

Alfonso Herrera Herrera

**GERENCIAMENTO DA DEMANDA MEDIANTE SUBSTITUIÇÃO
ENERGÉTICA NA COCÇÃO RESIDENCIAL:**

REGIÃO METROPOLITANA DA COSTA RICA

**Dissertação apresentada ao Programa
Interunidades de Pós-Graduação em Energia
(Instituto de Eletrotécnica e Energia, Escola
Politécnica, Faculdade de Economia e
Administração, Instituto de Física) da
Universidade de São Paulo para obtenção do
título de Mestre em Energia.**

620.92:621.

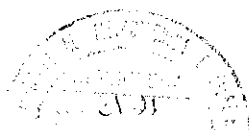
311(728.6)

H 564

e.2 - TCUSP)

São Paulo

1996



Alfonso Herrera Herrera

**GERENCIAMENTO DA DEMANDA MEDIANTE SUBSTITUIÇÃO
ENERGÉTICA NA COCÇÃO RESIDENCIAL:**

REGIÃO METROPOLITANA DA COSTA RICA

**Dissertação apresentada ao Programa
Interunidades de Pós-Graduação em Energia
(Instituto de Eletrotécnica e Energia, Escola
Politécnica, Faculdade de Economia e
Administração, Instituto de Física) da
Universidade de São Paulo para obtenção do
título de Mestre em Energia.**

**Área de Concentração:
Área interdisciplinar de Energia**

**Prof. Orientador
Dr. Ildo Luis Sauer**

**São Paulo
1996**



A todos os que me estimularam e apoiaram no
processo de elaboração deste trabalho

AGRADECIMENTOS

A International Energy Initiative (IEI) pelo apoio financeiro.

À Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL) da Costa Rica pelo apoio integral na realização deste trabalho.

Ao professor Ildo Luis Sauer pelos seus ensinamentos, tanto acadêmicas como pessoais.

A todas as pessoas e instituições que colaboraram na realização desta dissertação.

A todos meus colegas do Instituto de Eletrotécnica e Energia, que com o tempo de convivência converteram-se em verdadeiros amigos.

GERENCIAMENTO DA DEMANDA MEDIANTE SUBSTITUIÇÃO ENERGÉTICA NA COCÇÃO RESIDENCIAL:

REGIÃO METROPOLITANA DA COSTA RICA

ÍNDICE

RESUMO	i
ABSTRACT	ii
LISTA DE FIGURAS	iii
LISTA DE TABELAS	v
LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS.....	vii
 1. CAPÍTULO 1: INTRODUÇÃO.....	 1
1.1. Cocção elétrica na Costa Rica.....	1
1.1.1. Definição do problema.....	2
1.1.2. Possíveis soluções.....	3
1.2. Fatores motivadores.....	4
1.3. Objetivos	5
1.4. Metodologia.....	6
1.4.1. Ações por desenvolver.....	6
1.5. Alcances do projeto	7
1.6. Estrutura da dissertação	8
 2. CAPÍTULO 2: PERFIL DO SETOR ELÉTRICO NA COSTA RICA....	 10
2.1. Introdução.....	10
2.2. Setor energia.....	10
2.3. Setor elétrico.....	13
2.3.1. Oferta de energia	15
2.3.2. Demanda de energia.....	17
2.3.3. Demanda de potência máxima.....	18
2.3.4. Custos marginais.....	19
2.3.5. Tarifas elétricas	21
2.4. Gestão do sistema elétrico.....	22
2.5. Participação da CNFL no setor elétrico.....	23
2.5.1. Setor residencial da CNFL.....	24
2.5.2. Estudos de caracterização de carga	25
2.5.3. Demanda de eletricidade por níveis de consumo	26
2.5.4. Uso da eletricidade e renda.....	27
2.6. Demanda de potência no setor residencial.....	28
2.7. Gerenciamento da carga no setor residencial.....	30

2.7.1.	Restrições ambientais.....	30
2.7.2.	Papel das concessionárias elétricas	30
2.7.3.	Programas realizados pela CNFL.....	32
3.	CAPÍTULO 3: EFICIÊNCIA ENERGÉTICA NO USO FINAL DA COCÇÃO	36
3.1.	Introdução.....	36
3.2.	Medidas de conservação de energia	36
3.2.1.	Novas tecnologias em cocção elétrica	37
3.2.2.	Considerações financeiras.....	41
3.3.	Medidas de gerenciamento de carga.....	41
3.4.	Substituição de eletricidade por GLP	44
3.4.1.	Abastecimento atual de energia.....	45
3.4.2.	Comparação de combustíveis.....	46
3.4.3.	Medidas de eficiência	47
3.4.4.	Equivalência entre combustíveis	51
3.4.5.	Comparação de custos.....	52
3.5.	Gás Liquefeito do Petróleo (GLP).....	53
3.5.1.	Mercado de hidrocarbonetos	54
3.5.2.	Situação do GLP	55
3.5.3.	Necessidades de Infra-estrutura.....	56
4.	CAPÍTULO 4: AVALIAÇÃO FINANCEIRA DAS MEDIDAS	58
4.1.	Introdução.....	58
4.2.	Perspectivas de custo-benefício.....	59
4.3.	Grupos envolvidos	59
4.4.	Conflito de interesses.....	61
4.5.	Impactos sobre cada grupo	62
4.5.1.	Clientes participantes.....	63
4.5.2.	Clientes não participantes	64
4.5.3.	Concessionárias de geração e distribuição.....	65
4.5.4.	Sociedade	67
4.6.	Avaliação das medidas de eficiência	70
4.6.1.	Custo da Energia Conservada (CEC)	71
4.6.2.	Custo da Potência Evitada (CPE).....	72
4.7.	Análise.....	73
4.7.1.	Hipóteses.....	73
4.7.2.	Cálculos preliminares.....	73
4.7.3.	Perspectiva do usuário	77
4.7.4.	Perspectiva da concessionária	80
4.7.5.	Perspectiva da sociedade.....	85

5.	CAPÍTULO 5: PENETRAÇÃO DO GLP NO SETOR RESIDENCIAL	87
5.1.	Introdução.....	87
5.2.	Principais barreiras	88
5.2.1.	Culturais	90
5.2.2.	Econômicas	91
5.2.3.	Financeiras	91
5.2.4.	Desconhecimento das oportunidades.....	92
5.2.5.	Disponibilidade dos equipamentos.....	92
5.2.6.	Subsídios energéticos.....	92
5.2.7.	Estrutura das concessionárias.....	93
5.3.	Papel das políticas de preços.....	93
5.3.1.	Modificações tarifárias.....	94
5.3.2.	Tarifas de tempo de uso no setor residencial	96
5.4.	Modelos de preços	97
5.4.1.	Tarifas pelo custo do serviço.....	99
5.4.2.	Tarifa binômia	100
5.4.3.	Tarifas a custos marginais.....	101
5.4.4.	Tarifas de tempo de uso (TDU).....	102
5.5.	TDU como medida indireta de gerenciamento da carga.....	103
5.5.1.	Desenho das TDU.....	104
5.5.2.	Avaliações de custo-benefício.....	106
6.	CAPÍTULO 6: IMPLICAÇÕES NO PLANEJAMENTO DO SETOR ELÉTRICO	109
6.1.	Introdução.....	109
6.2.	Atributos especiais da Indústria Elétrica.....	109
6.3.	Planejamento tradicional das concessionárias	110
6.4.	Planejamento integrado de recursos (PIR).....	113
6.5.	Processo do PIR.....	114
6.5.1.	Previsões de demanda de energia e potência	115
6.5.2.	Avaliação dos recursos de oferta.....	117
6.5.3.	Cocção como recurso do lado da demanda.....	122
6.5.4.	Integração de recursos.....	123
6.5.5.	Análise de incertezas	126
6.6.	Potencial de economia	128
6.7.	Implicações sobre o setor elétrico	133
7.	CAPÍTULO 7: SUMÁRIO, CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	138
8.	ANEXOS	162

Anexo A.	Consumo de energia na preparação de alimentos.....	163
Anexo B.	Demanda de potência na preparação de alimentos.....	164
Anexo C.	Análise financeiro sob a perspectiva do cliente	166
Anexo D.	Análise financeiro sob a perspectiva da Distribuidora.....	168
Anexo E.	Análise financeiro sob a perspectiva da Geradora.....	170
Anexo F.	Análise financeiro sob a perspectiva da Sociedade.....	171
Anexo G.	Avaliação integrada dos recursos do lado da oferta e da demanda	172
Anexo H.	Cálculo do potencial de economia na troca de fogões	177
Anexo I.	Cálculo dos investimentos evitados na geração.....	181
9.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	182
10.	BIBLIOGRAFIA CONSULTADA.....	184

RESUMO

Este trabalho faz uma análise da gestão do sistema elétrico da Costa Rica. Identifica a substituição de eletricidade por GLP na cocção residencial, como um dos programas mais apropriados para reduzir o incremento do consumo de energia e demanda de potência nas horas de ponta.

A sustentabilidade da substituição baseia-se no atual processo de abastecimento de eletricidade para este uso final. A fonte primária de energia utilizada na geração de eletricidade, durante os períodos de ponta, são os derivados do petróleo: este processo é de menor eficiência que a utilização de GLP em forma direta para cocção. A substituição em grande escala do GLP na cocção residencial permitirá reduzir o incremento da demanda de eletricidade nas horas de ponta, reduzir vendas de eletricidade subsidiada e fazer um melhor uso dos combustíveis atualmente importados, melhorando o balanço comercial do país.

Na avaliação da efetividade econômica da substituição de energéticos foram consideradas três diferentes perspectivas: do consumidor, da concessionárias e da sociedade. Devido ao preço subsidiado da eletricidade, o consumidor residencial têm pouco ou nenhum incentivo para substituir seu fogão, a menos que o fogão seja subsidiado também. No entanto, os benefícios para a concessionária de distribuição são suficientes para oferecer estes incentivos.

O tratamento explícito deste tipo de programas de aumento da eficiência, como recurso disponível pelas concessionárias elétricas na Costa Rica para satisfazer o aumento da demanda, permitirá dispensar a construção de grande parte das usinas térmicas previstas no programa de expansão do sistema elétrico nacional.

ABSTRACT

The aim of this work is the analysis of the electric power system management in Costa Rica. The possibility of substitution of LPG (Liquefied Petroleum Gas) for electric power, in home cooking, are identified as one of the most important program in order to reduce increasing peak load and energy requirements in electric power system of Costa Rica.

The sustentability of the substitution program stands on the current process of electric power supply. The primary power sources used in generating electric power in rush hours are oil-based; this process is less efficient than directly using LPG for home cooking. Large scale substitution with LPG in home cooking will reduce increasing electric power demand in peak hours, reducing subsidized electricity sales, with better use of combustibles presently imported, improving the country commercial balance and preventing or postponing electric power system expansion investments.

Three different perspectives have been considered in evaluating economical effectivity in substituting power sources: user perspective, utility perspective and society perspective. Due to subsidized electric power prices, residential users do not enough interest in substituting of LPG for power source; unless LPG cookers are also subsidized. However, positive results for the distribution utility are enough in order to offer these kind of incentives.

Explicit treatment of these kind of programs, including the efficiency increment as an available resource for electric power utilities in Costa Rica, will avoid the implantation of most of combustion plants now planned in current National Electric Power Plant expansion program.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1	Sistema de abastecimento de energéticos no uso final da cocção residencial	3
Figura 1.2	Diagrama da estrutura por capítulos da dissertação.....	9
Figura 2.1	Organização do setor elétrico	14
Figura 2.2	Perfil da curva de carga nacional de todos os setores.....	17
Figura 2.3	Comportamento da demanda máxima para o SNI (1980-1994).....	18
Figura 2.4	Tarifas elétricas médias pagas pelos diferentes setores e blocos de consumo	22
Figura 2.5	Relação entre quantidade de clientes por estrato e consumo de eletricidade	27
Figura 2.6	Consumo mensal médio por usuário e participação do custo de energia na renda familiar.....	28
Figura 2.7	Influência do setor residencial na curva de carga total da CNFL.....	29
Figura 3.1	Processo de produção e eficiências finais no uso do GLP e a eletricidade produzida com derivados do petróleo.....	45
Figura 3.2	Eficiência do uso da energia para cocção.....	47
Figura 3.3	Eficiências do sistema de abastecimento de energia no uso final da cocção	48
Figura 3.4	Distribuição de consumo de hidrocarbonetos por setores.....	54
Figura 3.5	Distribuição do consumo de GLP por setores	55
Figura 4.1	Sensibilidade a taxa de desconto na substituição de fogões sob perspectiva do consumidor.....	79
Figura 4.2.	Sensibilidade à taxa de desconto na compra de fogão novo a GLP, sob perspectiva do consumidor.....	80

Figura 4.3.	Custo da energia conservada em função da porcentagem de subsidio oferecido por fogão trocado	83
Figura 5.1	Curva de carga antes e possíveis efeitos depois da introdução de tarifas de TOD	105
Figura 6.1	Metodologia tradicional de planejamento das empresas elétricas.....	111
Figura 6.2	Diagrama do Processo do Planejamento Integral de Recursos.....	113
Figura 6.3	Previsões de consumo de energia no período 1995-2015 para os cenário baixo, base e alto	116
Figura 6.4	Curva de recursos da oferta	121
Figura 6.5	Curva integrada de recursos de oferta e demanda	124
Figura 6.6	Evolução da compra de fogões no setor residencial de acordo ao cenário de futuro eficiente.....	130
Figura 6.7	Evolução do consumo de energia na cocção do setor residencial segundo os cenários de eficiência congelada e futuro eficiente.....	131

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1	Indicadores socio-economicos e energéticos, Costa Rica.....	11
Tabela 2.2	Participação por fontes primárias na geração de eletricidade no Sistema Elétrico Nacional.....	16
Tabela 2.2	Grau de eletrificação na Costa Rica e necessidades do aumento do parque gerador.....	19
Tabela 2.3	Custos marginais de geração, utilizados para a compra de energia e potência aos geradores privados	21
Tabela 2.4	Participação da CNFL no mercado elétrico.....	23
Tabela 2.5	Consumo de eletricidade mensal, receitas e clientes por setor	24
Tabela 2.6	Contribuição dos principais usos finais no consumo de energia no setor residencial da CNFL.....	26
Tabela 2.7	Demanda de eletricidade por níveis de consumo.....	26
Tabela 2.8	Contribuição dos principais usos finais nas demandas máximas no setor residencial da CNFL.....	29
Tabela 3.1	Fatores de substituição no uso final cocção	51
Tabela 3.2	Custos de abastecimento do GLP.....	52
Tabela 3.3	Produção e importação de petróleo e derivados no ano 1992	54
Tabela 4.1	Consumo individual mensal de energia por refeição e estrato tarifário	75
Tabela 4.2	Potência média dos fogões na preparação de alimentos por refeição e estrato tarifário	76
Tabela 4.3	Potência evitada pela CNFL no período de demanda máxima, por estrato tarifário.....	77
Tabela 4.4	Dados da análise de substituição de fogões, perspectiva do consumidor.....	78

Tabela 4.5	Balanço financeiro para a substituição do fogão elétrico sob a perspectiva do consumidor.....	78
Tabela 4.6	Balanço financeiro para a compra de um fogão novo sob perspectiva do consumidor	79
Tabela 4.7	Dados da análise de substituição de fogões, perspectiva da concessionária distribuidora	81
Tabela 4.8	Balanço financeiro sob a perspectiva da concessionária distribuidora	82
Tabela 4.9	Dados da análise de substituição de fogões, perspectiva da concessionária geradora.....	84
Tabela 4.10	Balanço financeiro sob a perspectiva da concessionária geradora	84
Tabela 4.11	Dados de análise de substituição de fogões, perspectiva da sociedade.....	85
Tabela 4.12	Balanço social da substituição de energéticos.....	86
Tabela 5.1	Opinião dos usuários sobre porque não utiliza GLP em cocção	90
Tabela 6.1	Previsão do consumo de Energia segundo cenário Base do ICE (1995-2015)	116
Tabela 6.2	Características dos projetos candidatos na expansão do parque gerador (1995-2015)	118
Tabela 6.3	Fator de conservação da carga da cocção.....	124
Tabela 6.4	Previsões e Potencial máximo de economias na cocção no horizonte 1995-2015.....	130
Tabela 6.5	Cronograma de Expansão do sistema elétrico (1995-2015).....	133
Tabela 6.6	Investimentos evitados na expansão do sistema elétrico.....	134
Tabela 6.7	Investimentos em fogões e aumento das importações de GLP.....	135

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

Abreviaturas

Bep	Barril Equivalente de Petróleo
CCP	Custo de curto prazo
CEC	Custo da energia conservada
CEE	Custo da Energia Economizada
CFA	Custo Fixos dAnualizados
CIA	Custo do Investimento Anualizado
CMLP	Custo Marginal de Longo Prazo
CPE	Custo da Potência Economizada
CTG	Custos Totais anuais de Geração
CVA	Custos Variáveis Anualizados
f.c.	fator de carga
FC	Fator de coincidência
FCC	Fator de Conservação de Carga
FD	Fator de disponibilidade
FEC	Fator de Efetividade de Custo
Gcal	Giga caloria
GLP	Gás Liquefeito do Petróleo
kcal	kilo caloria
kW	kilo watt
kWh	kilo watt hora
l	litro

MW	Mega Watt
MWh	Mega Watt hora
O&M	Operação e manutenção
PE	Potência Evitada
PIB	Produto Interno Bruto
PIR	Planejamento Integrado de Recursos
PMC	Planejamento de Mínimo Custo
PTD	Perdas de Transmissão e Distribuição
RDP	Redução da Demanda de Ponta
TDD	Tarifas de uso diárias
TDU	Tarifas de tempo de uso
US\$	dólares americanos
VPL	Valor presente líquido

Siglas

ACEEE	American Council for an Energy-Efficient Economy
BID	Banco Interamericano de Desenvolvimento
CCE	Comissão das Comunidades Europeias
CNFL	Compañía Nacional de Fuerza y Luz
CONACE	Comisión Nacional de Conservación de Energía
DSE	Dirección Sectorial de Energía
DSM	Demand Side Management
ESPH	Empresa de Servicios Públicos de Heredia

ICE	Instituto Costarricense de Electricidad
IDEE	Instituto de Economía Energética
JASEC	Junta Administrativa de Servicios Eléctricos de Cartago
MIRENEM	Ministerio de Recursos Naturales, Energía y Minas
NARUC	National Association Regulatory Utility Commissioners
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
RECOPE	Refinadora Costarricense de Petróleo
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SNE	Servicio Nacional de Electricidad
SNI	Sistema Nacional interconectado

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1 Cocção elétrica na Costa Rica

O setor elétrico na Costa Rica criou uma ampla infra-estrutura de abastecimento durante as últimas décadas. Obtiverem-se resultados importantes tanto em termos da capacidade instalada como na cobertura do serviço elétrico a nível nacional (ICE, 1994a).

