

Tabela I - Cenário Congelado

E (X+10) por Motor = N(X+10) ^{1/4} M									
Pat. (CV)	Metal	EL/Eletr.	Madeira	Químico	Textil	Al&Beb.	Transp.	Outros	Total
< 10	1,6	1.759,8	183,8	238,9	146,8	11,8	69,9	837,4	3.250,0
10<P<40	3,1	2.463,8	404,5	696,8	428,0	22,4	349,7	1.610,3	5.978,6
40<P<100	2,9	2.815,7	367,7	497,7	305,7	47,1	251,8	1.481,5	5.770,1
100<P<200	3,4	0,0	147,1	258,8	159,0	22,4	377,7	1.545,9	2.514,2
200<P<300	1,5	0,0	122,6	298,6	183,4	14,1	349,7	966,2	1.936,2
TOTAL	12,5	7.039,3	1.225,6	1.990,9	1.222,9	117,7	1.398,8	6.441,2	19.449,0

%E(X+10)por motorE(X+10)=68,4%

1.3. Questões

Observando a Tabela A, coloque os subsetores industriais em ordem decrescente de consumo. Discuta algumas razões que poderiam explicar as diferentes participações de cada subsetor no consumo industrial.

Quais tipos de motores são interessantes, economicamente, para se fazer um plano de conservação? Por quê?

Existe alguma diferença nas Tabelas D e H. Explique o que acontece com as diferentes equações.

Considere uma substituição de motores devido ao fato que 10% dos motores de 40 a 100W estão sobredimensionados e poderiam ser substituídos por motores na faixa de 10 a 40W. Como isto poderia afetar o consumo de energia para cada subsetor industrial?

CAPÍTULO • TRÊS

PROGRAMAS DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA, GERENCIAMENTO DO LADO DA DEMANDA (DSM)¹ E FONTES RENOVÁVEIS

A introdução de medidas que favorecem as tecnologias de energia renováveis ou mais eficientes não ocorre como um resultado natural de um Plano Integrado de Recursos ou porque elas sejam viáveis economicamente. Essas medidas requerem mudanças significativas no comportamento do consumidor, no modo como estes e as companhias de energia tomam suas decisões de investimentos e principalmente como a sociedade gerencia seus recursos energéticos. É necessário ter um plano estratégico de modo a promover as mudanças requeridas e a implementação efetiva das medidas de eficiência de energia, bem como maior utilização de fontes renováveis. Estas estratégias implicam na elaboração de *programas*, que são uma série de ações coordenadas e direcionadas a fins específicos. Os programas, no presente contexto, representam conjuntos de medidas do lado da demanda e dos instrumentos políticos que são usados para implementá-los de modo sistemático e implicam em custos adicionais, tempo e incertezas para desenvolver as opções do lado da demanda. Esses fatores devem ser contabilizados quando estas opções fizerem parte de um PIR.

Existem diversos tipos de programas: programas com o objetivo de disseminar informações sobre tecnologias eficientes; programas para incentivo de uso de

1. Chamamos de Programas de Eficiência Energética ações organizadas e implementadas por agentes outros que não as companhias de eletricidade. Programas de DSM (*Demand-Side Management*) ou GLD (Gerenciamento do Lado da Demanda) são ações concebidas, implementadas e fundamentadas no contexto de companhias de eletricidade.

energia solar, programas para substituir lâmpadas e outros tipos de equipamentos, programas para estabelecer padrões de desempenho energético para equipamentos etc. Alguns deles podem e são concebidos e implementados por companhias de eletricidade e outros são iniciativas de órgãos governamentais.

As ações do lado da demanda são frequentemente organizadas sob forma de programas porque se reconhece (especialmente em países em desenvolvimento) que só os mecanismos de mercado não são suficientes para atingir níveis desejáveis de eficiência de energia² ou a viabilização de maior uso de fontes renováveis. Os programas intervirão deliberadamente no mercado consumidor de energia com outros instrumentos além de preços da energia (mas podem também incluir política de preços), de modo a promover a introdução de tecnologias e medidas que promovam o uso eficiente de energia. Da mesma forma, podem ser concebidos programas para que algumas fontes de energia renovável possam ser introduzidas de maneira mais acelerada.

Um Plano Integrado de Recursos incluirá também questões de custos e de impactos desses programas na curva de carga e no consumo de eletricidade. Em níveis mais detalhados, o PIR também incluirá projetos específicos,³ tempo de implementação e a avaliação dos programas. No final deste capítulo, estão alguns exercícios quantitativos que tentam incorporar os custos e os efeitos potenciais dos programas nos cenários de demanda projetada de energia. Embora estimar precisamente os custos e os efeitos dos programas sejam questões difíceis, os exercícios mostram caminhos atuais e simples para a contabilização desses parâmetros, assim como uma análise mais rigorosa para as opções do lado da demanda.

Inicia-se discutindo as principais barreiras encontradas para a implementação de medidas DSM e de eficiência energética e a introdução de fontes renováveis. A seguir, descreve-se os principais tipos de programas que podem ser implementados pelas CEs (Companhias de Eletricidade), pelo governo e pelas agências não-governamentais.

2. Alguns programas dirigidos ao mercado consumidor de energia terão implicações no setor de sua produção. Programas de informação ou de preços fazem com que consumidores passem a ter preferência por compra de eletricidade de origem renovável. Isso já vem acontecendo em alguns países da Europa e nos EE.UU.

3. Chama-se "projeto" a uma componente específica de um Programa. Por exemplo, um programa de iluminação eficiente para o setor residencial pode ser constituído de um projeto de *marketing* e informação, um projeto de substituição de lâmpadas através de incentivos financeiros, outro projeto de substituição através de *leasing* de equipamentos.

3.1 BARREIRAS PARA INTRODUÇÃO DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E FONTES RENOVÁVEIS

3.1.1. Informação

Geralmente, a primeira barreira encontrada é a falta de informação. O pouco conhecimento das possibilidades de melhorias no uso de energia por parte dos consumidores, vendedores, produtores e administradores públicos desta área pode distorcer a introdução de medidas de eficiência ou o uso de fontes renováveis em situações em que estas já são técnica e economicamente viáveis.

Os consumidores geralmente não acompanham os avanços de tecnologias disponíveis para conservar energia. Outras vezes, a informação disseminada pelos agentes usuais possui um conteúdo muito técnico e o consumidor pode não ter condições de entender as diferenças entre tecnologias ou dimensionar o equipamento adequado para suas necessidades.

Também é necessário que os vendedores de equipamentos tenham a informação adequada. Eles estão em contato direto com os compradores potenciais de novos equipamentos e deveriam ser capazes de aconselhá-los sobre os melhores produtos com relação à eficiência, dimensionamento e operação. Muito frequentemente, esse tipo de público (lojas de eletrodomésticos e materiais elétricos) é negligenciado em campanhas de informação. Os fabricantes de equipamentos eletro-eletrônicos também podem necessitar de assistência técnica, caso se inicie um programa de introdução de novos padrões para o equipamento consumidor de energia. Construtores, arquitetos, gerentes de compras de companhias nem sempre têm conceitos corretos sobre as tecnologias novas e emergentes. Estes são públicos importantes para programas de informação.

Um investimento contínuo em programas educacionais e de disseminação de boa informação é sempre necessário para manter os consumidores atualizados sobre as tecnologias recentes e os meios mais eficientes de utilização da energia, muito embora somente esse tipo de iniciativa, se for feita isoladamente, não seja suficiente para se conseguir o objetivo de racionalizar o uso da energia e promover a efetiva introdução de medidas de uso eficiente de energia, tecnologias adequadas e fontes renováveis.

3.1.2 Barreiras Legais e Institucionais

Estas barreiras geralmente começam dentro das companhias ou agências a serviço do planejamento energético. O planejamento tradicional tende a associar maior credibilidade a alternativas de geração de energia altamente centraliza-

das e não favorece investimentos em medidas de conservação de energia ou em opções descentralizadas de produção de eletricidade.

O PIR é um processo de planejamento mais complexo e necessita de um contexto institucional apropriado para que seja concebido e implementado. Geralmente, nas agências de planejamento convencionais falta pessoal com bom conhecimento do comportamento do mercado de energia e de como implementar políticas para alterar padrões de consumo existentes. Ao mesmo tempo, esses analistas necessitam compreender as diversas opções técnicas existentes também do lado da oferta. As decisões com relação ao elenco de opções, tanto do lado da oferta quanto da demanda, são feitas após comparação dos custos de operação e do capital empregado, de um número de alternativas, levando em consideração diversas projeções futuras de preços de energia, de crescimento do consumo de eletricidade e de taxas de juros para os financiamentos que se façam necessários. Além disso, novas questões podem ser adicionadas (e cada vez mais freqüentemente) com relação a impactos ambientais e sociais dos empreendimentos. Estes diversos aspectos do planejamento energético necessitam de ferramentas e capacidades técnicas para que o potencial de medidas de DSM e de eficiência de energia seja corretamente avaliado e os instrumentos para implementá-lo sejam formulados.

Além dessas dificuldades, podem existir barreiras legais que limitem o objetivo das atividades de planejamento das companhias de energia. Por exemplo, freqüentemente as companhias de energia são legalmente definidas como as responsáveis pela oferta de eletricidade e se requer que façam investimentos somente no setor de produção de energia elétrica. Isto, por exemplo, limitará o exame de alternativas de investimentos para outros recursos energéticos e programas de conservação que possam substituir a eletricidade ou diminuir o seu consumo.

Procedimentos legais de contabilidade muitas vezes impedem as companhias de energia de considerar investimentos diretos junto a seus consumidores como investimentos próprios da companhia. Estes procedimentos impedem, por exemplo, que os custos de programas de conservação entrem no cálculo das tarifas de eletricidade. As barreiras legais e institucionais impedem, portanto, que as tarifas permitam às companhias elétricas recuperar os custos dos programas de conservação. O custo de um programa de DSM poderia ser tratado como um custo de operação da companhia que deve ser coberto com as receitas anuais decorrentes das vendas anuais de eletricidade. Um outro procedimento é ter o custo do programa tratado como um ativo nos cálculos da tarifa básica da CE. Desse modo, o custo de um programa é pago através do tempo, com uma taxa de retorno social. O lucro de uma companhia de eletricidade também necessita ser dissociado da necessidade de aumento das vendas de energia. As companhias elétricas não devem ser penalizadas

por rendimentos menores, em função da diminuição de suas vendas decorrente dos programas de sucesso que puderam reduzir o consumo de energia.

Estas são barreiras muito fortes e que impedem a elaboração e futura implementação de um PIR.

3.1.3 Barreiras Financeiras e Decisões de Investimentos

A maioria dos consumidores não faz investimentos em eficiência de energia porque não possuem capital para comprar equipamentos mais eficientes ou para fazer melhorias em suas instalações. Certas medidas podem ser vantajosas para o consumidor, com rápido retorno do investimento inicial, mas elas não são implementadas porque ele não tem capital necessário para realizar o investimento inicial.

Capital não é o único fator financeiro de restrição: um consumidor pode ter capital, mas a eficiência energética pode não ser sua prioridade para investimentos. Por exemplo, um consumidor que pretende comprar um novo refrigerador, poderia preferir um modelo menos eficiente, se este estiver disponível na cor que ele prefere. Um consumidor industrial pode preferir gastar capital em uma nova linha de produtos e desconsiderar investimentos na melhoria das instalações elétricas existentes.

Algumas vezes, a pessoa que paga a conta de energia não é a responsável pela seleção e compra do equipamento. Este é especialmente o caso de construções, onde arquitetos, construtores e proprietários selecionam elementos da construção e equipamentos, mas são os compradores e os locatários que pagarão as despesas de energia.

Tipos diferentes de consumidores terão maneiras distintas de estimular os retornos econômicos sobre seus investimentos em eficiência de energia, como será visto abaixo. Os programas que promovam medidas de eficiência podem difundir estas questões específicas, oferecendo empréstimos a taxas de juros atrativas, de modo a terem investimentos em medidas de energia eficiente consideradas como prioritárias para cada agente relevante.

3.1.4 Barreiras Tecnológicas e de Infra-estrutura

Diversas oportunidades para produzir e conservar energia dependem de novas tecnologias, que podem não estar disponíveis em alguns países ou regiões. A grande maioria das tecnologias convencionais tem melhorado seu desempenho energético e diminuindo seus impactos ambientais em anos recentes. No entanto diversas tecnologias enfrentam problemas técnicos para serem produzidas e utilizadas em algumas regiões.

A disponibilidade de produto de maior eficiência energética é importante para a criação de um mercado sustentado de tecnologias eficientes que podem ser introduzidas a partir das

ações de DSM e outros programas. Esses produtos podem ser importados, mas a assistência técnica deve estar localmente disponível durante o período da vida útil dos mesmos.

A qualidade do equipamento que está sendo localmente produzido (ou importado) é também um dado importante que garante o sucesso das ações do lado da demanda e pode ter reflexos no desempenho do próprio sistema elétrico. Por exemplo, é importante introduzir reatores eletrônicos para lâmpadas fluorescentes, porque eles consomem menos energia quando comparados com os eletromagnéticos, mas também é importante que eles sejam produzidos com bons fatores de potência.

Muitas tecnologias novas e eficientes incorporam componentes eletrônicos que dependem da boa qualidade da rede elétrica para operar. Flutuações de voltagem e interrupções frequentes de energia diminuíram a vida útil projetada dos equipamentos e, portanto, colocam em risco o mérito técnico e econômico da medida como uma alternativa do lado da demanda. Alguns países possuem diferentes níveis de voltagem em seus territórios (110, 220, 127V), e isso pode constituir uma barreira para criar um mercado adequado para uma tecnologia.

3.1.5 Tarifas e Preços de Energia

As tarifas de eletricidade, em muitos casos, têm sido uma barreira para atrair consumidores e investimentos em eficiência de energia. Em muitos países, as tarifas são fixadas administrativamente pelas agências do governo, que podem ter uma faixa ampla de critério a considerar. Frequentemente, se observa que os custos não refletem os custos marginais de produção de eletricidade. Em outros países as tarifas são baseadas nos custos médios de produção de eletricidade e estes, muitas vezes, não refletem os custos reais de produção da eletricidade. Por exemplo, muito poucos consumidores pagam taxas mais altas por serviços no pico, embora o custo para a CE fornecer esta energia seja sempre substancialmente mais alto que o custo médio.

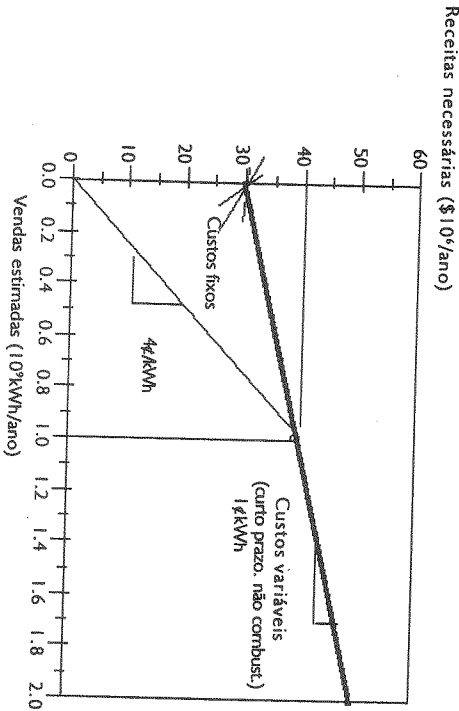
Outra prática é dar subsídios aos consumidores de determinadas regiões. Frequentemente, estas medidas impedem a utilização de recursos regionais para produzir eletricidade e a introdução de programas de eficiência e adoção de medidas/tecnologias eficientes, onde seria mais interessante do ponto de vista econômico.

A maneira tradicional de se calcular as tarifas de uma empresa tende a encorajar as vendas de kWh (para uma CE) desestimulando as medidas de eficiência que ela possa induzir no seu mercado consumidor. Para compreender este processo, considere o gráfico simplificado de receitas de uma empresa de eletricidade que são necessárias para cobrir os custos de produção versus venda de energia (Figura 3-1).

Note que neste exemplo (fictício) existe um montante anual fixo de \$30 milhões necessário para recuperar os custos de capital dos investimentos realizados pela CE e ter lucros considerados aceitáveis, mais uma quantidade adicional (*custo marginal de curto prazo*, ou *custo variável*) de 0,01 US\$/kWh, que depende da quantidade de kWh que são gerados. Esses custos fixos mais os variáveis estão associados com os recursos de capacidade instalada existentes; os custos marginais de longo prazo incluem os custos de capital de nova capacidade de geração. Num caso geral, a CE estima as vendas anuais totais de kWh e a receita necessária para cobrir suas despesas. A relação dos dois valores fornece a tarifa de eletricidade que poderia ser estabelecida (US\$/kWh) para cobrir os custos. Neste exemplo, se as vendas são estimadas em 1 bilhão de kWh/ano, e são necessários rendimentos anuais de \$40 milhões para a CE, a relação dos dois é uma tarifa média de 0,04 US\$/kWh, que é aquela que a CE deve cobrar.

Considere agora os incentivos "perversos" que encorajam a CE a vender mais kWh que a quantidade estimada mostrada na Figura 3-1. Tendo estabelecido um preço de 0,04 US\$/kWh para todas as vendas de eletricidade, as vendas acima de 1 bilhão de kWh produzirão rendimentos para a CE de 0,04 US\$ para cada kWh extra vendido. Uma vez

FIGURA 3-1: VENDAS DE ELETRICIDADE



Nota: Neste exemplo, as vendas anuais estimadas de 1 bilhão de kWh requereriam \$40 milhões em receitas, assim as tarifas seriam de 0,04 US\$/kWh.

que cada kWh extra gerado tem um custo marginal para a CE de somente 0,01 US\$/kWh, haverá um lucro líquido de 0,03 US\$ para cada kWh extra que possa ser vendido. Note que no exemplo a CE perde dinheiro se ela vende menos do que 1 bilhão de kWh. Gerar um kWh a menos reduz os custos em 0,01 US\$, mas reduz as receitas em 0,04 US\$. Em outras palavras, esta prática padrão de estimar vendas de eletricidade e rendimentos como um carinho para estabelecer a tarifa base não somente encoraja as vendas de kWh adicionais, mas também desencoraja fortemente a conservação (que reduziria as vendas de kWh).

