

Análise de benefício-custo: o caso dos projetos de transmissão de energia elétrica*

Luis E. Gutiérrez-Santos**

O artigo explica como a análise benefício-custo (ABC) pode ser usada na avaliação de projetos de transmissão. O enfoque tradicional, que consiste de um estudo que busca o custo mínimo no contexto do sistema global, usualmente fracassa na seleção do tamanho e da época ótimos de entrada em operação do projeto. O principal entrave na aplicação da ABC está associado à dificuldade de estimação dos benefícios do projeto. Do lado da demanda, esses benefícios são: a) o aumento da capacidade de ligação de novos consumidores à rede e o de possibilitar o acréscimo do consumo dos atuais usuários; b) a melhoria da confiabilidade do fornecimento, via redução tanto de flutuações de voltagem como de interrupções de serviço. Do lado do fornecimento, os benefícios são as reduções dos custos de investimento e de capital que resultam de: a) menor necessidade de investimento; b) melhor administração das necessidades de reservas e melhor operação das usinas; c) menores perdas de transmissão. O artigo apresenta uma exposição sistemática destes benefícios, concentrando-se nos do lado da demanda, pois estes são os menos conhecidos e os mais controversos.

1. Introdução; 2. Análise de demanda e oferta; 3. Análise de alternativas; 4. Benefícios; 5. Custos; 6. Resumo.

1. Introdução

A análise de benefício-custo (ABC) é necessária no processo de seleção dos melhores projetos para a economia. Pretende-se obter isto mediante respostas sucessivas a uma série de perguntas, tais como: Por que necessita-se do projeto? É a alternativa mais econômica? São seus benefícios superiores ao custo dos recursos comprometidos? Quem vai ser beneficiado pelo projeto? Etc. Cada resposta dirige a análise para responder à seguinte, e assim progressivamente até lograr-se definir o perfil econômico do projeto.

No campo da energia elétrica, a análise dos meios de geração, transmissão e distribuição combina objetivos múltiplos, alguns dos quais aparentemente em

* O autor agradece os comentários de Fernando Solis e Glen Westley. Os pontos de vista expressados neste artigo são de exclusiva responsabilidade do autor, e não refletem necessariamente as posições ou políticas oficiais do Banco Interamericano de Desenvolvimento nem do Centro de Assuntos Internacionais da Universidade de Harvard, onde o artigo foi concluído.

**Do Banco Interamericano de Desenvolvimento.

conflito. Assim, os critérios de engenharia buscam operar e expandir o sistema, mantendo padrões estabelecidos através da experiência. A administração da empresa persegue a rentabilidade financeira, considerando os custos do serviço e das restrições orçamentárias. Por sua vez, os usuários demandam a energia no momento e lugar de sua escolha com uma dada segurança no fornecimento. De tal maneira, o plano dos projetos elétricos se torna complexo, com mais de um objetivo a satisfazer. Este aparente conflito tem determinado, em larga medida, que o emprego da técnica de análise benefício-custo no setor de fornecimento de energia elétrica não esteja mais difundido.

O propósito deste trabalho é o de comprovar que a aplicação da ABC é possível no exame dos investimentos em transmissão e subtransmissão. Isto não se fará mediante uma apologia da ABC, mas apresentando os problemas concretos no seu emprego e o modo de resolvê-los. A técnica da ABC é superior ao enfoque tradicionalmente empregado pelas empresas elétricas. A análise tradicional se baseia em estudos elétricos e em critérios técnicos, selecionando-se projetos sob o ponto de vista empresarial, com base em uma simples minimização de custos, sem integrar os efeitos em outros objetivos em um indicador que permita apreciar a qualidade do projeto para a economia como um todo. A análise tradicional não interioriza as externalidades advindas do projeto, nem considera o custo de oportunidade dos recursos, nem os prováveis benefícios para a economia do país.

A vantagem da ABC sobre a análise tradicional é óbvia: permite uma maior eficiência na alocação de recursos. O cálculo, não só dos custos (onde termina a análise tradicional), mas também dos benefícios, permite hierarquizar, por um lado, os projetos de transmissão e, por outro, os de geração, bem como os de transmissão e distribuição, os quais disputam os fundos do limitado orçamento de investimentos. Dessa forma, a ABC contribui para o melhor uso dos fundos de investimento, sobretudo em períodos de crise financeira. A análise tradicional termina com a determinação da alternativa de menor custo. A ABC não pretende substituir esta fase, mas tão-somente complementá-la. Com efeito, as metodologias de minimização de custo e de benefício-custo não são competitivas nem mutuamente exclusivas, mas sim complementares. A primeira otimiza pelo lado da oferta, isto é, supõe um nível fixo de demanda, e, portanto, benefícios idênticos para todas as alternativas. Além disso, leva em conta somente os custos dos projetos examinados e seus impactos nos custos do sistema. Já a segunda pretende otimizar simultaneamente a oferta e a demanda, isto é, considera-se a relação entre os custos do projeto, as variações dos custos no sistema, os preços e a demanda.

A ênfase do trabalho corresponde à análise de projetos de transmissão entre sistemas estabelecidos, com propósitos de interconexão, de aumentar a capacidade de transmissão ou de evitar a deterioração (ou melhorar) da qualidade do serviço. Não se examinam projetos de transmissão a uma nova zona (sem sistema prévio), por considerar-se projetos de eletrificação nos quais a transmissão e a distribuição devem evoluir de maneira conjunta. Por sua vez não se examinam linhas de transmissão para escoar a energia de centrais sob execução, posto que devem ser calculadas como parte do projeto de geração.

2. Análise de demanda e oferta

O objetivo do estudo de demanda é o de determinar a extensão do mercado que o projeto abastece e as variáveis explicativas da demanda, para assim prognosticá-la da maneira mais realista possível. Os prognósticos de demanda são uma parte fundamental para apreciar a factibilidade do projeto e determinar sua data de início e sua escala. Nosso propósito não é examinar exaustivamente as metodologias de análises e de prognósticos de demanda, mas tão-somente apresentar as interrogações que se colocam e o enfoque que se recomenda. Assim, o estudo da demanda pretende determinar: a) a extensão do mercado; b) as variáveis que afetam seu crescimento; c) os prognósticos de energia e de potência.

Na maioria das empresas latino-americanas só se elaboram projeções de tendência e regressões simples entre o consumo global e o PIB total ou *per capita* sem incluir o preço, o que pode servir como uma primeira aproximação, mas não para decidir se convém ou não comprometer vários milhões de dólares. Os projetos de transmissão de energia elétrica são altamente intensivos em capital. Uma sobreestimação da demanda pode representar capital ocioso, que é custoso, sobretudo em condições de crise orçamentária. Uma subestima pode levar à operação de projetos caros, a uma degradação da qualidade do fornecimento, etc. Portanto, são necessários modelos mais adequados às incertezas do período da análise, e — em consequência — uma melhor especificação da demanda (incorporando outras variáveis explicativas, como o preço), e maior desagregação para prever com maior segurança. Convém distinguir a demanda, de acordo com a seguinte classificação:

- a) por sistemas;
- b) por usuários, e, dentro destes;
- c) por grandes consumidores.

Na definição da área de influência do projeto, determinam-se os possíveis nós de alimentação e de consumo do projeto. Que povoados, indústrias, comércio, etc. vai servir a linha de transmissão? Um problema que frequentemente se apresenta é como definir o mercado para um projeto cujos efeitos se estendem não somente a pontos de entrega, mas a outros centros de consumo por razões técnicas, tais como de estabilidade, etc.? Nestes casos, estende-se o mercado até que a maioria dos nós afetados pelo projeto estejam incorporados em sua área de influência.

O segundo passo corresponde a estudar a evolução do consumo e de suas variáveis explicativas. Como o consumo tem evoluído? Por que a evolução é desta maneira e não de outra? De que modo se satisfazia antes? O consumo tem sido satisfeito em sua totalidade? Em caso negativo, por quê? Etc. Como é natural, as observações do consumo não correspondem exatamente às da demanda, posto que pode haver demanda insatisfeita com o preço vigente por restrições de oferta.

No próximo passo, elaboram-se os prognósticos de consumo. Esta é uma das partes onde mais frequentemente se cometem erros de superestimação. De um grande número de metodologias para prever, nenhuma é absolutamente a melhor; a mais adequada depende do propósito do prognóstico, da disponibilidade de informações e dos recursos para a análise. Recomenda-se, não obstante,

começar com um método simples, terminando com um de índole analítico-expliativa, para assim poder simular cenários alternativos. O primeiro serve para se formar uma idéia das magnitudes, o segundo para ajustar os prognósticos e verificar quão consistentes são ante as incertezas que podem afetar as principais variáveis da demanda.¹

O quarto passo corresponde a analisar a oferta existente e futura, sem projeto. Nesta etapa, determinam-se de maneira geral, as alternativas requeridas para evitar parte (ou todas) das conseqüências desfavoráveis que resultam da análise conjunta da demanda prevista e da oferta existente. Isto é, relaciona-se a demanda futura com a capacidade sem (e com) os projetos considerados nesta etapa, determinando-se, no processo, a existência ou não dos seguintes efeitos: a) a energia e a potência que não se forneceriam se não se executasse o projeto; isto é, seu aporte líquido;

b) a troca líquida no nível qualitativo do serviço enquanto eletricidade que se interromperia devido a fatos aleatórios, os quais poderiam ser reduzidos graças ao projeto;

c) as poupanças nos custos variáveis de operação (incluindo combustíveis) das plantas térmicas existentes que não operariam (ou operariam menos) se a linha proposta estivesse em operação, e/ou a redução na reserva circulante graças ao projeto; e

d) a redução no nível de perdas de transmissão, quando o projeto aumentasse a capacidade de transporte, reduzindo, em conseqüência, as perdas associadas a uma mesma carga para uma menor escala.²

A oferta e a demanda se relacionam para o período histórico e o estimado, determinando-se, no processo, os requisitos de geração e de transmissão, os níveis de déficit (balanços de potência e de energia), as perdas, e as falhas prováveis no fornecimento. Estes efeitos não se produziriam (ou diminuiriam em magnitude) se se executasse o projeto. O propósito de se começar do passado é para evitar erros de avaliação. Frequentemente, tende-se a sobreestimar estes benefícios, o que pode ser evitado, em alguns casos, comparando o acontecido com o que é provável que aconteça em ambas as situações: se o projeto é executado ou

¹ Ver, do autor: *Electricity demand forecasting: a review of current methodologies*; para um exemplo prático, Westley, G.: *Forecasting electricity demand: a general approach and case study in Dominican Republic*.