Fatores tais como o crescimento demográfico, o aumento das populações urbanas e o processo de industrialização podem provocar no futuro um crescimento constante da demanda da eletricidade. Tal crescimento trará problemas em termos de novos investimentos, aumento das necessidades de combustíveis importados consumidos na geração e o aumento das pressões ambientais sobre o setor.

Diante deste cenário as concessionárias de eletricidade devem se preocupar em incorporar novos elementos no planejamento do abastecimento de eletricidade, que estejam dirigidos à procura da eficiência e a redução do ritmo de crescimento da demanda. As estratégias de conservação de energia e de gerenciamento de carga permitem mudar padrões e magnitudes do uso da energia e por isso são recursos utilizados para reduzir as necessidades de expansão do sistema elétrico. Estes novos recursos devem ser considerados na mesma base que os recursos tradicionais de abastecimento tais como a construção de novas usinas, a extensão da vida de usinas velhas ou a compra de energia de outras concessionárias.

Como parte destas estratégias a “Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL)”, realizou, com apoio da “Organização Latinoamericana de Energia (OLADE)”,

estudos de caracterização de carga no setor residencial, com o objetivo de caracterizar a estrutura de consumo e identificar medidas de uso eficiente da eletricidade (OLADE, 1993). Estes estudos mostram que poucos usos finais são responsáveis por uma parcela apreciável do consumo da energia neste setor e a incidência na demanda pico, sendo a cocção o principal uso final que contribui ao consumo de energia. Aumentando a eficiência e mudando os padrões no uso da energia na cocção residencial é possível obter uma significativa economias tanto no consumo de energia como na diminuição da demanda pico.

1.1.1 Definição do Problema

O problema analisado neste trabalho refere-se a má alocação dos recursos econômicos do país, na sustentação do sistema elétrico nacional, visando manter a oferta de eletricidade no uso final para cocção no setor residencial. Deriva-se este problema da atual estrutura de consumo de eletricidade deste setor, no qual tem-se determinado que uma pequena quantidade de usos finais, principalmente o uso para cocção, é responsável por uma parcela apreciável do consumo total.

Atualmente a cocção na Costa Rica utiliza energia elétrica como principal energético. As horas em que se demanda potência por parte dos equipamentos de cocção coincide com as horas de demanda máxima de potência do sistema, isto provoca a instalação de plantas térmicas para cobrir o abastecimento e que se deva aumentar a capacidade da rede de distribuição a qual permanece sub-utilizada na maior parte do tempo devido aos baixos fatores de carga.

O abastecimento atual da energia elétrica, nas horas de demanda máxima de potência do sistema, está ilustrado na figura 1. Para produzir energia elétrica nas horas de ponta, as quais coincidem com as horas em que se utilizam os equipamentos de cocção, são utilizadas as centrais térmicas. Isto provoca o uso de derivados de petróleo na geração de eletricidade o qual é um processo de

baixa eficiência global. O petróleo deve passar primeiro pela etapa de refinação e posteriormente ingressar nas centrais térmicas para produzir a energia elétrica que será transportada e posteriormente utilizada nos fogões elétricos.

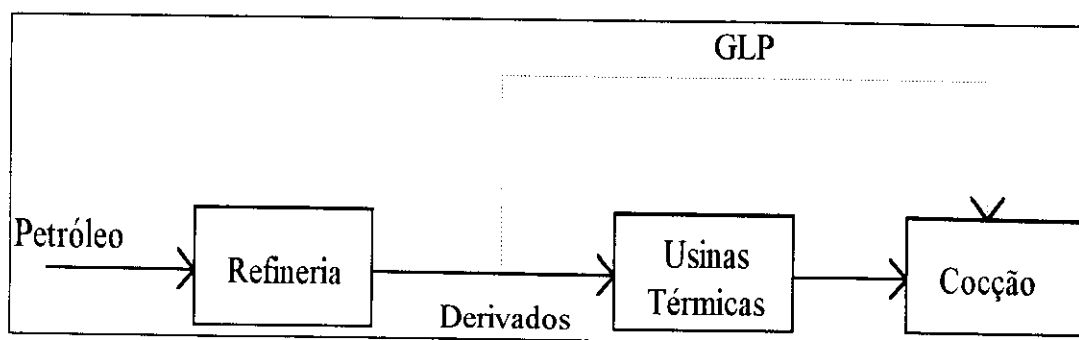


Figura 1.1. Sistema de abastecimento de energéticos no uso final da cocção residencial.

1.1.2 Possíveis Soluções

Uma possível alternativa para enfrentar o problema do abastecimento de energia na cocção, é a substituição do uso da eletricidade pelo GLP. Isto aumentaria a eficiência energética global do uso da energia e diminuiria a necessidade de novos investimentos na expansão do sistema elétrico. As necessidades de aumentar as importações de GLP não afetaria o balanço comercial do país, devido à diminuição de uso de outros combustíveis (diesel e óleo combustível) na geração de eletricidade nos períodos de ponta. Os riscos associados à dependência de combustíveis importados, como o GLP, para satisfazer a demanda de energia na cocção seriam os mesmos existentes na atualidade devido ao atual processo de produção de eletricidade.

Outras possíveis opções para a diminuição do consumo seriam o uso de tecnologias mais eficientes e a introdução de tarifas de tempo de uso, que incentivem os usuários ao deslocamento dos consumos durante as horas de ponta.

Uma política que vise a substituição da eletricidade pelo GLP poderia modificar a situação atual das concessionárias elétricas e do abastecimento energético no setor. Assim por exemplo, as alocações orçamentárias e as necessidades de divisas poderiam ser bastantes diferentes com a implementação de um programa deste tipo.

Outras circunstâncias tais como os níveis de vida cada vez mais altos da população urbana conduzira ao aumento no consumo de combustíveis como eletricidade e GLP, pelo que possibilitar o uso adequado destes energéticos permitiria uma melhor utilização dos recursos do país.

1.2 Fatores Motivadores

Tem-se estabelecido nas linhas de política energética nacional os programas que visem o aumento da eficiência no uso de energia como necessários no planejamento energético. Considerando a atual situação do setor elétrico e as novas restrições ambientais, a opção de gestão no lado da demanda aparecem como o meio mais eficaz, do ponto de vista técnico, social e econômico para obter este objetivo.

Incentivos adicionais na implementação de programas de gerenciamento de carga vêm da regulamentação no uso racional da (LA GACETA, 1994) que consolida a participação do Estado na promoção e na execução destes programas.

Este novo conceito no planejamento energético pode reduzir o crescimento previsto da energia elétrica, dando oportunidade a um crescimento seguro e sustentado, com menores impactos ambientais e riscos financeiros.

1.3 Objetivos

Pretende-se neste estudo explorar os possíveis benefícios associados com a implementação de estratégias de uso eficiente da energia e de gerenciamento da carga no serviço de cocção no setor residencial.

Para cumprir esse objetivo, serão realizados os seguintes trabalhos:

1. Identificar as oportunidades de uso eficiente de energia e de gerenciamento da carga na cocção que representem o abastecimento deste serviço ao mínimo custo para a concessionária e a sociedade.
2. Quantificar as economias obtidas através da implementação destas estratégias no lado da demanda e, em base nestes mesmos parâmetros realizar uma comparação econômica com as opções de implementar projetos no lado da oferta.
3. Propor a integração da estratégia de financiar programas no lado da demanda que visem a melhoria da eficiência do uso da energia elétrica na cocção, com a estratégia tradicional de expansão do sistema elétrico, como opções igualmente válidas no abastecimento.

1.4 Metodologia

Estudos realizados no país têm determinado que uma pequena quantidade de usos finais são responsáveis por uma parcela importante do consumo total no setor residencial, dos quais o uso final com maior participação é a cocção. Pretende-se realizar uma revisão deste material com o objetivo de estimar os consumos finais e determinar o potencial de melhoras da eficiência.

Os níveis de economias potenciais serão estimados para cada medida de eficiência proposta. O balanço custo benefício das medidas que visem uma economia de energia na cocção serão baseados no resultados da análise dos usos finais.

O custo de implementar estes programas serão comparados com as alternativas de oferta de acordo com os custos e benefícios durante os respectivos tempos de vida. Deve-se determinar se o custo por kWh economizado é menor que o custo marginal da eletricidade.

1.4.1 Ações por desenvolver:

- Identificação dos pontos críticos do sistema elétrico, através da análise das necessidades de abastecimento de eletricidade no setor residencial;
- Caracterização do sistema elétrico na área de concessão da CNFL, enfatizando o efeito da estrutura do uso da energia no setor residencial.

- Análise da disponibilidade de energia no país a médio e longo prazos;
- Identificação da participação das classes e segmentos do mercado na demanda de energia e potência;
- Identificação das potencialidades de crescimento de consumo do setor residencial;
- Elaboração de uma estratégia de uso eficiente da eletricidade e análise do seu efeito sobre o sistema elétrico.

1.5 Alcances Do Projeto

A análise do projeto corresponde à região metropolitana do país, a qual é abastecida eletricamente pela Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL). A região metropolitana inclui a capital do país (San José) e zonas parciais de outras cidades vizinhas, esta é a única região densamente habitada do país. A área de concessão da CNFL abrange 42% dos usuários do país, fornece 47,9% do consumo de energia a nível nacional e representa o 47,7% da demanda máxima na Costa Rica.

A CNFL tem ao redor de 312000 clientes, dos quais 88 % são do setor residencial. O comércio, a principal atividade na área metropolitana, é incluído no denominado "setor geral", o qual têm 11 % dos clientes da CNFL; 1 % restante inclui clientes da indústria, iluminação pública e diversos consumidores.

1.6 Estrutura dos capítulos da dissertação

Este trabalho discute o programa de substituição de energéticos na cocção sob a perspectiva dos principais grupos envolvidos: consumidores, concessionária e sociedade. Para os consumidores a energia não é tão importante como o serviço que ela provê. Assim, o sucesso dos programas de gerenciamento da demanda deve prover aos consumidores, um serviço do mesmo nível ou melhor com um menor custo.

Procurando manter esta lógica a estrutura do trabalho foi organizada em 6 capítulos principais incluindo o presente capítulo 1 de introdução, além de um capítulo de Sumário, Conclusões e Recomendações.

A estruturação do programa proposto neste trabalho incorpora o diagnóstico do sistema atual de abastecimento de energia no uso final da cocção, a definição da melhor estratégia para o aumento da eficiência, a avaliação financeira da medida, as estratégias de penetração e os efeitos deste programa no planejamento do sistema (figura 1.2).

No capítulo 2 se estabelece quais opções de gerenciamento da demanda são mais importantes, dependendo das necessidades da concessionária. Uma das considerações mais importantes para a concessionária são as características da curva de carga, a qual indica quando é mais importante conservar energia ou diminuir ou deslocar as demandas máximas de potência. No terceiro capítulo identifica-se as medidas mais efetivas para obter este objetivo, seja conservar energia ou diminuir ou deslocar demanda de potência. Estas medidas referem-se principalmente à utilização de tecnologias mais eficientes ou à substituição de energéticos, visando alterar os atuais padrões de consumo segundo os objetivos definidos pela concessionária.

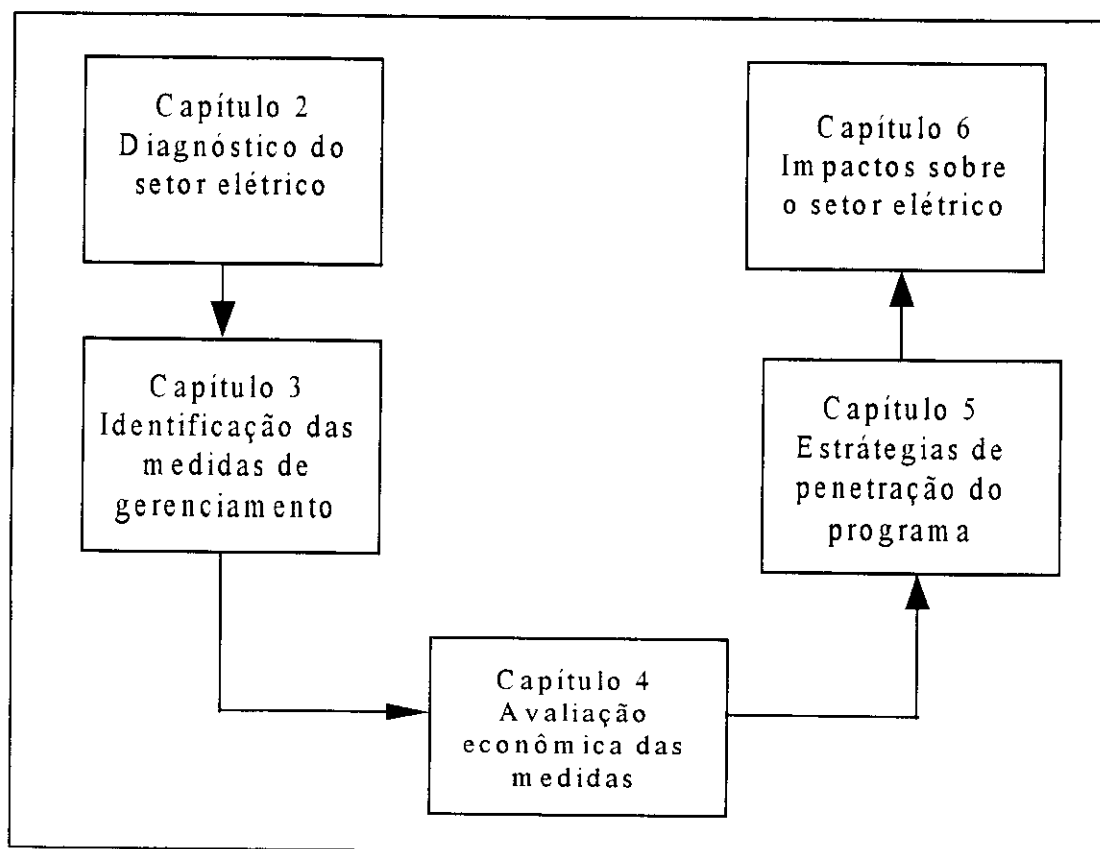


Figura 1.2. Diagrama da estrutura por capítulos da dissertação.

No capítulo 4 avalia-se a efetividade econômica das medidas selecionadas no capítulo 3. Avalia-se de forma particular os benefícios e custos da substituição de energéticos na cocção sob a perspectiva dos diferentes grupos envolvidos. No capítulo 5, são analisados e discutidos aspectos que visem a maior participação e maior interesse no programa por parte dos consumidores, principalmente a existência de barreiras para a penetração do GLP e efeitos de tarifas de tempo de uso na mudança de hábitos. Por último o capítulo 6 revisa as metodologias de planejamento tradicionais e propõe mudanças com o objetivo de integrar no planejamento, os programas do lado da demanda como outro recurso igualmente válido no abastecimento dos serviços requeridos pelos consumidores.

CAPÍTULO 2

PERFIL DO SETOR ELÉTRICO NA COSTA RICA

2.1 Introdução

Este capítulo faz uma análise do uso da energia elétrica no setor residencial. O efeito do uso de equipamentos durante as horas do dia na curva de carga da CNFL é examinado. Identificam-se e justificam-se as oportunidades de implementar programas de conservação de energia e gerenciamento de potência no setor residencial.

2.2 O Setor de Energia

O setor de energia é parte importante no desenvolvimento econômico nacional: o consumo de energia está relacionado com o crescimento econômico do país (PIB); o intercâmbio comercial do país é afetado pelas importações de hidrocarbonetos, equipamentos, tecnologias e serviços; e uma parcela apreciável da dívida externa se devem aos investimentos realizados no setor.

Para se ter uma visão do efeito do setor energia no contexto do país é preciso conhecer alguns dos parâmetros socioeconômicos mais importantes que estão relacionados com o consumo de energia, como por exemplo; crescimento da população, Produto Interno Bruto (PIB), PIB per capita, consumo total de energia e, consumo médio de energia (tabela 2.1).