3.1.6 Diversidade de Atores e de Expectativas

Ao se fazer um PIR ou, mais especificamente, programas de DSM (programas de eficiência ou uso de fontes renováveis) é necessário considerar-se a diversidade dos atores envolvidos e as suas diferentes percepções em relação aos impactos ambientais, custos e benefícios, aos riscos e às incertezas de cada medida. Os resultados da avaliação da atratividade econômica e conveniência (ou não) de implementar uma dada medida dependerão, portanto, de cada um desses atores.

Em um PIR a decisão sobre investimentos envolve pelo menos três agentes (ou atores) diferentes: o setor energético (ou companhia de energia), o consumidor e a sociedade (que inclui consumidores de energia, não-consumidores e o setor energético). Cada um destes agentes leva em conta pelo menos os seguintes fatores, quando consideram um novo investimento:

- taxa de desconto, usada para avaliar os benefícios e os custos resultantes de uma medida;
- avaliação futura dos custos e dos preços de energia;
- percepção dos impactos ambientais para suas atividades, riscos e incertezas envolvidas para adotar uma medida.

A maioria das CEs, dos grandes consumidores e o governo⁴ têm acesso a capital com taxas de juros mais baixas; o que não é o caso da maioria dos consumidores. Um governo ou uma CE pode ter recursos para fazer investimentos por prazos mais longos, com tempo de retorno do pagamento mais longo e esparsos. Por isso, o setor energético e o governo tendem a assumir uma taxa de desconto mais baixa, quando comparada com o consumidor de energia, refletindo seu maior acesso ao capital, mesmo quando se considera ações do lado da demanda.

4. Neste texto, usa-se o governo como representante das percepções da sociedade.

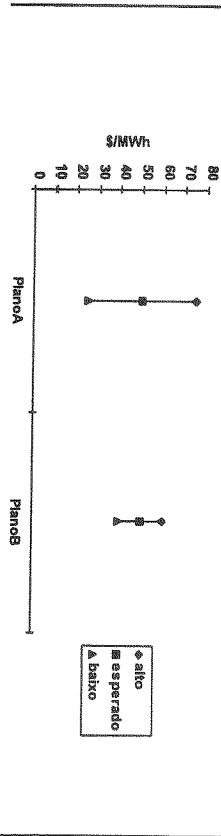
A percepção de riscos futuros também será refletida nas taxas usadas para descontar os custos e benefícios futuros. Diferentes atores podem aplicar diferentes taxas de descontos em seus fluxos de custos e benefícios. Uma taxa de desconto mais baixa para as companhias elétricas (que pode ser a mesma utilizada para avaliar mais investimentos em geração de energia), por exemplo, fará com que investimentos em eficiência energética tenham um retorno mais rápido, quando comparados com o caso dos investimentos nas mesmas medidas realizadas pelos consumidores.

TABELA 3-1: EXEMPLOS DE DIFERENTES TAXAS DE DESCONTO REAIS IMPLÍCITAS USADAS NAS DECISÕES DE INVESTIMENTO POR VARIAS AGÊNCIAS EM PROJETOS ENERGÉTICOS

	Taxa de desconto (%)	Referência
Governos	4-12	
Banco Mundial	10	
Companhia Elétrica Pública (EE.UU., Suécia)	6-8	
Companhia Elétrica Pública (Brasil, Tailândia)	10-12	Harrington et al., 1994
Indústria	15-20	USA
Consumidor residencial	35-70	LBL

QUADRO 3-1: COMPARAÇÃO DE OPORTUNIDADES DE INVESTIMENTO E RISCOS NAS USINAS DE GERAÇÃO DE ELETRICIDADE PELAS COMPANHIAS ELÉTRICAS E PELOS CONSUMIDORES.

Exemplo: Para comparar os riscos de dois projetos alternativos uma companhia elétrica deve considerar a Figura 1. O Plano A consiste em uma nova usina de baixo custo de capital mas de altos custos operacionais (turbinas a gás, por exemplo). O Plano B representa uma usina hidrelétrica que possui características opostas. Qual Plano é o melhor?



Ambos os projetos possuem os mesmos custos esperados considerando-se a vida da usina. Entretanto, devido à incerteza dos preços futuros de combustível para o Plano A, ele possui uma faixa de custo (US\$/MWh) maior que a variação do Plano B.

O risco associado com o Plano A é óbvio - que os custos do combustível poderão ser altos e qualquer variação afetará a rentabilidade do negócio. O risco associado com o Plano B, por outro lado, é muito menos aparente. Seria razoável supor que tanto consumidores quanto companhias elétricas prefeririam o Plano B. Entretanto este não é o caso. Enquanto os consumidores optariam pelo Plano B, as companhias escolheriam o Plano A. Existem três razões para esta preferência das CEs:

1. Se os preços do gás determinassem os preços de eletricidade no ponto baixo (Plano A) e a CE selecionou o Plano B, então a companhia elétrica pode perder os consumidores para outras CEs que utilizam a tecnologia do Plano A.

2. Se a CE se decide pelo Plano A, é muito provável que outras CEs, também considerando planos de investimentos, também o façam. Isto implica que os riscos associados à exposição a altos custos de combustível é igualmente repartido e portanto minimizado.

3. Sempre existe a prática de se realizar contratos prevendo um determinado nível de preços para os combustíveis durante um período de tempo. A variabilidade dos custos de combustíveis para uma CE não chega a ser um fator de grande risco para ela. As Comissões regulamentadoras do setor energético que autorizam aumentos tarifários podem também influir nos aumentos dos custos dos insumos energéticos para a produção de eletricidade. Caso existam dificuldades é muito provável que os aumentos sejam repassados aos consumidores, sem que haja questionamento se tal usina devesse ter sido construída ou não. A prática demonstra que, de fato, o Plano A oferece um baixo risco para a CE, embora de alto risco para os consumidores.

Este exemplo ilustra a grande disparidade de contextos que condicionam a tomada de decisão.

Fonte: HARRINGTON et al., 1994.

Exercício 3-1

Calcule a taxa de desconto para um investimento em um compressor eficiente considerando as condições dos seguintes agentes: a) que o consumidor exija um retorno do investimento em 2,5 anos; b) que a CE queira um retorno do investimento em 10 anos e c) que o governo queira um retorno do investimento em 20 anos. Suponha uma vida útil de 15 anos para o compressor, seu custo de US\$ 100.00 e que esse investimento proporcione um benefício de US\$ 230.00. Despreze o valor residual.

Exercício 3-2
Existe alguma relação entre a taxa de desconto calculada e os retornos dos pagamentos dados?

Exercício 3-3

Identifique os principais barreiros existentes para a introdução do método PIR para a sua região, área de abrangência da sua companhia de eletricidade, ou estado, dando exemplos.

Exercício 3-4

Considere o investimento em conservação de energia na iluminação através da troca de lâmpadas do modelo A para B (Tabela 3-2), usando as taxas de desconto de cada agente do exercício 3.1, qual seria o preço máximo para ser debitado por uma lâmpada modelo B para consumidores, companhias elétricas e governo? Use também os dados da Tabela 3-2. Preço da energia: \$ 80.00/MWh. Obs: considere também o preço da substituição da lâmpada.

Obs.: Para a companhia de eletricidade, considere o preço da energia como sendo o seu custo marginal (150.00 US\$/MWh); o governo pode ser considerado como um consumidor institucional (US\$ 0.08/kWh).

TABELA 3-2: DADOS PARA EXERCÍCIO

	Lâmpada modelo A	Lâmpada modelo B
Vida útil	1 ano	5 anos
Potência	100 W	20 W
Preço	\$ 1,00	\$ X (para cada agente)
Uso (horas/ano)	1000 h	1000 h
Valor residual	0	0

Leituras Sugeridas:

LEVINE, M.D., EHRST, J.G., KOOMEY, J. E. MCMAHON, A.H., SANSTAD. Energy Efficiency, Market Failures, and Government Policy, Pre-print. Lawrence Berkeley Laboratory LBL-35376, Oak Ridge National Laboratory ORNL/CON-383, 1994.

HOWARTH, R. B., B. ANDERSSON. "Market Barriers to Energy Efficiency", in *Energy Economics*, October, 1993.

REDDY A.K.N. "Barriers to Improvements in Energy Efficiency", in *Energy Policy* 19(7):953-61, 1991.

GELLER, H. *O Uso Eficiente de Eletricidade - Uma Estratégia de Desenvolvimento para o Brasil*, INEE, Rio de Janeiro, 1994.

3.2 TARIFAS, EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E FONTES RENOVÁVEIS

A estrutura de preço adotada pelo setor elétrico geralmente considera que diferentes consumidores devem ter tarifas também diferentes. Em países em desenvolvimento, este sistema é usado como um instrumento de política econômica para compensar a distribuição desigual de riqueza ou para promover e estimular setores específicos da economia. Algumas vezes, a variação entre a tarifa mais baixa e a mais alta pode atingir 1.000%! Existem alguns casos, como já foi dito, em que o preço médio da energia paga não é sequer suficiente para assegurar a taxa de retorno necessária para financiar a expansão futura do sistema e, portanto, outros mecanismos devem ser aplicados.

As tarifas de energia elétrica variam no tempo, dependendo da evolução da demanda (da curva de carga), das tecnologias envolvidas na produção de energia, preços de combustíveis (ou disponibilidade de recursos hídricos, no caso de geração hidrelétrica). É importante conhecer como os consumidores reagem às mudanças dos preços de energia. Esta reação é medida através da elasticidade energia-preço, conforme foi visto no Capítulo 2. Em alguns casos, o aumento do preço da eletricidade pode levar os consumidores a substituí-la por outros combustíveis (gás ou energia solar, por exemplo) ou em outros, induz os consumidores a usar eletricidade mais eficientemente. Preços são bons instrumentos de política quando a elasticidade energia-preço é fortemente negativa, ou seja, quando o aumento do preço é acompanhado por uma redução substancial da demanda de energia (ver Capítulo 2, Eq. 2-3). Embora esta não seja a principal preocupação neste livro, é importante relembrar que na teoria econômica existe uma discussão sobre a relação entre preço e demanda, que é perfeitamente adaptável para preços e conservação de energia.

Alguns países introduziram uma política de preços de energia que estimula a eficiência de energia, tornando investimentos em novas tecnologias eficientes mais atrativos, e também influenciando no comportamento dos consumidores em relação ao uso de energia. Preços de eletricidade, como vistos nesta seção, são instrumentos

para guiar alguns consumidores na direção de tecnologias ou práticas de eficiência de energia. Outro aspecto importante é o método a ser adotado para o cálculo da tarifa, de modo a contabilizar a recuperação dos investimentos das companhias elétricas, assim como as perdas de faturamento (diminuição de venda de eletricidade) com os programas de eficiência. Existem diferentes maneiras de se estabelecer tarifas para o uso de energia: nas seções seguintes, apresentam-se algumas práticas utilizadas.

3.2.1 Tarifas em Bloco

Um dos modos de se cobrar pelo uso de eletricidade é através da estrutura de "tarifa em bloco", onde o preço pago por cada kWh aumenta com o aumento do consumo. Isto tem sido aplicado para o setor residencial, admitindo-se que as residências de maior renda, que tenham maiores níveis de consumo de eletricidade, subsidiarão a tarifa paga pelas residências de renda mais baixa.

Em outros casos, a tarifa em bloco é feita para que consumidores que consomem grandes blocos de energia, junto às companhias de eletricidade paguem preços unitários menores (US\$/kWh) quando comparados com consumidores de menor porte. Isso é feito considerando economias de escala na produção, transmissão e distribuição de eletricidade e o mercado garantido pelos contratos com esses consumidores.

3.2.2 Tarifas a Custo Marginal

O papel dos preços numa economia de mercado pode ser dividido em três: 1) alocar recursos eficientemente para as atividades produtivas; 2) fornecer aos consumidores sinais com relação ao valor de diferentes bens e serviços e 3) prover recursos suficientes para cobrir os custos de produção de bens e serviços. No contexto do setor elétrico, os preços da eletricidade deveriam a) gerar rendimentos para a CE, b) sinalizar quantidades adequadas a serem consumidas e c) indicar aos provedores de serviços de energia o montante de recursos a ser alocado para atender a demanda futura de serviços de eletricidade.

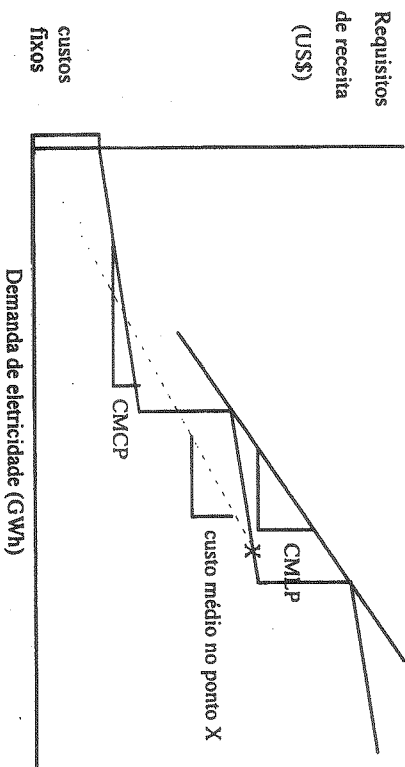
Uma análise econômica demonstra que o preço apropriado que acompanha essas três metas é igual ao custo marginal de longo prazo (CMLP). Igualando o preço de um bem com o custo marginal das diferentes fontes para aquele bem, estabelece-se uma condição padrão ótima para todos os tipos de análise microeconômica. No caso de um bem intensivo em capital, tal como a eletricidade, distingue-se o custo marginal de curto

prazo (CMCP), que é o custo de produzir a próxima unidade sem expandir a capacidade de produção total, e o CMLP, que é o custo de prover um aumento futuro da produção num dado horizonte de tempo, permitindo a expansão e otimização da capacidade.

A relação entre o CMLP, o CMCP e a demanda do sistema é mostrada de forma idealizada na Figura 3-2. Uma parcela dos custos de produção de eletricidade pode ser atribuída à recuperação dos investimentos existentes e de outros custos fixos independentemente da demanda. Com o aumento desta, os custos de produção de eletricidade aumentam de acordo com os custos variáveis de operação da capacidade existente, o que é indicado pelo CMCP. Em alguns pontos, a demanda é tal que a capacidade existente não é mais adequada e deve ser expandida. Recursos de oferta de eletricidade tendem a ser investimentos feitos em blocos que são somente possíveis em incrementos discretos, por isso a descontinuidade na Figura 3-2, que corresponde aos custos dos aumentos incrementais na capacidade. No ponto onde a capacidade deve aumentar, o custo marginal (inclinação) é infinito, mas o investimento requerido não pode ser atribuído inteiramente ao aumento marginal da demanda. O CMLP, que inclui os rendimentos requeridos para a expansão da capacidade, é de fato "suavizado" através de diversos incrementos na demanda, como mostrado na Figura 3-2.

Teoricamente vender eletricidade segundo o CMLP produzirá resultados adequados ao setor elétrico porque a CE receberá rendimento suficiente para cobrir o custo do recurso marginal, necessário para ofertar a quantidade de eletricidade que

FIGURA 3-2: EFEITO DA EXPANSÃO DA CAPACIDADE NOS CUSTOS MARGINAIS



os consumidores estarão desejando comprar. O método CMLP deve distinguir entre o tipo de demanda futura dos consumidores: aquela que implica realmente em aumentos da capacidade instalada, daquela que pode ser conseguida através da otimização da capacidade existente. Esta diferença pode ser classificada de acordo com as categorias de consumidores, tempo de uso ou localização geográfica, dependendo dos fatores que tendem a justificar a expansão.

O procedimento mais comum para alocar o CMLP entre consumidores é distinguir a parcela do consumo realizado durante período de pico, que determina a expansão da capacidade instalada e a parcela fora desse período. O preço fora de pico é simplesmente o CMCP, que indica o custo de fornecer energia sem nenhum custo de nova capacidade.⁵ Este valor pode variar sazonalmente, por exemplo, em um sistema hidrelétrico, onde o custo da energia é alto durante a estação seca. O preço durante o período de pico inclui o CMCP e o incremento relacionado à expansão da capacidade, fornecendo o CMLP. O custo da capacidade pode ser cobrado do consumidor de acordo com seu consumo total (kWh) durante as horas de pico ou pode ser baseado na demanda máxima (kW) durante aquele período. A combinação destes valores pode variar ao longo do ano, dependendo da dinâmica do perfil de demanda do sistema da CE e do consumidor.

Uma estrutura de tarifas, baseada no CMLP, deverá incluir também um valor para cobrir os custos fixos que não dependem do nível de consumo. Além disso, o preço deverá incluir o valor dos impactos ambientais e outras externalidades, apontando assim informações apropriadas do custo total do uso da eletricidade para os consumidores. Na prática, nem todos esses refinamentos e nem os critérios básicos para estabelecer tarifas segundo o CMLP são usados rotineiramente. Ao invés disto, os preços são baseados, em sua maioria, nos custos médios históricos, incluindo componentes fixos e variáveis (CMCP), como se mostra na Figura 3-2. Existem diversas razões para esta divergência da teoria econômica, algumas de ordem técnica e outras de cunho político.

As razões técnicas referem-se ao fato de que os investimentos de oferta de eletricidade tendem a ser feitos em blocos. Se o CMLP está decrescendo com o tempo, como ocorreu a nível mundial durante grande parte do período antes de 1970, então o CMLP é menor do que o custo médio. Estabelecer tarifas de acordo com este valor, tornaria difícil aumentar os rendimentos o suficiente para operar e

5. Isto quando o consumo nesse período pode ser atendido com a capacidade existente.

expandir o sistema elétrico. Tal condição resultaria na competição entre fornecedores e esta é uma razão pela qual a oferta de eletricidade tem sido tratada como um "monopólio natural", na maioria dos países. Tarifas baseadas em custos médios históricos garantem com mais segurança a recuperação de investimentos quando o CMPLP diminui.