² A relação entre perdas de potências (MW) – produto dos estudos de fluxos de carga – e da energia (GWh) é empírica. Depende do fator de carga da linha, sua voltagem, a distância, a temperatura, etc. Uma relação comumente empregada no Brasil em estudos de planejamento é a seguinte:

$$P \text{ (GWh)} = P \text{ (MW)} \cdot 8760 \cdot FP$$

e,

$$FP = 0,2 \cdot FC + 0,8 \cdot FC^2$$

onde: P são as perdas, 8760 é o número de horas do ano, FP é o fator de perdas e FC , o fator de carga da linha.

não. Isto permite determinar por que é necessário fazer o projeto. Em outras palavras, o que é que vai acontecer se ele não for executado? Dito de outra forma, o que é que pode-se evitar se o projeto entrar em operação?

A forma com que uma restrição de oferta de potência se traduz em um déficit de energia depende, em parte, da forma da curva típica de demanda, e, sobretudo, da maneira pela qual esta restrição se transfere aos consumidores: aumento dos preços, modificação da estrutura tarifária com preços diferenciados para potência e energia, racionamento mediante corte no consumo e/ou impedimento de novas conexões. Mais adiante isto é explicado com maior detalhe.

3. Análise de alternativas

À parte o projeto em consideração, existem outras alternativas, que devem ser analisadas. O propósito da análise do custo mínimo é economizar pelo lado da oferta, comparando os custos de fornecer o mesmo serviço de diferentes maneiras. Isto é, encontrar a solução mais econômica para o problema exposto, supondo os benefícios constantes. Cabe destacar que quanto maior o número de alternativas consideradas, maior é a probabilidade de se encontrar a solução ótima. Com efeito, o projeto é tão bom quanto as alternativas consideradas.

O procedimento básico corresponde, por um lado, a examinar todas as alternativas prováveis, normalizando³ suas diferenças para obter conclusões válidas. Por outro, a corrigir os fluxos financeiros, eliminando transferências e ajustando os preços que estão distorcidos, para assim representar um uso (ou aporte) real de recursos para a economia. Por sua vez, a fim de simplificar as comparações, o que é comum a todas as alternativas se exclui da análise; considera-se somente suas diferenças.

Na prática atual, constata-se freqüentemente que as alternativas contempladas têm sido relacionadas de antemão, sem que cubram o espectro provável. O problema da seleção do projeto e de sua escala são tratados como se fossem questões exclusivamente técnicas sem se considerar os aspectos econômicos. Em várias análises de previabilidade determina-se, com base em critérios técnicos, que a linha deve ter uma capacidade dada; ser de circuito simples ou de circuito duplo; ter uma voltagem determinada, um tamanho de condutor dado, etc. Em vários casos examinados, a solução técnica se preestabelece desde o início, empregando-se a análise econômica para justificar uma decisão já adotada. Contudo, quando os aspectos econômicos não tiverem sido considerados nas fases de desenho e de previabilidade do projeto, é muito provável que sua tecnologia, sua oportunidade e sua escala não maximizem o valor presente líquido.

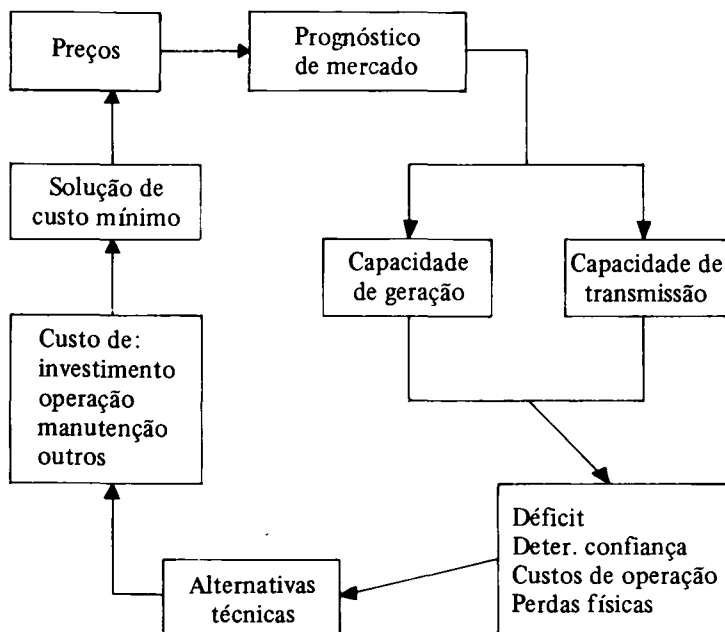
Assim, se comparam, por exemplo, a extensão de uma linha de um só circuito com uma dada capacidade e outra de circuito duplo de menor capacidade nominal, mas ambas satisfazendo a mesma demanda. Outras comparações podem ser práticas e factíveis, tal como uma linha de menor capacidade complementada com geração local. Contudo, como as diferenças entre as diversas opções requerem fazê-las equivalentes, e como o dito processo pareça complicado, somente se

³Normalização é o processo mediante o qual se corrigem as diferenças entre duas opções de investimento para, de tal maneira, compará-las sob a mesma base.

comparam alternativas parecidas. O problema da ausência de comparações pertinentes se deve, em boa medida, ao desconhecimento dos mecanismos de normalização.⁴ Na maioria dos departamentos de planejamento nas empresas de fornecimento de energia elétrica prevalece a tradição de “engenharia”, proveniente da experiência na operação e na planificação dos sistemas elétricos. Afortunadamente, esta situação começa a dar mostras de mudança.

A metodologia adequada parte do mercado provável e da capacidade existente, determinando-se os problemas no atendimento do consumo com o sistema instalado e propondo-se diferentes projetos para evitá-los. A figura 1 ilustra este procedimento.

Figura 1



⁴ Em vários casos, as razões são de índole política, estratégica, etc. “Tem de desenvolver certa região por ser fronteira com um país com o qual as relações são tensas.” “Tem de apoiar um Estado por ter força política”, etc. Nestes casos, a diferença entre os custos da solução ótima e a escolhida mede, em teoria, o valor do objetivo não-econômico, diferença que em princípio deveria ser paga pelo governo e não pela empresa de eletricidade, evitando, assim, deteriorar sua eficiência.

Como pode se observar, este processo de otimização, em princípio, é iterativo. Com efeito, para um nível de tarifas (o qual se supõe que reflita os custos do sistema), tem-se um nível de demanda. Conforme mudam os custos e, portanto, os níveis tarifários, se modifica a quantidade demandada.

Mas, por um lado, as mudanças nos custos não se incorporam imediatamente nas tarifas e, por outro, em geral, as mudanças nos custos unitários, em um sistema estabelecido, devido ao projeto de transmissão, não são apreciáveis, em termos relativos aos custos de geração. Por isso, nesta etapa supõe-se que a demanda não vá ser afetada pelo projeto. Somente naqueles casos em que o projeto tem um impacto substancial nos custos unitários do sistema, deve-se encontrar a solução do custo mínimo de maneira iterativa.

Para levar a cabo comparações legítimas é necessário normalizar as diferenças entre o projeto e suas opções de investimento. Como já se mencionou, entende-se por normalização o processo mediante o qual se fazem equivalentes duas alternativas, reduzindo suas diferenças ao mesmo numerário para assim poder compará-las adequadamente. Neste trabalho, a análise se faz com referência ao objetivo de eficiência econômica: isto é, com base na renda nacional.⁵ Os principais aspectos que se devem fazer equivalentes são:

- a) capacidades — só se consideram aquelas alternativas que satisfazem os requisitos de mercado;
- b) vidas econômicas — a normalização das vidas econômicas das diferentes alternativas é procedente quando estas diferem em seus períodos de operação, o que não acontece sempre com estes tipos de projetos. Quando se apresentam estas diferenças, recomenda-se adotar infinitas reposições (cada projeto se segue substituído por outro igual, ao término de sua vida útil) ou — se suas vidas não são muito diferentes — calcular seus valores terminais;
- c) perdas — como é natural, diferentes configurações técnicas implicam diferentes níveis de perdas, as quais devem ser calculadas adequadamente. Deve-se utilizar o custo marginal de operação de longo prazo correspondente ao período de comparação;
- d) confiabilidade — a normalização da confiabilidade entre alternativas é necessária quando a qualidade do serviço não é equivalente. Se conhece a quantidade de energia que não se forneceria, por período de tempo (de acordo com a curva de carga), calculando-a com base no custo de falha (Cofa), o qual se explica mais adiante.

Os projetos de interconexão entre sistemas independentes dão lugar a uma série de conseqüências que se traduzem seja em menores necessidades de inves-

⁵Nisto apóia-se o objetivo de maximizar o consumo, supondo-se que os mercados de capital funcionam competitivamente, isto é, a taxa de juros corresponde ao preço de equilíbrio entre a demanda e a oferta de fundos de investimento. Conquanto esta suposição não seja aplicável na maioria dos países em vias de desenvolvimento, não é fundamental para a seleção dos melhores projetos. Em outro tipo de projetos, como os de eletrificação rural, convém empregar outro tipo de numerário que reconheça a diferença entre o valor do consumo e do investimento. Harberger, A.C. *Project evaluation*; Little, I.M.D. & Mirrlees, J.A. *Project appraisal and planning for developing countries*; Squire, L. & Van der Tak, H.G. *Economic analysis of projects*, e Onudi. *Guidelines for project evaluation e Guide to practical project appraisal: social-cost benefit analysis in developing countries*.

timento, seja em poupança nos custos de operação. Estes efeitos são confrontados com a melhor alternativa de não se fazer a interconexão, na fase de análise de alternativas, posto que é aí que se encontra a forma mais econômica para cumprir o objetivo proposto. Estes efeitos são, a saber:

- a) capacidade de geração menor que a soma das capacidades dos sistemas isolados e, portanto, necessidade de investimento inferior;
- b) margem de reserva inferior às reservas totais dos sistemas isolados; em consequência, menores necessidades de investimento;
- c) otimização do despacho de carga ao aumentar o número e a diversidade de centrais de geração e, portanto, menores custos de operação, a curto prazo, que os dos sistemas isolados;
- d) menores custos de operação a longo prazo por permitir a consideração de maiores e mais eficientes centrais de geração para a expansão do sistema interligado.

Quando se consideram as reduções de custos sobre a alternativa de manter os sistemas isolados como sendo benefícios do projeto, o que simplesmente se está fazendo é repetir a análise de custos mínimos. O que se requer, uma vez que se determinou qual é a solução mais econômica do lado da oferta, é verificar se justificam os recursos comprometidos pelo projeto.

4. Benefícios

O propósito da ABC é comprovar que os benefícios do projeto são maiores ou pelo menos iguais aos benefícios sacrificados em outras partes da economia ao se comprometer os recursos no mesmo. A ABC integra o lado da oferta com o da demanda. O princípio da ABC consiste, portanto, em comparar situações com e sem o projeto (e sem obras substitutas do mesmo). A diferença entre ambas as situações corresponde ao perfil econômico do projeto.

O cálculo dos benefícios do projeto parte da consideração da alternativa mais econômica, simulando-se as situações com e sem o projeto, para cada ano do horizonte de planejamento. Os fluxos de custos e benefícios considerados são, neste sentido, incrementais; isto é, dos benefícios (e custos) para a situação com projeto tiram-se os benefícios (e custos) para a situação sem (e sem obras substitutas do mesmo).