As taxas de crescimento da população não tem sido muito altas oscilando entre 2,5% e 3,1%. O PIB per capita teve uma forte diminuição no início da década de oitenta, como resultado do aumento dos preços do petróleo e da crise econômica

interna. A partir do ano de 1982 a recuperação do PIB per cápita foi constante, até chegar ao ano de 1992 com um valor de US\$2066.

Tabela 2.1. Indicadores socio-economicos e energéticos, Costa Rica.

Ano	População x10 ³	PIB x10 ⁶ US\$	PIB per cápita US\$	Consumo total Energia (Bep)	Consumo médio (Bep/habit)
1970	1731	986	570	6963	4,0
1971	1778	1033	581	7384	4,2
1972	1823	1121	615	7884	4,3
1973	1868	1335	715	8241	4,4
1974	1916	1596	833	8088	4,2
1975	1968	1961	996	8472	4,3
1976	2026	2413	1191	8815	4,4
1977	2087	3072	1472	9410	4,5
1978	2151	3523	1638	9921	4,6
1979	2217	4036	1820	10152	4,6
1980	2285	4481	1961	10153	4,4
1981	2353	2696	1146	9983	4,2
1982	2424	2452	1012	9100	3,8
1983	2496	3112	1247	9341	3,7
1984	2569	3671	1429	10765	4,2
1985	2642	3922	1484	11424	4,3
1986	2716	4397	1619	11191	4,1
1987	2791	4531	1624	12041	4,3
1988	2866	4625	1614	12252	4,3
1989	2941	5235	1780	12653	4,3
1990	3015	5678	1884	13078	4,3
1991	3088	5650	1830	13460	4,4
1992	3160	6530	2066	14073	4,5

Fonte: MIRENEM. *Diagnóstico del Sector Energia*, 1994, p 8.

Quanto ao consumo de energia comercial (não incluída a lenha), esta têm aumentado na Costa Rica com uma média anual de 3% durante a década dos 80's, passando de 10,2 Mbep em 1980 para 14,0 Mbep em 1992. Para o ano de 1993 o setor de transporte é o maior consumidor da energia comercial (derivados do petróleo, eletricidade, carvão vegetal), e contabiliza 55,0% do total. Os setores Industrial, residencial e comercial consomem 20%, 13% e 8% do total destes energéticos respectivamente. Como forma final de energia, os combustíveis derivados do petróleo são predominantes no setor transporte e no

setor industrial, enquanto no setor comercial e residencial predomina a eletricidade (DSE, 1994a: 16)..

O consumo de eletricidade como uma porcentagem do consumo total de energia (incluindo a lenha) têm incrementado durante as últimas décadas, passando de 7% no ano de 1970 até 18,5% em 1993 (DSE, 1994a: 42).

Existem vários fatores que têm contribuído ao rápido crescimento do consumo de eletricidade comparada com o de outros energéticos:

- A média do crescimento do PIB per cápita, têm aumentado em um 7,7% a partir do ano de 1982, depois de um descenso nos anos de 1980 e 1981. O crescimento na renda per capita levou ao incremento na penetração de equipamentos elétricos tais como fogões, geladeiras, máquinas de lavar roupa e aquecedores de água.
- Incremento da eletrificação rural: no ano de 1971 somente 49,2% das residências, tanto rurais como urbanas, tinham acesso à eletricidade. Esta porcentagem aumentou para 72,9% no ano de 1981 e para 92,5% no ano de 1994 (ICE, 1994).
- O incremento na urbanização da economia: no ano de 1975, 41,7% da população morava em áreas urbanas; em 1994, a porcentagem incrementou para 54,9%.

A tendência da demanda futura de eletricidade é continuar crescendo ao menos às mesmas taxas até o ano de 2000 pelas seguintes razões:

- Prevê-se um crescimento nos próximos anos do PIB próximo ao 5,0%, e esta atividade econômica incentivará o consumo de energéticos.
- A população no ano de 1994 foi de 3,5 milhões, e espera-se que aumente para 4,6 milhões no ano de 2005. Isto representa um crescimento médio anual de 2,3%.

2.3 O Setor Elétrico

O setor elétrico na Costa Rica está integrado por diferentes atores com funções específicas tais como definição de políticas, regulação, geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica.

O “Ministerio de Recursos Naturales, Energia y Minas (MIRENEM)” através da “Dirección Sectorial de Energia (DSE)”, planifica e elabora as políticas relacionadas com os recursos energéticos do país, elaborando o Plano Nacional de Energia e coordenando atividades com o “Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)”. O “Servicio Nacional de Electricidad (SNE)”, aprova as tarifas de venda de eletricidade aos consumidores, além da compra de eletricidade do ICE aos geradores privados. Têm funções também de regulamentação e fiscalização da qualidade do serviço.

As atividades do setor elétrico são desenvolvidas pelo ICE, instituição autônoma dedicada à produção, transporte e distribuição de eletricidade. Possui 92% da capacidade instalada em geração, além do sistema de transporte. A maior parte da distribuição é realizada pela “Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL)”, subsidiária do ICE, e que participa na geração numa porcentagem menor. Existem mais três empresas municipais e quatro cooperativas de eletrificação

rural, as quais se dedicam à distribuição de eletricidade em zonas urbanas e rurais (figura 2.1).

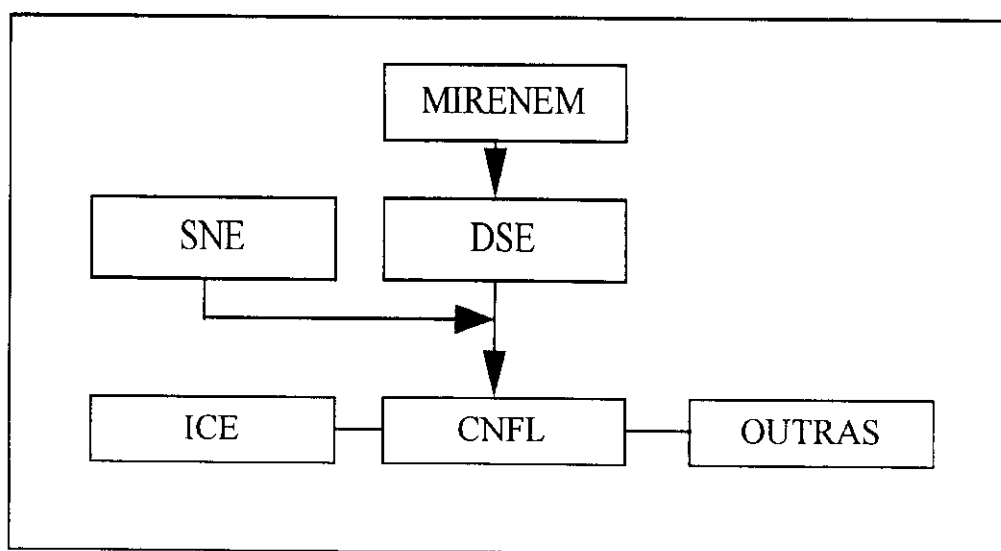


Figura 2.1. Organização do setor elétrico.

O ICE, criado no ano de 1949, têm desenvolvido as principais usinas de geração do país, hidrelétricas e termelétricas, linhas de transmissão e redes de distribuição nas áreas em que têm a cargo este serviço. O ICE é responsável também por vender energia elétrica para as outras concessionárias de distribuição.

A CNFL é responsável pela distribuição de eletricidade na área de maior concentração de habitantes do país, a qual inclui a capital do país e sua vizinhança. A maior parte desta energia é comprada ao ICE e em uma menor quantidade e gerada em suas próprias usinas.

A eletricidade produzida na Costa Rica é principalmente de origem hídrica, embora que se utilizam também combustíveis derivados do petróleo (diesel e bunker) e bagaço de cana.

A produção de eletricidade na sua maior parte está nas mãos do setor público, mas existe uma pequena participação de produtores privados, que no ano de 1992 foram responsáveis por 1,6% da produção nacional. A participação do setor

privado aumentará no futuro de acordo com novas leis aprovadas pelo governo a partir do ano de 1990. De acordo com a legislação o ICE comprará eletricidade aos geradores privados, os quais estão autorizados a produzir eletricidade com projetos inferiores a 20 MW e onde ao menos 65% do capital seja de investidores nacionais. A lei estabelece também que a capacidade instalada de todos os projetos privados não deve exceder 15% da potência instalada do sistema elétrico nacional.

A participação das fontes primárias de geração são diferentes dependendo do serviço ser público ou privado. Para o serviço público, a geração de origem térmica têm sido muito baixa nas últimas décadas representando somente 1% no período de 1981 a 1989; a partir do ano de 1990 sua participação aumentou até chegar a 14% da geração total no ano de 1992, sendo os 86% restantes são de origem hídrica. Com os produtores privados têm sucedido o contrário, com a geração térmica no ano de 1992 representado 83% (MIRENEM, 1994:57).

2.3.1 Oferta de Energia

A oferta de eletricidade é formada por três diferentes etapas: produção, transporte e distribuição.

Produção

A produção de eletricidade do “Sistema Eléctrico Nacional (SEN)” para o ano de 1994 foi realizada através de uma capacidade instalada de 1107 MW, dos quais 1106 MW pertencem ao sistema nacional interligado.

Do total da capacidade instalada, 1027 MW são do ICE, 66 MW pertencem a outras empresas (CNFL, JASEC, ESPH e uma empresa privada) e 13 MW a cooperativas e empresas de geração privadas. A geração de eletricidade utiliza

várias fontes. Para o ano de 1994 a energia gerada com o recurso hídrico representou 68,9% e a térmica 17,4%. Com menor participação encontra-se a energia geotérmica e a hidreletricidade gerada pelo setor privado (tabela 2.1).

Tabela 2.1. Participação por fontes primárias na geração de eletricidade no Sistema Elétrico Nacional.

Tipo	Energia (MWh)	Porcentagem de Participação (%)
Hidro ICE	3 250	68,9
Térmica ICE	823	17,4
Geotérmica	342	7,2
Hidro (outras empresas)	261	5,5
Geração Privada	43	0,9
TOTAL	4 719	100

Fonte: ICE. *Problemática de la Demanda Nacional de Energia Eléctrica*. Nov. 1995, p.4.

Transporte e Distribuição

O transporte de eletricidade desde os centros de produção até as subestação de transmissão é realizado através do Sistema Nacional Interligado (SNI), o qual conta com linhas de transmissão de 230 e 138 kV. As centrais de transmissão reduzem a voltagem para a distribuição.

A distribuição de eletricidade é feita pelo ICE e outras sete empresas: a Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL), a Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH), a Junta Administrativa de Servicios Eléctricos de Cartago (JASEC), Coopeguanacaste, Coopesca, Coopealfaro Ruiz e Coopesantos. Destas empresas as três primeiras são estatais e as outras quatro cooperativas privadas.

2.3.2 Demanda de Energia

Para caracterizar a demanda é preciso descrever a variação temporal da carga. Na figura 2.2 observa-se a variação horária da demanda do sistema nacional no dia típico, as magnitudes das demandas máximas determinam a capacidade de geração que deve estar disponível, enquanto a área sob a curva representa a energia elétrica que deve ser abastecida no intervalo de tempo dado.

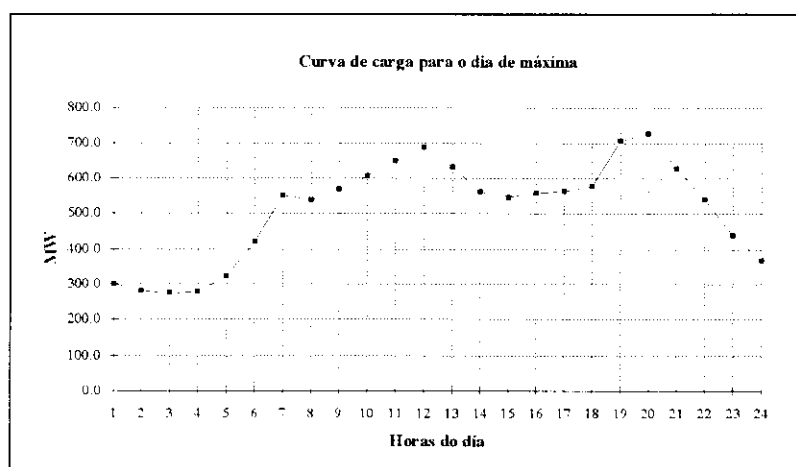


Figura 2.2. Perfil da curva de carga nacional de todos os setores.
Fonte: Companhia Nacional de Fuerza y Luz (CNFL), 1992.

A variação da demanda requer um conjunto diversificado de usinas geradoras de eletricidade. São necessárias usinas que operem quase continuamente para abastecer a carga base e também são necessárias plantas que funcionem somente por algumas horas ao dia ou mesmo somente alguns dias do ano. A eletricidade gerada por estas usinas deve ser transmitida aos centros de população com linhas de transmissão que suportem as demandas máximas do sistema e as linhas de distribuição devem ser projetadas de acordo com as demandas máximas.

Fortes variações na demanda levam a manter uma capacidade de geração alta sem uso por longos períodos, a menos que se tenha um mercado de exportação disponível. É desejável obter uma menor variação na demanda e reduzir os

períodos durante os quais as usinas geradoras estão fora de uso; isto melhora a performance econômica do setor elétrico e possibilita a redução dos custos.

2.3.3 Demanda de potência máxima

A demanda máxima de potência cresceu mais de 100% no período 80/94 passando de 410 MW no ano de 1981 a 858 MW em 1992 (figura 2.3), com um crescimento médio anual de 5.4%.

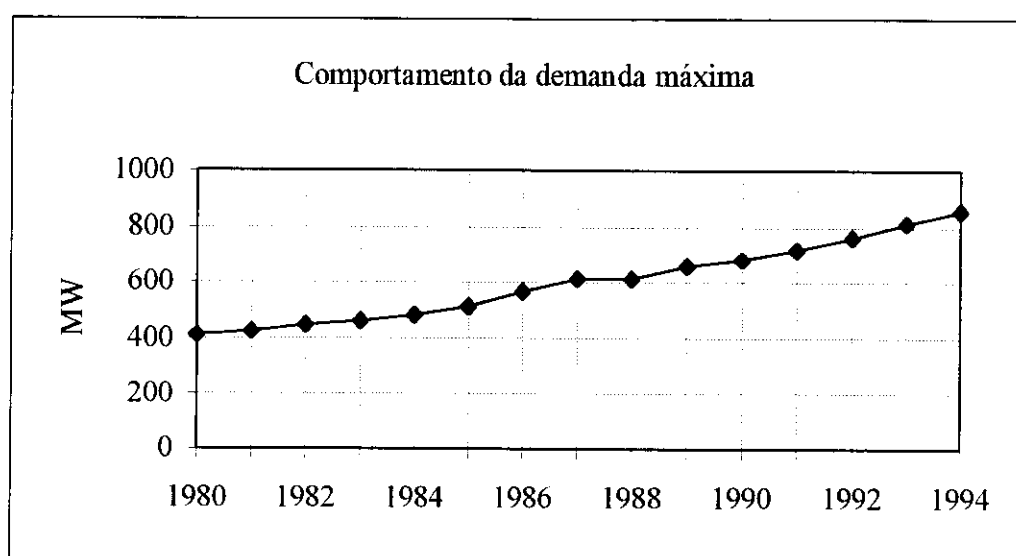


Figura 2.3. Comportamento da demanda máxima para o SNI (1980-1994).

Fonte: ICE. *Problemática de la Demanda Nacional de Energía eléctrica*, Nov 1995, p. 22.

A necessidade do aumento da capacidade instalada no setor elétrico deve-se tanto ao *crescimento vertical* da demanda, como ao *crescimento horizontal*. O crescimento horizontal é o aumento da demanda devido à expansão geográfica dos sistema elétrico, principalmente a implementação de fortes programas de eletrificação rural. Estes programas converteram Costa Rica num dos países com maior cobertura do serviço elétrico a nível latino-americano (tabela 2.2).

O outro fator, o qual é de maior importância em termos do impacto global na demanda de eletricidade, é a rápida aquisição de equipamentos para o lar,

fenômeno que sucede nas residências que têm acesso à eletricidade. A partir do ano de 1986 o aumento em porcentagem da área geográfica eletrificada foi baixo comparado com o crescimento da demanda, pelo que nos últimos anos este crescimento deve-se principalmente ao aumento da densidade de carga em áreas já eletrificadas, ou seja, um crescimento vertical da demanda.

Tabela 2.2. Grau de eletrificação na Costa Rica e necessidades do aumento do parque gerador.

Ano	Residências eletrificadas (%)	Crescimento m.a. (%)	Capacidade Instalada (MW)	Crescimento m.a. (%)
1971	49.2	-	245	-
1976	59.3	4.1	406	13.1
1981	72.9	4.6	597	9.4
1986	84.8	3.3	813	7.2
1990	89.9	1.5	934	3.7
1994	92.5	0.72	1021	2.3

Fonte: ICE. *Grado de electrificación en Costa Rica*. Enero, 1994.

Este rápido crescimento na demanda residencial é particularmente problemático para as concessionárias devido a contribuir diretamente à demanda máxima, e conseqüentemente para a redução do fator de carga¹ do sistema.

2.3.4 Custos marginais

O custo marginal de longo prazo do abastecimento da eletricidade é o custo relacionado com os investimentos em expansão da oferta adaptada à demanda prevista. Quando um kWh é economizado por meio de programas de conservação ou gerenciamento da demanda, está-se evitando a necessidade de geração deste kWh na usina elétrica. Isto permite adiar investimentos ou construir usinas de menor tamanho pela concessionária o qual economiza recursos destinados à expansão da oferta.