Nos anos 70 e 80, os custos dos combustíveis e as taxas de juros causaram o aumento do CMPLP da eletricidade na maioria dos países. Embora os preços baseados no CMPLP possam sinalizar os consumidores com relação ao valor futuro da eletricidade, se eles fossem assim estabelecidos nesse momento isso provocaria uma transferência substancial da recursos financeiros dos consumidores para os produtores de eletricidade. Isso provocou, essencialmente em países em desenvolvimento, considerável resistência quanto à aplicação do CMPLP tanto do ponto de vista político como de equidade social. Hoje, parece que o CMPLP da oferta de eletricidade está novamente decrescendo e as companhias elétricas já estão preocupadas com as dificuldades potenciais da recuperação dos custos fixos de suas capacidades existentes.

A principal razão política para evitar o estabelecimento de tarifas baseadas no CMCP é que esse procedimento pode levar a grandes diferenças de preços de eletricidade: entre os consumidores, podendo tornar o serviço não-disponível para consumidores de baixa renda ou geograficamente muito dispersos, por exemplo. Historicamente, a eletricidade tem sido vista como um componente essencial para o desenvolvimento da infra-estrutura que ajudou a integrar as áreas rurais e distantes dentro de um país. Embora seja relativamente caro servir a estas áreas, não seria politicamente aceitável praticar preços para refletir tais diferenças. Em muitos países em desenvolvimento, a eletricidade é subsidiada nos pontos onde as companhias elétricas não são capazes de cobrir seus custos, criando um obstáculo óbvio para a expansão e operação de um sistema eficiente.

3.2.3 Tarifa Horo-sazonal

Uma aplicação direta do preço de eletricidade a custo marginal pode ser encontrada no sistema de tarifa conhecido como *tarifa horo-sazonal*.

É possível mudar o comportamento do consumidor com relação ao uso de energia durante o dia ou durante alguns períodos do ano. As tarifas podem variar entre horas de pico (normalmente das 18:00 às 21:00 ou 22:00 horas)

e horas fora de pico e entre estação seca e úmida (importante num sistema hidrelétrico).

Alguns consumidores pagam dois tipos de tarifas: uma pela energia consumida (KWh) e outra por uma demanda máxima contratada (KW). Os preços de eletricidade são mais altos durante certos períodos do dia ou ano.⁶ Esta é uma maneira de mudar o perfil de carga do consumidor, possibilitando a introdução de tecnologias mais eficientes ou mudanças nos horários de maior utilização de eletricidade.

Deste modo, este mecanismo de preço pode ser usado para promover mudanças na curva de carga do sistema elétrico.

3.2.4 Tarifa Verde e Subsídios para Fontes Renováveis

Em alguns países este mecanismo de preços foi usado de modo a favorecer a introdução das fontes renováveis. Neste caso, esta é uma taxa que o consumidor concorda em pagar sobre a tarifa normal (5 a 10% da tarifa existente), de modo a sustentar o desenvolvimento e uso das fontes renováveis que podem custar ligeiramente mais que as fontes convencionais. Isso tem sido aplicado na Dinamarca, por exemplo, onde os consumidores podem optar por uma certa fração de seu consumo a ser fornecido através de geração eólica.

As taxas funcionam como incentivo aos produtores de eletricidade a partir de fontes renováveis mais competitivas com as fontes convencionais.

3.2.5 Tarifas, Custos dos Programas de Eficiência Energética e DSM

Os mecanismos tradicionais para estabelecer tarifas que estimulem uma crescente venda de eletricidade, de modo a garantir receitas adequadas para a companhia têm o efeito de serem graves empecilhos para uma efetiva participação da mesma em iniciativas de conservação de energia, conforme já foi discutido anteriormente. É necessário introduzir maneiras alternativas para procurar eliminar a relação direta entre vendas de KWh e lucros da CE.

6. No Brasil, as tarifas de demanda são cinco vezes mais caras durante as horas de pico e 10% mais caras durante a estação de seca, para os consumidores industriais de alta voltagem.

Quando a CE encoraja seus consumidores a conservar energia, oferecendo incentivos (programas de informação, descontos etc.), isto acarreta custos adicionais que necessitam ser recuperados. Assim como os gastos do lado da oferta são recuperados através de tarifas, os programas de eficiência e DSM também devem ser considerados dessa maneira. Pode-se argumentar, entretanto, que a introdução de novas taxas para cobrir os custos desses programas pode aumentar o custo da conservação para os consumidores e pode permitir que as companhias elétricas obtenham lucros com seus programas DSM e de eficiência. Se os custos dos programas fossem distribuídos sem afetar a margem de lucro da companhia de eletricidade, os custos de conservação seriam mais atraentes.

Exemplos de experiências norte-americanas

(1) Redução de vendas de eletricidade

Para que o DSM seja considerado pela CE é essencial um desacoplamento entre vendas de energia e os rendimentos da companhia. O estado da Califórnia iniciou esse procedimento em 1978 para o setor de gás natural, dissociando a necessidade de aumento das vendas para assegurar rendimentos adequados para a companhia de gás daquele estado. Depois, em 1982, começou a aplicar o mesmo procedimento para suas companhias de eletricidade, através de um programa de recuperação de receitas chamado de ERAM (*Electric Revenue Adjustment Mechanism*). Outros estados daquele país começam a adotar mecanismos de desacoplamento entre vendas e rendimento e uma apresentação excelente do ERAM é dado em MARNAY & COMNES, 1992, e os parâmetros seguintes estão baseados nesse trabalho.

A ideia básica do ERAM é razoavelmente simples: a CE deve manter somente a receita acordada advinda da tarifa básica autorizada pelo órgão regulador. Qualquer rendimento em excesso ou a menos, em um dado ano, é colocado em uma conta separada. Esse balanço contábil, que inclui juros, é "zerado" a cada ano usando uma taxa adicional (que pode ser positiva ou negativa) a ser incluída nas tarifas do ano seguinte. O exemplo da Tabela 3-3 ilustra o cálculo, que foi simplificado, pois não se está incluindo nenhum ganho ou perda na contabilidade do balanço ERAM.

Considere os dados da Tabela 3-3, ano 1, que continua o exemplo simplificado, ilustrado na Figura 3-1. Na primeira linha (1), \$300 milhões representam os ativos da CE que são "baseados na tarifa". O órgão regulador local permite uma taxa de retorno de 10% (linha 3 - \$30 milhões/ano). A linha 4 mostra as vendas de kWh previstas para o próximo ano (1 bilhão kWh). Multiplicando as vendas previstas pelos custos operacionais (excluindo custos com combustível) (0,01 US\$/kWh) obtém-se o total

necessário para cobrir os custos operacionais (linha 6 - \$10 milhões). A linha 7 mostra os rendimentos totais baseados na taxa autorizada (\$30 milhões de retorno sobre investimento + \$10 milhões de custos operacionais = \$40 milhões). A receita da companhia com a tarifa básica autorizada é então ajustada para contabilizar o balanço do ERAM do ano anterior (no ano 1 este é \$0), dando um rendimento total autorizado (linha 9 - \$40 milhões). Dividindo os rendimentos totais autorizados pelas vendas kWh previstas, tem-se a tarifa básica que a CE pode cobrar para seus consumidores naquele ano (\$40 milhões/1 bilhão kWh = \$0,04/kWh mostrado na linha 10).

TABELA 3-3: ILUSTRANDO A DECOMPOSIÇÃO USANDO ERAM

EXEMPLO "ERAM" CALIFORNIA (não inclui taxas de juros na contabilidade ERAM)				
	ANO 1	ANO 2	ANO 3	NOTAS
(1) Taxa Base (\$ milhões = \$M)	\$ 300	\$ 300	\$ 300	
(2) Taxa de retorno autorizada	10%	10%	10%	
(3) Rendimento baseado na taxa amortizada (\$M)	\$ 30	\$ 30	\$ 30	(1) x (2)
(4) Vendas previstas (milhões kWh)	1.000	1.100	1.000	
(5) Custos operacionais (US\$/kWh)	0,01	0,01	0,01	
(6) Custos previstos, exceto combustíveis (\$M)	\$ 10	\$ 11	\$ 10	(4)x(5)/100
(7) Rendimento da taxa base amortizada (\$M)	\$ 40	\$ 41	\$ 40	(3) + (6)
(8) Balanço ERAM	\$ 0	\$ 4	\$ -3	prev (13)
(9) Rendimento total autorizado (\$M)	\$ 40	\$ 37	\$ 43	(7) - (8)
(10) Tarifa base (US\$/kWh)	0,0400	0,0336	0,0434	(9)x100/(4)
(11) Vendas atuais (milhões kWh)	1.100	1.000	1.100	
(12) Rendimentos coletados (\$M)	\$ 44	\$ 34	\$ 48	(10)x(11)/100
(13) Rendimentos extras coletados (\$M)	\$ 4	\$ -3	\$ 4	(12) - (9)

No primeiro ano, as vendas realizadas (1,1 bilhão de kWh) estiveram acima das vendas previstas (1,0 bilhão de kWh), tanto que a CE coletou um extra de \$4 milhões (\$44 M - \$40 M = \$4 M, linha 13). Este rendimento extra coletado é levado em consideração na contabilidade de balanço ERAM, para ser devolvido (se positivo) ou ressarcido (se negativo) no ano seguinte (linha 8). Neste exemplo, os efeitos de taxa de juros ou outra remuneração financeira na contabilidade ERAM não foram considerados.

Neste exemplo, as vendas de kWh realizadas no Ano 1 são maiores do que os rendimentos extras projetados que são devolvidos no Ano 2. No Ano 2, as vendas

de kWh são menores que as projetadas e não são coletados suficientes rendimentos. Aquele déficit no rendimento no Ano 2 é coletado no Ano 3 e assim por diante. O efeito do ERAM é então, a remoção dos incentivos para vender mais kWh e a remoção dos obstáculos para conservar kWh.

Apesar do ERAM ser bastante aceito na Califórnia, ele não é o único método de desacoplamento (veja, por exemplo, a descrição do desacoplamento de Rendimento-por-Consumidor em MOSKOVITZ e SWOFFORD, 1992). Enquanto o desacoplamento entre vendas e rendimentos de uma companhia é uma condição necessária para que o DSM tenha um impacto, ele não recompensa as companhias elétricas por seus programas de conservação, e assim não é uma condição suficiente para que elas promovam programas de conservação.

(2) Recuperando os custos do programa de eficiência ou DSM

Existem dois métodos para as CEs recuperarem os custos dos programas do lado da demanda ou do lado da oferta. Os custos podem ser recuperados no ano em que a despesa com o programa é feita ou então os custos são incorporados na tarifa básica e são recuperados ao longo de um determinado tempo. Os investimentos da CE em sistemas de geração, transmissão e distribuição são, geralmente, incluídos nas tarifas e são recuperados ao longo do tempo, enquanto os custos com programas de DSM ou eficiência tendem a ser encarados como despesas operacionais anuais.

Existem inúmeras razões pelas quais os custos de DSM seriam melhor considerados se fossem incluídos nas tarifas básicas de eletricidade do que se fossem contabilizados como custos operacionais (veja, por exemplo, REID, 1992).

I. Os custos contabilizados na tarifa básica são passíveis de ser remunerados com taxas de lucros para a CE. Isto é, como foi mostrado no exemplo na Tabela 3-1, as despesas baseadas nas tarifas ganham uma taxa de retorno sobre o investimento. Os itens gastos anualmente não. Os custos operacionais são simplesmente passados para os consumidores.

II. Uma vez que os custos totais de um item de despesa são recuperados no ano em que foram feitos, podem existir imprevistos e aumentos anuais irregulares nas tarifas cobradas pela CE aos seus consumidores e este efeito pode desencorajar despesas em grandes programas de DSM. Quando os custos dos programas são amortizados no tempo, as tarifas mudam mais lentamente.

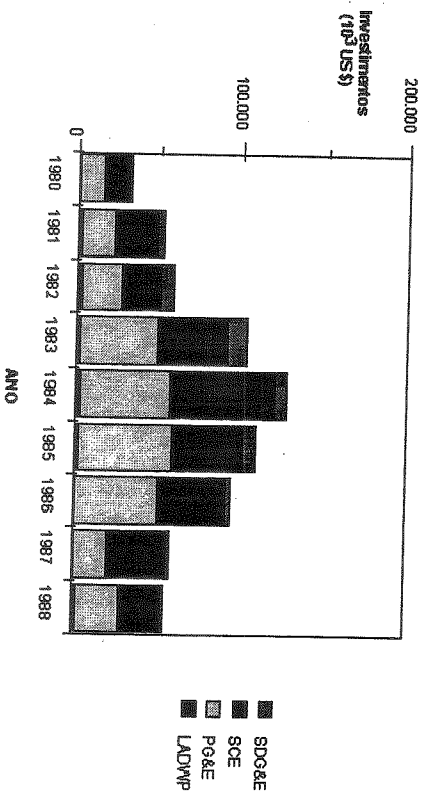
III. Na medida em que os equipamentos/instalações de geração, transmissão e distribuição são depreciados, a tarifa básica declina. Investidores, no en-

tanto, tendem a retrair seus investimentos nas CEs, quando isto acontece. Se não existe a possibilidade de se incluir os custos com programas de eficiência e DSM na tarifa base, a única possibilidade de elas aumentarem é através da construção de novas usinas.

(3) Uso de incentivos econômicos

Além dos instrumentos já discutidos de dissociar a necessidade do aumento de vendas de energia para garantir rendimentos para a companhia e a incorporação dos custos dos programas de conservação nas tarifas pagas, verificou-se, ainda nos EE.UU., que foi necessária a introdução de incentivos diretos para fomentar os programas de conservação.

FIGURA 3-3: INVESTIMENTOS EM CONSERVAÇÃO DE ELETRICIDADE EM COMPANHIAS DE ENERGIA DA CALIFÓRNIA



Notas: Sem incentivos para programas de DSM, as despesas das CEs em conservação declinaram no final dos anos 80. Fonte: CALDWELL and CAVANAGH, 1989.

A Figura 3-3 mostra claramente o declínio do interesse das companhias em programas de conservação, na segunda metade dos anos 80. O ERAM teve um impacto no início, mas, sem incentivos específicos para que promovessem programas de DSM, as CE da Califórnia retomaram seus investimentos do lado da oferta. Somente no início dos anos 90 houve uma retomada no interesse, através das iniciativas que serão abordadas a seguir.

(a) *California Collaborative*:

Devido ao declínio no interesse em programas de conservação das companhias da Califórnia (Figura 3-3), o Conselho de Defesa dos Recursos Naturais (*National Resources Defense Council-NRDC*) convenceu a CPUC (*California Public Utilities Commission*)⁷ a manter uma audiência especial em 1989 sobre o futuro dos programas de conservação na Califórnia. A audiência resultou na criação do mecanismo *California Collaborative*, que constituiu um grupo de representantes de 15 companhias elétricas, das maiores indústrias, das agências de regulamentação, de órgão de consumidores e das organizações ambientais. O grupo tinha como atribuição o lançamento de um plano detalhado que expandiria os programas de conservação das companhias elétricas através de incentivos criados. O próprio processo de agrupar agentes tão diversos foi tão extraordinário quanto os programas resultantes. Esse grupo produziu um relatório em 1990 chamado *An Energy Efficiency Blueprint for California*, que levou em 1990 e 1991 à aprovação da CPUC de normas para introdução de incentivos para uso eficiente de energia para o consumidor (*Customer Energy Efficiency - CEE*).

Depois que os incentivos da CEE foram introduzidos, as práticas de conservação das companhias de eletricidade da Califórnia mudaram drasticamente. A PG&E em seu relatório anual de 1992 diz que

... deve-se conseguir atender ao crescimento na demanda de eletricidade através da melhoria da eficiência do uso de energia e maior uso de fontes renováveis (CEE). A eficiência é um modo de garantir custos mais atraentes para atender às necessidades crescentes de energia dos consumidores.

A eficiência no uso de energia tornou-se um tema importante durante o início dos anos 90. No *Plano de Energia da Califórnia 1992-93*, por exemplo, o Governador Wilson (um conhecido Republicano) solicitou à CPUC que garantisse que "pelo menos" três quartos das necessidades da Califórnia de

7. Praticamente todos os estados americanos possuem um órgão que regula preços, taxas de retorno para os investimentos, e o desempenho geral das companhias públicas e privadas de energia elétrica, gás, água e saneamento. Devido às características predominantes de monopólio na estrutura de suprimento de eletricidade em nível estadual, as políticas públicas do setor têm sido elaboradas pela agência federal PUC (*Public Utilities Commission*). CPUC é o órgão que regulamenta e fiscaliza o setor elétrico do estado da Califórnia.

novas ofertas de eletricidade até 2001 deveriam vir de melhorias na eficiência de energia.

(b) Programa de Economias Compartilhadas da PG&E:

É interessante que nem todas as companhias elétricas norte-americanas escolheram os mesmos tipos de incentivos para programas de conservação. Um dos mais populares é baseado no atrelamento dos incentivos de ganhos da CE ao montante de dinheiro atualmente sendo economizado através de conservação. Tais programas são chamados de *shared savings* (*economias compartilhadas*) e estão sendo usados pela PG&E e San Diego Gas and Electric, na Califórnia e na New England pela Narragansett Electric em Rhode Island e Granite State Electric em New Hampshire, entre outras. Para manter esta seção concisa, entretanto, será apresentada somente a metodologia de economias compartilhadas da PG&E. Para outros exemplos e explicações mais detalhadas, consultar NADEL et al., 1994 "Regulatory Incentives for Demand-Side Management".