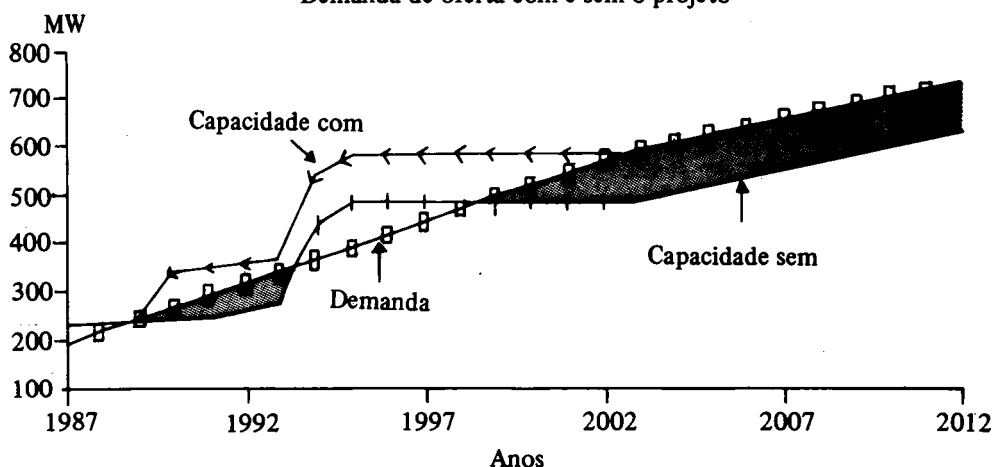
Um projeto de transmissão pode evitar, durante parte (não necessariamente todo o tempo) de sua existência, alguns ou todos os seguintes efeitos: a) déficit no fornecimento; b) deterioração da confiabilidade; c) aumento nos custos de operação; d) maior nível de perdas físicas.

Em outras palavras, se não se executa o projeto, pode-se esperar os referidos efeitos. Nos casos mais comuns, uma linha contribui de diversas maneiras para os efeitos. No início, pode substituir energia, a seguir melhorar a confiabilidade do serviço, para mais tarde evitar que se tenha algum déficit de energia. Geralmente, o benefício pela redução de perdas se mostra ao longo da vida do projeto, enquanto que os outros benefícios se apresentam somente em parte do horizonte de planejamento. Claro, o acima exposto é uma generalidade e cada projeto, uma exceção.

4.1 Déficit evitado e disposição de pagar⁶

O gráfico 1 apresenta a demanda prevista de potência e a capacidade com e sem um projeto ilustrativo. As áreas sombreadas por debaixo da curva de demanda e por cima da capacidade sem projeto correspondem aos déficits de energia que se apresentariam se não se faz o projeto. Como se pode ver neste exemplo, o projeto entraria em operação em 1990, evitando um déficit de energia de 1991 até 1995, quando entra outro equipamento no sistema com suficiente capacidade para cobrir as necessidades adicionais. Até o ano 2000, o projeto evita que se apresentem novos déficits no sistema. A partir deste ano, se supõe que os mesmos equipamentos exigidos para evitar faltas na situação com projeto, entrariam na situação sem projeto. Dessa forma, a contribuição do projeto nunca poderá ser maior que a sua capacidade. Para calcular estes déficits, a pergunta pertinente é: Quanto os usuários estariam dispostos a pagar para evitar os déficits? Os analistas tradicionais, embora conscientes deste conceito, ignoram-no por considerá-lo de difícil medição ou irrelevante devido à carência de informação consistente. Sem dúvida, esta posição é errônea. Na realidade, a medição não é difícil, e é preferível uma estimativa aproximada com critérios corretos do que um cálculo exato mas com princípios errados.

Gráfico 1
Demanda de oferta com e sem o projeto



A demanda de energia elétrica (D) é função das necessidades finais dos usuários, de suas necessidades de iluminação, de calor, de expansão, etc. Claro, as variáveis explicativas variam, dependendo do tipo de usuários dos quais se trate (residencial, industrial, comercial, etc).

⁶ Consulte do autor e de Westley, G. *Economic analysis of electricity supply projects*.

Considere-se, com o propósito de ilustrar, a demanda residencial (DR). Esta depende do preço da eletricidade (P), da renda (Y) e de outras variáveis (U). De tal maneira, a função demanda residencial por eletricidade (em um só período) pode formular-se como:

$$DR = fn(P, Y, U)$$

De acordo com exercícios econométricos, pode-se relacionar a elasticidade de DR a mudanças em suas variáveis explicativas. A elasticidade preço ϵ é relevante para o cálculo do benefício medido pela disposição a pagar (DAP). Com base em vários trabalhos para alguns países, ϵ é estimada no intervalo $-0,2$ a $-0,6$. ϵ a curto prazo é geralmente inferior à de longo prazo. Com efeito, o estoque de eletrodomésticos é fixo no curto prazo, variando somente sua taxa de uso. Em troca, no longo prazo, tal estoque e sua taxa de uso são variáveis.

4.1.1 A demanda, o preço e o projeto

Com base nos balanços de energia e de potência com e sem o projeto (e sem obras substitutas do mesmo), se conhece qual vai ser sua contribuição líquida de energia para cada ano do horizonte de planejamento. O cálculo do déficit de energia depende da estrutura tarifária. Com efeito, um déficit esperado de potência, sem projeto, durante um período longo (digamos, mais de quatro anos) não somente pode implicar a não-satisfação dos aumentos de demanda dos usuários existentes no momento da ocorrência da máxima demanda no sistema (área A, no gráfico 2), como também impedir a entrada de novos usuários. Neste último caso, a quantidade de energia não fornecida não se limitaria à falta de energia nas horas de pico, mas a toda a energia que demandariam os usuários desligados (área total entre as duas curvas). Este caso freqüentemente corresponde à instalação de novas indústrias. Por sua vez, se a tarifa média aumentasse para conter a demanda de modo a igualar a oferta disponível, não somente afetar-se-ia a demanda nas horas de pico como também fora delas. Somente no caso em que se tenha uma estrutura de tarifas com preços diferentes para potência e energia, o déficit será equivalente ao das horas de pico.⁷

Uma vez determinada a restrição de energia, é necessário estimar a DAP associada. Considerando-se somente um período, se o projeto não se conclui, apresenta-se um déficit na cobertura da demanda igual a Qd . Por sua vez, sabe-se qual é o preço de fornecimento com o projeto (Pc). Quanto é o que perdem os consumidores se o projeto não for concluído? A resposta é que estariam dispostos a pagar para evitar a restrição de energia (isto se ilustra no gráfico 3).

A contribuição do projeto Qd é igual a $Dc - Ds$. A quantidade demandada com o projeto para o período t do horizonte de planejamento se conhece (Dc); a

⁷Quando existe tarifa para as horas de máxima demanda, o cálculo do déficit de energia (DE) corresponde ao produto do déficit de potência (DP) pela duração do pico diário (h) para os dias do ano em que se apresenta o pico. Como a dita tarifação é mais exceção do que regra, a estimativa geralmente corresponde a: $DE (KWh) = FC \times 8760 \times DP (KW)$, onde FC é o fator de carga. Nesta estimativa DE equivale às áreas $A + B$ no gráfico 2.

Gráfico 2
Curvas anuais de demanda horária com e sem projeto

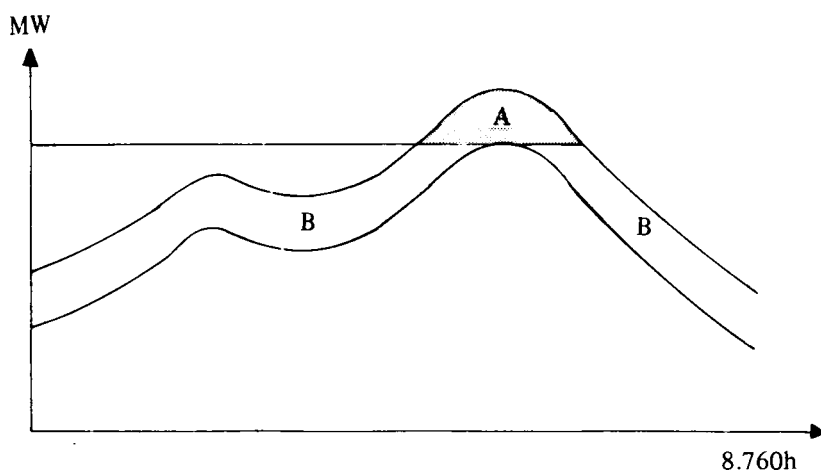
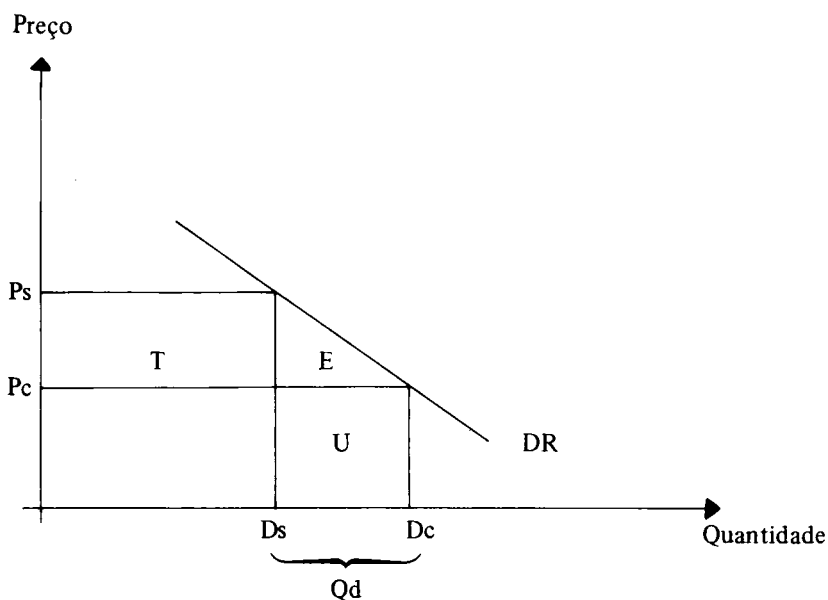


Gráfico 3
Curva de demanda



quantidade demandada sem o projeto (D_s) se calcula como a diferença entre D_c e Q_d . Também se conhece o preço com o projeto (P_c). O que falta calcular é o preço sem o projeto (P_s).

Se o projeto for executado, se consome D_c e se cobra P_c . Se não se executa, a oferta diminui a D_s apresentando-se um déficit, $D_c - D_s = Q_d$, ao preço P_c . As autoridades podem racionar a demanda mediante cortes aleatórios ou discriminados, ou permitir que o mercado encontre o novo preço (P_s) de equilíbrio. Em qualquer caso, sacrifica-se Q_d .