¹O fator de carga é a relação entre a energia efetivamente consumida e a energia que teria sido consumida se a demanda fosse a máxima durante o período considerado. Este fator é utilizado como índice de performance do sistema elétrico, sendo desejáveis valores altos.

Qualquer economia obtida pela concessionária em setores com tarifas inferiores aos custos, quando existem, pode ser vendida aos outros setores que pagam maiores tarifas, representando estas tarifas maiores, o custo da oportunidade para a empresa. Deixando de vender aos setores de menores tarifas e aumentando suas vendas aos outros, a concessionária pode aumentar suas receitas líquidas. Estes benefícios representam os benefícios de curto prazo sob a perspectiva da concessionária.

Os custos de curto prazo (CCP) da eletricidade são basicamente os custos dos combustíveis e os custos de operação do serviço de entrega da concessionária aos clientes, ou seja, não incluem os custos de capital das usinas. No caso do custo marginal de longo prazo estes custos devem ser incluídos.

O custo marginal médio de longo prazo da geração é utilizado pela concessionária de geração (ICE) para a compra de energia aos produtores privados. Os preços pagos para a energia e potência são os da tabela 2.3, sendo diferenciados os preços segundo as estações climáticas do ano e durante os períodos de ponta e fora da ponta. Apresenta-se na mesma tabela o custo anualizado da potência para o período de ponta e fora, o qual é a soma do custo de um kW no período de verão e de inverno. Estes custos serão utilizadas posteriormente na análise financeira das medidas de aumento da eficiência sob a perspectiva da concessionária.

Tabela 2.3. Custos marginais de geração, utilizados para a compra de energia e potência aos geradores privados.

Período de demanda	Custo da energia (UScent/kWh)		Custo da potência equivalente (US\$/kW-estação) (3)		Custo anualizado de potência US\$/kW-ano
	Verão	Invern o	Verão	Inverno	
Ponta (1)	6,0	5,2	71,3	17,1	88,4
Fora ponta (2)	5,3	3,2	34,6	-	34,6

Fonte: ICE, *Tarifas para compra de energia a productores privados*, Diciembre de 1994.

(1) Ponta e o período entre as 10:00 a 12:30 horas e 17:30 as 20:00 horas de segunda a sexta.

(2) Fora de ponta são as restantes horas da semana (143 horas)

(3) O montante por potência equivalente é pago uma vez durante todo o período de demanda; no verão o período de ponta é de 800 horas e no inverno de 200 horas.

Observe-se que as reduções do consumo nas horas de ponta são as que produzem maiores benefícios econômicos tanto para a concessionária como para a sociedade.

2.3.5 Tarifas elétricas

Na figura 2.4 mostram-se as tarifas médias pagas pelos clientes da CNFL em Outubro de 1995. Estas foram calculadas como a soma da receitas por energia, demanda e fator térmico divididas pela energia vendida. O fator térmico é um encargo adicional para recuperar os gastos adicionais para utilizar combustíveis derivados do petróleo na geração; este encargo é atualmente de 2,1 UScent/kWh sobre o consumo total. Na figura indica-se para referência o nível do custo marginal médio de geração de longo prazo (6,2 UScent/kWh), o preço médio recebido pela CNFL (11 UScent/kWh) e a tarifa média paga pela compra de eletricidade ao ICE (9,4 UScent/kWh).

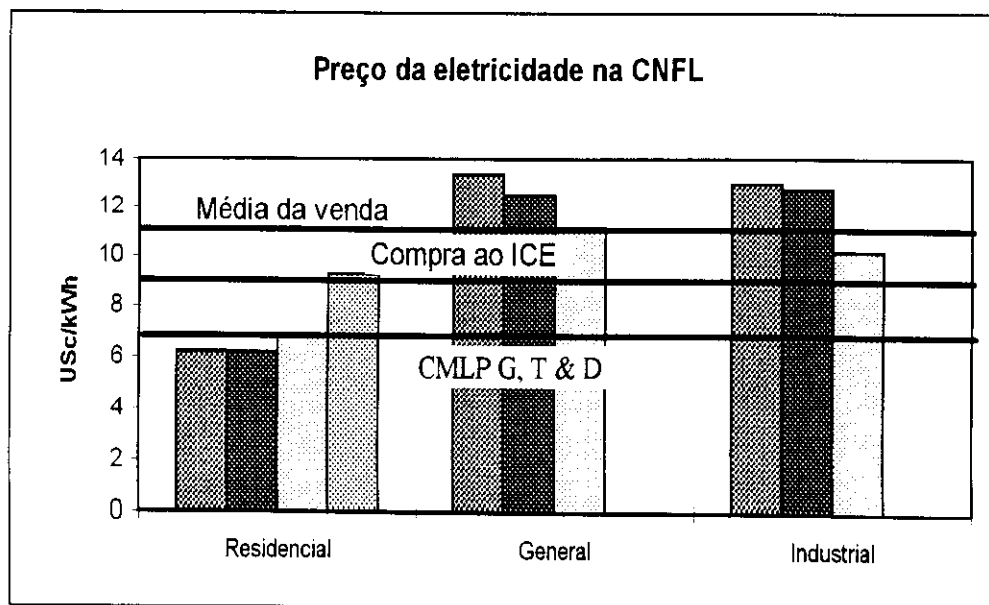


Figura 2.4. Tarifas elétricas médias pagas pelos diferentes setores e blocos de consumo.

Fonte: Companhia Nacional de Fuerza y Luz (CNFL), Novembro, 1992.

Nota: Inclui o fator térmico de 4,2 UScent/kWh e não considera o imposto de venda de 15%.

Os clientes do setor comercial e parte do setor industrial pagam custos superiores ao custo marginal total, enquanto que as tarifas dos clientes no setor residencial são inferiores, o que indica a presença de subsídios cruzados. O setor residencial paga em média 7,7 UScent/kWh, o setor comercial US\$ 12,0 UScent/kWh e o industrial 9,9 UScent/kWh. Estas diferenças devem-se principalmente aos preços subsidiados no setor residencial, onde não são cobrados encargos por demanda, como acontece nos setores comercial e industrial. As demandas máximas produzidas pelo setor residencial são pagas com as receitas provenientes dos outros setores.

2.4 Gestão do sistema elétrico

Tradicionalmente o principal objetivo das empresas produtoras de eletricidade têm sido estimular o consumo de eletricidade. A eletricidade têm sido considerada como uma energia limpa, facilmente controlável, útil na maioria dos usos finais. As concessionárias têm criado no usuário a percepção do uso de uma energia barata. A filosofia dominante neste setor fez ênfase sempre ao aumento

da capacidade instalada de geração com o objetivo de cobrir as pontas do sistema elétrico e satisfazer demandas de energia sempre crescentes.

O incremento da produtividade e a modernização do país dependem do suprimento de energia, que por sua vez drena uma parcela bastante importante da capacidade de financiamento e dos recursos tecnológicos do país.

Estes planos de expansão da oferta contaram no passado com o ativo apoio financeiro do governo e de agências internacionais de desenvolvimento econômico. A crise financeira internacional deteriorou de forma dramática a situação das contas públicas, praticamente inviabilizando aportes do governo para a expansão do setor elétrico (BID, 1993). Esta situação está induzindo ao estímulo do capital privado no setor em alguns países da área, incluindo Costa Rica.

As concessionárias de eletricidade têm-se preocupado pouco com a incorporação de elementos no planejamento do abastecimento que estejam dirigidos à redução do crescimento da demanda e à procura de maior eficiência no uso da eletricidade.

2.5 Participação da CNFL no setor elétrico

Os valores mais significativos do mercado elétrico nacional e da área de concessão da CNFL para o ano de 1992 são mostrados na tabela 2.4.

Tabela 2.4. Participação da CNFL no mercado elétrico

	Nacional	CNFL	%
Clientes (10^3)	741.3	311.0	42.0
Consumo (GWh)	3649.0	1748.6	47.9
Demanda máxima (MW)	763.2	364.4	47.7

Fonte: CNFL, 1992.

A área de concessão da CNFL têm a maior concentração de habitantes do país. Abarca 42% dos usuários do país e abastece 47.9% do consumo de energia a nível nacional e, representa 47.7% da demanda máxima.

A CNFL tem ao redor de 312.000 clientes, dos quais 88 % são residenciais. O comercio, a principal atividade na área metropolitana, é incluída no denominado "setor geral", o qual têm 11 % dos clientes da CNFL; 1 % restante inclui clientes da indústria, iluminação pública e diversos consumidores. Em termos de consumo de energia, e na mesma ordem os grupos mencionados representam 49 %, 26 % e 25 % respectivamente.

2.5.1. Setor residencial da CNFL

O consumo anual de eletricidade no setor residencial constitui uma parcela significativa do mercado interno total, e representa 87,6% do total de todos os clientes da CNFL (tabela 2.5).

Tabela 2.5. Consumo de eletricidade mensal, receitas e clientes por setor.

Setor	Consumo		Receitas	
	MWh	% do total	US\$10 ⁶	% do total
Residencial	71936	46,9%	3,73	36,5%
Industrial	39144	25,5%	3,32	32,5%
Comercial	33284	21,7%	2,88	28,2%
Outros ^a	8994	5,9%	0,28	2,7%
Total	153358	100,0%	10,21	100,0%

^a Inclui iluminação público, instituições públicas e bombeio de agua.

Fonte: CNFL, Outubro 1995.

No mês de Outubro de 1995 o consumo do setor residencial foi de 71.936 MWh, 46,9% do total de energia consumida. As receitas correspondentes ao setor foram de US\$ 3,73x10⁶, o que representa 36,5% do pago por todos os setores.

Observa-se destas comparações que o setor residencial consome a maior parte da eletricidade vendida pela CNFL e paga o preço menor. Programas de uso eficiente deste setor poderiam ser muito rentáveis para a concessionária. A energia economizada pode ser vendidas nos setores que têm preços maiores, o que aumentaria as receitas da empresa.

2.5.2 Estudos de caracterização de carga

Existem muitas dificuldades na identificação e quantificação dos componentes da demanda no setor residencial. Isto se deve aos diversos tipos de clientes, à multiplicidade dos sistemas elétricos empregados pelos mesmos e a forma pela qual os equipamentos são utilizados pelos consumidores. Assim uma coleta detalhada de dados de demanda nos clientes numa escala suficientemente grande para dar uma representatividade da amostra para todos os tipos de clientes, é muito complexa, custosa e requer de muito tempo.

O estudo de caracterização da carga até o presente mais completo do setor residencial foi realizado pela Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL), com o apoio da Organização Latinoamericana de Energia (OLADE) no ano de 1992 (OLADE, 1993). Os dados coletados da pesquisa foram utilizados para identificar a estrutura de consumo do setor e propor medidas de uso eficiente da eletricidade. Estes estudos mostram que uma parcela apreciável do consumo neste setor se deve a utilização de poucos usos finais (tabela 2.6), sendo a cocção o principal uso final que contribui ao consumo. Aumentando a eficiência e mudando os padrões no uso da energia para cocção é possível lograr importantes economias no consumo de energia.

Tabela 2.6. Contribuição dos principais usos finais no consumo de energia no setor residencial da CNFL.

Uso final	Contribuição no consumo (%)
Cocção	30
Iluminação	20
Refrigeração	18
Chuveiros	4
Lavar roupa	5
Passar roupa	5
Outros	18

Fonte: Adaptada de OLADE, CCE, CNFL. *Proyecto manejo de la demanda y uso Racional de Energia Electrica en el Istmo Centroamericano*. Agosto 1993.

2.5.3 Demanda de eletricidade por níveis de consumo

Nesta análise foram desagregados o consumo de eletricidade e o número de famílias de acordo aos níveis médios de consumo mensal (tabela 2.7). As categorias de consumo estão relacionadas com os estratos do sistema tarifário, o qual prevê maiores preços para os estratos de maior consumo.

Tabela 2.7. Demanda de eletricidade por níveis de consumo.

Estrato de Consumo (kWh)	Consumo do estrato (MWh)	porcentagem do total (%)	Famílias	porcentagem do total (%)
0 - 150	5762	8	71715	26.9
151 - 250	17287	24	76233	28.6
251 - 400	23770	33	76509	28.7
> 400	25210	35	42255	15.8
Total	72029		266712	

Fonte: Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL), 1995.

Do total de clientes da CNFL, 26,9% consomem menos de 150 kWh/mês. A soma destes consumos representa somente 8% das vendas mensais de eletricidade.

Os usuários que consomem entre 151-250 kWh/mês representam 28,6% do total e consomem 24% da energia (figura 2.5). No estrato superior, o seja o estrato entre 251-400 kWh/mês consomem 33% do total da eletricidade e representam

28,7% das habitações com ligações. A soma destes dois estratos representa a maior porção de clientes da CNFL no setor residencial e, também representa a maior demanda de eletricidade. Os usuários dentro destes dois estratos intermédios de consumo, são os de mais importância para a concessionária em termos de possíveis economias de energia quando sejam realizados programas de conservação ou gerenciamento da carga.

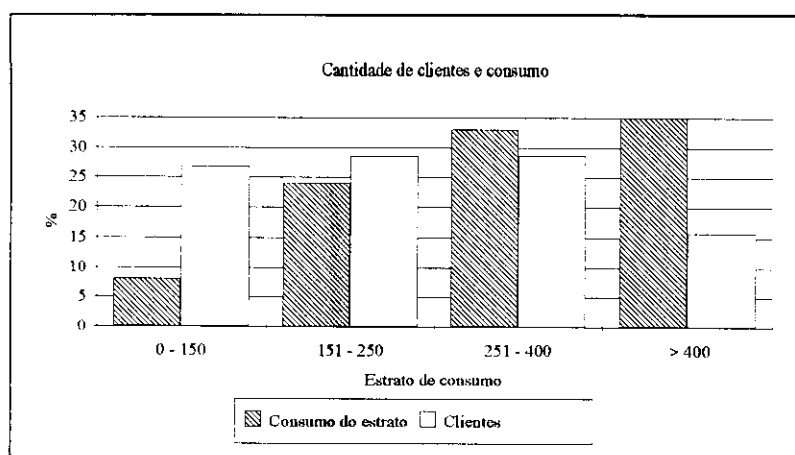


Figura 2.5. Relação entre quantidade de clientes por estrato e consumo de eletricidade.

Fonte: Dados de tabela 2.7.

A categoria de maior consumo, aqueles que consomem mais de 400 kWh/mês representam 35% das vendas e representam 15,8% dos clientes no setor residencial. Este é um grupo importante na implementação de programas de conservação e gerenciamento da carga, mas deve ser considerada a relação entre o consumo e o nível econômico e determinar o interesse de participar nestes programas quando a representação da receita ao gasto em eletricidade não seja muito significativa.

2.5.4 Uso da eletricidade e renda

Estudos no setor residencial na Costa Rica (DSE, 1988) mostram como o consumo de eletricidade aumenta com o aumento da renda familiar (figura 2.6).

Nesta figura a abscissa está dividida em 10 diferentes níveis de rendas, a ordenada esquerda representa o consumo mensal em kWh e a ordenada direita a percentagem da renda gasta por família em energia. Às maiores níveis de ingresso a saturação de equipamentos elétricos aumenta, o que leva a maior consumo de eletricidade. Os potenciais para economias de energia são maiores nos estratos superiores devido ao maior consumo.

O interesse na participação dos programas de conservação, depende em muitas ocasiões dos benefícios econômicos dos usuários. Observa-se da figura que quando o uso de equipamentos elétricos aumenta, devido a maiores níveis de renda, a percentagem do gasto em energia com respeito a renda diminui. A implementação de programas de conservação deve portanto tanto oferecer a estes usuários os incentivos adequados, para motivar a sua participação.

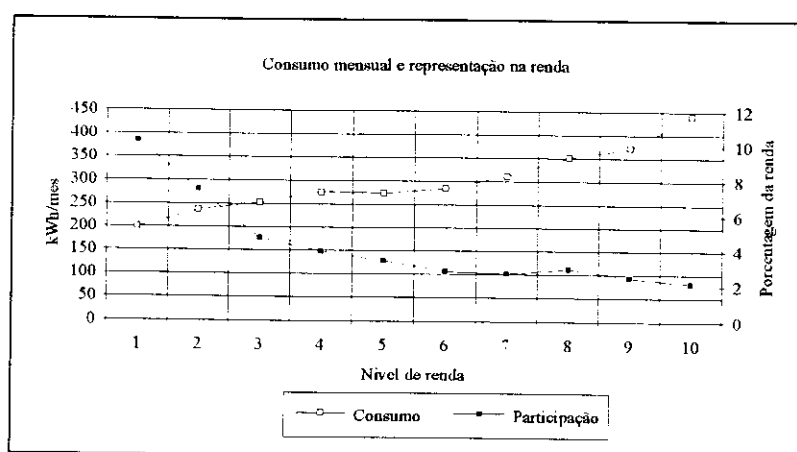


Figura 2.6. Consumo mensal médio por usuário e participação do custo de energia na renda familiar.

Fonte: Dirección Sectorial de Energía. *Encuesta de opinión sobre el consumo energético en el sector residencial urbano*. Costa Rica, 1988.

2.6 Demanda de potência no setor residencial

A curva de carga da CNFL apresenta dois picos bastante pronunciados durante as horas do dia. O pico do meio dia e o pico da tarde da curva total tem uma influência apreciável do setor residencial (figura 2.7).