Os programas de economias compartilhadas da CE estão baseados na seguinte equação:

$$\text{Economias Líquidas (\$)} = \text{Custo Evitado (\$)} - \text{Custo do Programa (\$)}$$

em que:

Custo Evitado (\$) = Redução de Carga (kW ou kWh) x Custo de Oferta Evitado (\$/kW ou \$/kWh) e

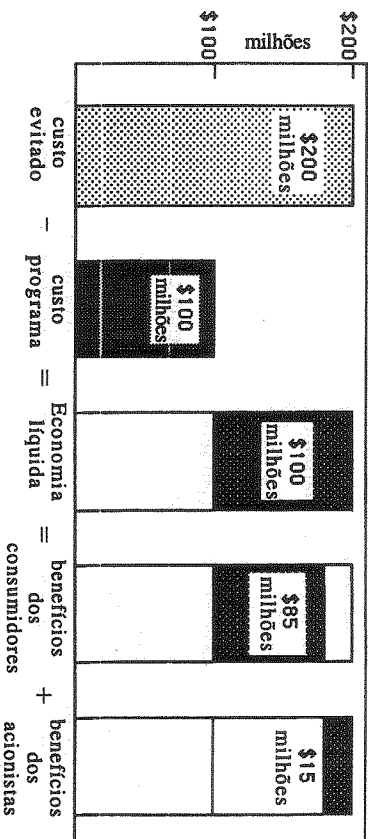
Custo do Programa = Custo do Programa de Eficiência da CE (administração, descontos, subsídios etc.)

No programa de economias compartilhadas da PG&E, somente o dinheiro gasto pela CE é incluído no Custo do Programa. Algumas companhias elétricas, entretanto, incluem o dinheiro que o consumidor gasta em conservação (assim como o custo dos incentivos dados pela CE aos seus consumidores) quando elas contabilizam o Custo do Programa.

No programa da PG&E, seus acionistas podem manter 15% das Economias Líquidas, se as metas para economias de energia são excedidas. Os 85% remanescentes das Economias Líquidas beneficiam os contribuintes como um todo, através dos custos reduzidos da geração de energia da CE (os contribuintes que levam vantagem com o desconto também economizam em suas contas

de energia, já que eles estão usando menos eletricidade). A Figura 3-4 ilustra estes conceitos.

FIGURA 3-4: ILUSTRAÇÃO DO MÉTODO DE ECONOMIAS COMPARTILHADAS DA PG&E, QUE PERMITE QUE 15% DAS ECONOMIAS LÍQUIDAS SEJAM REVERTIDAS AOS ACIONISTAS.



Enquanto os acionistas da PG&E obtêm uma recompensa de 15% para a conservação que excede um limite de desempenho preestabelecido, há também uma penalidade de 15% que é aplicada se as economias caem abaixo de um outro limite inferior.⁸

Exercício 3-5

Suponha que a PG&E promova um programa de substituição de lâmpadas oferecendo um desconto de \$5 em cada lâmpada compacta fluorescente (LFC) de 18 watts, equivalente a uma lâmpada incandescente de 75 watts, e que dura 10.000 horas. Suponha que: a) o custo adicional para a PG&E administrar o programa seja de \$1; b) que o custo marginal da eletricidade para a PG&E seja 0,04US\$/kWh.

Encontre os ganhos possíveis para os acionistas da PG&E se 1 milhão de consumidores participa do programa.

Solução:

O Custo Evitado para a PG&E seria:

8. A avaliação de desempenho de um programa é realizada através de uma taxa de participação no programa, não pelas economias de energia do programa.

$$= (75 - 18) \text{ watt/LFC} \times 10.000 \text{ hrs} \times 0,04 \text{ \$/kWh} \times 1 \times 10^6 \text{ LFCs} \times 10^3 \text{ kWh} \\ = \$22,8 \text{ milhões}$$

$$\text{O Custo do Programa seria} = (\$5 + \$1) \text{ /LFC} \times 1 \times 10^6 \text{ LFCs} = \$6 \text{ milhões}$$

$$\text{As Economias Líquidas seriam} = \$22,8 - \$6 \text{ milhões} = \$16,8 \text{ milhões}$$

$$\text{O Benefício do Acionista seria} = 15\% \times \$16,8 \text{ milhões} = \$2,52 \text{ milhões}$$

$$\text{As Economias Líquidas para os Contribuintes seriam} = 85\% \times \$16,8 \text{ milhões} \\ = \$14,28 \text{ milhões}$$

Custo Social:

Outro modo de ilustrar a vantagem do DSM é o da perspectiva da sociedade como um todo. Por exemplo, pode-se escrever as seguintes relações:

$$\text{Custo Social} = \text{Custos do Programa} + \text{Custos do Consumidor}$$

$$\text{Benefício Social} = \text{Custo Evitado} - \text{Custo Social}$$

Exercício 3-6

Continuando o exemplo das Economias Compartilhadas da PG&E das LFC acima, estime o benefício para a sociedade deste programa. Suponha o custo de \$15 para uma LFC numa loja local (\$10 após o desconto). Qual será o custo social do programa? O custo social para a CE e para seus consumidores é (novamente assumindo que 1 milhão de LFCs sejam compradas):

$$\text{Custo Social} = \text{Custo do Programa} + \text{Custo do Consumidor}$$

$$= \$6 \text{ M} + \$2,52 \text{ M} + 10^6 \text{ LFCs} \times (\$15 - \$5) = \$18,52 \text{ milhões}$$

E o benefício para a sociedade é:

$$\text{Benefício Social} = \text{Custo Evitado} - \text{Custo Social}$$

$$= \$22,8 \text{ M} - \$18,52 \text{ M} = \$4,28 \text{ milhões}$$

O custo social em alguns cálculos inclui uma contribuição adicional para os benefícios ambientais de redução do consumo de energia. Isto é, as externalidades deveriam ser incluídas no custo de cada opção de energia em consideração.

Leitura Sugerida.

NADEL, S., M. W. REID, D. R. WOLCOTT (eds). *Regulatory Incentives for Demand-Side Management*. ACEEE, Washington, 1992.

3.3 FONTES RENOVÁVEIS E PROGRAMAS DE SUBSTITUIÇÃO DE ENERGIA

3.3.1 Substituição entre Eletricidade e Gás

Em muitos países, utiliza-se principalmente a energia fóssil para a produção de eletricidade. Uma opção para economizar energia primária e reduzir os custos e emissão de poluentes é a substituição da eletricidade em alguns usos-finais por outros combustíveis, tais como gás. Os benefícios de redução de emissão de poluentes e de economia de energia primária pela substituição de energéticos no ponto de uso final dependem de diversos fatores. Dentre eles, estão incluídos o tipo de combustível e seu poder calorífico, a eficiência do sistema de conversão de energia primária em eletricidade e a eficiência dos sistemas de uso-final. Em regiões com grande dependência do carvão e petróleo para produzir eletricidade, ao se promover a substituição acima pode resultar em expressiva diminuição de emissões de CO_2 e SO_2 . Pode-se analisar o desempenho relativo das tecnologias de usos-finais de gás e eletricidade de acordo com seus usos, emissões e custos de energia anuais. Veja o exercício abaixo.

Exercício 3-7

Usando as relações abaixo, compare o uso de energia, emissões de carbono e custos para substituir um aquecedor de água elétrico por um a gás pela Companhia de Energia de Brakimpur. A energia útil do consumidor necessária para o aquecimento da água é 3,5 MWh por ano. O aquecedor de água elétrico tem eficiência de 90% e custa \$200,00, enquanto que o equipamento a gás é 65% eficiente e custa \$400. Para esta CE, a oferta de eletricidade marginal usada durante o ano para abastecer o aquecedor de água produz 0,18 ton-carbono por MWh. A combustão do gás, por outro lado, produz 14 kg-carbono por GJ ou 0,05 tC/MWh equivalente. O gás custa \$5/GJ ou \$18/MWh e a eletricidade custa \$65/MWh.

A vida útil dos dois aquecedores é de 15 anos e a taxa de desconto é 6%, que dá um FRC (Fator de Recuperação de Capital) de 0,10. Existe benefício econômico em se promover a substituição do aquecedor elétrico pelo outro a gás? Existe redução de emissões de CO_2 ?

Considere as seguintes relações:

$$E(\text{MWh/ano}) = \text{Carga}(\text{MWh/ano}) / \text{Ef}$$

$$\text{TE}(\text{ton/ano}) = E(\text{MWh/ano}) \text{ DERIDE}(\text{ton/MWh}) = (\text{DERIDE}) \text{ Carga} / \text{Ef}$$

$$\text{CA}(\$/\text{ano}) = \text{C}_{\text{cap}}(\$) \text{ FRC}(\text{ano}^{-1}) + E(\text{MWh/ano}) \text{ C}_{\text{comb}}(\$/\text{MWh})$$

em que:

$$E = \text{uso de energia anual (MWh/ano)}$$

$$\text{Carga (ou Potência)} = \text{carga de energia útil anual (MWh/ano)}$$

$$\text{Ef} = \text{eficiência da tecnologia do uso-final}$$

$$\text{TE} = \text{taxa de emissão anual (ton/ano)}$$

$$\text{DERIDE} = \text{intensidade de emissão do combustível ou eletricidade (ton/MWh)}$$

$$\text{CA} = \text{custo anual do serviço (\$/ano)}$$

$$\text{C}_{\text{cap}} = \text{custo de capital da tecnologia de uso-final (\$)}$$

$$\text{FRC} = \text{fator de recuperação de capital}$$

$$\text{C}_{\text{comb}} = \text{custo unitário do combustível ou eletricidade (\$/MWh ou \$/GJ)}$$

Solução:

Para o aquecedor a gás:

$$E(\text{gás}) = 3,5 / 0,65 = 5,4 \text{ MWh/ano}$$

$$\text{TE}(\text{gás}) = 5,4(0,05) = 0,27 \text{ tC/ano}$$

$$\text{CA}(\text{gás}) = 400(0,10) + 5,4(18) = \$137/\text{ano}$$

Para o aquecedor elétrico:

$$E(\text{elétrico}) = 3,5 / 0,9 = 3,9 \text{ MWh/ano}$$

$$\text{TE}(\text{elétrico}) = 3,9(0,18) = 0,70 \text{ tC/ano}$$

$$\text{CA}(\text{elétrico}) = 200(0,10) + 3,9(65) = \$273/\text{ano}$$

Assim, as economias de custos anuais são de \$136, e as economias de emissões anuais de 0,43 tC, para substituir o aquecedor elétrico por um a gás. Se a eletricidade possui um valor de energia primária três vezes maior comparada ao gás, então as economias de energia primária são $3 \times (3,9) - 5,4 = 6,3$ MWh por ano. Normalizando de acordo com a redução no uso de eletricidade, as economias de emissão são $0,43/3,9 = 0,11$ tC/MWh. Excluindo o custo da eletricidade comprada, o custo da eletricidade economizada é $\{400 \times (0,10) + 5,4 \times (18) - 200 \times (0,10)\} / 3,9 = \$30/\text{MWh}$. Este valor é muito menor que o preço da eletricidade ($\$65/\text{MWh}$) e, provavelmente, menor que o custo marginal de longo prazo da produção ($\$30/\text{MWh}$ deve estar próximo do custo marginal de curto prazo).

Assim, o custo da eletricidade conservado por esta medida de substituição de combustível é negativo.

Exercício 3-8

O exemplo acima mostrou os benefícios de substituir um aquecedor de resistência elétrica por um a gás. Bombas de calor elétricas, por outro lado, podem atingir uma eficiência bastante grande e podem deslocar as tecnologias que usam gás em alguns casos. A eficiência típica de uso-final elétrica para aquecedores de água utilizando bomba de calor é de aproximadamente 2,1 (COP - Coeficient of Performance). Compare o desempenho energético, emissões e custos de um aquecedor de água de bomba de calor de um consumidor da Companhia de Energia de Brakimpur, e o aquecedor a gás descrito no exercício anterior.

3.3.2 Substituição entre Eletricidade e Energia Solar

Apesar da presença de luz solar em todas as áreas da Terra, o uso deste tipo de energia é mais viável nas regiões de baixa latitude (entre os trópicos de Câncer e de Capricórnio). Iluminação, calefação e aquecimento de água são os principais usos-finais onde existem oportunidades para utilização de energia solar a custos competitivos com fontes de energia e tecnologias convencionais.

É necessário analisar cada caso particular para determinar os custos e os benefícios da substituição de eletricidade por energia solar.

O aproveitamento da iluminação natural, através de materiais e projetos de construção adequados, é uma maneira de economizar eletricidade. Arquitetura adequada pode também aproveitar a luz do sol, proporcionando, desta forma, ganho de calor, nos climas frios, para dentro das construções.

O uso da energia solar também é uma boa alternativa para substituir os sistemas de aquecimento de água baseados em eletricidade, como pode ser visto no exercício abaixo.

Exercício 3-9

Calcule o CCE (custo de conservar energia) para um investimento em substituição de um chuveiro elétrico por um sistema de pré-aquecedor solar — chuveiro de baixa potência — para a concessionária de eletricidade e para o consumidor, considerando: taxa de desconto da CE de 12%, taxa de desconto do consumidor de 35% e perdas em transmissão e distribuição de 15%. Os dados para a análise econômica estão na Tabela 3-4.

TABELA 3-4: DADOS PARA COMPARAÇÃO ECONÔMICA DE SUBSTITUIÇÃO ENTRE CHUVEIRO ELÉTRICO E UM PRÉ-AQUECEDOR SOLAR

Dados	Chuveiro Elétrico	Pré-aquecedor Solar
Vida (ano)	20	20
Investimento (US\$) ¹	121	533
Consumo Médio (KWh/ano)	632,0	126,4
Custo Anual (US\$)	139,04	19,21

Leituras Sugeridas:

SCIENTIFIC AMERICAN, *Special Issue Energy for Planet Earth*, September, vol. 263, n.º 3, 1990.

Energy Technology - Sources, Systems and Frontier Conversion, Tokio Ohta, Pergamon, 1994.

3.3.3 A Co-geração

Co-geração refere-se ao processo de produção combinada de calor e potência⁹ que permite o uso da energia liberada pela combustão de uma fonte energética. A co-geração pode ser usada em sistemas onde as máquinas motrizes são turbinas a vapor, turbinas a gás ou motores de combustão interna.

Do ponto de vista energético, a grande vantagem da co-geração reside nas altas eficiências globais de conversão, da ordem de 75-90%, muito superiores àquelas alcançadas por sistemas independentes de calor e potência. Neste sentido, a co-geração pode ser entendida como uma tecnologia energética eficiente e, do ponto de vista do sistema elétrico, como uma opção de geração descentralizada, nos setores industrial e comercial.

A co-geração é amplamente conhecida e usada desde o início deste século. Foi a tecnologia empregada no início da eletrificação industrial, especialmente nas indústrias energético-intensivas, como forma de suprir suas necessidades de eletricidade e calor, geralmente na forma de vapor. Até meados da década de 70, a co-geração foi perdendo importância juntamente com a maioria das outras

9. Potência e calor combinado (CHP) é o termo mais comum usado na Europa para tecnologia de co-geração.

fontes descentralizadas de eletricidade, de maneira mais ou menos accentuada, de acordo com as condições particulares de cada país.

A co-geração readquiriu importância durante os anos 80, com a desregulamentação do setor elétrico em alguns países e a adoção de políticas de racionalização do uso de energia de longo prazo. Hoje a co-geração é uma prioridade no contexto das políticas energéticas que visam à minimização dos impactos ambientais.

A co-geração é um processo de conversão de energia que depende de várias condições:

- das formas de energia disponíveis: a potência mecânica ou elétrica, processos de aquecimento ou refrigeração por absorção,
- se a energia elétrica é consumida pela própria unidade que realiza a co-geração ou vendida para outros consumidores via rede de eletricidade,
- se o sistema de co-geração é de propriedade de um consumidor de eletricidade, de um produtor independente ou de uma CE,
- do porte do sistema (pode variar de uns poucos kW para muitos MW).

O princípio de produção combinada de calor e potência pode ser aplicado em três concepções distintas. O primeiro é associado com o funcionamento das centrais termoelétricas, de maneira que o calor rejeitado na operação do ciclo termodinâmico é recuperado e usado na forma de um fluxo de calor para aquecimento ambiental. Tais plantas de co-geração vendem vapor de baixa pressão para instalações industriais. Nesta concepção, a quantidade de calor produzida é significativa, atendendo total ou parcialmente às necessidades energéticas das comunidades próximas à central termoelétrica. O princípio dos sistemas de co-geração é conhecido como redes de calor ou sistema de calor distrital (*District Heating*). Uma forma alternativa de sistema de calor distrital pode ser encontrada em instalações de incineração de lixo. Existem vários sistemas de calor distrital na Europa, especialmente na Europa Oriental, Alemanha, Áustria e Escandinávia. O padrão da reconstrução no pós-guerra, as condições climáticas, a ação do Estado no planejamento da infra-estrutura e a prática da descentralização com maior autonomia das comunidades locais, são fatores que explicam a importância desta forma de co-geração nesses países. As instalações de calor distrital são geralmente desenvolvidas e operadas sob forte influência do poder público.

A segunda possibilidade de implementação da co-geração está nas instalações industriais, onde a potência produzida pode atender parcial ou totalmente às necessidades da própria planta industrial, sendo possível produzir um excedente de potência, para vender à rede da CE local. Os fluxos de energia térmica são utilizados como calor de processo. A viabilidade técnico-econômica da co-geração em instalações industriais é melhora-

da se a demanda de energia térmica for significativa e constante. Em particular, este é o caso da indústria química, refinarias de petróleo, indústrias siderúrgicas e metalúrgicas de grande porte, indústrias de papel e celulose e de grandes indústrias de produção de alimentos. Nesse aspecto, a co-geração é igualmente atrativa em processos de fabricação de produtos que podem ser utilizados como combustível. São exemplos as fábricas de celulose que queimam a lixívia negra e as usinas de açúcar que usam o bagaço.

A terceira possibilidade é a co-geração no setor comercial. Neste caso toda a demanda de calor e potência pode ser atendida pelo mesmo sistema, e tais configurações são chamadas "sistemas integrados de energia" ou "sistemas de energia total". Das três concepções de co-geração, a última é a que foi mais recentemente desenvolvida, tanto da perspectiva do mercado, quanto da tecnologia. Assim como no caso da co-geração industrial, a quantidade de energia produzida pode ser menor, igual ou maior do que a demanda local. O calor obtido do sistema é geralmente empregado no aquecimento de grandes volumes de água destinados para uma diversidade de usos, incluindo resfriamento por absorção. Sistemas integrados de energia são encontrados em escolas, universidades, hotéis, hospitais, conjuntos residenciais, centros de lazer, centros de pesquisa, supermercados, bancos e instalações de tratamento de lixo. As limitações da tecnologia de co-geração neste setor estão associadas com suas próprias características, tais como os baixos requisitos de potência, horas reduzidas de operação e cargas térmicas sazonais. Esses aspectos quase sempre resultam em uma condição de viabilidade econômica relativamente frágil. A viabilização econômica da co-geração, no setor comercial, foi ampliada, em alguns lugares, pela redução dos custos de investimento, através de subsídios.