A propensão a pagar está composta pelas vendas de energia (V) e o excedente do consumidor (E). Supondo uma curva linear de demanda, as vendas da energia adicional do projeto estão dadas por:

$$\begin{aligned} V &= P_c (D_c - D_s) \\ &= P_c Q_d \end{aligned}$$

O excedente do consumidor corresponde a:

$$\begin{aligned} E &= 1/2 (P_s - P_c) (D_c - D_s) \\ E &= 1/2 (P_s - P_c) \cdot Q_d \end{aligned}$$

e a propensão a pagar é, portanto:

$$\begin{aligned} DAP &= V + E \\ &= 1/2 (P_s + P_c) Q_d \end{aligned}$$

Se o projeto não se faz, o usuário perde E , e a empresa elétrica, V . A economia em seu conjunto, portanto, sacrifica $V + E$ (a área abaixo da curva de demanda entre D_s e D_c). Isto pode ser examinado no quadro 1. Se o projeto se executa, os usuários ganham $T + E + V$, pagam V , e sua variação líquida é positiva e igual a $T + E$.⁸ A empresa recebe pela venda adicional de eletricidade V e deixa potencialmente de receber T (a quantidade extra de dinheiro que teria que ser paga em caso de não se fazer o projeto), de tal maneira que sua variação líquida é $V - T$. A variação líquida para a economia é, portanto, $V + E$, cancelando-se a transferência T .⁹

⁸ Isto supõe que a demanda é independente da renda. Desse modo, a variação compensadora na renda (a quantidade que haveria de se tirar dos usuários para que ficassem tão bem como estava antes da baixa de preço) é igual à variação equivalente (a soma do que teria de ser concedido aos consumidores para que estivessem tão bem como estariam com a diminuição do preço).

⁹ Uma transferência não constitui um uso real de recursos, mas tão-somente a transposição do seu direito de uso de uma pessoa a outra. Nesta categoria estão os impostos, os subsídios e os gastos financeiros locais. Entretanto, está se supondo que a utilidade marginal do dinheiro é a mesma, independente da pessoa. Isto é, que um peso nas mãos de um pobre vale

Quadro 1
Variações líquidas ao fazer o projeto

Afetados	Ganham (+)	Perdem (-)	Variação líquida
Consumidores	$T + E + V$	V	$T + E$
Empresa	V	T	$V - T$
Economia			$V + E$

4.1.2 Estimação da elasticidade¹⁰

Existem três maneiras de calcular ϵ da demanda industrial. A primeira e mais simples corresponde a uma estimação educada ou juízo de valor. Com base em estudos para outros países, a ϵ industrial varia de acordo com o tipo de indústria (intensiva ou não no uso de eletricidade) e o tipo de país. A tabela 1 apresenta um guia empregado nos estudos do autor na América Latina.

A segunda estimação corresponde a uma simples regressão de séries anuais e globais, para a indústria em sua totalidade, entre a variável explicativa do consumo e as explicativas de: a) consumo residual; b) índice de composição industrial (peso da indústria intensiva no total), e as cifras reais de c) valor agregado industrial; d) preço médio industrial; e) preço dos substitutos.¹¹

A terceira estimação, mais complicada, só é recomendável quando se dispõe de tempo e recursos para realizar uma pesquisa. O procedimento corresponde a uma regressão cruzada entre empresas por ramos industriais: isto é, séries de dados de corte transversal, se possível, para mais de um período. Definem-se os preços médios para a empresa i e no período t como o quociente entre compras e volume. De tal maneira, com os dados históricos, se pode construir uma matriz como a que aparece no quadro 2, a qual permite obter os preços médios e, posteriormente, relacionar o consumo com os dados de renda e preço. A matriz precisa ser completada com os dados reais de valor agregado por empresa e preços dos substitutos. As ϵ resultantes se ponderam pelos consumos relativos dos ramos industriais, obtendo-se a ϵ industrial global.

socialmente o mesmo que um peso de um rico, o que é incorreto. Considerando-se ponderações redistributivas de acordo com a origem e destino dos benefícios e custos, as transferências não necessariamente se anulariam. Neste ensaio se segue o critério de Hicks-Kaldor: um projeto é bom sempre e quando os ganhadores puderem compensar os perdedores e ainda estar em uma posição melhor que antes do projeto. Para uma defesa de uso deste critério na análise de custo-benefício veja Harberger, A.C. Three basic postulates for applied welfare economics.

¹⁰ Esta seção se favorece consideravelmente das pertinentes observações e sugestões de Glenn Westley.

¹¹ Para maior aprofundamento, veja os seguintes artigos: Taylor, L.D. The demand for electricity: a survey. *Bell Journal of Economics*; Nordin, J. A proposed modification of Taylor's demand analysis comment. *Bell Journal of Economics*.

Tabela 1
Elasticidade-preço da demanda industrial

Empresas com intensidade	Países de rendas		
	Altas	Médias	Baixas
Alta	-0,65	-0,60	-0,55
Média	-0,55	-0,50	-0,45
Baixa	-0,45	-0,40	-0,35

Quadro 2
Dados industriais para estimação da demanda

Ano	Empresa	Compras	Consumo	Preço médio
1	<i>a</i>	V_1^a	D_1^a	P_1^a

	<i>i</i>	V_1^i	D_1^i	P_1^i

<i>t</i>	<i>a</i>	V_t^a	D_t^a	P_t^a

	<i>i</i>	V_t^i	D_t^i	P_t^i

Tabela 2
Elasticidade-preço da demanda residencial

Usuários de renda	Países de rendas		
	Altas	Médias	Baixas
Alta	-0,55	-0,50	-0,45
Média	-0,50	-0,45	-0,40
Baixa	-0,45	-0,40	-0,35

Existem também três enfoques para estimar a demanda residencial e a dos outros: de juízo de valor, regressão global temporal e regressão intra-usuários. Na tabela 2 apresentam-se as ϵ recomendadas pelo autor para o primeiro enfoque. Uma das razões pelas quais se presume mais ϵ na demanda dos países de maiores rendas é a maior disponibilidade de substitutos que nos países de menores rendas (por exemplo, refrigeradores e estufas elétricas e de gás, etc.).

Quanto aos enfoques das regressões para estimar as ϵ , são necessários critérios para a aceitação ou rejeição dos ajustes estatísticos. Os recomendados são os seguintes:

1. Critério de especificação: todas as variáveis relevantes devem ser incorporadas, em especial, à renda e ao preço.
2. Critério estatístico: os coeficientes da regressão devem ser significativos, o coeficiente de determinação deve ser válido e não ter auto-correlação excessiva (Quadro 3).
3. Critérios de resultados: os sinais dos coeficientes da regressão devem ser corretos (isto é, negativo o do preço e positivo o correspondente à renda). Ademais, seus valores devem encontrar-se dentro dos intervalos esperados. Os prognósticos da função devem ser razoáveis; os propósitos da estimação da curva de demanda não somente são os de calcular a elasticidade de preço, mas também verificar e, se necessário, modificar os prognósticos de consumo.

Quadro 3

Variáveis	Valores
<i>T</i> de Student	$t \geq 1,5$
Razão <i>F</i>	Valor alto
Durbin Watson	$D.W. \approx 2$

4.1.3 Cálculo dos coeficientes da equação preço-demanda

Uma vez estimada a elasticidade, se supõe uma equação *ceteris paribus* de preço-demanda; isto é, se presume que todas as demais variáveis permaneçam constantes, mudando somente o preço. Considere-se uma equação linear como a do gráfico 3. A estimação da inclinação da curva $P = a - bD$ parte do valor da ϵ , o qual é dado por:

$$\epsilon = (dD/dP) (P/D),$$

A inclinação b está dada pela mudança no preço P para uma variação da quantidade demandada D , isto é:

$$b = dP/dD$$

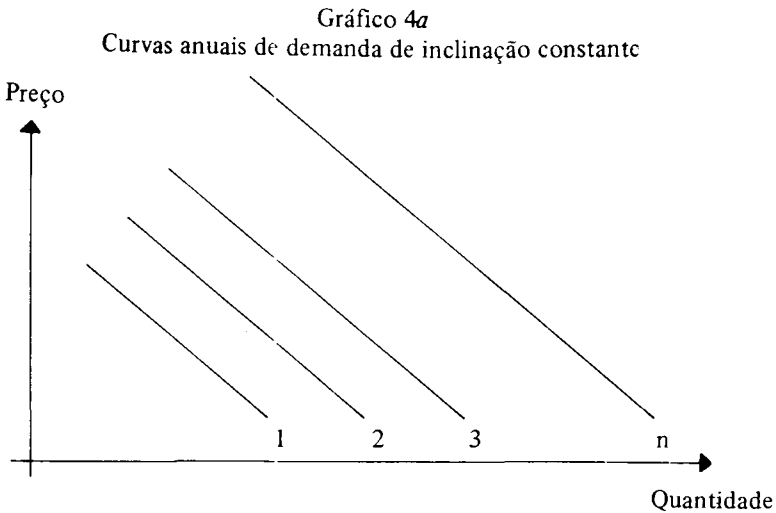
portanto,

$$\epsilon = (1/b) P/D$$

e

$$b = (1/\epsilon) (P/D)$$

Deve-se estimar o preço sem o projeto (P_s). Para isto, é necessário calcular o valor da ordenada na origem (a) e o da inclinação (b). Suponha uma função linear preço-demanda que se desloca ano a ano mantendo a mesma inclinação (veja gráfico 4a).



Para o ano 1, calcula-se o valor da interseção por substituição. Tem-se:

$$Pc_1 = a_1 - bDc_1$$

onde Pc_1 ; b e Dc_1 são dados conhecidos, portanto

$$a_1 = Pc_1 + bDc_1$$

O preço sem o projeto para o ano 1 (P_{s1}) se calcula introduzindo na equação o dado adicional já conhecido da demanda sem o projeto (Ds_1):

$$P_{s1} = a_1 - bDs_1$$

Este cálculo se faz para cada ano do horizonte de planejamento. Assim, a propensão a pagar pela energia adicional do projeto varia entre os usuários e para cada período do horizonte do estudo. Com base nas fórmulas descritas para uma função linear de demanda de inclinação constante, se estima a *DAP* para o ano 1:

$$DAP_1 = 1/2 (Ps_1 + Pc_1) Qd_1$$

e assim sucessivamente para o ano 2, . . . *t*.

Sem dúvida, como é óbvio, a *DAP* varia de acordo com a curva de demanda adotada e com a maneira como esta se desloca no tempo. As fórmulas anteriores correspondem a uma curva linear que se desloca de período a período, mantendo sua inclinação constante (gráfico 4a), existindo outros tipos de curvas e formas de deslocamento, como as ilustradas nos gráficos 4b e 4c.