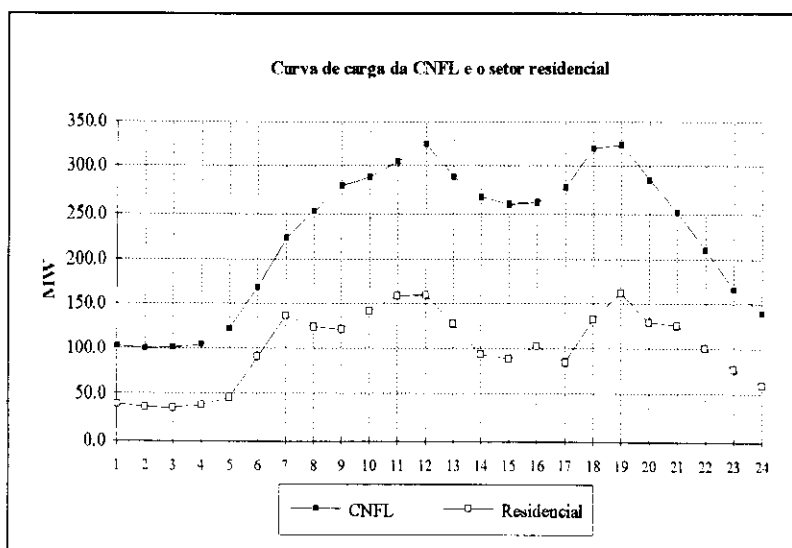


Figura 2.7. Influência do setor residencial na curva de carga total da CNFL.

Fonte: Companhia Nacional de Fuerza y Luz. 1992.

O perfil de demanda mostra que no pico da manhã a principal causa do pico no setor residencial é a cocção a qual representa 20% (tabela 2.8). No pico da tarde a demanda cresce novamente devido principalmente a iluminação e cocção, neste período as pessoas voltam as casas depois do trabalho e a escola e o uso do equipamento doméstico aumenta.

Tabela 2.8. Contribuição dos principais usos finais nas demandas máximas no setor residencial da CNFL.

Uso final	Contribuição no pico da manhã (%)	Contribuição no pico da tarde (%)
Cocção	20	12
Iluminação	3	15
Refrigeração	7	7
Outros (1)	21	12

Fonte: Adaptada de OLADE, CCE, CNFL. *Proyecto manejo de la demanda y uso Racional de Energia Electrica en el Istmo Centroamericano*. Agosto 1993.

(1) Inclui, chuveiros, boilers, TV, máquina de lavar e passar roupa.

Mostra-se com estes dados que o setor residencial afeta diretamente a curva de carga total da CNFL, pelo que programas que visem o deslocamento das pontas podem melhorar substancialmente o fator de carga e a performance do sistema da CNFL.

2.7. Gerenciamento da carga

Considerando a difícil situação financeira do setor elétrico atualmente, a opção dos programas de gerenciamento da carga é um dos meios mais eficazes, do ponto de vista técnico, social e econômico para contribuir à solução dos problemas do setor elétrico, permitindo manter um nível adequado da qualidade de vida da população.

Os programas deste tipo devem considerar as condições locais onde são implementados e ser atraentes para os principais protagonistas envolvidos. Entre os grupos envolvidos incluem-se as concessionárias elétricas, os clientes participantes e a sociedade.

2.7.2. Restrições ambientais

Outro fator essencial no desenvolvimento do setor elétrico são as restrições ambientais na geração, transmissão e distribuição de energia. Até poucos anos atrás a construção de usinas elétricas eram consideradas como símbolo de desenvolvimento e uma vantagem ao país. Hoje há a percepção de uma série de problemas associadas às mesmas tais como: necessidade de importação de combustíveis, aumento da dívida externa, aumento da poluição e problemas ecológicos. Em resumo, a oferta de energia não é mais considerada da forma tradicional unicamente como fonte de benefícios.

2.7.3. Papel das concessionárias elétricas

As concessionárias elétricas têm condições propícias na promoção dos programas de gerenciamento da carga e de conservação de energia. Elas administram grandes quantidades de recursos financeiros e têm condições de dirigir investimentos de recursos em eficiência energética. Têm uma estrutura

administrativa para canalizar os programas aos clientes e empresas e, o sistema de faturamento oferece a oportunidade de dar incentivos ao uso racional da eletricidade.

Existem muitas considerações que devem ser tomadas em conta no desenho dos programas do aumento da eficiência. Estas incluem a forma em que são selecionadas as medidas, a organização e administração do programa, as vantagens econômicas, a previsão da participação dos consumidores e os impactos na curva de carga do sistema elétrico.

Quando as concessionárias são as encarregadas de conduzir estes programas, terão maiores vantagens para superar as barreiras do mercado do que quando são realizados por outras instituições. Em continuação, serão mencionadas algumas das principais vantagens:

- Os programas realizados pelas concessionárias direcionam os custos evitados da expansão do sistema elétrico aos beneficiários diretos de tais ações, ou seja aos clientes que pagam as tarifas em cada região.
- As concessionárias oferecem incentivos aos participantes dos programas, para que eles aceitem participar de forma voluntária e que para o consumidor possa fazer a sua escolha de acordo a sua conveniência econômica.
- Pela sua posição de ter contato direto com o consumidor, na medição e faturamento, a concessionária está bem posicionada para prover o consumidor com informação, para inscrever aos participantes com menores custos.

- Os programas realizados pelas concessionárias oferecem muita flexibilidade. Diferentemente das ações reguladoras ou legislativas, as concessionárias podem modificar e ajustar os programas às necessidades do consumidor. Os programas pilotos é uma forma empírica de testar os benefícios e custos das novas tecnologias e de se assegurar das vantagens reais dos programas.
- A seleção das tecnologias utilizadas e os tipos de programas são selecionados de acordo as circunstâncias específicas de cada concessionária, para se assegurar dos impactos ótimos nos fatores de carga e as necessidades de expansão do sistema.

É importante notar que tanto as concessionárias como outras instituições podem trabalhar juntas, o que pode ser a melhor política para vencer as barreiras aos programas de aumento da eficiência.

2.7.4. Programas realizados pela CNFL

A CNFL criou uma dependência dedicada exclusivamente à trabalhar na elaboração de programas de gerenciamento da carga e conservação de energia, e destina recursos da empresa para implementar estes programas.

Na atualidade estão se desenvolvendo programas nos setores industrial, comercial e residencial. Neste último setor, os programas mais importantes relacionam-se com a introdução de lâmpadas fluorescentes compactas, programas de controle de carga a distância e programas piloto de introdução de equipamentos eficientes, com o objetivo de medir os impactos de implementar estas estratégias em grupos maiores de clientes.

Na cocção ainda não foram elaborados programas específicos, pelo que estudos neste sentido são necessários, devido à alta participação tanto no consumo de energia como na demanda máxima.

No caso dos discos tubulares, o calor é transferido à panela principalmente por radiação, permitindo perdas por radiação ao meio. Para aquecimentos rápidos, o disco tubular é mais eficiente que o disco plano, mas para períodos longos sucede o contrário.

Para aquecer os alimentos não é indispensável transferir o calor como foi descrito anteriormente. Algumas das opções para economizar eletricidade para cocção envolvem outras soluções para evitar os problemas de transferencia de calor, as quais são discutidas a seguir.

Resistências incorporadas

No caso do aquecimento da água, a energia poder ser transferida mais eficientemente por um aquecedor de água incorporado, o qual converte a eletricidade em calor sem perdas. As únicas perdas são aquelas associadas com o aquecimento da panela, o aquecimento do elemento resistivo, e uma pequena dissipação de calor ao meio. As eficiências obtidas desta forma estão entre 85 e 95% (NORGÄRD, 1989:152).

O artefato mais difundido que utiliza este tipo de aquecimento é a cafeteira elétrica a qual têm um elemento resistivo incorporado e algumas vezes um dispositivo de controle para desligá-lo quando se chega à temperatura desejada. As eficiências nestes casos são como as mencionadas anteriormente, mas podem ser menores para pequenas quantidades de água.

O motivo de compra deste equipamento pelo consumidor, em geral, não é a economia de energia, mas principalmente a maior rapidez para o cozimento de alimentos. Também é mais barato e flexível comprar um

jogo deste tipo de painéis do que instalar uma cozinha elétrica convencional e suas respectivas painéis.

Fornos

O cozimento utilizando fornos tradicionais é pouco eficiente devido a que a caixa do forno constitui uma grande massa térmica a ser aquecida, e ao deficiente isolamento térmico. Para a maioria dos fornos dos fogões tradicionais, o tamanho padrão é grande demais, pois pode-se construir fornos menores e introduzi-los dentro destes fornos maiores e aumentar sua eficiência. Outra forma de aumentar a eficiência seria colocar paredes de materiais reflexivos à radiação de calor.

No caso do forno de microondas, as principais vantagens resultam do fato de trabalhar rápido e efetivamente devido a que o calor é gerado nos alimentos e não na vizinhança. Como as ondas são transmitidas através de outros materiais com perdas muito baixas, a energia em microondas é transferida com quase 100% de eficiência aos alimentos. O consumo de energia e o tempo de aquecimento são reduzidos de forma significativa, especialmente em porções pequenas e alimentos cozidos que devem ser aquecidos. O consumo nestes casos pode ser reduzido em mais de 50% (ACEEE, 1995).

Fogões eficientes

Os fogões de indução constituem uma das tecnologias mais eficientes neste tipo de uso final. A geração de calor se dá onde se necessita (da mesma forma que nos fornos de microondas) ou no fundo da panela. A eficiência é maior que nos discos planos tradicionais durante o aquecimento, mas menor para manter altas temperaturas por longos

períodos de tempo. O problema do uso deste tipo de equipamentos no setor residencial é seu alto custo, por isso não é uma opção financeiramente atrativa.

Outra tecnologia é o cozimento com fogões que utilizam lâmpadas de halogênio; seu funcionamento baseia-se na radiação de calor da lâmpada de halogênio até o fundo da panela para seu aquecimento.

Panelas com isolamento e a pressão

As perdas de calor representam uma parte significativa do uso da eletricidade quando se utilizam discos planos no cozimento. Quando o cozimento demora muito tempo, o isolamento das panelas é uma opção interessante do ponto de vista de economia de energia. Este tipo de panelas tem paredes duplas e tampas com isolamento e podem ser usadas em qualquer tipo de fogão. Depois de ser aquecidas e retiradas do fogão elas podem manter os alimentos quentes por muitas horas.

Quando se coloca uma tampa especial em uma panela isolada, esta transforma-se em uma panela de pressão. O consumo de energia das panelas de pressão é muito baixo devido à menor quantidade de água aquecida e dos menores tempos de cozimento.

Nesta seção foi analisado o cozimento com diferentes tipos de panelas como uma opção ao cozimento tradicional utilizando fogões convencionais, nos quais a energia é transferida à panela em forma de calor. Ao invés de utilizar esta concepção, a eletricidade poderia ser transferida diretamente às panelas e cafeteiras na forma mencionada anteriormente. Combinando este princípio com a utilização das panelas isoladas e das panelas de pressão, poderiam ser obtidas economias consideráveis no uso final da energia para cocção. A estas economias

deve-se agregar também a vantagem de um cozimento mais rápido. O cozimento com fornos resistivos menores e mais eficientes ou com fornos de microondas poderiam ser outras opções para aumentar a eficiência no uso da eletricidade.

3.2.2 Considerações financeiras

Quando os equipamentos são introduzidos no transcurso normal da reposição ao final da vida útil dos equipamentos utilizados atualmente, os consumidores podem obter economias de energia a necessidade de investimentos adicionais. Esta alternativa requer além das mudanças nos hábitos de uso, e a promoção deste tipo de produtos, não somente considerando as vantagens de economias de energia, mas também as vantagens relativas à rapidez e melhor controle.

O custo de um equipamento para cocção completo baseado, por exemplo, em três panelas, uma cafeteira com elementos resistivos incorporados e um pequeno fogão com dois discos tubulares, poderia ser mais barato que a compra de um fogão grande com vários discos, forno, várias panelas e a cafeteira convencional.

3.3 Medidas de gerenciamento de carga

As tecnologias analisadas na seção anterior visam a conservação de energia por parte do consumidor no uso final para cocção. Outra forma de aumentar a eficiência do serviço elétrico são os programas de gerenciamento da demanda, os quais tendem a diminuir ou deslocar as demandas máximas da concessionária.

A curva de carga diária do sistema elétrico nacional, apresenta dois picos muito marcados, para os quais deve-se ter uma infra-estrutura capaz de suportar estas demandas. Reduzindo as demandas pico, é possível reduzir a capacidade de geração, transmissão e distribuição. Os benefícios obtidos com essas estratégias são geralmente mais importantes que os obtidos nas estratégias de conservação.

de usos finais para determinar o potencial de conservação e os custos e benefícios envolvidos na sua implementação.

Considera-se nesta seção a cocção como o aquecimento dos alimentos propriamente dito, não se considera o gasto energético nos processos de manipulação de alimentos tais como: misturá-los, cortá-los, etc.

De toda a energia utilizada para cocção, como foi definida anteriormente, somente uma pequena parte desta termina nos alimentos, onde é necessária. Durante o processo a maior parte do calor é utilizado para aquecer as panelas, cozinhar óleos ou água e nos arredores. Na análise deste processo, existem dois princípios básicos para economizar energia para cocção (NORGÄRD, 1989:150).

- Melhorar o isolamento térmico dos arredores,
- utilizar equipamentos com menores massas térmicas,

Estes princípios são aplicáveis a qualquer meio de cocção, sejam os que utilizem combustíveis sólidos, querosene, gás ou eletricidade como fonte de energia. Em continuação será dado mais ênfase à cocção com eletricidade.

3.2.1 Novas tecnologias em cocção elétrica

Tipicamente um fogão é desenhado com um elemento emissor de calor no qual é colocado uma panela. Para obter uma boa transferência do elemento emissor para a panela utilizam-se principalmente um disco plano ou um disco tubular.

No caso do disco plano, o calor é transferido por condutividade térmica, a qual supõe um bom contato térmico com a panela. Isto requer que tanto o disco como o fundo da panela sejam superfícies mais planas possíveis.

No caso dos discos tubulares, o calor é transferido à panela principalmente por radiação, permitindo perdas por radiação ao meio. Para aquecimentos rápidos, o disco tubular é mais eficiente que o disco plano, mas para períodos longos sucede o contrário.

Para aquecer os alimentos não é indispensável transferir o calor como foi descrito anteriormente. Algumas das opções para economizar eletricidade para cocção envolvem outras soluções para evitar os problemas de transferencia de calor, as quais são discutidas a seguir.

Resistências incorporadas

No caso do aquecimento da água, a energia poder ser transferida mais eficientemente por um aquecedor de água incorporado, o qual converte a eletricidade em calor sem perdas. As únicas perdas são aquelas associadas com o aquecimento da panela, o aquecimento do elemento resistivo, e uma pequena dissipação de calor ao meio. As eficiências obtidas desta forma estão entre 85 e 95% (NORGÄRD, 1989:152).

O artefato mais difundido que utiliza este tipo de aquecimento é a cafeteira elétrica a qual têm um elemento resistivo incorporado e algumas vezes um dispositivo de controle para desligá-lo quando se chega à temperatura desejada. As eficiências nestes casos são como as mencionadas anteriormente, mas podem ser menores para pequenas quantidades de água.

O motivo de compra deste equipamento pelo consumidor, em geral, não é a economia de energia, mas principalmente a maior rapidez para o cozimento de alimentos. Também é mais barato e flexível comprar um

A diminuição da demanda pode-se obter por meio de uma das seguintes estratégias de gerenciamento de carga (DUTT, 1993): melhorando a eficiência energética dos usos finais que representam um porcentagem alto na demanda pico ou deslocando a demanda pico para períodos fora do pico. A primeira destas estratégias foi analisada na seção anterior, agora, serão discutidas as estratégias de gerenciamento da carga que visam o deslocamento da demanda.

O gerenciamento de carga pode ser obtido pela concessionária através de meios diretos ou indiretos. Em meios diretos, a concessionária pode ligar e desligar equipamentos em convênio com o cliente. As medidas de gerenciamento de carga indiretas são realizados pelo próprio cliente como resposta as sinais de preços ou incentivos. Este último enfoque será o adotado neste trabalho, devido a que a cocção é uma necessidade básica e a participação dos usuários nestes programas somente terá efeito quando ela for voluntária ou induzida através de maiores custos de uso da energia durante determinadas horas do dia. A escolha entre utilizar os fogões nas horas de ponta ou fora desta, quando a energia é mais barata, será feita numa base econômica.

As medidas de gerenciamento de carga indiretas incluem incentivos para que os usuários consumam menos durante as horas pico da concessionária, e mais durante os períodos fora da ponta. Os incentivos proporcionados podem ser de algumas das seguintes formas: tarifas com encargos por demanda máxima, tarifas de tempo de uso e tarifas dinâmicas.

As tarifas com *encargos por demanda*, baseiam-se na demanda máxima registrada pelo usuário durante os intervalos de faturamento. Diferentemente dos outros usos finais, a demanda máximas para cocção coincide com a demanda máxima da concessionária, por isso incentivos deste tipo podem induzir o usuário a reduzir a demanda pico no momento que é necessário para a concessionária

Quando as demandas máximas do usuário e da concessionária não são coincidentes utilizam-se *tarifas de tempo de uso* (TDU) as quais apresentam preços diferenciados durante todo o período de ponta e fora dele.

