Tamanho da unidade
- Usina de uma ou mais unidades e tamanho do projeto
- Localização e condição do local
- Tempo entre unidades/usinas (se mais de uma)

3.1 Maturidade da concepção do projeto / experiência da empresa

A maturidade da concepção do projeto se refere a quanta experiência existe no estado, no país e/ou no

mundo na construção e operação deste tipo de usina geradora.

As estimativas de custo tendem a se aperfeiçoar na medida em que uma concessionária adquire mais experiência na construção de usinas geradoras de uma determinada tecnologia. Isto não significa que usinas mais novas de um mesmo tipo sejam mais baratas, mas apenas que passa-se a esperar menos imprevistos com relação a elas.

3.2 Tamanho da unidade

Unidades maiores tendem a ser menos onerosas em termos de custos específicos de capacidade (US\$/kW), em decorrência das economias de escala. Isto tende a ser mais perceptível no caso do componente de custo de investimento. Custos diretos de OM&A, da mesma maneira que *overheads* empresariais podem ser menores em razão das economias de escala.

3.3 Usina de uma ou de múltiplas unidades e tamanho do projeto

A sabedoria convencional diz que usinas com várias unidades instaladas são mais baratas de construir e operar que usinas de uma só unidade, porque mais de uma unidade no mesmo local permite o compartilhamento de serviços comuns (por exemplo, tomadas de água, cercas de segurança, algumas construções) e melhor aproveitamento do pessoal de operação e manutenção.

Custos de engenharia também podem ser mais baixos porque projetos repetidos não exigem o mesmo trabalho de engenharia. Porém, estas reduções de custo devem ser comparadas com os custos e probabilidades das falhas comuns. Embora haja economias de escala, a concessionária poderá não ser capaz de suportar financeiramente a construção de mais de uma unidade daquele determinado tipo de usina. Entretanto, se a concessionária está adotando um programa de construção de várias usinas de um mesmo tipo, em diferentes locais, torna-se possível a redução de custos em razão de fatores como: i) reutilização de projetos de engenharia; ii) repetição de técnicas de construção e reaproveitamento do pessoal; iii) otimização das organizações de serviços e do pessoal operacional, incluindo o pessoal técnico e administrativo.

3.4 Localização e condição do local

Usinas construídas em locais próximos a centros populacionais, de fácil acesso e/ou que possam já ter uma usina geradora no local tendem a ser menos onerosas que unidades ou plantas construídas em aproveitamentos distantes ou novos. Aproveitamentos

distantes levariam a maiores custos com transporte para deslocar equipamentos e pessoal, provavelmente exigiriam a construção de vias de acesso e poderiam exigir da concessionária o pagamento de vantagens e/ou benefícios ao pessoal operacional para que viva e trabalhe no local.

3.5 Tempo entre unidades/usinas

Se mais de uma usina de um mesmo tipo ou de tipo similar está sendo construída, o custo das usinas subsequentes tende a ser mais baixo, caso a usina anterior tenha sido construída recentemente. Isto permite à concessionária a manutenção da base técnica (engenheiros de projeto, empreiteiras, fornecedores, pessoal de comissionamento e pessoal operacional e de manutenção) que ela desenvolveu para a construção da primeira planta e das subsequentes. Se o período entre a construção das usinas é muito longo, a base técnica tende a se desfazer.

4.0 – CUSTOS INDIRETOS E OVERHEADS EMPRESARIAIS

O trabalho associado à operação de uma usina geradora pode ser dividido em duas categorias: trabalho direto e trabalho indireto.

O trabalho direto envolve aquelas atividades, usualmente desenvolvidas no local da usina, que são necessárias para a construção e operação da usina geradora. Exemplos deste tipo de trabalho incluem o pessoal efetivo de operação e manutenção e a administração local da usina.