Por um lado, a seleção do tipo de curva e da forma como se desloca durante o horizonte do projeto é fundamental para o cálculo destes benefícios. Por outro, não se sabe com certeza:

- a) qual é a forma da demanda (uma primeira idéia nos dá o exercício econômico);
- b) como irá se deslocar no tempo (pode ser que mude a curva).

Portanto, quando o aporte do projeto é importante relativamente ao mercado sem o projeto (o caso de novos usuários e de linhas de penetração a novas zonas), é recomendável utilizar a curva de intercepto constante, posto que, com efeito, se está estimando toda a curva de demanda (não uma pequena parte desta, como é o caso de linhas em sistemas estabelecidos) e a probabilidade de errar aumenta. Além disso, as estimativas do excedente disparam com as curvas de inclinação constante. Em geral, tendo em vista os erros implícitos no cálculo da demanda, considera-se preferível adotar aquela curva que obtenha as estimações do excedente do consumidor mais conservadoras.¹²

Dos dois componentes do *DAP*, vendas e excedente, só o último varia com as diferentes curvas de demanda. As vendas, como era de se esperar, são independentes do tipo de curva.

4.2 Confiabilidade

No que tange à deterioração na qualidade do fornecimento que se evitaria se levássemos a cabo o projeto, o delineamento pertinente para estimar este benefício corresponde a calcular o que a economia sacrificaria se não se fizesse o projeto. Qual é o valor do que perdem os usuários industriais, comerciais, residenciais, e outros por motivos de falhas inesperadas no fornecimento de energia elétrica?

¹² Dependendo da contribuição do projeto no sentido de evitar o déficit, os indicadores do projeto são mais ou menos sensíveis à estimativa do excedente do consumidor e, portanto, ao tipo de curva selecionada. Em um projeto de transmissão no Brasil (Eletrosul), com um déficit de 10% da demanda, a taxa interna de rendimento (*TIR*) do projeto passava de 12,4% com a curva de inclinação constante, de 9,7% com a de intercepto constante e de 8,2% com a de elasticidade constante. BID. *Eletrobrás: programa de expansão do sistema de transmissão elétrica*.

Gráfico 4b
Curvas anuais de demanda de intercepto
e de elasticidades constantes

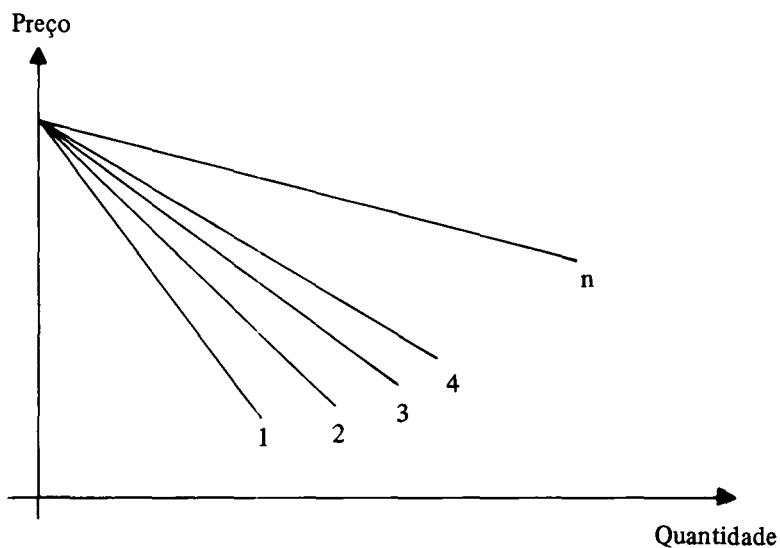
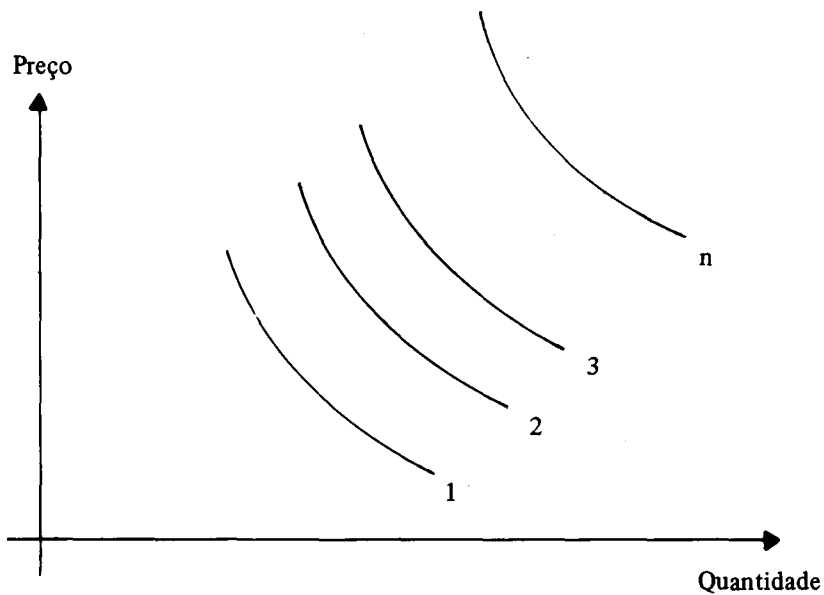


Gráfico 4c



Os usuários estão dispostos a pagar uma determinada quantia (área $V + E$, no gráfico 3) para evitar que não se lhes forneça um certo volume de energia com uma confiabilidade dada (Qd). Se os custos são superiores aos benefícios pela DAP , pode concluir-se que o projeto vale a pena? Sem dúvida que não. Se o projeto se executa, também pode produzir outros benefícios associados à energia que, de todas as maneiras, seriam fornecidos com e sem o projeto (Ds): uma melhora na qualidade do serviço existente e uma poupança de recursos para gerar e transportar Ds . Este aumento na confiabilidade é um benefício real que deve incorporar-se na análise econômica. As poupanças em recursos são tratadas numa seção posterior.

Como se determinam os valores do déficit evitado e a energia interrompida por falhas? Com base nos estudos de fluxos de carga para a demanda prevista determina-se a quantidade de energia " Qd, t " que deixaria de ser fornecida para cada ano t se o projeto não entrasse em operação. Calcula-se, como já se indicou previamente, a demanda restringida " Ds, t " como:

$$Ds, t = Dc, t - Qc, t$$

Volta-se a desenvolver os estudos de fluxos de carga para a demanda restringida com e sem projeto, determinando-se a potência anual que não se forneceria por falhas no sistema para ambas as situações. A diferença entre as duas séries corresponde às falhas evitadas pelo projeto.

Como se calcula esta melhora na confiabilidade? A estimação parte da resposta à seguinte pergunta: Qual é a redução no custo para os usuários dessa melhora na qualidade do fornecimento? Para um nível de demanda D tem-se um nível de custos do lado do sistema (oferta) sem projeto de COs e com projeto de COc . Por sua vez, tem-se custos para os usuários da energia interrompida de $Cofas$ e de $Cofac$, respectivamente. De tal maneira, um projeto cujo propósito exclusivo é melhorar a confiabilidade, justifica-se sempre quando o aumento no custo de oferta é menor do que o incremento nos benefícios (redução nos custos de falha para os usuários). Se tais aumentos são da mesma magnitude, é indiferente empreender ou não o projeto. Dessa forma, o projeto de melhora na qualidade de fornecimento se justifica se:

$$(COc - COs) \leq (Cofas - Cofac)$$

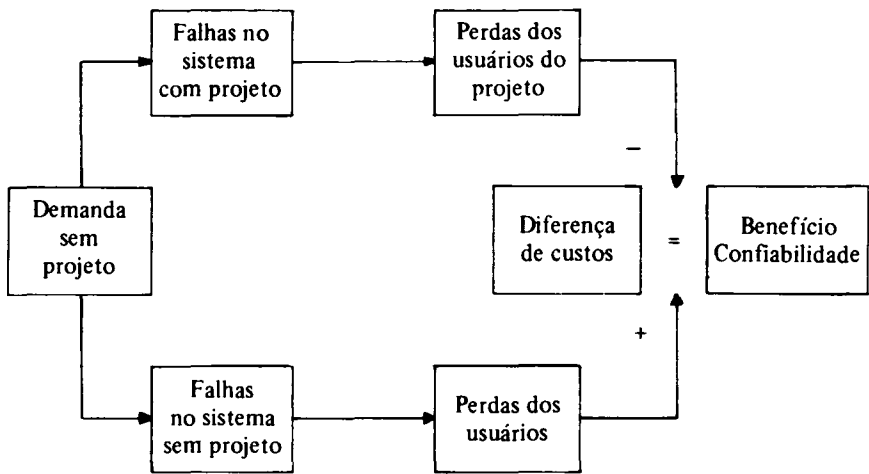
Se o propósito do projeto é, por um lado, evitar um déficit e, por outro, melhorar a confiabilidade, a regra de decisão é:

$$(COc - COs) \leq (DAP + Cofat, s - Cofat, c)$$

A figura 2 ilustra as etapas no cálculo do benefício da confiabilidade.

Um abastecimento confiável caracteriza-se por sua segurança e qualidade uniforme. O custo da falha ($Cofa$) é o custo para a economia de uma interrupção aleatória no sistema de fornecimento. Tal custo se mede em termos dos usuários que sofrem o corte inesperado de corrente. Como é natural, o $Cofa$ não é um valor único, mas varia de acordo com a etapa da oferta (geração, transmissão,

Figura 2



distribuição), a região (área rural, urbana, etc.), os usuários e o tempo. Quando os usuários estão informados de que vai haver uma interrupção, fazem os preparativos necessários, minimizando desta maneira os efeitos desfavoráveis. Em outras palavras, o custo para o usuário de uma falha inesperada é maior que uma antecipada.

A pergunta que surge é: Como medir o custo para o usuário destas falhas inesperadas? Uma possível solução seria entrevistar os usuários para determinar:

- a) as perdas motivadas pelas interrupções;
- b) as maneiras com que se protegem para minimizar os efeitos desfavoráveis das falhas;
- c) sua disposição a pagar para evitar tais interrupções.

Assim, pode-se pensar em uma primeira divisão de consumidores de acordo com a estrutura tarifária: industriais, residenciais, comerciais, etc. No interior de cada categoria de usuários, podem-se identificar outros grupos, tais como, para os industriais: a indústria metalúrgica, a de bebidas, a de construção, a de vidro, a têxtil, etc. Para os residenciais: os urbanos, os rurais, e os de acordo com seu nível de renda. Explicaremos o *Cofa* de cada um destes grupos, a seguir.

4.2.1 *Cofa* industrial

Os efeitos de um corte de corrente na atividade industrial variam de acordo com o papel que desempenha a eletricidade na produção de cada indústria. De acordo com a tecnologia empregada e o tipo de produção, as indústrias são mais ou menos intensivas no uso da eletricidade, utilizam um processo de transformação térmico, químico ou mecânico ou alguma combinação. De tal maneira, pode-se

pensar em funções de produção específicas a cada indústria, na qual um dos insumos é a eletricidade — o formato da função e seus parâmetros representam sua tecnologia e a relevância relativa dos diferentes insumos na formação do produto.