As tarifas de demanda coincidente e tarifas de tempo de uso, requerem equipamento especiais de medição, mas não precisam equipamento de comunicações para estabelecer enlace direto entre o cliente e o usuário. As *tarifas dinâmicas*, ao contrário, precisam de equipamentos que comuniquem ao usuário as variações do preço da tarifa em forma contínua durante todo o dia. O preço é transmitido aos registradores comutáveis por algum meio de comunicação (ex. rádio, telefone).

As medidas de gerenciamento da carga, também reduzem o consumo de energia, portanto o usuário beneficia-se economicamente. Quando a demanda máxima do usuário não coincide com a demanda máxima da concessionária, então não existem benefícios para o sistema. Isto deve ser controlado pela concessionária no sistema de faturamento ao usuário.

As estruturas das tarifas mais convenientes tanto para o cliente como para a concessionária serão discutidas com mais detalhe no capítulo 5, onde serão apresentadas as políticas que as instituições do setor energia poderiam implementar para o aumento da eficiência neste uso final. O principal objetivo desta seção é mencionar que a utilização de tarifas pode ser considerada como outro recurso que a concessionária têm para alcanças seus objetivos de deslocamento da carga. Este recurso deve ser visto como um programa de aumento da eficiência ou de gerenciamento direto da carga.

3.4 Substituição de eletricidade por GLP

Uma medida de gerenciamento da carga através da qual as concessionárias poderiam ter muito sucesso na diminuição das pontas, é a substituição da energia elétrica para cocção no setor residencial; esta medida diminuiria a necessidade de expansão do sistema elétrico. Neste caso o serviço da cocção seria atendido com a mesma segurança e qualidade por outra fonte que seja mais eficiente e barata, permitindo benefícios, tanto para o país quanto para o consumidor. Evidentemente é possível utilizar outros energéticos para a cocção que não a eletricidade, como acontece na maior parte dos países onde não se utiliza este tipo de energia para este propósito.

A demanda de energia somente têm interesse quando ela permite satisfazer a demanda por um serviço. No caso da cocção, o serviço energético que o usuário precisa é o calor para o cozimento dos alimentos. Deve-se procurar a forma de quantificar diretamente o consumo final e utilizar as unidades corretas para que os consumos dos diferentes equipamentos possam ser corretamente comparadas. No caso de usos finais que utilizem eletricidade a unidade de medição é o kilowatt hora (kWh); outra unidade de medição mais prática para a comparação de diferentes tipos de energia neste uso final pode ser a unidade de calor gasta no uso final (kcal). A ênfase deste capítulo é dada à análise da eficiência na qual o serviço é realizado.

A substituição de combustíveis pode reduzir ou incrementar o consumo total de energia e pode reduzir ou aumentar o custo total de abastecer o serviço da cocção. O balanço resultante da análise de consumo a nível macro e seus custos permite estabelecer se esta medida é viável ou não.

3.4.1 Abastecimento atual de energia para cocção

A produção de eletricidade na Costa Rica têm tido como principal fonte primária a energia hídrica, embora nos últimos anos tenha aumentado a proporção da energia elétrica gerada em usinas térmicas, até chegar a 17,4% em 1994 (OBREGÓN, 1995). A conversão de energia térmica obtida dos derivados do petróleo em energia elétrica é um dos processos de menor eficiência e portanto diminui a eficiência total do uso dos recursos energéticos do país.

A figura 3.1 mostra o processo atual de abastecimento de energia para cocção, com eletricidade e com GLP. Quando é utilizada a eletricidade para este fim, a eficiência global do processo é muito baixa. Como as horas para cocção coincidem com as horas de demanda máxima do sistema, utilizam-se as usinas térmicas para gerar esta energia. Neste processo, utilizam-se derivados do petróleo como energia primária a qual é utilizada nos centros de transformação para produzir a eletricidade, estes centros de transformação são as usinas térmicas as quais têm eficiências de transformação muito baixas, além disto existem as perdas do sistema de transmissão e de distribuição. A baixa eficiência no uso da eletricidade, eleva o custo de utilização deste energético em comparação com o GLP.

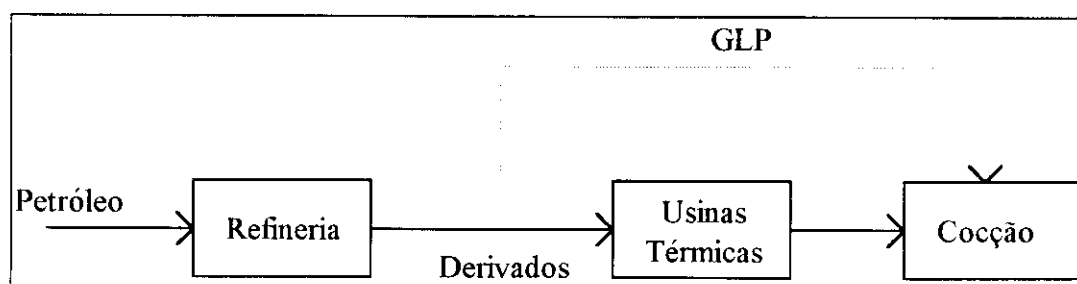


Figura 3.1. Processo de produção e eficiências finais no uso do GLP e a eletricidade produzida com derivados do petróleo.

3.4.2 Comparação de combustíveis

A concorrência entre energéticos depende dos preços relativos dos mesmos e de sua disponibilidade, principalmente em relação à estrutura de distribuição. A utilização de diferentes energéticos está relacionada também, com o tipo de uso final, com os custos dos equipamentos e sistema de conversão e transformação e suas respectivas eficiências.

A eletricidade na Costa Rica, esta disponível em todos os centros urbanos e na maior parte das áreas rurais. No setor residencial ela é principalmente utilizada para cocção, iluminação e eletrodomésticos em geral. O Gás Liquefeito do Petróleo (GLP) é também utilizado com muita frequência no setor residencial, tendo seu principal uso para cocção.

A comparação entre estes dois combustíveis neste caso será feita com base em sua eficiência de abastecimento e utilização, ou seja contemplando a cadeia, desde sua produção até o seu uso final.

3.4.3 Medidas de eficiência

A eficiência técnica no uso da energia pode-se definir em termos da primeira e segunda leis da termodinâmica (MUNASINGHE, 1990a). A primeira lei mede a relação entre a energia de entrada e a energia útil. A segunda lei define o conceito de eficiência ótima como o calor ou trabalho transferido a partir do calor ou trabalho máximo disponível.

Primeira lei da termodinâmica

A *primeira lei da termodinâmica* na sua forma mais simples, estabelece que a energia somente pode ser transformada de uma forma a outra, não pode ser criada

ou destruída. A correspondente eficiência do uso da energia em qualquer processo pode ser definido como:

$$e_1 = \frac{\text{Energia útil}}{\text{Energia líquida}} \quad (3.1)$$

onde energia útil é a quantidade de energia verdadeiramente aproveitada em forma de trabalho ou calor e energia líquida é a energia que entra no sistema.

A aplicação desta medida de eficiência requer a definição dos limites do sistema dentro do qual o processo ocorre e a determinação dos fluxos energéticos através desses limites. No caso do serviço da cocção, a eficiência no uso da energia pode-se obter da análise da figura 3.2. Considera-se E_l como a energia líquida ou energia térmica que representa o valor calorífico do processo de combustão no caso da utilização do GLP como combustível, ou da transformação da energia elétrica em calor através de algum elemento resistivo. E_u é a energia útil absorvida pelo conteúdo da panela e E_p as perdas condutivas, convectivas e radiantes na transferencia de calor. Então a primeira lei da termodinâmica define o balanço de energia como $E_l = E_u + E_p$, e a eficiência,

$$e_1 = \frac{E_u}{E_l} \quad (3.2)$$

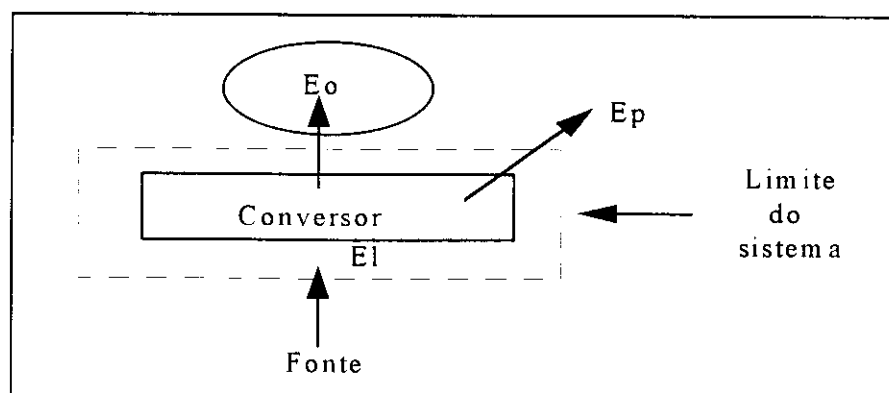


Figura 3.2. Eficiência do uso da energia para cocção.

A eficiência de qualquer processo pode ser determinada identificando-se os fluxos de calor e as perdas, o qual pode ser muito complicado dependendo do sistema analisado.

Os balanços energéticos provêem uma forma conveniente de determinar a eficiência dada pela primeira lei, desde a fonte primária de energia até o uso final, a qual pode ser utilizada como um critério para analisar os diferentes sistemas de abastecimento de energia. No caso da cocção doméstica utilizando eletricidade ou GLP, as respectivas eficiências de transformação de energia tanto nas resistências do tipo placa no fogão elétrico e no queimador de GLP são de 55% e 54,7% respectivamente (ALVAREZ, 1994:82). Estas eficiências são similares, mas devem-se considerar as eficiências no sistema de produção e entrega da energia (figura 3.3). A eficiência dada pela primeira lei na geração de eletricidade nas usinas térmicas é de aproximadamente 25% (ICE, 1995:5), e as perdas elétricas na transmissão e distribuição são de aproximadamente 10%.

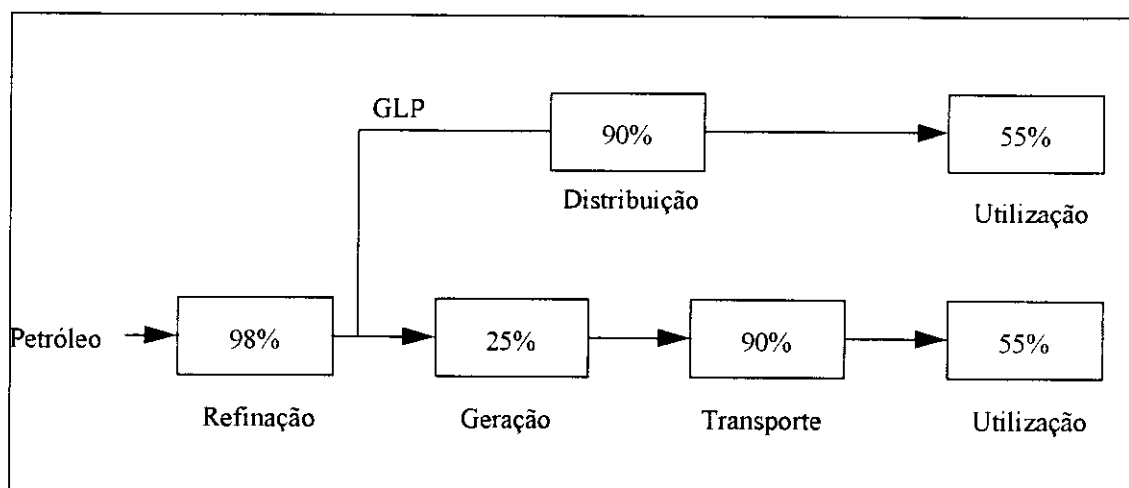


Figura 3.3. Eficiências do sistema de abastecimento de energia no uso final da cocção.

Assim, a eficiência total do uso de derivados de petróleo (E_p) para cocção utilizando a opção elétrica é de:

$$e_p = 0.55 \times 0.9 \times 0.25 \times 0.98 = 12\%$$

A eficiência correspondente ao uso do GLP (e_{glp}), considerando níveis de perdas no transporte e distribuição da mesma magnitude que para a eletricidade (10%) é de:

$$e_{glp} = 0.98 \times 0.9 \times 0.55 = 46\%$$

A diferença nas eficiências no uso da eletricidade e do GLP para cocção é muito significativa. Esta diferença deve-se principalmente à etapa de geração de eletricidade com derivados de petróleo (diesel, óleo combustível) a qual têm uma eficiência de conversão de aproximadamente 25% para o parque térmico da Costa Rica. Estas grandes perdas poderiam ser evitadas refinando mais GLP ou importando-o para ser distribuído e utilizado diretamente na cocção.

Segunda lei da termodinâmica

A *segunda lei da termodinâmica* diferencia a energia que esta disponível para realizar alguma tarefa (calor ou trabalho) da que não esta disponível. Estabelece que a entropia (energia não disponível para realizar trabalho útil) de um sistema fechado deve permanecer constante ou incrementar no tempo. A entropia do sistema aumenta conforme a temperatura do sistema diminui.

A eficiência medida pela segunda lei é definida como sendo a relação entre o calor transferido e calor máximo disponível, isto é,

$$e_2 = \frac{\text{Calor transferido}}{\text{Calor máximo disponível}} \quad (3.3)$$

No caso da transferência de calor de uma fonte quente a algum elemento que precisa ser aquecido, a energia ou calor transferido E_t é definida como:

$$E_t = \frac{E_u(T_T - T_A)}{T_T} \quad (3.4)$$

Onde E_u é a quantidade de energia útil, T_t é a temperatura absoluta (em graus Kelvin) à qual o calor é transferido, e T_a é a temperatura do meio ambiente. Mas, $E_u = e_1 \cdot (\text{Energia disponível})$, e a equação pode ser escrita como:

$$e_2 = \frac{e_1(T_T - T_A)}{T_T} = e_1 \left(1 - \frac{T_A}{T_T}\right) \quad (3.5)$$

Neste caso um incremento na eficiência da primeira lei (e_1), implica um incremento na eficiência da segunda lei, e vice-versa. Se T_t é muito alto, então e_1 e e_2 são aproximadamente iguais, mas quando as diferenças de temperatura são pequena, e_2 pode ser muito menor que e_1 .

Por exemplo, considere-se o processo de transferir energia térmica à panela para aquecer os alimentos utilizando GLP. A eficiência dada pela primeira lei na transmissão do calor à panela é alta, enquanto a eficiência dada pela segunda lei é baixa. Essas diferenças são causadas pelo fato que o GLP, que é um combustível de alta qualidade com uma chama de alta temperatura, é usado para suprir calor de baixa qualidade (baixa temperatura), à panela, transferindo energia térmica ao meio. A eficiência da segunda lei é baixa porque o calor é transferido a uma temperatura baixa em relação ao meio ambiente.

A eficiência da segunda lei dá uma idéia da performance da panela para aproveitar a calor disponível inicialmente, e mede a quantidade de calor não aproveitado.

3.4.4 Equivalência entre combustíveis

A equivalência entre combustíveis começa com a consideração dos conteúdos caloríficos de cada um deles. Por exemplo, se o GLP e a eletricidade foram utilizadas a 100% de eficiência um litro de GLP seria equivalente a 7.1 kWh de eletricidade¹.

Tanto a eletricidade como o GLP possuem diferentes eficiências de aproveitamento, portanto as comparações entre eles não pode ser feita com base de seu conteúdo calorífico. Na literatura acerca do tema (AMERICAN GAS ASSOCIATION, 1965:12/340) se encontram resultados de testes de eficiência térmica os quais podem ser utilizados para realizar comparações. Na referência mencionada o autor define um fator de substituição, como o número de calorias de um combustível equivalentes às calorias da outra fonte suprimindo a mesma quantidade de energia útil (tabela 3.1)

Tabela 3.1. Fatores de substituição no uso final cocção

Uso final	De eletricidade para gás (1)
Cocção doméstica	1,0 : 2,0
Cocção comercial	1,0 : 1,6

Fonte: Adaptado de American Gas Association. Gas Engineers Handbook. Capítulo 22, *Fuel Comparisons*. 1969. Pág. 12/340.

(1) Para cada unidade calórica produzida com eletricidade são requeridas 2 ou 1,6 unidades produzidas com GLP.

¹ Considera-se neste cálculo um poder calorífico do GLP de 6100 kcal/litro segundo o balanço energético nacional de Costa Rica e para a eletricidade de 860 kcal/kWh.

Como um exemplo de uso destes fatores, considere-se um consumo mensal de 100 kWh em cocção doméstica, o qual equívale a 86000 kcal. O fator de substituição de eletricidade para gás neste uso é de 1,0:2,0 portanto a quantidade equivalente de GLP seria 86000 kcal x 2, ou 172000 kcal ou seja 28.2 litros.

3.4.5 Comparação de custos

Para prover os parâmetros de comparação entre ambos combustíveis deve ser usadas unidades comuns, ao invés de utilizar as unidades de kWh para a eletricidade ou de litros para o GLP, a comparação será feita em base ao custo por unidades térmicas. Tanto o custo da eletricidade como do GLP serão os custos do país na produção ou compra de cada energético: para a eletricidade serão utilizados os custos marginais de produção ou compra do ICE e para o GLP o custo de importação do derivado para RECOPE.

O custo marginal total da eletricidade nas horas de ponta, inclui o custo da energia de 6,0 UScent/kWh e o custo da potência de 88,4 US\$/kW-ano, para obter um custo total de 13,0 UScent/kWh para os períodos de ponta. O custo de importação do GLP é mostrado na tabela 3.2, assim como as comparações de custo por unidade sob uma perspectiva nacional da energia térmica. Produzir a mesma quantidade de energia térmica (1 Gcal), custa US\$29,5 com GLP, enquanto o equivalente em eletricidade (1162,8 kWh) é de US\$151,2.