O desenvolvimento da co-geração foi significativo em dois casos e ambos associados a certo grau de descentralização do sistema energético. O primeiro diz respeito às regiões onde os sistemas de calor distrital foram historicamente importantes e, por consequência, a tecnologia de co-geração está naturalmente inserida no planejamento energético local, tais como na Alemanha, Dinamarca e Finlândia. O segundo caso é o dos países onde a co-geração nunca teve tradição ou deixou de ser importante entre 1950 e 1980. Problemas de natureza diversa, associados ao planejamento energético global ou setorial, permitiram atualmente o retorno da co-geração, principalmente nos setores industrial e comercial.

No segundo grupo estão os Estados Unidos, Itália e Japão. É interessante notar que a importância da co-geração varia nos diferentes países entre as três concepções. Por exemplo, na Alemanha a co-geração é importante na indústria e nos sistemas de calor distrital, enquanto que na Dinamarca ela é importante apenas com relação ao calor distrital. Nos Estados Unidos, onde a co-geração teve uma maior

explosão, a co-geração adquiriu importância durante os anos 80, no setor industrial, e em menor escala no setor comercial. Na Itália, por outro lado, todas as três concepções foram valorizadas, mas principalmente na indústria.

Embora seja simples em seus princípios, a co-geração é uma tecnologia complexa dentro de um processo produtivo ou num sistema energético, em função das múltiplas funções associadas e dos interesses que podem ser afetados. A difusão efetiva desta tecnologia depende de vários fatores, incluindo o político, o econômico, o ambiental, os aspectos estratégicos e os institucionais da estrutura do setor energético e dos interesses dos atores envolvidos, que são decisivos na definição de um quadro favorável à co-geração.

Da perspectiva do empreendedor, a co-geração é essencialmente uma oportunidade de investimento que se justifica quando a plena garantia de oferta de eletricidade é fundamental à manutenção das atividades, ou porque vender os excedentes de eletricidade produzida para a rede é um bom negócio. A economia da co-geração depende fortemente dos preços da eletricidade e dos combustíveis. A co-geração só é economicamente viável quando as tarifas de energia elétrica são compatíveis com os custos reais de oferta e quando os preços dos combustíveis não utilizados no sistema de co-geração forem elevados em termos relativos.

O papel das companhias de energia elétrica é decisivo. Excluída a alternativa da possibilidade de *wheeling*,¹⁰ as companhias de energia elétrica têm a particularidade de serem a única opção de compra de eletricidade produzida pela co-geração e, ao mesmo tempo, a única opção de venda de energia aos co-geradores, quando seus equipamentos não estão operando. Num ambiente não adequadamente regulamentado para o desenvolvimento da co-geração, este tipo de mercado confere às companhias elétricas um poder especial de inviabilizar o desenvolvimento da co-geração simplesmente recusando-se a comprar a energia de autoprodutores ou ao estabelecer condições desfavoráveis quanto ao nível das tarifas, nas condições contratuais ou nos requisitos técnicos.

Pelo menos num primeiro instante, as companhias elétricas tendem a desencorajar a co-geração como uma alternativa de expansão do sistema ao vislumbrar dificuldades no gerenciamento, perdas de receita, ou perda do controle do seu negócio. Num perspectiva de longo prazo, no entanto, as companhias elétricas tendem a acreditar que a co-geração pode contribuir para uma redução nos seus custos marginais, bem como para um aumento na capacidade de reserva. Acima dos interesses específicos

10. *Wheeling* é a possibilidade de uma companhia de eletricidade vender energia diretamente para um consumidor mesmo que este esteja situado numa área servida por outra companhia.

dos empreendedores e do setor elétrico, a co-geração é uma opção tecnológica que pode beneficiar a sociedade, dadas suas vantagens potenciais com relação à eficiência de energia e meio ambiente. Os interesses da sociedade deveriam ser defendidos por instituições com poder de regulamentar as partes envolvidas, se elas procurassem maximizar a viabilidade do potencial disponível de co-geração.

Leituras Sugeridas:

- BRUN, M.J. *La Cogénération dans le Monde*. Institut Français de l'Énergie, Paris, 1989.
- HORLOCK, J.H. *Cogeneration: Combined Heat and Power - Thermodynamics and Economics*. Pergamon Press, 1987.
- HU, S.D. *Cogeneration*, Reston Publishing Co., Reston, USA, 1985.
- MARECKI, J. *Combined Heat & Power: Generating Systems*, Peter Peregrinus Ltd, London, U.K., 1988.
- ORLANDO, J.A. *Cogeneration Planner's Handbook*, Fairmont Press, Lilburn, GA., 1991.
- PAYNE, J.R. *Cogeneration in the Cane Sugar Industry*, Elsevier, Amsterdam, Kulsurn Ahmed, 1994. *Renewable Energy Technologies: A Review of the Status and Costs of Selected Technologies*. World Bank Technical Paper No. 240 - Energy Series, 1991.

3.4 INICIATIVAS GOVERNAMENTAIS

Algumas iniciativas para conduzir programas de eficiência ou conservação de energia, assim como a introdução de fontes renováveis, podem ser lideradas por agências governamentais e não por CEs. Estes programas incluem campanhas de informação pública; etiquetagem de equipamentos de energia; padrões para construções e aparelhos; aquisição de tecnologia; pesquisa, desenvolvimento e demonstração financiados pelo governo; e mecanismos fiscais e financeiros. Os governos geralmente têm à sua disposição diversos instrumentos que podem ajudar e impulsionar a introdução de medidas de eficiência energética e fontes renováveis.

3.4.1 Informação e Etiquetagem

Os programas de informação podem ser desenvolvidos por agências governamentais ou por companhias de energia. Estes programas têm seu foco principal na disseminação de informação sobre as medidas de conservação de energia ou tecnologias mais eficientes. Eles podem ser amplamente classificados como:

- programas de educação direcionados para escolas de vários níveis,
- seminários e *workshops* para audiências específicas,
- programas de treinamento,
- propaganda pública (rádio, TV, revistas e jornais),
- disseminação através de brochuras e vídeos para consumidores específicos.

Os custos destes programas variam muito de acordo com sua área de abrangência e o uso de meios eletrônicos de difusão. A eficácia destas iniciativas é muito debatida, especialmente em relação à sua duração. Os consumidores tendem a retornar aos seus hábitos anteriores quando a eficiência de energia perde sua prioridade ou deixa de ser lembrada através dos meios de informação. Os programas de informação funcionam melhor quando vinculados a outras iniciativas (preços, por exemplo) e a outros programas tais como desconfortos, auditorias de energia. De uma maneira geral, somente aqueles consumidores que são mais inovadores tendem a fazer os investimentos necessários em eficiência, estimulados inicialmente por programas de informação.

Alguns programas de informação possuem maiores repercussões e deixam efeitos duradouros. Um exemplo é quando as questões de eficiência de energia são inseridas no *currículum* de arquitetos e engenheiros. Quando estes programas de informação são direcionados para pessoal mais especializado e têm o objetivo de dar informação gerencial técnica, eles também tendem a ser mais efetivos. Este é o caso de grandes consumidores industriais e comerciais, pois a maioria deles têm um departamento de manutenção (ou de utilidades) dentro de suas organizações, que pode influenciar na introdução e permanência de medidas de eficiência de energia, caso esta preocupação seja considerada uma prioridade.

A etiquetagem geralmente é feita em cooperação com fabricantes de aparelhos e consiste em submeter seus produtos a um conjunto de testes de desempenho, onde a eficiência de energia do aparelho é avaliada. As etiquetas geralmente são dadas por uma organização independente (uma agência de governo ou laboratório, companhia de energia ou uma ONG ambiental), com o objetivo de informar ao comprador (a qualidade e a eficácia do equipamento) o consumo de energia anual estimado de um preço particular de equipamento. Algumas etiquetas incluem a escala que classifica o aparelho em relação a outros no mercado. Deste modo, o consumidor pode incluir o desempenho energético como um critério adicional, quando decidir pela compra de um aparelho.

3.4.2 Padrões de Desempenho e Regulamentação

Dependendo do país, um padrão pode ser entendido como código, guia, norma, lei, protocolo, recomendação, critério ou regra. Padrões podem ser introduzidos para novos equipamentos que consomem energia, materiais e construções. O principal objetivo desse tipo de iniciativa é criar um sistema regulador para que novos produtos tenham níveis de consumo menores que aqueles que estão sendo substituídos. Estes padrões podem ser voluntários durante certo período e depois eles tendem a se tornar compulsórios. No Quadro 3-2 estão muitos exemplos de padrões de energia introduzidos com sucesso em alguns países (ver também JANDA & BUSH, 1994).

Padrões de desempenho energético são úteis em situações em que a melhoria da eficiência de energia não pode ser atingida de outra forma. Padrões de desempenho para edificações são um bom exemplo, porque os empreiteiros e construtores, ou projetistas de construções, freqüentemente não são aqueles que farão uso das instalações e pagarão as respectivas contas de eletricidade. Embora as construções tenham uma vida útil longa, os custos de manutenção de energia são considerados irrelevantes durante as fases de projeto e construção, quando outros itens têm custos mais altos, e, devido a isso, não se investe em instalações que minimizem as necessidades energéticas de edificações.

QUADRO 3-2: EXEMPLOS DA ETIQUETAGEM E PADRÕES DE DESEMPENHO ENERGÉTICO

A etiquetagem de refrigeradores foi introduzida no Brasil em 1987 pelo PROCEL (Programa Nacional de Conservação de Eletricidade). Os resultados apareceram logo depois com uma redução de 10% no consumo de eletricidade na maioria dos modelos vendidos. Alguns modelos de mais alto consumo mudaram sua eficiência drasticamente de forma a ser mais competitivos com outros modelos de tamanhos similares e outros inclusive deixaram de ser produzidos.

Mais tarde outros equipamentos foram introduzidos no Programa de Etiquetagem do PROCEL, tais como *freezers*, chuveiros elétricos e aparelhos de ar condicionado.

Nos EE.UU., inicialmente foram introduzidos padrões de desempenho energético para equipamentos, a nível estadual pela Califórnia, sendo adotados a nível nacional em 1990 para refrigeradores residenciais, *freezers*, aquecedores de água, fornos e aparelhos de ar condicionado. Os padrões de desempenho tiveram bons resultados, por exemplo reduzindo o uso de eletricidade de novos refrigeradores e *freezers* em mais de 60 por cento, com baixo custo para os consumidores – menos que \$0,03/kWh conservado, incluindo custos administrativos (McMAHON et al., 1990). Não existe evidência de que estas melhorias de eficiência tenham ocorrido na ausência dos padrões.

Os padrões de desempenho de energia foram entendidos para alguns tipos de lâmpadas, motores, instalações hidráulicas e equipamentos de ar condicionado. Enquanto isto, muitos estados e municípios dos Estados Unidos adotaram padrões de energia em construções, e a Califórnia um código particularmente sofisticado que combina medidas prescritivas com outras mandatórias baseadas no desempenho energético. Os códigos de construção (ou Código de Obras) que abordam a eficiência da iluminação e de operação de ar condicionado são também usados em diversos outros estados, incluindo a Califórnia, e estão sendo desenvolvidos a nível nacional para aquele país.

A Suécia tem alguns dos mais rigorosos padrões técnicos de construções no mundo, e como resultado as casas suecas estão entre as mais confortáveis e eficientes do ponto de vista energético, sem contar o clima severo. A Dinamarca também teve a preocupação de reforçar as especificações técnicas de seus códigos de obras, aproximando-se bastante às da Suécia (SCHIPPER and JOHNSON, 1993).

Um estudo internacional identificou aproximadamente 30 países que possuem padrões obrigatórios de eficiência energética para as construções em atuação, e outros 15 onde tais padrões são propostos ou voluntários (JANDA and BUSCH, 1994). A maioria destes padrões se encontram nos países industrializados, embora diversos países em desenvolvimento, particularmente no Sudeste da Ásia, tenham pelo menos padrões propostos ou voluntários. Muitos dos padrões são derivados daqueles desenvolvidos em outros países, tais como os Estados Unidos e a Alemanha, e adaptados para o clima local e práticas de construção. O desenvolvimento de padrões é geralmente limitado, especialmente nos países em desenvolvimento, pela falta de dados de consumo energético e práticas de construção, pela falta de verificação de regras e procedimentos de esforços, e pela falta de teste de desempenho e desenvolvimento de equipamentos.

Outros exemplos de padrões de eficiência energética incluem os padrões da "US Corporate Average Fuel Economy (CAFE)", que dobrou a eficiência do combustível de veículos em menos de dez anos. A maioria das melhorias foram atingidas através da eficiência técnica e de projeto (ROSS, 1989).

Existem dois tipos básicos de padrões de eficiência energética: *padrões prescritivos*, e *padrões de desempenho*. Os padrões prescritivos especificam determinadas tecnologias ou configurações de sistema que devem ser consideradas numa construção. Por exemplo, um padrão prescritivo iria determinar a utilização de iluminação fluorescente em áreas comuns de construções comerciais (frequentemente iluminadas mesmo durante o dia). Padrões de desempenho exigem o estabelecimento de índices de consumo de energia para um aparelho ou uma construção. Por exemplo, pode-se estabelecer

que a potência máxima por metro quadrado, para iluminação nas áreas de corredores de construções comerciais fosse de 10 W. Neste caso, o projetista pode fazer uso de várias tecnologias e iluminação natural para satisfazer esse índice. Geralmente, os padrões prescritivos são mais simples e mais usados para garantir melhor eficiência de vários tipos de componentes e equipamentos de uma construção (Tabela 3-5).

Os padrões de desempenho são mais flexíveis e são usados para orientar a eficiência total do sistema de áreas funcionais, ou de construções. Estes padrões são mais complexos e geralmente impõem maiores requisitos para a verificação. Padrões prescritivos para componentes são também vantajosos por melhorar o desempenho energético dos equipamentos substituídos nos prédios e fábricas existentes (ATKINSON et al. 1993). Nas novas construções, entretanto, os padrões de desempenho do sistema são apropriados para oferecer maior flexibilidade aos projetistas, que poderão explorar as interações dos sistemas, materiais e projetos para obter melhor eficiência total da energia, com menor custo e com maior conforto que no caso de seguir os padrões de componentes.

TABELA 3-5: CÓDIGOS DE ENERGIA DE CONSTRUÇÕES: LIMITES PARA CAPACIDADE INSTALADA DE ILUMINAÇÃO (CONSTRUÇÕES COMERCIAIS).

Tipo de Construção	Indonésia (W/m ²)	Jamaica (W/m ²)
Escritórios	15	17
Salas de Aula	15	18
Auditórios	25	-
Supermercados	20	-
Hotéis (quartos)	17	13
Áreas Comuns	20	11
Hospitais (áreas comuns)	15	19
Armazéns	05	03
Restaurantes	10	14

Fonte: JAMAICA BUREAU OF STANDARDS, 1990. ASEAN-US Project on Energy Efficiency in Buildings, 1989.

O desenvolvimento de padrões é um processo público que envolve órgãos profissionais, associações de indústrias, companhias de energia, assim como agências públicas. É necessária também a existência de laboratórios que possam testar periodi-

camente os aparelhos que estão sendo produzidos, importados ou vendidos. Além disso, o programa deve incluir o desenvolvimento de procedimentos de testes para medir eficiências nos laboratórios e metodologias para estabelecer critérios técnico-econômicos para os níveis de padrões de eficiência que servirão de referência. Existe ainda a necessidade de realizar audiências públicas, reuniões com câmaras setoriais, publicação de leis e documentos de suporte técnico e de gerenciamento do programa.

Padrões mais rigorosos de eficiência energética implicarão em custos adicionais para o consumidor. Muito provavelmente, eles pagarão mais caro pelos novos aparelhos que incorporem os novos avanços. Uma combinação com outros programas, tais como empréstimos, descontos e informação, também pode ser usada para auxiliar a criação de um mercado para esses novos produtos, minimizando assim os seus impactos para o consumidor.

As relações vantagens custo/benefício resultantes de melhoria da eficiência energética de equipamentos ou sistemas de componentes e os baixos custos administrativos desse tipo de programas existentes sugerem que eles podem ser iniciativas importantes para administrar a evolução de médio e longo prazo do consumo de energia. Para o consumidor é possível também que os custos anuais da nova tecnologia (incluindo os custos de energia) possam ser menores que os custos dispendidos com a tecnologia atual. Uma análise, por exemplo, do custo de melhorias nas geladeiras e freezers nos países escandinavos indica que o nível de consumo energético pode ser menor que os dos melhores modelos disponíveis hoje, com custos não superiores para o consumidor, que a média dos novos modelos existentes hoje no mercado (PEDERSEN, 1992).

A vantagem principal da introdução de padrões de desempenho em alguns mercados difusos, tais como o de aparelhos domésticos, é que ela reduz o risco de se acumular estoques ou voltar a produzir e vender equipamentos de menor eficiência. Para o consumidor, os padrões sobrepõem a incerteza e a invisibilidade das melhorias de eficiência de energia. Para os vendedores, os padrões convencem os consumidores que, tendo acesso à boa informação e *marketing*, comprarão os produtos eficientes.