Cada indústria, portanto, tem sua própria função de produção. Deste modo, a primeira classificação que se pode fazer é em função do seu produto; isto é, distinguem-se os diferentes ramos industriais que implicam produto e tecnologia relativamente similares. A classificação industrial por ramos é uma divisão apropriada para medir as consequências das interrupções.

A quantidade de perda anual motivada por falhas em uma dada indústria, depende dos seguintes elementos:

- a) a frequência das interrupções;
- b) a duração das mesmas;
- c) a importância da eletricidade na produção;
- d) o volume e o valor do produto;
- e) a existência ou não de capacidade ociosa; e
- f) a existência ou não de equipamento de autogeração.

Cada um destes elementos se explica mais adiante.

Nem todas as interrupções produzem as mesmas consequências. Existe uma duração crítica para cada indústria abaixo da qual as perdas por Kwh interrompido são nulas ou relativamente pequenas, e acima da qual as perdas são significativas. Uma interrupção de duração Di pode produzir os seguintes efeitos: a) produção perdida; b) materiais danificados.

O valor da produção perdida corresponde ao que teria sido agregado em condições normais; isto é, o líquido do valor dos materiais. Se somente tomássemos o valor bruto da produção, haveria sobrevalorização, posto que todos os materiais não são necessariamente danificados e os recursos podem, em algumas atividades, ter aplicações alternativas; por exemplo, o pessoal desenvolve trabalhos de manutenção, de organização de inventários, etc., durante a interrupção.

4.2.1.1 Produção perdida

A produção perdida por uma interrupção de duração Di pode ir de 0 a 100% do que se produziria normalmente durante esse lapso de tempo. Em algumas indústrias não se perde nada, pois se substitui a energia elétrica por outros fatores produtivos, ou se desempenham outras atividades de igual valor durante o lapso Di do corte de corrente. Para a mesma duração da interrupção, a produção sacrificada em outras indústrias pode ser significativa; isto é, se reduz o ritmo produtivo ou se pára totalmente. Em outras atividades produtivas, as perdas de produção durante o corte de corrente de tempo Di podem ser maiores do que se produziria durante esse mesmo lapso, devido ao tempo necessário, depois da interrupção, para se reiniciar as atividades. Este é o caso, por exemplo, quando se tem que limpar os fornos do material que esfriou, antes de poder voltar a funcionar normalmente. O tempo de reinício pode ir de zero (para algumas indústrias) a várias horas (para outras).

Um segundo elemento a se considerar no cálculo da produção perdida é a existência ou não de capacidade ociosa. Com efeito, a indústria pode ressarcir-se

parcial ou totalmente das perdas de produção ocasionadas por uma interrupção de duração *Di*, se é que dispõe de capacidade ociosa, seja aumentando a produtividade mediante: a) utilização mais intensiva dos fatores produtivos; b) contratação adicional de pessoal; c) trabalho em horas extras. Nestes casos, o *Cofa* se refere aos gastos adicionais, tais como os benefícios sacrificados ao se comprometerem os recursos necessários para ressarcir-se da perda de produto.

Um terceiro elemento a levar em conta é a existência de equipamentos de autogeração, os quais reduziram a percentagem da produção perdida. O referido equipamento é função do tipo de indústria e da qualidade do fornecimento de energia elétrica nesse sistema. Algumas explorações com necessidades de vapor industrial (por exemplo, as metalúrgicas), ou de eliminação de sobras de produção (o bagaço dos engenhos açucareiros) geram sua própria eletricidade. Outras tratam de minimizar o risco das interrupções protegendo-se com seu equipamento de geração. No primeiro caso, se a indústria tem suficiente capacidade para alcançar seu nível normal de produção, o *Cofa* corresponde ao custo adicional de autogeração, isto é, à diferença dos gastos de operação de seu equipamento e o custo da eletricidade durante o mesmo período de tempo, se não ocorresse o corte. No segundo caso, como o equipamento é função da qualidade de serviço, o *Cofa* corresponde ao custo anual de aquisição dos equipamentos, aos gastos de manutenção, e ao custo de operação durante a interrupção (claro, supondo em ambos os casos resposta imediata da autogeração ao corte de corrente).

A ocorrência (hora, dia da semana e mês do ano) da interrupção também é relevante para a determinação do *Cofa*. As indústrias têm curvas de produção que podem ser variáveis no tempo. Assim, um corte de corrente tem efeitos diferentes, dependendo da hora e da data em que se produz. Uma indústria pode trabalhar de maneira contínua, ao mesmo nível de produção nos três turnos do dia; deste modo, a ocorrência de uma interrupção de uma duração *Di* lhe ocasionaria as mesmas perdas em qualquer turno. Contudo, as indústrias trabalham em diferentes turnos, algumas com diferentes graus de intensidade em cada um deles. Portanto, a ocorrência de uma interrupção em um turno *vis-à-vis* a outro turno terá uma repercussão diferente na produção e nos gastos da indústria. O mesmo é aplicável aos dias da semana e aos meses do ano.

Recapitulando, se há uma interrupção de 10 minutos, não se perde necessariamente o total do que se produziria neste lapso. Existe uma gama de diferentes possibilidades:

- a) não se perde nada porque durante a interrupção pode-se substituir a eletricidade por outros fatores produtivos, ou pode-se desenvolver outras atividades; isto é, nem todo processo produtivo depende da eletricidade;
- b) se perde 100% do que se produziria no lapso que dura o corte de corrente;
- c) se perde mais de 100%, devido ao tempo necessário para reiniciar as atividades e alcançar o nível de produção prévia à interrupção;
- d) se perde menos de 100%, porque se pode recuperar parte ou toda a produção perdida usando mais intensivamente a capacidade produtiva da empresa. Este é o caso em que se trabalha mais horas extras ou se contrata pessoal adicional;
- e) se perde pouco ou nada da produção devido à existência de equipamento próprio de geração. Neste caso, o custo adicional corresponderia aos gastos relacionados com o equipamento de geração e sua operação.

4.2.1.2 Perdas de materiais

Também aqui se apresenta uma gama de possibilidades, que vão de zero à perda total dos materiais. Dependendo da indústria, existe uma relação entre duração da interrupção e percentagem de materiais danificados. É preciso averiguar o tempo crítico da falha, abaixo do qual não se perde nada relevante de material e acima do qual se perde progressivamente mais, conforme se incrementa a duração da interrupção. O que pode acontecer é o seguinte: a) não se perde nada; b) perdem-se 100% dos materiais.

Este último caso corresponde ao daquelas fábricas onde os materiais são prejudicados ao faltar eletricidade; como, por exemplo, algumas fundições de vidro, processos de eletrólise, etc. O que geralmente acontece é que não se perde nada, ou algo situado entre os dois extremos anteriores.

4.2.1.3 Dados necessários

Os dados (produto da pesquisa) exigidos para medir os custos de uma interrupção no fornecimento a uma indústria são:

- a) o valor anual da produção da indústria em questão (últimos dois ou três anos);
- b) custo horário variável (média anual), dividido em: materiais; mão-de-obra, e outros;
- c) os turnos de trabalho dessa indústria, o número de horas trabalhadas em cada turno durante um ano. Deve-se deduzir o período de manutenção (averiguar se é total ou parcial);
- d) a duração crítica da falha para uma determinada indústria; acima de que tempo de interrupção se começa a perder. Observa-se que em alguns casos o corte de uma determinada duração pode prejudicar, inclusive, parte das instalações da indústria. Este é o caso da produção de alumínio; na eventualidade deste solidificar-se nas cubas, elas podem danificar-se ou ficar imprestáveis;
- e) a percentagem de produção que se perde durante a interrupção, a qual pode variar de acordo com a sua duração;
- f) volume e valor do consumo de energia elétrica: Qual é o consumo anual de energia elétrica? (se possível, obter o dado para dois ou três anos). Qual é o total do que se paga? (são necessários os mesmos anos que para os dados de produção);
- g) informação sobre vendas totais anuais (dois ou três anos);
- h) estimação do valor agregado da indústria em questão (dois ou três anos);
- i) importância das variações de tensão e de frequência. Um exemplo para o primeiro caso encontra-se na fabricação de instrumentos de precisão; para o segundo, na indústria têxtil. A pergunta é se existem custos por variação de tensão e/ou frequência, e quais são eles;
- j) averiguar se a indústria em questão mantém um registro de falhas. Verificar o dado com registros da própria empresa de fornecimento de energia elétrica;
- l) tempos de reinício, que podem variar de acordo com a duração do corte;
- m) perguntar sobre o equipamento de autogeração. Averiguar se, independente da qualidade do fornecimento, seria mantido equipamento de autogeração e de

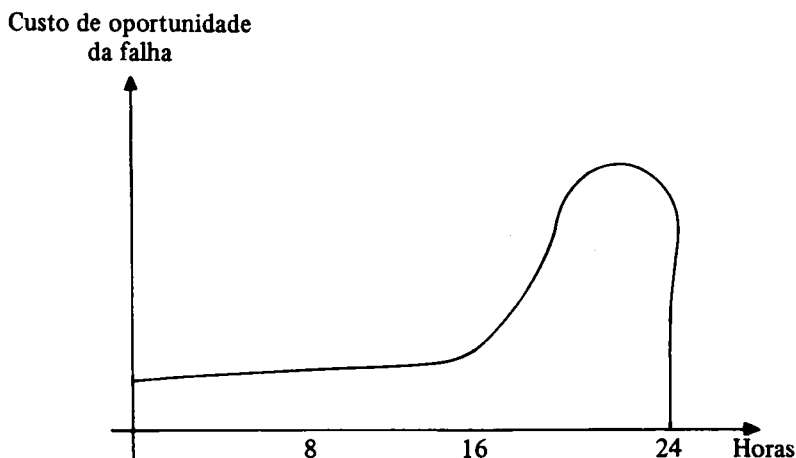
que magnitude.¹³ Qual é a capacidade do equipamento em proporção a seus requisitos;

n) custos associados ao equipamento e operação da autogeração, por kw instalado em kwh gerado, respectivamente.

4.2.2 Cofa residencial

Pretende-se calcular o que a unidade residencial estaria disposta a pagar para evitar estas interrupções. Isto implica averiguar o que representa este valor em termos de renda familiar e se ele varia de acordo com o tempo em que ocorre a interrupção. Com efeito, a importância para o usuário de uma falha no serviço varia de acordo com a hora e o dia em que ocorrem. Como ilustração gráfica deste conceito, ver o gráfico 5.