Tabela 3.2. Custos de abastecimento do GLP.

	GLP (US\$/litro) (3)	Eletricidade (US\$/kWh)
Custos de importação/produção (1)	0,18	0,13
Gcal (US\$) (2)	29,5	151,2

(1) Custo médio de importação (CIF). Balance Energético Nacional (BEN), Costa Rica, 1993.

(2) Poder calorífico do GLP de 25.54 Tj/1000 m³ (6100 kcal/litro). BEN, Costa Rica, 1993.

(3) RECOPE. Departamento de Programación Internacional, Diciembre 1995. Inclui imposto de venda, distribuição e lucro de empresa distribuidora.

3.5 Gás Liquefeito do Petróleo (GLP)

Uma possível solução ao problema da utilização de derivados do petróleo na produção de eletricidade utilizada na cocção, é utilizar gás liquefeito do petróleo (GLP) para este fim. Isto aumentaria o aproveitamento do petróleo importado e evitaria a necessidade de efetuar novos investimentos no setor elétrico. Na implementação desta estratégia deve-se considerar a capacidade atual e futuro do mercado de hidrocarbonetos e especificamente do GLP.

3.5.1 Mercado de hidrocarbonetos

O modelo de desenvolvimento econômico atual apresenta uma forte dependência externa do petróleo e seus combustíveis derivados. Como exemplo claro, o sistema de transporte se desenvolveu baseado exclusivamente em hidrocarbonetos assim como a indústria do país é altamente dependente destes combustíveis.

A importação de petróleo, assim como seu processo de refino e a importação de derivados processados está a cargo da Refinadora Costarricense de Petróleo (RECOPE), a qual é estatal e têm o monopólio de comercialização destes produtos.

O principal setor consumidor é o setor transporte com 66% do total: neste setor se consomem principalmente o diesel e a gasolina; no setor industrial se consomem o 23% do total, principalmente óleo combustível; posteriormente em ordem de importância estão o setor agropecuário, residencial, comercial e público (figura 3.4). Neste último setor, o hidrocarboneto mais utilizado são o diesel e o óleo combustível, empregados na geração térmica de eletricidade.

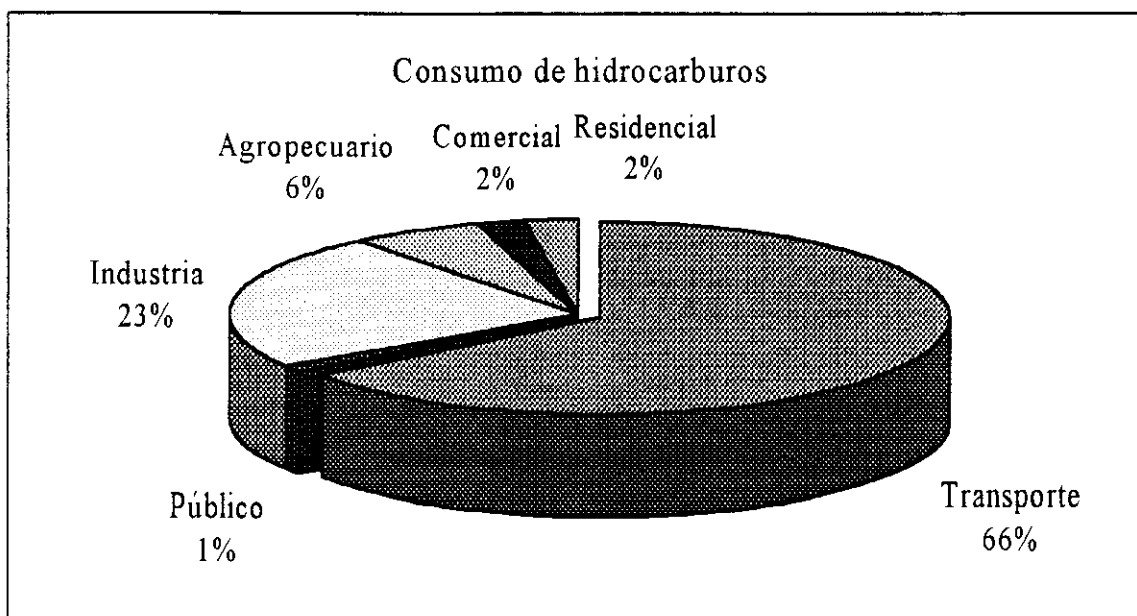


Figura 3.4. Distribuição de consumo de hidrocarbonetos por setores.

Fonte: DSE. Balance Energético Nacional, 1993, p. 16

A oferta de hidrocarbonetos está formada tanto pela refinação de petróleo como pela importação do produto terminado. A produção da refinaria nacional está composta principalmente por produtos pesados, o que está em contradição com os requerimentos da demanda (tabela 3.3).

Tabela 3.3. Produção e importação de petróleo e derivados no ano 1992.

Producto	Produção (%)	Importação (%)
Crudo	-	100
Diesel	25,3	74,7
Gasolinas	31,1	68,9
Jet Fuel	49,8	50,2
Óleo combustível	100	-
GLP	9,4	90,6
Asfalto	16,2	83,8
Gasóleo	100	-

Fonte: DSE. Diagnóstico do setor Energia, San José Costa Rica, 1994, p. 61 e 63.

Nota: Gasolinas inclui, gasolina regular, super e de avião.

O comércio do petróleo com Venezuela e México está assegurado através do acordo denominado “Pacto de San José” (PACTO DE SAN JOSÉ, 1980), o qual estabelece desde 1980 que estes dois países abasteçam 80 mil barris de petróleo por dia à Costa Rica. Este acordo inclui os países da região Centroamericana e

do Caribe. Atualmente Costa Rica importa cerca de 10% desta quantidade por dia. As principais condições estabelecidas no acordo visam o atendimento das necessidades de petróleo dos países da área através da outorga de créditos especiais, que estarão disponíveis em função das faturas petroleiras de cada país importador.

3.5.2 Situação do GLP

O GLP é utilizado principalmente para cocção pelo setor residencial e na fabricação de processos limpos (fabricação do vidro). A distribuição ao consumidor é feita através de três empresas, das quais TROPIGAS compra 85% das vendas da RECOPE. Esta empresa fornece a informação de suas vendas a qual somada as vendas da RECOPE a seus clientes diretos, determinam as vendas por setores (figura 3.5). No ano de 1993 a oferta total de GLP foi de 364 mil barris, representando 2,1% da oferta total de derivados. 95% desta oferta foi importada, proveniente na sua totalidade de México.

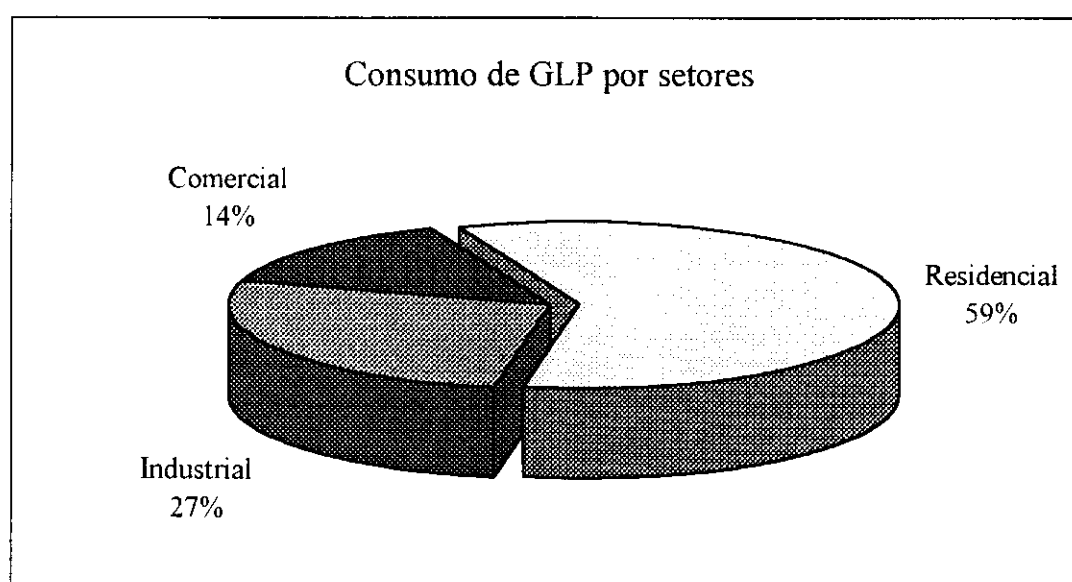


Figura 3.5. Distribuição do consumo de GLP por setores.

Fonte: DSE. Balance Energético Nacional, 1993, p. 8.

3.5.3 Necessidades de infra-estrutura

RECOPE possui na atualidade uma capacidade instalada para armazenamento de GLP de 61 mil barris e mantém um inventário de 33 mil barris. Para o ano 1997 estará finalizada uma nova esfera de armazenamento com capacidade para mais 25 mil barris.

A capacidade de armazenamento de GLP poderia ser aumentada no caso de um incremento da demanda, não se constituindo em problema para a implementação de políticas, por parte das instituições envolvidas, para incentivar o uso em massa do GLP.

Existem empresas de distribuição privadas de GLP, estabelecidas no país há alguns anos. Elas podem assumir o abastecimento ao usuário final, sendo beneficiadas economicamente ao ter um maior volume de vendas.

CAPÍTULO 4

AVALIAÇÃO FINANCEIRA DAS MEDIDAS

4.1. Introdução

Quando são realizados investimentos visando melhoras na eficiência do uso da energia ou nas medidas de gerenciamento da carga, é preciso determinar se estes investimentos têm um balanço custo-benefício positivo. O objetivo da metodologia de avaliação apresentada neste capítulo é comparar de forma consistente os benefícios e custos do projeto de substituição de fogões que utilizam eletricidade por fogões que utilizem como energético o GLP.

O programa de substituição poderia melhorar os baixos fatores de carga da CNFL, e a demanda durante as horas de ponta seria diminuída juntamente com o custo do abastecimento. Este tipo de programas têm geralmente uma relação custo-benefício alta, sendo financeiramente atrativos para a concessionária.

Existem vários critérios para determinar a relação custo-benefício deste tipo de projetos, embora tendem a ser arbitrários, dependendo do investidor. Isto sucede porque na avaliação destes projetos existem várias perspectivas, por exemplo, do participante, do não participante, da concessionária e da sociedade. Os interesses de cada um destes grupos envolvidos serão analisados nesta seção e a medida de substituição será avaliada considerando os benefícios e custos de cada grupo.

Este capítulo provê uma revisão das perspectivas mencionadas anteriormente, definindo cada um dos grupos participantes e identificando os respectivos testes de custo-benefício. Analisam-se também os diferentes impactos da medida de substituição sob as diferentes perspectivas e se explica a metodologia utilizada para a avaliação do programa. A efetividade financeira do programa dependerá

principalmente da quantidade de investimento adicional, da magnitude da economia de energia, do valor da energia, da vida útil dos investimentos e da taxa de desconto.

4.2. Definição das perspectivas de custo-benefício

O objetivo dos testes de custo-benefício analisados nesta seção é quantificar os benefícios e custos da substituição de fogões. Este programa será efetivo quando os benefícios (B) econômicos do projeto sejam maiores aos custos (C). Isto pode-se colocar da seguinte forma:

$$\text{Balanço} = B - C > 0 \quad (4.1)$$

Em continuação serão definidos os grupos envolvidos e são explicados os respectivos benefícios e custos para cada perspectiva. Por conveniência, estes benefícios e custos serão aqueles que possam ser quantificados.

4.3 Grupos envolvidos

A primeira tarefa na análise de avaliação de impactos das medidas de aumento da eficiência, ou seja programas de conservação de energia ou gerenciamento da carga, é a identificação dos grupos envolvidos no processo de implantação destas medidas. Os grupos e organizações consideradas nesta análise serão os seguintes (SCHECHTMAN, 1993):

Clientes participantes

São os usuários finais da energia e representam um dos principais pontos de partida na formação das políticas de eficiência. O usuário final ainda é

pouco conhecido na sua dimensão energética pelo que o seu comportamento com respeito ao uso da energia deve ser melhor entendido.

Clientes não participantes

São os consumidores que não têm acesso aos programas da concessionária ou tinham adotado as medidas antes da implementação do programa.

Concessionária de geração e distribuição

Ela representa o setor de produção da energia para as quais o fomento da eficiência nem sempre é óbvio. A conservação começará a interessar quando os custos de investir nestes programas for menor que o custo de suprimento.

Sociedade

O Estado representa a sociedade para exercer uma série de funções que influem na melhoria da eficiência. Os órgãos governamentais responsáveis pela formulação e implementação de políticas devem ter uma articulação adequada com as instituições que promovem a eficiência energética. Os órgãos de maior ingerência no setor elétrico na Costa Rica são o “Ministerio de Recursos Naturales, Energia y Minas (MIRENEM)”, o “Servicio Nacional de Electricidad (SNE)” e as concessionárias públicas.

4.4 Conflito de interesses

As estratégias de gerenciamento de carga apresentam características diferentes das estratégias tradicionais do incremento da oferta de energia, e a sua execução traz maiores dificuldades que os projetos para produzir e distribuir energia elétrica.

Na implementação destes programas deve-se conhecer as necessidades de energia dos consumidores e procurar as formas mais razoáveis de satisfazer tais necessidades em termos de custos. É preciso capacitar os clientes na adoção das novas tecnologias ou no uso de energéticos alternativos e convencer os fabricantes e construtores a produzir novos produtos.

Freqüentemente é preciso dispor de financiamento para a compra de novos equipamentos pelo usuário e assistência técnica, e no caso do programa de substituição de eletricidade por GLP, ter a estrutura de abastecimento adequada. Em geral estão envolvidos no processo diversos protagonistas dos quais é preciso conhecer seus interesses e métodos de trabalho.

Para obter esta cooperação os benefícios e custos destes programas devem estar equitativamente distribuídos, pelo que as avaliações econômicas devem considerar os diferentes grupos em conjunto e não só observar os benefícios de grupos específicos.

As concessionárias de eletricidade, dependendo se forem públicas ou privadas, possuem características particulares na avaliação dos programas de gerenciamento de carga. Para a empresa privada o principal objetivo na avaliação destes programas é a eficiência econômica, enquanto na concessionária de serviços públicos, além desta consideração deve procurar o bem-estar social e

compartilhar os benefícios entre todos seus clientes; isto geralmente é feito diminuindo as tarifas ou mantendo-as no mesmo nível.

Este ultimo objetivo é muito importante quando se consideram medidas de gerenciamento de carga. Em algumas oportunidades, opções do lado da oferta são de custo mínimo para a concessionária, implicando a minimização do custo de serviço para os clientes, mas isto nem sempre ocorre com medidas do lado da demanda. Isto porque os custos e benefícios associados à implantação destes programas são distribuídos de forma diferente entre os diversos grupos envolvidos.

Algumas medidas de gerenciamento de carga podem envolver custos para a concessionária superiores ao custo marginal de abastecimento de eletricidade ou custo de compra, neste caso não são atrativas para a concessionária, mas podem ser atrativas sob o ponto de vista dos clientes, os quais recebem incentivos como parte do programa. Outras medidas que apresentem custos inferiores aos custos marginais podem ser interessantes para a sociedade, reduzindo seus investimentos no lado da oferta, mas podem afetar em forma negativa aos clientes não participantes, devido ao aumento de tarifas necessário para financiar os programas realizados pela concessionária. Nesta situação deve ser comparados os custos incrementais dos programas de aumento da eficiência e os da expansão do sistema, e quando os primeiros forem menores, as necessidades de aumentar os preços também serão menores, beneficiando o consumidor.

Devido aos diferentes impactos econômicos nos diferentes grupos envolvidos, os programas de gerenciamento de carga não distribuem todos seus custos e benefícios de forma igualitária. Portanto uma metodologia consistente deve analisar os custos e benefícios incrementais das medidas do lado da demanda para cada um dos grupos envolvidos em comparação com os custos e benefícios obtidos da implantação de medidas pelo lado da oferta.

4.5 Impactos sobre cada grupo

Uma vez definidos os grupos envolvidos deve-se identificar os impactos econômicos em cada um deles. Nesta identificação de impactos devem-se considerar as transferências de custos e benefícios dos diferentes grupos (NARUC, 1988).

4.5.1 Impactos nos clientes participantes

Os impactos nos clientes participantes medem, como seus próprios interesses poderiam ser afetados. Quando a motivação econômica do programa é insuficiente para induzir a sua participação, a avaliação do impacto sobre o participante pode servir para a identificação de incentivos apropriados para incentivar a sua participação.

Os impactos para o participante são definidos como a diferença entre os custos incorridos pela participação no programa e os benefícios obtidos do mesmo. Os custos do participante inclui os custos associados com a instalação e operação do novo fogão. Os benefícios incluem incentivos cedidos pela concessionária e as economias em energia refletidas na fatura de eletricidade. Existem outros benefícios e custos para o participantes que não podem ser diretamente quantificáveis, tais como as modificações no conforto, os quais são ignorados por questões pragmáticas.