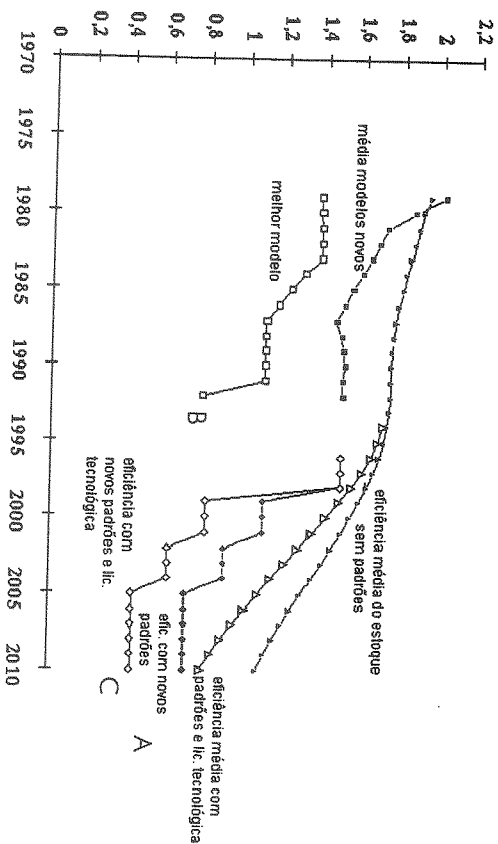
É difícil avaliar os impactos econômicos decorrentes da exigência de maiores padrões de eficiência para equipamentos; componentes ou edificações. Entretanto, também é bastante possível que após um período de desenvolvimento, os fabricantes encontrem formas mais econômicas de produzir produtos com boa eficiência energética. Dados americanos sugerem que os custos reais de adaptação aos padrões de eficiência para aparelhos, em 1993, foram menores que os estimados previamente para o desenvolvimento daqueles equipamentos.

OS EFEITOS DOS PADRÕES ATRAVÉS DO TEMPO

Os padrões de eficiência de energia podem ser um meio efetivo para retirar do mercado os produtos que consomem energia de modo exagerado. Entretanto, isto depende também da dinâmica da evolução de uma determinada tecnologia através do tempo.

A Figura 3-5 ilustra o caso de melhoria do consumo de energia em refrigeradores, durante um período, na Suécia. Caso fossem introduzidos padrões obrigatórios de eficiência por volta do ano 2000 (curva A), os níveis de eficiência, caso fossem regulados por padrões, poderiam ser a norma já em 2002, mas muitos anos antes esse nível de eficiência seria atingido sem nenhuma interferência (SWISHER, 1994). Isto porque estes níveis de eficiência são tecnicamente viáveis e seus custos econômicos não são significativos.

FIGURA 3-5: TENDÊNCIAS HISTÓRICAS E PADRÕES DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA DAS GELADEIRAS E FREEZERS NA SUÉCIA.



Nota: O uso de energia é normalizado em termos de volumes (litros) da geladeira, sendo o volume do freezer estabelecido como 2,1 unidades de uma geladeira. O gráfico mostra a evolução do melhor modelo, média do estoque de equipamentos e média dos novos modelos de equipamentos (SWISHER, 1994).

A Figura 3-5 mostra que, em 1992, já estava disponível no mercado um modelo com menor consumo (curva B) que aquele estabelecido na norma (curva A) até o ano 2005. Isto demonstra situações onde níveis de eficiência podem ser tecnicamente viáveis a custos competitivos (o modelo eficiente está sendo comercializado), sem a necessidade de normas.

A introdução de normas garante que seja acelerada a redução do consumo médio do estoque de equipamentos, se a introdução de padrões for feita através de licitações tecnológicas (ver seção seguinte) ou não, curvas C e A, respectivamente (Figura 3-5).

A taxa de melhoria de eficiência energética depende muito da vida útil e taxa de substituição (ou sucateamento) do equipamento existente.

Nos países em desenvolvimento, onde a penetração de aparelhos é muito menor do que a do exemplo dado, os impactos de padrões mais rigorosos de eficiência podem ser muito maiores na evolução da eficiência média do estoque de equipamentos. Mas se poderia iniciar com equipamentos mais eficientes, em vez de se começar com equipamentos de baixa eficiência e depois melhorá-los.

Exercício 3-10

Suponha que em Brakimpur existem somente dois tipos de geladeiras: modelo A (800 kWh/ano; modelo velho de 1960) e modelo B (400 kWh/ano; um novo modelo não em uso ainda). Considere que no Ano Base X existem 2.110.550 geladeiras modelo A em uso e que suas vidas úteis são de 25 anos (período em que elas deverão ser substituídas por uma nova). Todo ano 50.000 novas residências são construídas em Brakimpur que adicionam novas geladeiras no mercado. As idades das geladeiras tipo A (em uso) poderiam ser classificadas de acordo com a Tabela 3-6:

TABELA 3-6 BRAKIMPUR - IDADE DO ESTOQUE DE REFRIGERADORES NO ANO BASE

Idade (anos)	Número / Porcentagem
25	200.000 (20%)
20	200.000 (20%)
15	150.000 (15%)
10	150.000 (15%)
5	150.000 (15%)
0	150.000 (15%)

O modelo B foi desenvolvido como parte de um programa do governo para reduzir o consumo de energia e competir com o modelo A nos anos seguintes, diferenciando-se somen-

te no consumo de energia. Você deve considerar que quando o novo modelo for lançado:

- 5% dos usuários espontaneamente substituirão o modelo A pelo modelo B, independentemente da sua idade atual;

- a taxa de substituição dos modelos obsoletos e a decisão pela compra de um novo modelo dependerão dos esforços que você, como um gerente do governo, dedica ao programa de DSM. Em outras palavras, você pode escolher a opção entre:

- plano A: taxa de adoção alta para os modelos novos (60%) com altos investimentos em campanhas e subsídios; e
- plano B: taxa de adoção baixa (30%) com baixos investimentos em campanhas e subsídios.

Trace um gráfico do consumo de energia médio de Brakimpur para os próximos 25 anos pelo plano A e pelo plano B, e, no mesmo gráfico, a evolução do consumo global para os modelos A e B.

3.4.3 Licitações Tecnológicas

Organizações ou instituições de porte, especialmente agências de governo, podem ajudar a criar um mercado para novos equipamentos eficientes ao realizar grandes compras dos mesmos. Estas compras, que podem ser licitações públicas (editais), têm a possibilidade de especificar padrões de desempenho que por sua vez estimularão diversos fabricantes a desenvolver e oferecer o produto para atender a essa demanda.

Esse tipo de iniciativa é importante principalmente quando está relacionada com novas tecnologias ainda não introduzidas em escala significativa no mercado. Em tais casos, os riscos de desenvolvimento tecnológico podem ser altos para os fabricantes, se estes não souberem se haverá um mercado para os equipamentos produzidos. Esse tipo de iniciativa é uma maneira de assegurar retornos financeiros para os fabricantes através da compra de uma quantidade grande de equipamentos com determinadas especificações. O Quadro 3-3 apresenta exemplos de Programas de Licitação de Tecnologias que foram realizados com sucesso em vários países, viabilizando posteriormente a introdução dos equipamentos mais eficientes no mercado consumidor mais amplo.

QUADRO 3-3: EXEMPLOS DE PROGRAMAS DE AQUISIÇÃO DE TECNOLOGIAS.

Um exemplo de intervenção na política de inovação de eficiência energética é a aquisição, por órgãos públicos, de tecnologia (teknik upphandling) que foi desenvolvido na Suécia pela NUTEK, Ministério de Desenvolvimento Tecnológico e Industrial.

Este processo combina incentivos governamentais com pedidos garantidos de grupos de compradores (tais como associações civis, órgãos do governo) numa licitação competitiva por produtos de eficiência energética especificada (WESTLING, 1991). Os fabricantes são convidados a oferecer modelos de protótipos com certas propriedades, incluindo uma eficiência energética mínima especificada e as ofertas são julgadas de acordo com suas eficiências e o quanto eles satisfazem os outros requisitos (NILSSON, 1992). O(s) ganhador (es) recebe(m) incentivos e uma demanda garantida inicialmente suficiente para justificar a produção do novo modelo. Esta estratégia remove uma grande parte do risco de se introduzir novos modelos de maior eficiência energética nas suas linhas produtivas.

Este processo foi realizado com sucesso em 1991 para os modelos combinados de refrigeradores-*freezers*, sendo que o consumo de energia do modelo ganhador foi 30 por cento abaixo do melhor modelo disponível anteriormente e 50 por cento abaixo da média do mercado (NILSSON, 1992). Embora o modelo ganhador tenha entrado no mercado com aproximadamente uma redução promocional de preço de 50 por cento, após um ano essa redução representou cerca de 10 por cento e uma outra firma concorrente ofereceu um novo modelo com uso de energia comparável ao ganhador e um preço próximo dos outros modelos do mercado (NUTEK, 1993).

O processo de aquisição também foi aplicado na Suécia para janelas com alto desempenho energético, para reatores eletrônicos de alta frequência para lâmpadas, para monitores de computador que desligam automaticamente e mais recentemente para as máquinas de lavar usadas nas residências. As novas janelas possuem cerca de três vezes maior resistência térmica quando comparadas com as convencionais, e estes produtos melhorados estão agora entrando tanto no mercado da Europa quanto da América do Norte.

O NUTEK conduziu uma aquisição pública tecnológica de sucesso para monitores de computador de desligamento automático (LEWALD and BOWIE, 1993). Existe um grande potencial de melhoria em eficiência energética em computadores e em outros equipamentos de escritório que podem atingir um custo incremental muito baixo. Com os monitores de desligamento automático e outros equipamentos de escritório de eficiência energética espera-se ganhar uma grande fatia do mercado nas próximas gerações de tecnologia de equipamentos de escritório (DANDRIDGE et al., 1993), com economias de energia maiores que 50 por cento comparados aos modelos de equipamentos atuais. Estas economias tomarão lugar rapidamente, por causa do rápido retorno dos equipamentos eletrônicos. As melhorias são levadas a rápidos avanços tecnológicos nesta área, deixando pouca necessidade de programas adicionais para acelerar ainda mais a penetração de produtos eficientes no mercado, uma vez que eles tenham sido introduzidos.

Com um programa Norte Americano similar, "Energy Star" conduzido pelo Environmental Protection Agency (EPA), espera-se modificar o mercado de computadores, introduzindo-se quase 100%, dos microcomputadores com dispositivo de controle de consumo em 4 anos, a quase nenhum custo. Este programa é voluntário e certifica computadores e equipamentos periféricos eficientes com a etiqueta "Energy Star". É muito provável que as melhorias de eficiência que estão sendo conseguidas em escala mundial não teriam acontecido tão cedo sem o envolvimento da EPA com os fabricantes de computadores.

O EPA iniciou também outro programa, "Green Lights", programa voluntário de eficiência energética de iluminação. Centenas de grandes firmas comerciais, representando porcentagem significativa de área construída comercial nacional, se juntaram ao programa e se comprometeram a realizar melhorias nos seus sistemas de iluminação, cobrindo 90% de sua área construída. A demanda gerada por este programa teve um efeito significativo em termos de levar a indústria de equipamentos de iluminação em direção a maiores eficiências energéticas.

O Programa do Refrigerador Super Eficiente, ou "Golden Carrot", nos E.U.A. é uma variação do programa de aquisição de tecnologia da Suécia. Neste caso, diversas grandes CEs criaram um incentivo coletivo, que foi oferecido aos fabricantes como prêmio em uma competição para desenvolver um refrigerador-*freezer* livre de CFC e de alta eficiência. O incentivo será pago pelas CEs por cada unidade de modelo ganhador que for vendida nas suas áreas de serviço. O programa também será estendido para máquinas de lavar roupa e aparelhos de ar condicionado. O progresso tecnológico estimulado por este programa deve tornar possível atingir o complemento dos padrões de eficiência energética do refrigerador-*freezer* em 1998, uma mudança que provavelmente não teria sido possível sem o programa.

O efeito da aquisição tecnológica e das metodologias desse tipo - "technology push" - é acelerar os ganhos de eficiência energética pelo aumento da eficiência final do mercado, que serve a acelerar o potencial de conservar energia mais cedo no tempo e é particularmente efetivo na combinação com padrões de desempenho energético. Os padrões eliminam os modelos menos eficientes do mercado, mas seus impactos na conservação de energia são limitados pelas tecnologias disponíveis atualmente porque elas não podem melhorar a alta eficiência final do mercado. É possível, entretanto, que sem um mecanismo de "technology push" tal como o processo de aquisição de tecnologia, o desenvolvimento de novos produtos eficientes não ocorra. A introdução de novos modelos de alta eficiência no mercado leva a um aumento da eficiência média, sem a imposição de padrões de eficiência energética, mas seus impactos totais no mercado podem ser ampliados pela presença de padrões progressivos que removem produtos menos eficientes (SWISHER, 1994).

3.4.4 Mecanismos Financeiros e Fiscais

Os Bancos Nacionais e Agências de Fomento podem ter linhas de créditos especiais para empréstimos dedicados à compra de produtos de uso eficiente de energia. No caso do Brasil, o BNDES já possuiu linhas de crédito especiais para financiar projetos de conservação de energia, mas infelizmente esse tipo de iniciativa não teve muito sucesso, devido a uma série de fatores que não atraíram o interesse do investidor.

Exercício 3-11

Explique as vantagens de um Programa de Licitação de Tecnologia para uma companhia que introduzirá um novo produto no mercado. Que tipo de informação a companhia deveria considerar de modo a decidir se o Programa garantiria o sucesso do seu produto para o mercado em geral?

Exercício 3-12

Quais são os riscos para a transformação do mercado de tecnologias eficientes através de um Programa de Licitação de Tecnologia?

3.5 ESTRATÉGIAS DE GERENCIAMENTO DO LADO DA DEMANDA (DSM)

Por Gerenciamento do Lado da Demanda DSM (ou GLD) queremos nos referir ao esforço sistemático para promover mudanças nos padrões de USO DE ELETRICIDADE. Essas mudanças incluem alteração de hábitos, horários de utilização de equipamentos, tempo de uso e finalmente também mudanças nas características técnicas dos equipamentos. Os programas de DSM são atividades desenvolvidas e implementadas essencialmente pelas companhias de eletricidade dentro de uma área geográfica, embora em alguns países as agências de governo também tenham realizado ações de DSM.¹¹ Este tipo de programa necessita inicialmente de uma avaliação da evolução futura do perfil de carga e da quantidade de energia demandada pelos consumidores da CE. As estratégias de DSM consideram diversas iniciativas que têm como objetivo mudar a forma da curva de carga ou sua área total (a integral da curva de carga dá a energia total consumida) ou ainda por uma combinação de ambas as iniciativas. As Figuras que seguem descrevem as estratégias clássicas de DSM. As

11. Isto acontece principalmente quando a CE é uma companhia estatal.

CEs podem projetar programas combinando duas ou mais estratégias, modificando os perfis de carga de seus consumidores e/ou a demanda total de energia. Nas próximas duas seções, serão explicados com mais detalhes esses tipos de ações.

A Figura 3-6A apresenta o caso onde o objetivo é reduzir o pico da curva de carga. Isto pode ser atingido com o aumento das tarifas durante as horas de pico, por exemplo. A redução do pico não implica necessariamente em um decréscimo no consumo de energia, como mostra a Figura 3-6C. É possível mudar certas quantidades de energia consumida durante as horas de pico para outros períodos e as Figuras 3-6B e 3-6E ilustram o objetivo de aumento de vendas de eletricidade. No primeiro caso os esforços são feitos direcionando o crescimento de carga durante períodos específicos e, no segundo caso promove-se um crescimento geral de carga. A Figura 3-6F representa uma situação na qual uma CE tem a possibilidade de criar uma curva de carga flexível que pode acomodar a demanda dos consumidores e suas características operacionais. Por exemplo, em um sistema hidrelétrico durante a estação seca a CE está interessada em reduzir a demanda de eletricidade, mas durante a estação úmida ocorre a situação oposta. A Figura 3-6D apresenta o caso onde a conservação de energia é o principal objetivo do esforço DSM.

QUADRO 3-4: EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL DE DSM

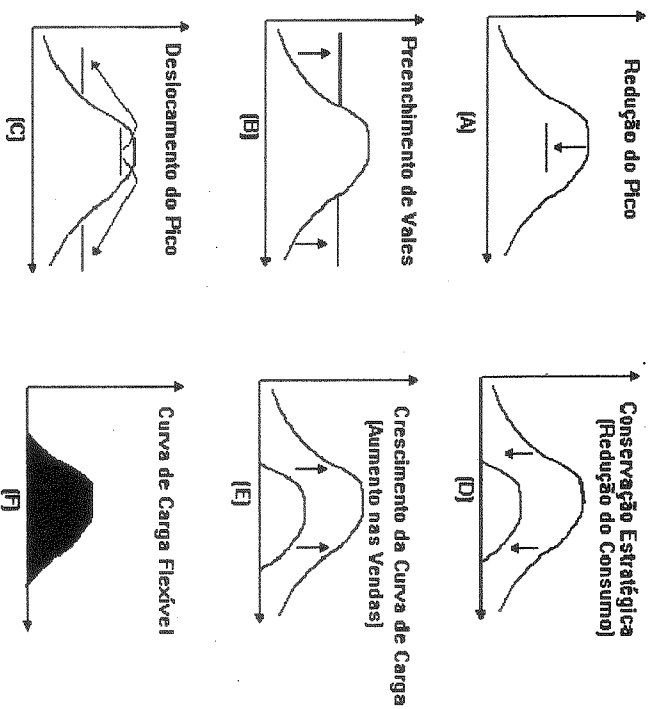
Recentemente, as iniciativas norte-americanas começaram a envolver não só programas de informação geral e programas de desconto (que muitas vezes são criticados por seus altos custos e baixas taxas de participação), mas também programas direcionados que melhor respondem às necessidades do consumidor e levam a maiores garantias de conservação de energia (NADEL, 1992). Nos EE. UU. está-se dando mais atenção para captar melhorias de eficiência a longo prazo influenciando os fabricantes de equipamentos e projetistas de construções para oferecer produtos de maior eficiência energética.

Na Europa, entretanto, o DSM e outros programas de conservação não se desenvolveram tão rapidamente, particularmente porque a integração vertical das CEs não é tão comum como nos EE.UU. O tipo de companhia elétrica mais comum é a CE de distribuição municipal que compra eletricidade das grandes companhias elétricas de geração (frequentemente nacionais). Na Escandinávia, por exemplo, as poucas companhias elétricas totalmente integradas verticalmente, tal como a Oslo Energi e a Stockholm Energi, devem ser reestruturadas como resultado das atuais políticas de desregulamentação. Mais ainda, a intervenção de regulamentação que tornou o

DSM possível na América do Norte não é aparente na Europa, onde as companhias elétricas operam mais independentemente da supervisão do governo. Mas mesmo assim, os fornecedores de energia em alguns países, tais como a Dinamarca e a Holanda, se tornaram mais atraídos pelo PIR e estão encorajando a eficiência energética.