Gráfico 5
Importância das falhas segundo a hora: usuário residencial



Em geral, a importância da eletricidade no uso residencial varia de acordo com o período do dia. Nas horas da madrugada (0 a 8h) a relevância é baixa devido ao fato de serem, tipicamente, horas de descanso. Das 8 às 16h, a importância de um fornecimento confiável aumenta, mas ainda não é significativa, pois a interrupção afeta costumes de trabalho no lar facilmente executáveis em outras horas. Sem dúvida, das 18 às 24h os usos da eletricidade têm como finalidade o lazer e podem ter suficiente relevância para que os membros da unidade residen-

¹³ É necessário medir a capacidade de autogeração, independente do nível de confiabilidade: Qual é a percentagem de reserva fixa que se mantém na indústria?

cial estejam dispostos a pagar mais do que custa a eletricidade. O problema principal é a mensuração de sua *DAP*. Os usuários subvalorizam quando perguntados o quanto estariam dispostos a pagar para evitar os cortes de corrente. Deste modo, se recomenda, no levantamento, perguntar aos usuários a indenização que consideram que deveriam receber para compensá-los pelos prejuízos sofridos pelas interrupções.¹⁴ Os dados necessários para estimar o *Cofa* para o usuário residencial são:

- a) determinação do horário em que é mais importante o uso da eletricidade;
- b) o número de membros da unidade residencial;
- c) quantos dias na semana, em média, se encontra a família em casa, quantas horas desfruta seus eletrodomésticos;
- d) o tempo que cada usuário trabalha ao ano. Quantidade de dias que sai de férias;
- e) a quantidade de minutos em que uma interrupção pode representar um custo para ele;
- f) o consumo de eletricidade, em volume e valor, da unidade residencial, extraído dos dados dos recibos. Este dado estará em valores mensais, sendo necessário transformá-lo em anuais;
- g) o número de pessoas da unidade residencial que trabalha;
- h) a renda anual de cada pessoa, para assim derivar a renda anual da unidade residencial;
- i) outro dado obtido de maneira indireta é quanto estaria disposto a pagar para evitar um corte de corrente de uma hora;
- j) outra informação interessante é como o usuário considera a qualidade do serviço e de que maneira o afeta. Exemplo: o caso dos lugares onde é necessário que o usuário tenha em seu domicílio estabilizadores de tensão.

A amostra deve ser aleatória, e, em consequência, incluir usuários de diferentes níveis de renda no campo e na cidade para, assim, ser representativa.

4.2.3 *Cofa* de outros usuários

O cálculo do *Cofa* de outros usuários não requer, em princípio, uma pesquisa. O consumo de eletricidade no comércio, nos serviços, etc. geralmente está relacionado à demanda dos usuários residenciais pelos referidos serviços. Com efeito, os membros das unidades residenciais são os que compram, vão a um espetáculo, a um restaurante, etc. e, portanto, avaliam estas atividades mais ou menos como o tempo de lazer no lar; do contrário, não sairiam. Adota-se o pressuposto de que, nas horas de lazer fora da casa, os usuários residenciais são os que sofrem os prejuízos ocasionados pelas interrupções. Por isto, o valor do *Cofa* dos outros usuários se estima a partir do que os membros da unidade familiar estariam dispostos a pagar para evitar o prejuízo da interrupção. Esta forma de cálculo constitui uma simplificação, estimando-se que sobrevalorize o limite inferior do verdadeiro valor.

¹⁴No primeiro caso, o usuário não revela suas preferências ou as subestima por temer que se vá cobrar mais. No segundo caso, pode-se apresentar o problema oposto, de sobrevalorização. Admite-se que o viés na estimativa é menor neste último caso.

O setor comercial pode ser afetado em maior medida que o setor residencial com o dito corte. Por exemplo, o corte pode acontecer entre as 8 e 16h, afetando as vendas de alguns estabelecimentos e mantendo pessoal ocioso, enquanto tal interrupção tenderia a um custo equivalente menor nas residências. A iluminação pública, por sua vez, tem um certo nível de segurança associado. Um corte acima de um determinado lapso (o qual varia de país a país), pode provocar atentados contra a segurança pessoal e a propriedade pública e privada. Não obstante, considera-se que a equivalência da valorização residencial às falhas em outros setores constitui um limite inferior. Além do mais, o erro de estimação não é muito importante quando a participação no consumo total deste segmento é reduzida. Nos casos em que o mercado do projeto tenha uma participação substancial do consumo comercial ou de alguma outra categoria no total, se recomenda sua estimação direta mediante pesquisas.

4.2.4 Dados gerais

Os dados anteriores são parte das pesquisas. Também são necessários dados do projeto, da empresa de fornecimento de energia elétrica, e da economia para o cálculo do *Cofa*. Eles são os seguintes:

- a) frequência anual das interrupções e duração média para cada ano de vida do projeto, para cada turno, e para situações com e sem projeto;
- b) valor agregado industrial total na área de influência do projeto e sua estrutura por ramos de atividade; ambos os dados, pelo menos, no princípio e no final da vida do projeto;
- c) demandas setoriais de eletricidade (industrial, residencial e outros) durante a vida do projeto;
- d) número de usuários residenciais durante o referido período;
- e) curvas de carga retangular (de acordo com os turnos do dia), média do ano, para o consumo industrial, residencial e o de outros. Os dados necessários são as percentagens de cada tipo de consumo em cada turno.

4.3 Economia de recursos

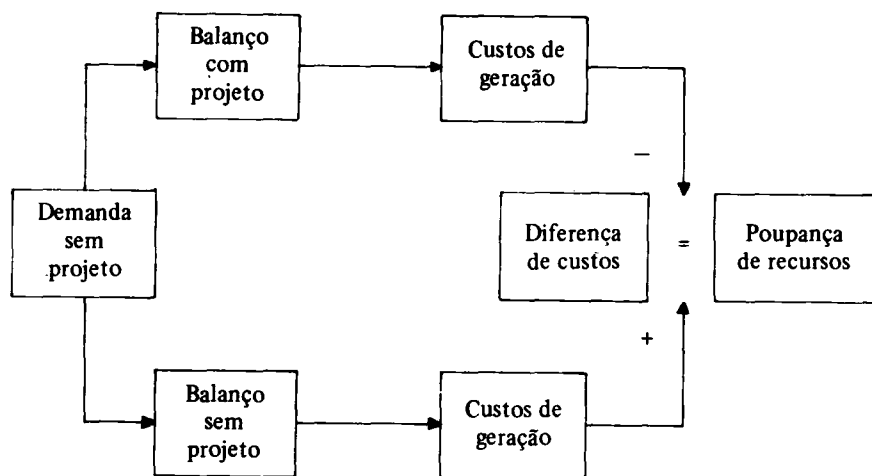
Finalmente, a mudança nos custos de operação e manutenção (incluindo, certamente, combustíveis) se estima simulando a operação do sistema tal como funcionaria com o projeto, mas para o nível de demanda sem projeto (nível de “demanda com” *menos* o déficit esperado). Ainda que isto pareça confuso, não é. O projeto evita um déficit, o qual se calcula de acordo com o que estariam dispostos a pagar os consumidores. Sem dúvida, a quantidade de energia que, de todo modo, se ofereceria quando não se executasse o projeto, poderia ser mais barata com sua execução. Esta economia de recursos é consequência do projeto. Por exemplo, a linha de transmissão pode: substituir geração térmica mais cara por hidrelétrica mais econômica; reduzir as necessidades de reserva circulante (ou quente), e diminuir as perdas de transmissão/transformação. Este benefício está associado ao excedente do produtor.

A idéia básica é comparar os níveis de custos totais com e sem o projeto para um mesmo nível de demanda, com as diferenças sendo os benefícios e/ou

custos atribuídos ao projeto. A figura 3 mostra os passos no cálculo do benefício por substituição de recursos.

Em alguns casos, o projeto, ao ampliar a capacidade entre duas regiões, dá lugar à substituição de geração térmica por outra térmica mais eficiente ou hidrelétrica mais econômica. A economia de combustíveis, portanto, deve incorporar-se como um benefício para o projeto.

Figura 3

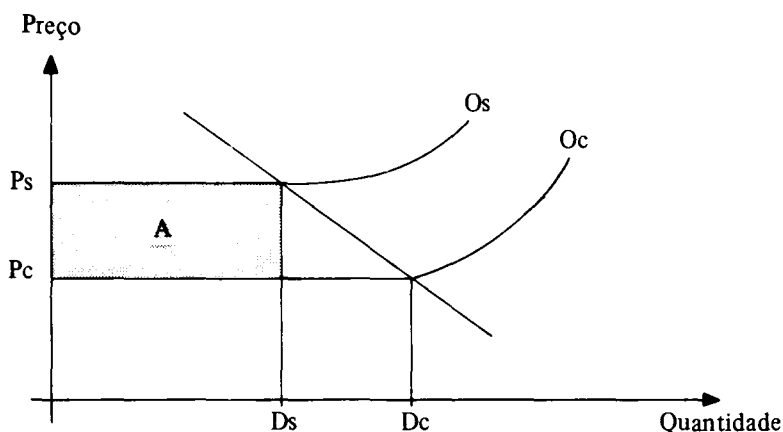


Geralmente, quando se amplia a capacidade de transmissão, ocorre uma redução de perdas no nível de demanda sem projeto. Esta redução se calcula, do mesmo modo que na análise de alternativas, com base no custo marginal de geração.

Alguns projetos de transmissão permitem uma diminuição no nível de reserva circulante, poupando, em consequência, combustíveis. Com efeito, para um dado nível de carga e de capacidade, se requer a manutenção de uma margem de reserva de geração que possa entrar em operação quase que imediatamente para satisfazer cargas inesperadas, retiradas forçadas e/ou controlar fluxos relativos. Ao incrementar-se a capacidade de transmissão entre dois sistemas com unidades próprias de geração, aumenta-se a disponibilidade da oferta, reduzindo-se em consequência o nível total de reserva circulante para os sistemas combinados. No cálculo dos combustíveis segue-se o mesmo critério de apreciação empregado para os bens comercializados internacionalmente.

É importante incluir todos aqueles custos que podem ser evitados devido à presença do projeto. Estes custos geralmente se referem às necessidades de investimento, à operação e manutenção do sistema, e aos gastos em combustíveis.

Gráfico 6
Poupança de recursos



Quando o projeto em consideração evita algum déficit de demanda, a poupança de recursos só se refere ao nível de demanda na situação sem projeto (não fazer nada). Só se poupa o que independente do projeto se produziria e com este se fornecerá mais economicamente. O gráfico 6 ilustra isto. A economia de recursos corresponde à área sombreada *A*. Fazendo-se o projeto, a curva de oferta se desloca para a direita e para baixo, reduzindo o custo por unidade, produzindo-se, assim, economia de recursos para o bloco de demanda D_s .