O trabalho indireto inclui atividades como a administração central e regional, pessoal de suporte técnico centralizado, possivelmente algumas das funções de compra e outras funções “empresariais” tais como as pertinentes a finanças, planejamento corporativo, negócios públicos e suporte jurídico/legal.

Na formulação de estimativas do custo de usinas geradoras, deve-se levar em conta o impacto da adição de novas usinas ao sistema no nível do trabalho indireto, e os números correspondentes deverão ser considerados.

5.0 – PROCESSO DE ESTIMATIVA E SUA EXATIDÃO

5.1 Custos de investimento

O processo de estimativa de custos de investimento envolve sondagens junto a fabricantes e fornecedores para informações sobre os custos de investimento dos equipamentos para projetar as estimativas de custo. Na

maioria dos casos estas estimativas de custo não foram adaptadas às condições do Brasil e não foram produzidas tendo em mente um local específico. Consequentemente, estas estimativas de custo são mais indicativas de custos internacionais que propriamente de custos no Brasil, e na maioria dos casos não são consideradas mais exatas que +/- 20 a 30%. Porém, tais avaliações seriam suficientemente exatas para fornecer uma indicação da validade de se adotar ou não uma determinada opção.

5.2 Custos de operação e manutenção (O&M)

Estimativas para custos de operação e manutenção (O&M) são obtidas, tanto quanto possível, estimando-se o número de pessoal de O&M necessário e aplicando estimativas quanto às taxas típicas de remuneração de pessoal de O&M, chegando-se assim ao custo total anual. Estes custos incluem todos os custos e encargos incorridos (i.e., todos os pagamentos referentes a férias, pensões, custos com saúde etc.).

5.3 Custos de combustível

Embora este estudo não tenha fornecido estimativas de custos de opções de geração para locais específicos, tentou-se, na medida do possível, estimar os custos de combustível numa base lançada para um aproveitamento “típico”. Na maioria dos casos, a margem de erro na avaliação destes custos se situa dentro de +/- 20%.

6.0 – FATORES DE AUMENTO REAL E TAXA DE DESCONTO

Na preparação de análises econômicas de opções de geração, é necessário calcular o custo das opções usando-se indicadores financeiros consistentes. Os indicadores necessários são as taxas esperadas de juros reais e nominais, a inflação, as taxas de aumento real para os componentes dos custos das opções de geração e a taxa de desconto a ser aplicada para aquela concessionária.

A taxa de desconto é uma estimativa de quanto custaria ao empreendedor o levantamento de recursos monetários para financiar projetos. De outra maneira, pode-se vê-la como o retorno mínimo requerido para o dinheiro investido em um projeto de modo que ele possa ser considerado econômico. Ela é levantada calculando-se a previsão de financiamento do custo médio ponderado da dívida e do patrimônio. A taxa de desconto assumida é muito importante na comparação de opções de geração. Uma vez que taxas de desconto altas tendem a reduzir a importância dos fluxos de caixa no final da vida útil de um projeto, taxas de desconto altas tendem a favorecer opções de baixo

custo de investimento e alto custo operacional, sobre opções de alto custo de investimento e baixo custo operacional. De maneira oposta, taxas de desconto baixas tendem a favorecer opções de alto custo de investimento e baixo custo operacional, sobre opções de baixo custo de investimento e alto custo operacional.

7.0 – MÉTODOS DE AVALIAÇÃO ECONÔMICA

Até agora, a grande maioria das concessionárias de energia vem construindo principalmente geração hidrelétrica. O método de avaliação econômica concebido para elencar adições potenciais ao sistema (Integrado-Interligado) para opções hidrelétricas tem sido bem adaptado à tarefa em questão, o que envolvia comparações entre opções da mesma tecnologia de geração e opções com características muito semelhantes. Porém, neste estudo, muitas opções cobrindo várias tecnologias diferentes podem ser comparadas. Por conseguinte, é necessário usar um método ou métodos que sejam apropriados a este tipo de comparação.