Na Suécia, a Vattenfall AB, a maior geradora e vendedora de eletricidade e anteriormente a empresa energética nacional, realizou o *Uppdrag 2000* (Projeto 2000), um estudo de campo das opções de eficiência energética. O estudo produziu as primeiras estatísticas detalhadas da estrutura de consumo do setor de serviços da Suécia e avaliou o custo potencial de uma larga gama de medidas de conservação de energia (HEDENSTRÖM et al., 1992). Os resultados do *Uppdrag 2000* resultaram em sugestões de medidas de conservação nos setores de edificações de cerca de 10-15 por cento, tomando como base medidas que poderiam ser implementadas imediatamente (HEDENSTRÖM, 1991).

FIGURA 3-6: ESTRATÉGIAS DE GERENCIAMENTO DA CURVA DE CARGA



3.5.1 Gerenciamento da Carga

Estes programas incluem medidas que objetivam evitar o aumento de capacidade de produção de eletricidade ou fazer melhor uso daquela existente. A meta é modificar o perfil de carga, podendo o consumo total de energia permanecer constante ou mesmo crescer. Os seis diagramas da Figura 3-6 ilustram as mudanças que podem ser introduzidas deliberadamente nos perfis de carga das CEs. Por isso, o gerenciamento de carga não significa economizar o combustível usado nas usinas térmicas (ou água nas usinas hidrelétricas) para gerar eletricidade.

É muito importante conhecer a estrutura do perfil de carga da CE para cada classe consumidora (industrial, comercial, residencial etc.) e as tecnologias de uso-final (iluminação, força motriz, aquecimento de água) para determinar o programa mais apropriado (substituição de lâmpadas, motores eficientes, aquecimento solar).

O gerenciamento de carga pode também ser feito através de mudanças na estrutura tarifária, controle direto da carga ou pela introdução de tecnologias específicas. Como visto na Seção 3.2, as tarifas especiais para horas de pico podem resultar em Corte de Pico ou Deslocamento de Carga. O controle de carga direto pode ser atingido pela instalação de limitadores de demanda nas acomodações dos consumidores ou por introduzir contrato e medidores de demandas. Os programas que introduzem tecnologias específicas podem também mudar o padrão de carga de uma CE dentro do desejável. Este é o caso da substituição dos aquecedores elétricos de água na demanda por equipamentos que utilizam a energia elétrica mais barata do período noturno e acumulam o calor que será dissipado durante o dia. Esse tipo de equipamento foi largamente difundido em diversos países europeus.

3.5.2 Investimentos em Eficiência de Energia

Este tipo de Gerenciamento do Lado da Demanda leva em consideração os esforços feitos pela CE para diminuir o consumo unitário de um particular uso-final de energia. Estas medidas podem ser um subconjunto daquelas descritas acima e são essencialmente dirigidas às tecnologias. Aqui a CE quer reduzir o consumo de energia ou reduzir sua taxa de crescimento e, por isso, esses programas evitam a expansão da capacidade de produção e economizam combus-

tível (para usinas térmicas). Existem diversos tipos de programas de companhias elétricas que podem atingir esse objetivo:

a) Auditorias e Informação

As auditorias de energia nos setores industrial e comercial foram um dos programas mais usados em diversos países. Elas podem ser executadas como uma atividade de governo ou da CE e consistem basicamente em visitas e entrevistas com consumidores de energia.

As auditorias são necessárias quando se requer informações detalhadas das tecnologias de uso-final e de como elas são operadas pelos consumidores. Esta informação é, geralmente, usada para alimentar modelos computacionais que avaliam as oportunidades de economia energética dos consumidores devido a mudanças na estrutura tarifária, tecnologia ou uso do equipamento.

As auditorias têm um custo relativamente baixo e podem coletar dados relevantes sobre o comportamento do consumidor, que são úteis para avaliar as campanhas de informação. Sua implementação exige pessoal qualificado (ou bem treinado) e demanda tempo para execução. Frequentemente, as auditorias incluem medições e monitoramento das unidades consumidoras e esses dados quantitativos oferecem maior rigor e precisão para as avaliações que servirão de base para as ações de DSM.

b) Incentivos e Empréstimos

Os incentivos financeiros vão desde empréstimos com taxas de juros mais baixas e pagamentos parcelados até subsídios e descontos para a compra de equipamentos mais eficientes. Os programas que oferecem empréstimos não têm tido tanto sucesso, quando comparados com programas de desconto. Os programas que oferecem descontos para a compra de equipamentos foram os que tiveram mais sucesso e são recomendados especialmente para os mercados que apresentam índices de saturação bastante elevados (iluminação e refrigeradores em alguns países). Embora tenham tido mais sucesso que programas de empréstimos, os programas de desconto ainda não fornecem para a CE nenhum controle direto sobre o nível de economia de energia ou de demanda de pico e estes programas, algumas vezes, possuem altos custos administrativos, especialmente aqueles direcionados para o setor residencial. Antes de financiar medidas específicas, deve-se executar também uma avaliação detalhada da tecnologia e como ela será efetivamente usada pelo consumidor.

c) Instalação Direta/Companhia de Serviço de Energia

Os programas de instalação direta¹² são mais caros, mas têm a vantagem de serem mais simples e oferecerem maior segurança quanto à quantidade de energia conservada, sendo por isso mais garantidos quanto ao retorno econômico para a CE que os programas de incentivo. Este tipo de programa é frequentemente implementado através de uma Companhia de Serviço Energético (*Energy Services Company-ESCO*). As ESCOs operam em alguns países fornecendo ou facilitando a introdução de medidas de conservação (como instalar novos equipamentos) e recebendo o pagamento por este serviço, como o valor da redução verificada na conta de energia do consumidor, entre outras formas.

Os programas de instalação direta evitam os problemas da falta de informação dos consumidores e são recomendados para setores tais como residências e escritórios. Tais programas têm maiores taxas de participação do consumidor que os programas de incentivo. Por exemplo, mais de 90% de participação foi atingida nos programas de recondiçãoamento térmico de residências em Hood River, Oregon, em meados de 1980 e, mais recentemente, em Espanha, Ontario (GOELTZ & HIRST, 1986, SHARPE et al., 1993). No setor comercial, o programa de modernização de sistemas de iluminação da NEES (*New England Electric System*) fornece tanto financiamento quanto treinamento para ESCOs (MILLER et al., 1992).

Uma ESCO tem o objetivo de executar atividades de gerenciamento de energia, podendo funcionar como companhia que comercializa ou arrenda equipamentos de eficiência energética ou atuando como um órgão de energia, provendo auditorias, negociações tarifárias e serviços de modernização de instalações elétricas. Muito frequentemente, elas são financiadas através das próprias economias resultantes nas contas de energia de seus clientes.

Existem ESCOs que pertencem a CEs e que procuram, através delas, uma diferenciação de produtos para suas atividades econômicas, adicionando informação e ajudando o consumidor a tomar decisões sobre seu suprimento. A ESCO tem sido responsável pelo padrão de um mercado de energia mais competitivo e é um exemplo concreto da possibilidade de melhorar a eficiência do mercado de energia. Numa situação onde os ganhos marginais de oferta de eletricidade se tornam muito pequenos, ocorre a possibilidade de aumentar os lucros através de novos serviços de energia, como os descritos acima. As ESCOs também podem ser independentes das companhias elétricas.

12. Chamamos de programas de instalação direta aqueles em que a própria CE distribui os equipamentos aos consumidores.

TABELA 3-7: VANTAGENS E DESVANTAGENS DE UMA ESCO PARA A CE

Vantagens	Desvantagens
Investimentos suspensos	Impacto na oferta de negócios
Estabelecer boa imagem e relações públicas	Impacto na distribuição de negócios
Assuntos ambientais e propaganda	pode aumentar os custos de capital e de staff
DSM	pode aumentar os custos de capital e de staff

d) Fornecedor e Vendedores de Equipamentos

Um programa de DSM da CE também pode interagir diretamente com os fornecedores de equipamentos. Esta é a metodologia que vem sendo usada por algumas Companhias Elétricas dos EE.UU., que dão incentivos financeiros para fabricantes de lâmpadas compactas fluorescentes (ao invés de dá-las aos consumidores).

Outro procedimento que também tem tido sucesso são os protocolos assinados entre CEs, agências de governo e fabricantes que permitiram uma redução nos padrões de emissão e melhoraram a eficiência de energia em muitos aparelhos e automóveis.

QUADRO 3-5: ALGUNS EXEMPLOS DE PROGRAMAS DSM DE COMPANHIAS ELÉTRICAS E DE OUTRAS ENTIDADES

Um exemplo de Gerenciamento do Lado da Demanda de Companhia Elétrica é o programa de motores industriais eficientes da *British Columbia Hydro*, que usou tanto descontos para consumidores quanto para os vendedores de equipamentos para aumentar a falta de mercado dos motores eficientes de 4% a 64% em 3 anos, ao custo de \$0,012/kWh conservado (NELSON and TENNES, 1993). A BC Hydro reduziu os pagamentos dos descontos das vezes após transformar o mercado e agora está aplicando incentivos somente para níveis ainda mais altos de eficiência de motores. Uma vez que vendedores tendem a estocar uma linha de motores, esta transformação tem feito os motores eficientes a norma, tornando desnecessários os gastos posteriores das companhias elétricas para economias de energia futuras, uma vez que os consumidores já estão comprando motores eficientes.

O Programa de Refrigeradores Super Eficientes dos EE.UU., já mencionado, é direcionado explicitamente para a transformação do mercado. Igualmente, um consórcio de companhias elétricas a gás dos EE.UU. estão dando suporte para a comercialização das bombas de calor a gás, que melhorarão a eficiência do aquecimento residencial a gás.

As companhias elétricas pagaram incentivos diretamente para os fabricantes selecionados, de forma a reduzir os preços de venda ao consumidor (GELLER and NADEL, 1994).

O "Modelo de Padrões de Conservação" foi desenvolvido pela *Bonneville Power Administration* (BPA) e pela *Northwest* (US) *Power Planning Council* (NWPPC) para encorajar os construtores a melhorar a eficiência energética das novas casas pré-fabricadas e tornar tais melhorias o suficiente para serem aceitas pelos construtores para atingir a adoção de padrões mais rígidos de desempenho energético em construção na região. A BPA e a NWPPC colaboraram com os fabricantes de casas pré-fabricadas, dando descontos nos primeiros quatro anos, conseguindo uma adesão de 90% para o padrão voluntário de desempenho energético em construções. O custo de conservar energia para o programa, de 1983-2003, é estimado em \$0,03/kWh, mais aproximadamente \$0,005 para custos de implementação (GELLER and NADEL, 1994).

O EPA (*Environmental Protection Agency*) dos EE.UU. está formando um consórcio de companhias elétricas e ONGs para pagar incentivos aos fabricantes e assim oferecer LCFs mais eficientes. Esses equipamentos mais baratos, juntamente com os programas de educação pública, podem através do tempo melhorar o conhecimento do consumidor dessa tecnologia. LCFs como uma medida de conservação de energia e dinheiro. Embora os programas de informação raramente sejam suficientes para mudar os hábitos de compra do consumidor, eles podem complementar e ampliar os programas de incentivos. Um estudo das campanhas promocionais das LCFs das companhias elétricas na Suíça constatou que os participantes já estavam aceitando quase das vezes o tempo de retorno das LCFs em relação aos não-participantes (BÜLOW-HÜBE and ANKARLJUNG, 1991).

3.5.3 Avaliação dos Programas de DSM

Conforme definem Hirst & Reed "a avaliação é a medida sistemática da operação e desempenho dos programas e depende dos objetivos dos mesmos. A avaliação depende de mensuração objetiva, ao invés das impressões pessoais". As avaliações usam métodos de pesquisa comuns às ciências sociais e dados técnicos para fornecer resultados confiáveis e válidos (HIRST & REED, 1991). Este é um passo importante de qualquer programa de DSM, porque verifica a resposta dos consumidores para diferentes tipos e níveis de incentivos e informação. Esta informação é necessária para projetar melhor os programas de DSM e torná-los economicamente atraentes.

Em meados dos anos 80, o processo de avaliação investigava se os programas poderiam ser mais eficientes ou efetivos, examinando a confiança e duração de seus efeitos, baseando-se principalmente nos seguintes parâmetros:

- aceitação do consumidor: investigação das necessidades, preferências, comportamento e atividades do consumidor através de pesquisa de comportamento e utilização de taxa de penetração das medidas e aceitação do programa;
- procedimentos de implantação: investigação das atividades envolvidas no planejamento e implantação do programa. Nessa avaliação são considerados, por exemplo, as formas de aplicação de desconto, suporte administrativo etc.;
- desempenho dos equipamentos: investigação da durabilidade e confiabilidade dos equipamentos. O processo de avaliação era feito utilizando pesquisas qualitativas de comportamento e emprego de técnicas estatísticas.

Já no final da década de 80, as empresas norte-americanas de energia passaram a intensificar programas baseados em mecanismos de incentivo para indução da conservação, sendo identificados os seguintes aspectos:

- impacto na curva de carga;
- impacto no consumo (TWh) e demanda (MW);
- período de vida das medidas de conservação;
- persistência ou não das economias de energia;
- número de participantes;
- custos para empresa de energia e consumidores participantes;
- alterações no comportamento do consumidor.

Estes aspectos podem ser mensurados através de análises técnicas, análise estatística dos dados de consumo, de medições localizadas e de pesquisas diretas (entrevistas, auditorias) junto aos consumidores. Existem dois tipos de avaliação realizados nos Programas de DSM: Avaliação do Processo e Avaliação do Impacto.

Avaliação do Processo

Está relacionada à operação do programa e investiga o seu desempenho. Compara os objetivos projetados com os realmente ocorridos e quais foram as percepções dos agentes envolvidos no programa. Analisa as eventuais barreiras para uma implementação mais efetiva e quais etapas do programa foram boas. Este tipo de avaliação é qualitativo, baseado em entrevistas e tem seu foco nas operações do programa, dando sugestões para a melhoria da operação, para projetos de novos programas, para as causas dos resultados do programa e também para documentos históricos de um programa.

Esse tipo de avaliação está relacionado com as seguintes áreas:

- planejamento do programa;
- eficiência do material informativo; *marketing*;
- treinamento do pessoal envolvido;
- administração e gerenciamento do programa: comunicação e cooperação entre as várias unidades da companhia e órgãos envolvidos no programa;
- qualidade dos mecanismos de controle;
- problemas e soluções adotadas;
- orçamento e custos.

Avaliação de Impacto

Esta avaliação examina os resultados do programa em termos de energia conservada e redução de carga. Custos e benefícios, taxas de participação e aceitação também são avaliados. O procedimento de avaliação é mais quantitativo e pode usar análises estatísticas avançadas. Os resultados obtidos neste tipo de avaliação são úteis para novos projetos de programas, carga e projeções de energia.

A relação custo-benefício dos programas de DSM depende da penetração de mercado que se atinge, através do tempo e dos custos administrativos e das incertezas associadas à implementação.

QUADRO 3-6: CUSTOS E BENEFÍCIOS DOS PROGRAMAS DE DSM

O progresso técnico e a adoção de tecnologias eficientes pelo mercado consumidor leva a economias significativas de energia mesmo sem programas DSM. Isto significa que existem consumidores que podem se beneficiar de programas de incentivos financiados pela companhia elétrica, mas muitos teriam investido em medidas de eficiência mesmo sem os incentivos (os chamados "free riders"). Embora os free riders não importam custos adicionais à sociedade (exceto custos administrativos), para a companhia elétrica isto significa que está pagando desnecessariamente tanto os incentivos quanto o custo administrativo do programa para a sua participação. Avaliações dos programas DSM da América do Norte relatam frações de free riders de menos de 10 por cento a mais de 50 por cento, dependendo do tipo de programa, e a experiência tem mostrado que os programas podem ser projetados para evitar um excesso de free riders (NADEL et al., 1990). Quando a companhia tenta captar as medidas de eficiência de menor custo, que geralmente incluem introdução ou substituição de novos equipamentos, tende a haver uma alta fração de free riders, o que aumenta desnecessariamente o custo da companhia elétrica.

Somando-se aos *free riders*, custos de transações significantes existem para muitas opções de eficiência energética. Algumas vezes é possível identificar que estes custos são altos e a razão principal pela qual as tecnologias mais eficientes ainda não tenham sido mais adotadas pelos mercados. Em alguns estudos de potencial técnico, os custos de transação foram implicitamente assumidos como zero. De fato tais custos e limitações existem, podem ser medidos e explicitamente incluídos nas análises *bottom-up*. Entretanto, os custos de implementação e os limites de penetração variam largamente com a tecnologia e tipo de programa aplicado. Os custos de transação podem ser estimados tanto em termos do "custo da procura" dos consumidores, do tempo e dos problemas acarretados com a aquisição de produtos mais eficientes, e são mais difíceis de se estimar que os custos administrativos dos programas de eficiência energética. Por exemplo, programa para a compra dos refrigeradores/*freezers* eficientes promovido pelo governo sueco reduziu o uso de energia nos novos modelos em 30 por cento com um custo de transação estimado de cerca de \$300.000, ou menos de \$0,001/kWh (NILSSON, 1992). Para os programas DSM das companhias elétricas dos EE.UU., os custos administrativos somam na média 10-30 por cento dos custos diretos com a tecnologia (BERRY 1989, NADEL et al., 1993). Estes custos tendem a diminuir com o aumento das taxas de participação, que reduzem a importância dos custos fixos do programa

Os custos de transação do consumidor para adquirir produtos eficientes são mais difíceis de estimar, mas eles aparecem na faixa de 15-30% dos custos do equipamento da tecnologia. Isto é significante mas certamente não explica o *gap* mostrado de retorno do pagamento do consumidor devido às taxas de desconto muito altas. Este *gap* deve ser explicado por outras barreiras descritas anteriormente. Supondo que a maioria das medidas de eficiência energética incluem custos de transação tanto do consumidor como do programa, ou talvez uma combinação de ambos, elas parecem estar numa estimativa conservadora com um custo adicional de cerca de 30% do custo da tecnologia, embora muitos programas possam ser implementados com menor custo administrativo e com pequeno esforço do consumidor. Enquanto os custos de transação são um custo real que deveria ser incluído num planejamento DSM, eles não podem explicar as barreiras para o investimento de eficiência energética, nem fazê-los indicar que tais barreiras representam custos irreduzíveis.