5. Custos

Cada um dos efeitos do projeto tem, em geral, tanto um lado positivo como um negativo. Uma vez estimados os benefícios, se procede à estimação dos custos associados ao projeto. Alguns destes foram examinados na seção de análise de alternativas. Mencionou-se que a definição de fluxo na análise econômica é no sentido incremental; para os custos, isto significa o nível de custos totais do sistema com o projeto menos o nível resultante sem o mesmo. Os primeiros custos são os do projeto propriamente dito: investimento, operação e manutenção. Os segundos são aqueles associados à energia incremental. Com efeito, para que os consumidores disponham da energia marginal do projeto é necessário levá-la até os pontos de recepção, o que implica ampliar a capacidade de transporte, a partir do nó terminal do projeto, até as tomadas do usuário, e gerar esta energia, a qual não seria necessária se não levássemos a cabo o projeto.

Portanto, os custos considerados são:

- a) investimento e gasto de reposição do projeto;

- b) operação e manutenção do projeto;
- c) investimento adicional (transformação, subtransmissão e distribuição) associado à energia incremental do projeto;
- d) gastos de operação e manutenção adicionais associados ao investimento do ponto anterior;
- e) outros gastos associados à energia incremental do projeto (faturamento, cobrança, administrativos, etc.);
- f) custos de geração da energia incremental do projeto (consumo adicional esperado mais suas perdas associadas).

6. Resumo

Em linhas gerais, a avaliação econômica compreende as seguintes tarefas:

- a) identificação e cálculo econômico dos fluxos financeiros do projeto;
- b) medição econômica dos efeitos não apreciados no mercado;
- c) redução a um resultado único, computação dos indicadores econômicos do projeto: valor presente líquido (*VPL*) e a taxa interna de retorno (*TIR*)¹⁵ e
- d) verificação dos indicadores econômicos do projeto ante as incertezas que podem afetar sua evolução: em outras palavras, determinar quão consistente é o perfil econômico do projeto.

O ponto de partida para identificação dos efeitos do projeto é o estudo da demanda. Uma vez definida a área de influência do projeto (um povoado, uma região ou o sistema interligado em seu conjunto), procede-se ao exame da demanda de maneira retrospectiva e prospectiva. Como cresceu a demanda total e por grupo de usuários? Quais são as variáveis que explicam esse crescimento? Como vai crescer a demanda durante a vida econômica do projeto? Quais são as características sócio-econômicas dos usuários?, etc. Estes são alguns dos problemas que tratam de resolver a análise da demanda. Cabe destacar dois elementos importantes:

– Convém estudar o passado, empregando – no início – métodos simples de previsão para familiarizar-se com a demanda e as suas variáveis explicativas; e, posteriormente, adotar metodologias analíticas mais adequadas aos dados disponíveis.

– As metodologias são tão boas quanto os dados empregados.

Os prognósticos de demanda, juntamente com a simulação da oferta na área de influência (para as situações com e sem o projeto), indicam em que momento do horizonte de planejamento o projeto contribui para:

¹⁵ O indicador escolhido para integrar os benefícios e os custos influi nas decisões de hierarquização entre projetos mutuamente excludentes. A *TIR* e a razão benefício-custo só informam se o projeto é atrativo ou não, podendo levar a equívocos na hierarquização e seleção dos investimentos. Em troca, o *VPL*, tal como informa a literatura especializada, está livre destas ambigüidades. Não obstante, o emprego conjunto do *VPL* e da *TIR* permite formar uma idéia mais adequada sobre o perfil econômico do projeto.

- a) evitar algum déficit de energia (ou potencial);
- b) evitar uma deterioração na qualidade do fornecimento;
- c) substituir requisitos caros de geração;
- d) reduzir as perdas físicas de energia.

Este esforço se faz em duas etapas: primeiro para cada uma das alternativas técnicas consideradas; segundo, para a situação sem projeto (e sem obras substitutas). Calculam-se os efeitos para a primeira etapa, encontrando-se, desta maneira, a solução de custo mínimo. Uma vez determinada a alternativa mais econômica, procede-se ao cálculo de seus benefícios (segunda etapa). Serão identificados os seguintes benefícios: a) contribuição de energia adicional; b) melhora da confiabilidade; c) economia de recursos.

A gênese da aplicação da *ABC* é a comparação das situações com ou sem o projeto. Se isto for levado em conta, o que é que acontece? Pode acontecer que o *VPL* do projeto seja atrativo ao custo de oportunidade do capital. Termina aí a análise? Não. O que se sabe é que, dado o nível inicial de demanda, justifica-se o projeto. Agora, cabe perguntar se o projeto produziria alguma modificação apreciável nos custos unitários e qual viria a ser o impacto nos preços. Se o impacto eventual nas tarifas for substancial, dadas as elasticidades estabelecidas, é necessário refazer a análise: a) reestimação da demanda; b) análise de alternativas; c) análise benefício-custo.

A alternativa ótima será aquela em que para o conjunto de custos, tarifas e demanda não existe maior variação. Em outras palavras, é o ponto de equilíbrio entre a oferta e a demanda.

A análise benefício-custo é uma técnica superior à análise tradicional empregada nas empresas de fornecimento de energia elétrica. Este trabalho apresentou a aplicação da *ABC* obedecendo às etapas que na prática se seguiriam, demonstrando que não há problemas insolúveis que impeçam sua aplicação ao estudo do investimento em transmissão. Finalmente, há que recordar que a análise benefício-custo não é um substituto do senso comum nem da experiência, mas apenas um reforço.

Abstract

This paper explains how cost benefit analysis (CBA) can be used in the appraisal of transmission projects. The traditional approach, consisting of a cost minimization study in a global system context, usually fails to select the optimal configuration and timing of the projects. The main problems with the application of CBA arise from the difficulties in estimating the project benefits. These benefits are on the demand side: a) the increased capacity to connect new customers to the grid and to supply the rise in demand of existing users; b) the improved reliability of supply through less voltage fluctuations and service interruptions. The benefits on the supply side are capital and operating cost savings resulting

from: a) lower investment requirements; b) better plant dispatching and management of reserve requirements; c) lower transmission losses. The paper gives a systematic explanation of these benefits, concentrating on the demand benefits since these are the least known and the more controversial ones.

Referências bibliográficas

Anderson, K. P. *Towards econometric estimation of industrial energy demand: an experimental application to the primary metal industry*. Santa Monica, Rand Corp., 1971.

_____. *Residential energy use: an econometric analysis*. Santa Monica, Rand Corp., 1973.

BID. *Eletrobrás – Programa de expansão do sistema de transmissão elétrica*. Washington, D.C., 1985.

World Bank. *Economic analysis of multipurpose water projects*. Washington, D.C., Economy and Policy Division, Dec. 1983.

Bandaranaike, R. W. *Rural electrification and the optimal quality of electricity supply*. Ph.D thesis. University of Maryland, Apr. 1981.

Blackorby, D. et alii. Consumer's surplus and welfare change in a simple dynamic model. *Review of Economic Studies*, p. 171-6, 1984.

Castagnino E. *Guía para el análisis del efecto distributivo de proyectos de transmisión y distribución de electricidad*. Washington, D.C., BID, Unidad de Metodología, dic. 1980.

Currie, J. M. et alii. The concept of economic surplus and its use in economic analysis. *Economic Journal*, p. 741-99, Dec., 1971.

Deaton, A. & Muelbauer J. *Economic and consumer behaviour*. Cambridge University Press, 1980.

Gutiérrez-Santos, L. E. *Electricity demand forecasting: a review of current methodologies*. Washington, D.C., BID, Dec. 1983.

_____. & Webb, M. Comentarios sobre la evaluación de proyectos con referencia al sector energético mexicano. *El Trimestre Económico*, México, D.F., FCE, 44(174), abr./jun. 1977.

_____. & Westley, G. *Economic analysis of electricity supply projects*. Washington, D.C., BID, 1979.

Harberger, A. C. Marginal cost pricing and social investment criteria for electricity undertakings. In. *Project evaluation*. London, Macmillan, 1970.

_____. Three basic postulates of applied welfare economics: an interpretative essay. *Journal of Economic Literature*, 9: 785-97, 1971.

Halvorsen, R. *Econometric models of U.S. energy demand*. Massachusetts, Lexington Books, 1978.

Houthaker, H. S. & Taylor, L. D. *Consumer demand in the United States: analysis and projections*. Cambridge, Massachusetts, Harvard University Press, 1970.

Julius, D. & Meta Systems Inc. *Energy pricing in developing countries: a review of the literature*. Energy Dep. Paper n. 1, Washington, D.C., World Bank, 1981.

Just, R.; Hueth, D. & Schmitz, A. *Applied welfare economics and public policy*. New Jersey, Prentice Hall, 1982.

Lessard, D.R. & Wisecarver, D. L. The endowed wealth of nations *versus* the internal rate of return. *Development Discussion Papers*, Cambridge, Massachusetts, Harvard Institute for International Development, n. 75, Jul. 1979.

Little, I.M.D. & Mirrlees, J. A. *Project appraisal and planning for developing countries*. London, Heinemann, 1974.

Mackenzie, G. W. Measuring gains and losses. *Journal of Political Economy*, (84): 641-6, 1976.

_____. *Measuring economic welfare: new methods*. Cambridge, Cambridge University Press, 1983.

Mishan, E. J. *Cost benefit analysis*. 2. ed. London, Allen & Unwin, 1975.

Morey, E. R. Confuser surplus. *American Economic Review*, 74(1): 163-73, 1984.

Munasinghe, M. *The economics of power system reliability and panning*. Baltimore, John Hopkins University Press, 1979.

_____. *Rural electrification for development: policy analysis and applications*. Boulder, Westview Press, 1987.

Nordin, J. A proposed modification of Taylor's demand analysis: comment. *Bell Journal of Economics*, 7(2), Autumn 1976.

Onudi. *Guidelines for project evaluation*. New York, ONU, 1972.

_____. *Guide to practical project appraisal: social-cost benefit analysis in developing countries*. New York, ONU, 1978.

Sanghvi, A. P. Customer outage costs in investment planning models for optimising generation system expansion and reliability. *Transactions of the Canadian Electrical Association*, v. 21, 1981.

Squire, L. & Van der Tak, H. G. *Economic analysis of projects*. Baltimore, World Bank/John Hopkins, 1975.

Suden, R. The measurement of consumers surplus in practical cost-benefit analysis. *Applied Economics*, 5(4): 139-46, 1979.

Taylor, L. D. The demand for electricity: a survey. *Bell Journal of Economics*, 6(1), Spring 1975.

Turvey, R. *Optimal pricing and investment in electricity supply*. London, Allen & Unwin, 1968.

Turvey, R. & Anderson, D. *Electricity economics: essays and case studies*. Washington, D.C., World Bank. John Hopkins University Press, 1977.

Webb, M. & Pearce, D. *Economic benefits of power supply*. Energy Dep. Paper, Washington, D.C., World Bank, n. 25, Sept. 1985.

Westley, G. Forecasting electricity demand: a general approach and case study in Dominican Republic. *Papers on Project Appraisal*, Washington, D.C., BID, n. 26, Oct. 1984.