Os dois principais métodos usados neste estudo são o Método de Custo Nivelado Unitário de Energia (Levelized Unit Energy Cost Method - LUEC) e o Método de Análise da Razão de Custo/Benefício (C/B). Além destes dois métodos de avaliação econômica, duas medidas suplementares, a Razão da Proporção de Custos Fixos e o Período de Retorno do Investimento (Crossover Period) devem também serem calculados.

A razão da utilização destas duas medidas é que elas fornecem informações adicionais (não existentes nos métodos LUEC e C/B) sobre os riscos associados às Opções e sobre o tempo considerado na avaliação dos custos e benefícios. Estes métodos de avaliação econômica serão bem definidos abaixo, assim como algumas das vantagens e desvantagens do método LUEC e do método de Análise de Custo/Benefício.

7.1 Método do custo nivelado unitário de energia (LUEC)

O Custo Nivelado Unitário de Energia é um valor unitário (normalmente expresso em US\$/MWh) que representa o custo da eletricidade gerada por uma opção durante toda a sua existência.

7.2 A Razão Custo/Benefício

A razão custo/benefício é definida como o valor presente dos custos de uma opção de geração dividido pelo valor presente dos benefícios daquela opção.

7.3 A Razão da proporção de custos fixos

A Razão da Proporção de Custos Fixos é definida como a razão entre os custos de investimento de uma opção e os custos totais dessa opção. É utilizada para destacar, com objetivos de tomada de decisão, aquelas opções que têm custos de investimento altos relativamente aos custos totais do período de vida útil.

7.4 O Período de retorno do investimento

O Período de Retorno do Investimento é definido como: o número absoluto de anos decorridos até que o valor presente cumulativo dos benefícios de uma opção exceda o valor presente cumulativo dos custos, ou o número de anos decorridos até que os fluxos cumulativos de caixa da opção se igualem (i.e., tornem-se positivos) ao serem divididos pela vida total da opção, expressos de forma percentual.

O método de avaliação econômica mais comumente usado nos EUA e Canadá para comparar opções de geração numa mesma base ou em bases coerentes é o Método de Custo Nivelado Unitário de Energia - (LUEC). Conceitualmente, o LUEC é o valor presente dos custos da unidade de energia de uma opção em cada ano de sua vida útil operacional. Porém, matematicamente, uma vez que alguns custos ocorrem durante anos em que não há nenhuma energia sendo gerada pela opção (por exemplo, nos anos anteriores e posteriores à entrada em operação), o valor presente de todos os custos é dividido pelo valor presente da energia gerada pela opção por toda a sua vida útil para obter um valor unitário representativo do custo nivelado de unidade de energia do ciclo de vida útil da opção.

O LUEC é um método excelente de comparação e seleção de opções mas apresenta as seguintes desvantagens:

1. O LUEC é uma medida baseada em custos. Ela não considera explicitamente os benefícios da opção para o sistema. Assim, ao usá-la como um instrumento de seleção, só deverá ser aplicada à comparação de opções que resultem em benefícios similares para o sistema. Por exemplo, o LUEC não deve ser usado para comparar opções das quais se espera fatores de capacidade significativamente diferentes ao longo de suas vidas operacionais; p.ex., não se deve usar o LUEC para comparar uma opção de base (alto fator de capacidade) com uma opção de ponta (baixo fator de capacidade), uma vez que estas opções trazem benefícios muito diferentes ao sistema.
2. Mesmo quando o LUEC for usado para comparar opções com fatores de capacidade que tenham vida úteis semelhantes, deve-se fazê-lo com cuidado.

Por exemplo, ainda que duas opções possam ter fatores de capacidade muito semelhantes, seus valores para o sistema podem ser bem diferentes, pois uma opção pode ser continuamente despachável, ao passo que a outra opção pode não ser despachável, p.ex., só estar disponível quando sua fonte de combustível também o estiver. Exemplos de opções não-despacháveis são as opções de energia solar e eólica.