Outros fatores podem também induzir o consumidor a conservar energia independentemente de um programa, por exemplo, como o de mudanças nos preços da energia, mudanças na renda ou na atividade econômica. Ao avaliar os resultados do programa devemos separar estas economias atribuídas aos programas dos outros fatores.

Os custos dos programas DSM variam amplamente e são maiores que o simples custo direto da tecnologia, como discutido acima. A maioria dos programas relatam custos de energia conservada de \$0,02/kWh ou menos (NADEL et al., 1990). Geralmente, os programas com altas taxas de *free-riders* envolvem medidas que são altamente atraentes e possuem baixo custo de tecnologia. Alguns críticos apontam a incerteza destes custos e argumentam que os programas DSM são muito mais caros que os divulgados pelas companhias elétricas (OSKOW and MARRON, 1993). Entretanto, eles ignoram as incertezas que poderiam reduzir tais custos, tais como *free-riders* (HIRST and REED, 1991).

Estimando Economias dos Programas de DSM

Um dado importante na avaliação de qualquer programa de DSM é estimar o montante de economias potenciais que ele pode gerar (pré-avaliação ou análise *ex-*). Uma vez lançado, deve-se estimar as economias proporcionadas pelo programa (pós-avaliação ou análise *ex-*):

As análises técnicas (também chamadas de análise de engenharia) são as mais simples e geralmente as mais baratas para fazer a avaliação de impacto do programa. Elas envolvem informações sobre características técnicas dos equipamentos e dados de participação dos consumidores no programa e a limitação desta análise está na não-captação das mudanças do comportamento do consumidor, o que é relevante para usos-finais relacionados com aumento de conforto do usuário. Técnicas de engenharia mais sofisticadas incluem o uso de modelos de simulação para as estimativas de impactos.

A medição direta para pesquisar a evolução do perfil da curva de carga (antes e após o programa de DSM) implica em instrumentação e levantamento de dados de consumidores individuais por uso-final ou da residência (ou unidade de consumo) como um todo, permitindo uma quantificação do uso de eletricidade, antes e depois da adoção da medida de conservação ou, simultaneamente, em participantes e não-participantes. Para interpretação correta dos dados, esse processo implica também em se manter um grupo de controle. Este método oferece maior precisão dos impactos verificados, mas é mais caro e de difícil operacionalização (instalação e posterior retirada de equipamentos de medição, coleta e análise de grande número de informações). Os custos envolvidos limitam o número de equipamentos e medições sendo freqüente o emprego de técnicas de amostragem estatística para escolha dos consumidores a serem monitorados.

A análise estatística das contas de energia e respectivos dados de consumo é de baixo custo, permitindo o uso de amostras grandes ou mesmo de todo o universo dos consumidores e é comumente utilizada no segmento residencial. Uma precisão maior é obtida com análise dos dados antes e depois da implantação das medidas de conservação, normalizando-se os efeitos de variações climáticas, demográficas e econômicas. Estes procedimentos, no entanto, pressupõem um grande conhecimento do mercado consumidor e boas séries históricas de dados.

A associação de dados de consumo com a posse de equipamentos e informações socioeconômicas pode ser utilizada para a generalização de estimativas de impactos. Neste caso, os dados são obtidos através de pesquisa por amostragem, envolvendo participantes e não-participantes dos programas.

Componentes de Custos dos Programas de DSM

Custos diretos: estes incluem os custos diretamente associados às medidas de eficiência. Num programa de descontos, por exemplo, ele incluirá a quantidade de capital gasto pela CE para subsidiar a compra de um novo equipamento.

Custos indiretos: incluem tanto os custos variáveis quanto os fixos de gerenciamento do programa. Por exemplo, novamente num programa de desconto, os custos indiretos incluirão a campanha de informação, salários da equipe envolvida, a avaliação ou monitoramento dos resultados do programa. Alguns destes custos são fixos, outros serão variáveis, dependendo da duração do programa.

O custo total do programa é anual e representado em \$/KWh (ou \$/KW) para uma base de comparação com os custos da produção da eletricidade. O custo do KWh (ou KW evitado) depende também da vida útil da medida e do fator de desconto usado, além da quantidade estimada de KWh economizado pelo programa em base anual.

HIRST & REED, 1991 indicam que o desempenho de um programa de conservação da CE depende de dois fatores: participação no programa e economias líquidas obtidas através dele. As economias líquidas são:

Economias líquidas do programa = custos de oferta evitados - custos totais do programa

Exercício 3-13

Prepare a planilha de cálculo para calcular o custo total do programa para conservar energia pelos descontos financiados pelas CE para os consumidores que deveriam comprar lâmpadas eficientes. Inclua as principais etapas e subprogramas.

TABELA 3-8: SIMULAÇÃO DE CUSTOS TOTAIS DE UM PROGRAMA DE DESCONTOS PARA LÂMPADAS EFICIENTES

Numero de Domicílios	3.000			
Numero de Lâmpadas/Dom.	2			
Taxa de Participação	80%			
Numero Total de Lâmpadas	4.800			
Preço de Mercado por Unidade	\$50,00			
Desconto	40%			
Preço Final da Lâmpada	\$30,00			
Custo para a Companhia	\$20,00			
A. Custo Fixo do Programa				\$85.000,00
Projeto & Negociação			\$5.000,00	
Marketing			\$60.000,00	
Propaganda		\$10.000,00		
Campanha		\$50.000,00		
Pessoal Alocado para o Programa			\$15.000,00	
Treinamento de Pessoal			\$3.000,00	
Custos Operacionais (Instalações)			\$2.000,00	
B. Custo Variável				\$96.000,00
Custo para a Companhia				\$96.000,00
Custo Total				\$181.000,00

Exercício 3-14

Usando os resultados obtidos no exercício 3-4, simule os custos totais máximo e mínimo do programa pela aplicação de diferentes valores de descontos.

Exercício 3-15

Usando os resultados obtidos no exercício 3-4 e substituindo a participação para 90% com um custo de propoganda de \$70.000, simule os custos totais máximo e mínimo do programa pela aplicação de diferentes valores de descontos.

Exercício 3-16

Exercício sobre Estratégias de Implementação de Eficiência de Energia e Programas DSM

1. Objetivos

O propósito deste exercício é permitir ao leitor aplicar alguns conceitos desenvolvidos neste capítulo e mostrar algumas dificuldades com relação à elaboração, implementação e acompanhamento das estratégias PIR.

Os principais objetivos são:

- a. Aprender uma metodologia simples para obter custos e economias de opções políticas e de programas.
- b. Obter os custos e economias aproximados de dez políticas e programas potenciais.
- c. Desenvolver um plano de custo mínimo.

2. Estratégias e Programas

- a. Um programa de assistência a projetos para novas construções comerciais, no qual um centro ou uma associação daria assistência técnica para arquitetos e engenheiros projetando novas construções.
- b. Uma lei energética mandatória para novas construções comerciais.
- c. Auditorias industriais, oferecidas por um Centro de Conservação de Energia.
- d. Descontos para melhorias de eficiência industrial.
- e. Um programa de etiquetagem de refrigeradores no qual todos os refrigeradores seriam testados nos seus consumos de energia e uma etiqueta com esta informação seria colada em cada modelo vendido.
- f. Padrões de eficiência de refrigerador nos quais o uso de eletricidade de todos os novos refrigeradores necessitaria ser abaixo de um valor específico.
- g. Descontos para melhorias de eficiência no setor comercial (serviços).
- h. Um programa de instalação de iluminação comercial, com instalação grátis de equipamentos de iluminação de alta eficiência.
- i. Um programa de incentivo e assistência técnica para câmaras frigoríficas.
- j. Um programa de gerenciamento de energia industrial no qual uma agência patrocinadora de treinamento para gerentes industriais garante que o dinheiro economizado em melhorias de eficiência pagará o salário do gerente. Se o valor das economias de energia não pagar o salário do gerente, a agência patrocinadora supre a diferença.

Como pode ser visto, a variedade de programas e informações necessárias para este tipo de avaliação são grandes e dependem de cada caso. Estes programas envolvem: informação para agentes diferentes, financiamento direto para equipamentos, instalação de equipamentos, financiamento indireto e desenvolvimento e implementação de leis mandatórias.

3. Planilha de Cálculo

Sugerimos uma planilha de cálculo de computador para organizar e comparar a informação de cada estratégia/programa listada acima.

Como um exemplo, há uma planilha de trabalho com alguns dados iniciais. A idéia é que o leitor deve adaptar estes dados o mais próximo da realidade, inserindo e interpretando as informações necessárias (Planilha 1).

Para torná-la de fácil compreensão adota-se uma representação gráfica que diferencia dados de entrada e dados produzidos como segue:

Normal	Dados de entrada (dados de entrada do leitor, próximos da sua realidade)
--------	---

Texto em Negrito Dados calculados
(resultados das operações e cálculos)

3.1 Estrutura da planilha de cálculo:

Linhas: As linhas indicam os programas/estratégias sugeridos neste exercício. Taxa de desconto: deveria refletir a taxa de desconto como foi discutido anteriormente.

Colunas:

- (A) #: número do programa (1-10).
- (B) Programa: nome de cada programa.
- (C) População Eleita: indica a população envolvida (número de pessoas, companhias etc.). O mercado potencial máximo para cada programa, considerando o período total de 10 anos.
- (D) Unidade: indica a unidade para expressar a população eleita (descritiva).
- (E) Consumo Anual MWh/unidade: indica o consumo anual de cada unidade de população.
- (F) Taxa de Participação: indica a porcentagem da população que participará no programa.
- (G) Número de participantes no programa: deve ser calculado, e indica o número efetivo de unidades participantes. A fórmula é: $(G) = (C) * (F)$.
- (H) Economias devida ao programa (%): percentual do consumo que será economizado pelos que adotarem o programa. Esta informação indica as economias de cada consumidor.

- (I) Potencial Anual de economias MWh por unidade: a quantidade de energia que será conservada por unidade que participe no programa. A fórmula é: $(I) = (E) * (H)$.
- (J) Potencial Anual de economias MWh: considerando o número estimado de unidades participantes e as economias estimadas por unidade, a planilha de cálculo calcula as economias potenciais no período de 10 anos. Lembre-se de que estamos simplificando as análises, considerando o consumo médio anual. A fórmula é: $(J) = (G) * (I)$.
- (K) Relação Pico/demanda média: esta coluna é um dado de entrada e deve refletir a relação entre a energia consumida no pico e a demanda média.
- (L) Economias Anuais MW: esta coluna deve calcular as economias de pico anuais em dez anos como resultado da medida adotada, que possui relação direta com a nova capacidade de produção. A fórmula é: $(L) = \{(U) * (K)\} / \{24 * 365\}$.
- (M) Custos do programa totais para a CE / Governo por unidade de economias atingidas durante 10 anos: o custo estimado para cada programa, para o período de 10 anos. Note que esta informação não está disponível em alguns casos.
- (N) Custo Total Anual do programa: o custo anual por unidade multiplicado pelo número de unidades. A fórmula é: $(N) = \{(G) * ((M) / 10)\}$.
- (O) Custo em \$ por MW evitado: esta coluna deve calcular o custo para cada MW conservado. A fórmula é: $(O) = (N) / \{(L) / 10\}$
- (P) Vida da Medida (anos): vida útil de cada medida. Note que a vida da medida não é necessariamente igual à vida útil do programa/política. Isto é importante para o cálculo da coluna (Q).
- (Q) Custo \$/MWh: esta coluna deve conter o custo por MWh considerando a taxa de desconto, e a vida útil da medida. Lembre-se de que o programa poderia ter um período mais curto de vida útil que a disponível e isto deve ser considerado na análise financeira.
4. Diagrama da Planilha de Trabalho
- Agora, apresenta-se um diagrama da planilha de trabalho para mostrar a informação e os cálculos necessários para compô-la. Espera-se que este diagrama ajude a compreensão da explicação e o uso da planilha de trabalho.
- Planilha de trabalho sugerida:

Planilha 1

5. Passos

Passo 1: Construa ou recupere a planilha de cálculo. Recomenda-se que você reconstrua a planilha de cálculo.

Passo 2: Complete as colunas com os seguintes dados:

- (C) População eleita (considere o período de 10 anos)
- (D) Unidades
- (E) Consumo Anual MWh/unidade
- (F) Taxa de Participação
- (H) Economias devido ao programa

Passo 3: A planilha de cálculo deve calcular:

- (G) Número de participantes no programa - este será o número de participantes num período de dez anos. $(G) = (C) * (F)$
- (I) Economias Potenciais Anuais MWh/unidade $(I) = (E) * (H)$

Passo 4: A planilha de cálculo deve calcular:

- (J) Economias Potenciais Anuais MWh $(J) = (G) * (I)$

Passo 5: Usando o resultado "(J) Economias Potenciais Anuais MWh" e o dado "(K) Relação Pico/demanda média (dado de entrada)

a planilha de cálculo deve calcular as economias de Pico coincidentes (MW) para cada ano usando a seguinte fórmula:

(L) Econ. Anual MW = (J) Econ. Pot. Anual MWh * (K) relação Pico/demanda média / 8.760 hrs/ano

Passo 6: Introduza o "Custo Total (M) da CE/Governo por unidade de economias atingidas durante 10 anos" e então calcule "(N) o Custo Anual do Programa" usando a informação

- (G) Número de participantes no programa use a fórmula:

(N) Custo Anual do programa = (M) Custo Total da CE/Gov. durante 10 anos / (O) * (G) Número de Partic.

Passo 7: Calcule o "(O) Custo \$/MW" usando a fórmula

(O) Custo \$/MW = (N) Custo Anual por unidade / $((L)$ Economia Anual MW / 10)

Passo 8: Usando os resultados

- (J) Economias Potenciais Anuais MWh

- (N) Custo Anual do programa por unidade
 (P) Vida da medida em anos (dado de entrada)
 a planilha de cálculo deve calcular os custos anuais (Q)

usando a fórmula:

$$(Q) \text{ Custo/MWh} = @PMT([@PV(N); \text{Taxa Desc.}; 10 \text{ anos}]); \text{Taxa Desc.}; \text{Vida da medida}) / \{ (I) \}$$

6. Questões:

1. Observando as colunas (I) e (L), quais são os programas/políticas com as maiores economias de MWh e MW? Quais são os programas/políticas com as menores economias? Discuta algumas razões que possam explicar as diferenças observadas.
2. Quais programas/políticas possuem os mais baixos custos por kWh? Quais programas/políticas possuem os custos mais altos por kWh? Como os custos destes programas e políticas podem ser comparados com o custo por kWh de eletricidade de uma nova usina a gás ou a carvão (veja Seção 2.6)?
3. Calcule as economias máximas de MWh e MW que poderiam ser atingidas se todos os dez programas e políticas fossem implementados.
4. Se você tivesse que fazer uma opção por dois programas da lista, considerando as barreiras, problemas e vantagens dos programas e políticas expostos neste capítulo, qual seria sua decisão? Por quê?
5. Considere um aumento no preço da energia de 40%. Como isto poderia afetar os custos e resultados de cada programa? Levante algumas hipóteses, descreva-as e faça as mudanças necessárias na planilha de cálculo.

PLANILHA 3-1

Estratégia de Implementação de Programas de DSM e Eficiência Energética

#	Programa	População Eleita	Unidade	Consumo Anual MWh/unid	Taxa de Par-ticipaç.	Núm. de Programa	Econ. devido (%)	MWh anu. econ/ unidade
(A)	(B)	(C)	(D)	(E)	(F)	(G)	(H)	(I)
1	Projeto	2677	nov.constr.	674	0,1	267,7	0,1	67,4
2	Cód. Obras	2677	nov.constr.	674	0,8	2141,6	0,2	134,8
3	Auditoria	6500	fábricas	1005	0,16	1040	0,03	30,15
4	Absincemv.	6500	fábricas	1005	0,3	1950	0,14	140,7
5	Etiquetagem	3545200	geladeiras	0,649	0,5	1772600	0,15	0,09735
6	Padroniz.	3545200	geladeiras	0,649	0,9	3190680	0,3	0,1947
7	"Rebate"	180638	cons.com.	24,8	0,1	18063,8	0,07	1,736
8	Ilum.Comer.	180638	cons.com.	24,8	0,5	90319	0,1	2,48
9	Refrig.Com.	2677	nov. cons.	674	0,3	803,1	0,32	215,68
10	Ger. Carga	689	grand. ind.	7974	0,5	344,5	0,08	637,92
	Taxa desc.	0,1						
#	GWh anual eco-nomizado	Relação pico/de-manda média	MW anual eco-nomizado	Total Custos p/ unidade	Total Custo anual do Prog/ unid	Custo \$ / GW econom.	Vida progra-ma (anos)	Custo \$/MWh
(A)	(J)	(K)	(L)	(M)	(N)	(O)	(P)	(Q)
1	18,0	1,15	2,369	67500	180,7	7628,7	30	65,2778
2	288,7	1,15	37,898	13500	289,1	762,9	30	6,52778
3	31,4	1,1	3,937	56853	591,3	15016,8	10	188,567
4	274,4	1,1	34,452	270000	52,7	15282,0	10	191,898
5	172,6	1,5	29,548	38	673,6	2279,6	10	39,0344
6	621,2	1,5	106,374	30	957,2	899,8	10	15,4083
7	31,4	1,4	5,012	3375	609,7	12164,7	10	194,412
8	224,0	1,7	43,469	16200	146,3	33660,3	20	471,458
9	173,2	1,15	22,739	229222	1840,9	8095,7	20	76,7055
10	219,8	1,1	27,596	45225	155,8	564,6	10	7,08945