3. As medidas LUEC são muito dependentes das estimativas feitas com base em fatores econômicos. Desta maneira, a taxa de desconto (ou custo de oportunidade do investimento) pode afetar significativamente o ordenamento das opções.

Assim, um segundo método, o método de análise custo-benefício é recomendado como um complemento ao método LUEC.

O método custo-benefício apresenta a vantagem de considerar não somente os custos de uma opção mas também os seus benefícios, em termos de energia, ou, se necessário, o valor da energia calorífica ou outros subprodutos originados pela opção. O método de análise custo-benefício pode ser usado para analisar opções com características muito diferentes, por exemplo, diferentes fatores de capacidade e opções despacháveis contra opções não-despacháveis.

O método de análise custo-benefício oferece, por outro lado, a desvantagem de não fornecer sempre um ordenamento claro das opções; várias opções diferentes podem apresentar taxas custo-benefício apenas ligeiramente diferentes. E o método de análise custo-benefício é tão dependente quanto o método LUEC em relação às estimativas feitas com base em fatores econômicos.

Para usar a análise custo/benefício, é necessário dispor de bons métodos para se estimar não somente os custos, mas também os benefícios de uma opção.

8.0 – AVALIAÇÃO DE BENEFÍCIOS

O método para determinar os benefícios de uma opção de geração específica para o sistema não é sempre bem definido. Os benefícios para o sistema são de dupla natureza: a) a energia (MWh) fornecida pela opção de geração ao sistema; e b) a potência fornecida pela opção. Além disso, a localização de uma opção de geração proposta pode trazer outros benefícios, como por exemplo a postergação de obras de transmissão e distribuição e redução de perdas nas linhas de transmissão.

Os custos marginais de geração de energia devem ser

projetados e utilizados no cálculo da avaliação dos benefícios.

Os cálculos dos custos marginais de transmissão e distribuição e estimativas de perdas na linha de transmissão devem também ser utilizados na avaliação dos benefícios de opções de geração específicas.

Para um planejamento/avaliação de um projeto futuro, é necessário fazer uma profunda revisão dos métodos de cálculo tanto dos Custos Marginais de Geração do Sistema como dos custos de Transmissão e Distribuição.

9.0 – CUSTOS EXTERNOS

Os custos externos se referem aos impactos nas condições de vida e saúde, bem como os prejuízos ao meio-ambiente, provocados pelas emissões de partículas das usinas (carvão e gás) depois de exauridos todos os esforços de mitigação dos impactos ambientais. Por exemplo, ainda existem gases ácidos residuais de usinas a carvão, mesmo após tratamento extensivo dos gases de exaustão com equipamentos dessulfurizadores (FGD) para remoção de SO₂ e usinas de redução catalítica seletiva (SCR), para remoção de NO_x. Estas emissões residuais são causadoras potenciais de problemas respiratórios, e de danos ambientais devido à produção de chuva ácida. Do mesmo modo, com relação às opções nucleares, mesmo os mais rigorosos controles ambientais não podem garantir a existência de emissões radioativas para o meio-ambiente, ainda que reduzidas.

Durante a última década, têm sido desenvolvidos esforços muito amplos para documentar e quantificar os custos relacionados com estes efeitos ambientais residuais das usinas. Estas estimativas dos custos tendem a ser pequenas em comparação com o custo de construção da usina geradora, mas não podem, contudo, ser ignoradas.

REFERÊNCIAS

- (1) ONTARIO HYDRO. “Integrated Demand/Supply Planning Study”, Toronto (1989).
- (2) ONTARIO HYDRO. “Thermal Cost Review”, Toronto (1989)
- (3) ONTARIO HYDRO. “Alternative Energy Review”, Toronto (1989)
- (4) ONTARIO HYDRO. “Environmental Analysis to the Demand/Supply Plan”, Toronto (1989)