Os benefícios e custos desta perspectiva podem ser definidos formalmente da seguinte forma:

$$B_p = I_i + \Delta E_{ij} \times P_{ij} \quad (4.2)$$

e,

$$C_p = CI_i + CO_i \quad (4.3)$$

onde,

- B_p : Benefícios do cliente participante
- C_p : Custos do cliente participante
- ΔE_{ij} : Mudança no consumo de energia no ano i do combustível j
- P_{ij} : Preço da energia no ano i do combustível j
- I_i : Incentivos recebidos pelo cliente participante no ano i
- CI_i : Custo do investimento no ano i
- CO_i : Custo de operação no ano i

Esta análise deve considerar os diferentes estratos tarifários definidos pela concessionária. Os impactos sobre cada um destes estratos é diferente devido aos diferentes níveis de consumo e preços da eletricidade.

4.5.2 Impactos nos clientes não participantes

Os impactos sobre os clientes não participantes consideram a distribuição dos impactos na implementação de programas de aumento da eficiência das concessionárias. Geralmente quando existem diminuição nas receitas das concessionárias como consequência destes programas, elas são refletidas nas tarifas. Nesta análise supõe-se que a diminuição das receitas é absorvida pela concessionária e os clientes não participantes não são afetados por este tipo de programas.

4.5.3 Impactos nas concessionárias de geração e distribuição

Na concessionária, supondo um nível tarifário economicamente adequado, a receita na venda de eletricidade cobre os custos de geração, transmissão e distribuição ou compra a outras concessionária ou geradores privados, e produz

utilidades aos acionistas sejam públicos ou privados. No futuro quando a concessionária tiver que abastecer o crescimento da demanda na sua área de serviço, ela terá que decidir entre uma expansão do sistema elétrico ao um custo marginal determinado ou a implementação de uma estratégia de gerenciamento de carga que motive aos clientes a economizar a mesma quantidade de energia.

Do ponto de vista das concessionárias os impactos de considerar uma das duas opções de abastecimento do serviço elétrico, pode ser determinado pela diferença de custos entre a implementação da opção de oferta e a de gerenciamento de carga.

No caso da CNFL, os benefícios correspondem à implementação de programas no lado da demanda, são os custos evitados da distribuição, geração e, compra de energia. Os custos correspondem à implementação destes programas, incluindo os incentivos concedidos aos clientes e a diminuição de rendas, quando existam, como consequência da diminuição da energia vendida.

Para a empresa de geração (ICE), os benefícios correspondem aos custos evitados de geração e transmissão de eletricidade vendida posteriormente à CNFL. Caso o programa seja elaborado e implementado pela CNFL, todos os custos serão cobertos por esta empresa, pelo que os custos para o ICE serão nulos.

Os impactos da concessionária podem ser expressos da seguinte forma:

$$B_c = \Delta E_i \times CE_i + \Delta P_i \times CP_i \quad (4.6)$$

e,

$$C_c = CA_i + DR_i \quad (4.7)$$

onde,

- B_c : Benefícios da concessionária
- C_c : Custos da concessionária
- ΔE_i : Mudança no consumo de energia no ano i
- CE_i : Custos evitados da energia no ano i
- CA_i : Custos administrativos do programa no ano i
- DR_i : Diminuição da receita das concessionárias no ano i
- ΔP_i : Mudança no consumo de potência no ano i
- CP : Custos evitados da potência no ano i

A diminuição da receita foi considerada tanto na perspectiva dos não participantes como na perspectiva das concessionárias. Estas diminuições podem ser simplesmente transferidas aos clientes não participantes ou podem ser consideradas como outro custo para a concessionária. Entre os objetivos do programa está não ter clientes prejudicados com os mesmos, pelo que as diminuições de receitas serão embutidas no custo total da empresa elétrica.

Na perspectiva da concessionária cada cliente cobre os custos na participação do programa. A concessionária só induz a participação dos mesmos através da implementação do programas e na concessão de alguns incentivos.

4.5.4 Impactos para a Sociedade

O objetivo da medição destes impactos é determinar se o programa é efetivo para a sociedade, baseado nos benefícios e custos totais do programa, independente da alocação dos investimentos entre os clientes ou a concessionária. A principal diferença entre esta análise e as outras é a incorporação de interesses nacionais invés de interesses parciais dos consumidores ou concessionárias.

Estes interesses nacionais podem ser a incorporação de externalidades ou a procura de abastecer o mesmo serviço através de outros energéticos mais baratos.

Os benefícios dos impactos neste caso são os custos evitados pela concessionária geradora, e os custos são a soma dos investimentos realizados pela concessionária nos programas e os custos de abastecimento do novo combustível. O programa será efetivo quando o serviço energético possa ser abastecido com menor custo que o custo atual da concessionária para prover o mesmo serviço com os recursos existentes.

A perspectiva da sociedade pode-se definir da seguinte forma:

$$B_s = \Delta E_{ij} \times CE_{ij} \quad (4.8)$$

e,

$$C_s = CA_i + CD_i \quad (4.9)$$

onde,

- B_s : Benefícios da sociedade
- C_s : Custos da sociedade
- ΔE_{ij} : Mudança no consumo da energia no ano i do combustível j
- CE_{ij} : Custos evitados da energia no ano i do combustível j
- CA_i : Custos administrativos do programa no ano i
- CD_i : Custos diretos no ano i

Em continuação apresentam-se algumas externalidades as quais não serão consideradas na análise de impactos sobre a sociedade, mas que são efeitos da implementação dos programas de aumento da eficiência (SCHECHTMAN, 1993).

Utilização dos recursos evitados

Os recursos evitados pela implementação de medidas no lado da demanda podem ser utilizados em projetos de maior valor social, por exemplo: construção de hospitais, escolas e, saneamento básico.

Geração de empregos

A diminuição da expansão elétrica poderia levar à perda de empregos diretos e indiretos que são demandados na construção de tais obras. Mas, os recursos economizados podem ser utilizados de diferente forma na economia do país, permitindo a criação de novos empregos, com efeitos diretos sobre a renda e o bem-estar social.

Dependência externa

O uso das alternativas de oferta que empregam combustíveis importados, aumenta a dependência externa do país, o que pode impor restrições ao crescimento econômico durante eventuais crises de abastecimentos destes combustíveis.

A utilização da energia em forma mais eficientes poderia diminuir a dependência das importações de combustíveis importados. O custo de aumentar esta eficiência deve ser considerado no balanço total dos requerimentos de capital necessários em ambas estratégias, somente desta forma seria um programa sustentável.

No caso das medidas de substituição do uso da eletricidade por GLP, existe a vantagem da melhora na eficiência de todo o processo atual de

abastecimento de energia utilizando eletricidade gerada a partir de derivados de petróleo. Além disso atualmente existe produção nacional de fogões a GLP, pelo que somente é necessária a motivação destes fabricantes, aumentando o mercado de consumo com medidas de promoção.

Efeitos ambientais

A geração de energia elétrica traz efeitos ambientais negativos. No caso de hidrelétrica, o alagamento de grandes áreas provoca impactos locais na população, que deve ser trasladada de lugar, e sobre o eco sistema. No caso das plantas térmicas, as emissões de gases poluentes e partículas provocam significativos efeitos.

4.6 Avaliação das medidas de eficiência

O uso eficiente da energia reduz o consumo de energia e por consequência a capacidade instalada do sistema. A redução na capacidade instalada utilizada durante as pontas têm grandes benefícios para as concessionárias elétricas, devido aos maiores custos de geração durante estes períodos. Com o objetivo de quantificar os benefícios das economias da energia e diminuição da demanda pico serão considerados dois conceitos (DUTT, 1993):

- O *Custo da Energia Economizada (CEE)*: o qual mede os custo de economizar um kWh de energia elétrica;
- O *Custo da Potência Evitada (CPE)*: o qual quantifica o custo da capacidade evitada quando se reduz a demanda de ponta (kW).

4.6.1 Custo da Energia Conservada (CEC)

A avaliação da economia de energia será feita utilizando o conceito de *custo da energia conservada* (CEC). Este conceito representa o custo da medida de conservação, dividido pela quantidade de energia economizada. As unidades de medida são \$/kWh.

O CEC é o custo anualizado de implementar a medida de eficiência, dividido pela economia anual de eletricidade. Está definido pela seguinte relação:

$$CEC = \frac{\sum (\text{Investimentos}) \times (\text{FRC}) + \text{custos O\&M}}{\text{Energia Economizada (kWh / ano)}} \quad (4.10)$$

O fator de recuperação de capital (FRC) anualiza os investimentos, em termos da taxa de desconto (r), e o tempo de vida (n). Está dado pela seguinte expressão:

$$FRC = \frac{r}{(1 - (1 + r)^{-n})} \quad (4.11)$$

A diferença entre o CEC e o Custo Marginal de Longo Prazo (CMLP) é a quantidade que a sociedade economiza por cada kWh que é conservado.

4.6.2 Custo da Potência Evitada (CPE)

Em forma similar o valor presente líquido da medida de conservação que evita a instalação de um kW de capacidade de geração, leva ao conceito de *capacidade de potência evitada* (CPE).

O CPE é o Valor Presente Líquido (VPL) da medida de eficiência operando sobre o tempo de vida de uma usina elétrica utilizada nas horas de ponta. Está dado pela seguinte formula:

$$CPE = \frac{VPL(\text{Investimentos} + \text{incremento custos O\&M})}{\text{Potencia evitada(kW)}} \quad (4.12)$$

A potência evitada na usina de geração, depende da redução da demanda pico do uso final, o fator de coincidência¹ do uso final com as demandas máximas do sistema, e das perdas de transmissão e distribuição, isto é;

$$PE = \frac{FC \cdot RDP}{(1 - PTD) \cdot FD} \quad (4.13)$$

onde,

PE : Potência evitada na usina de geração

FC : é o fator de coincidência da demanda reduzida

RDP : é a redução da demanda pico,

PTD : são as perdas de transmissão e distribuição (fração) e,

FD : é o fator de disponibilidade² da usina (fração).

¹O fator de coincidência compara os picos do cliente com os picos do sistema. Por exemplo se a demanda incrementa um kW pelo uso de equipamentos na cocção causado por um grupo de clientes e, se somente 0.6 kW ocorrem ao mesmo tempo (em coincidência) com o pico da concessionária, o fator de coincidência seria 0.6.

²A disponibilidade de geração de uma usina é a porcentagem do tempo que a unidade está disponível para atender a carga. Estes fatores geralmente são altos (90%).

O CPE é principalmente utilizado para a análise da perspectiva da sociedade ou da concessionária. Poderia ser utilizado na análise da perspectiva do cliente quando ele tivesse encargos por demanda na sua fatura elétrica. No setor residencial da Costa Rica não existem este tipo de encargos, pelo que o CPE para o cliente não será calculado.

4.7 Análise

Nesta seção avalia-se a opção de substituição de fogões elétricos por fogões que consomem GLP. Esta análise será feita considerando as diferentes perspectivas dos grupos envolvidos: cliente participante, concessionária e sociedade. Não será considerada a perspectiva do cliente não participante porque os efeitos sobre ele serão absorvidos pela concessionária, como foi discutido anteriormente.

Na análise dos consumidores e da concessionária considera-se diferentes estratos de tarifas elétricas, devido a estrutura tarifária no setor residencial, na qual blocos de consumo maiores têm preços superiores.

4.7.1 Hipóteses

Assume-se nesta análise a disponibilidade de fogões a GLP no país e da infraestrutura de abastecimento capaz de satisfazer a demanda deste energético.

As variações no preço do GLP no mercado internacional afetam da mesma forma os custos de produzir energia elétrica, isto devido à sensibilidade do custo da eletricidade com respeito aos preços dos derivados de petróleo utilizados nas usinas térmicas durante as horas de ponta do sistema elétrico. Além disso, as importações de hidrocarbonetos não serão necessariamente aumentadas, pelo contrário, o aumento da eficiência no sistema global de abastecimento de energia na cocção poderia diminuir as importações.

A substituição de fogões terá um efeito direto na demanda máxima do sistema. Pelos horários de utilização deste uso final, a coincidência na demanda de pico do sistema é alta e os efeitos da substituição serão tanto em energia como em diminuição das pontas, as quais devido às características próprias do sistema têm maior relevância para a concessionária. A curva de carga da CNFL têm dois picos durante o dia, para o pico da manhã (10:00h-12:00h) a cocção contribui com 20% e no pico da tarde (17:30h-19:30h) contribui com 12% (OLADE, 1993:63).

4.7.2 Cálculos preliminares

Antes de fazer as respectivas avaliações financeiras é preciso conhecer quanta energia e potência pode ser economizada na substituição de fogões. Tanto o cálculo da energia como da potência serão baseados em estudos de usos finais realizados no país pela OLADE e a CNFL (OLADE, 1992). Serão apresentados somente os resultados finais e os cálculos intermediários deixados para os anexos.

Na análise da economia de energia, considera-se os consumos anuais em cocção nas diferentes refeições e estratos de consumo, que são mostrados na tabela 4.1.

Tabela 4.1. Consumo individual anual de energia por refeição e estrato tarifário (1)

	0-150	151-250	251-400	> 400
Café da manhã (kWh)	354,8	391,7	518,4	483,8
Almoço (kWh)	306,0	324,0	576,0	504,0
Janta (kWh)	483,8	423,4	302,4	524,2
TOTAL (kWh)	1 144,7	1 139,0	1 396,8	1 512,0

Fonte: CCE, OLADE, CNFL. *Caracterización do comportamiento de a demanda de Energia Eléctrica mediante mediciones y encuestas*. San José, Costa Rica. Diciembre 1992.

(1) Para detalhes de cálculo ver Anexo A.

Em média são utilizados no setor residencial 1297,2 kWh/ano no uso final da cocção. No caso de realizar a substituição por um fogão a GLP, o equivalente em GLP será de 365.7 litros de GLP, segundo os cálculos do capítulo 3.

A concessionária neste caso evitaria a geração desta quantidade de energia e os custos desta energia conservada (CEC) serão comparados com os custos marginais de longo prazo (CMLP).

Os custos marginais estão em função da coincidência da demanda de energia com as pontas do sistema, isto é, a fração da energia utilizada no ano durante as horas de ponta. O fator de diversidade (FD)³ é uma medida da coincidência da energia consumida durante as horas de ponta, os valores pequenos do FD significam que a maior parte da energia foi consumida durante os picos.

Na tabela 4.2, são mostradas as potências médias dos fogões na preparação dos diferentes tipos de refeições nos diferentes estratos de consumo. Na preparação do café da manhã, o fogão demanda em média 2.3 kW, nesta refeição geralmente estão presentes todos os membros da família pelo que apresenta a demanda maior. Na hora do almoço, alguns dos membros da família estão trabalhando ou estudando pelo que as necessidades de cocção diminuem um pouco (2.14 kW).

³O fator de diversidade expresa a não coincidência na demanda de um grupo de usuários do mesmo uso final.

Na janta está de volta na casa a maioria das pessoas e a demanda na preparação dos alimentos aumenta até 2.24 kW em média.

Tabela 4.2. Potência média dos fogões na preparação de alimentos por refeição e estrato tarifário (1).

	0-150	151-250	251-400	> 400	média
Café (kW)	2,36	2,35	2,19	2,45	2,34
Almoço (kW)	2,03	2,28	1,99	2,25	2,14
Janta (kW)	2,17	2,27	2,08	2,43	2,24

Fonte: CCE, OLADE, CNFL, *Caracterización do comportamiento de a demanda de Energia Eléctrica mediante mediciones y encuestas*. San José, Costa Rica. Diciembre 1992.

(1) Para detalhes de cálculo ver Anexo B.

A substituição de cada fogão diminui em média a demanda em mais de 2 kW. Como somente uma fração da demanda dos fogões elétricos é coincidente com o pico se deve considerar o fator de coincidência deste uso final.

A demanda máxima da CNFL para o mês de julho do ano 1995 ocorreu as 11:45 h coincidindo com o período de preparação do almoço. Para medir os efeitos da substituição de cada fogão sobre o sistema elétrico serão considerados os efeitos sobre a ponta máxima da preparação desta refeição. A probabilidade do café, o almoço e a janta serem realizados durante o período de ponta definido entre as 11:00 horas e as 13:00 horas é de 69,9%, 77,7% e 88,2% respectivamente (DSE, 1995:34). Considerando as potências médias utilizadas na preparação do almoço da tabela 4.2, e a probabilidade do almoço ocorrer durante o período de ponta, obtêm-se a potência provável evitada na substituição de cada fogão durante os períodos de demanda máxima da curva de carga da CNFL (tabela 4.3).

Tabela 4.3. Potência evitada pela CNFL no período de demanda máxima, por estrato tarifário.

Refeição/estrato tarifário	0-150	151-250	251-400	> 400	média
Almoço (kW)	1,6	1,8	1,5	1,7	1,6

Em média por cada fogão substituído a CNFL diminuiria a sua demanda máxima em 1,6 kW. Como foi derivado do cálculo, esta diminuição corresponde somente aos clientes que preparam o almoço durante o período compreendido entre as 11:00 e as 13:00 h.

4.7.3 Perspectiva do usuário

A análise de custo e benefício do consumidor depende dos preços da eletricidade e do GLP, os quais são parcialmente subsidiados.

Nesta análise serão considerados dois tipos de consumidores:

Caso 1: aquele que substitui o seu fogão elétrico atual por um outro que utilize GLP e,

Caso 2: aquele que atualmente não tem fogão e decide comprar um novo que utilize GLP.

O cálculo realizado aqui, não inclui subsídios na compra dos fogões, são somente considerados os existentes atualmente no preço da eletricidade e o GLP. Não são considerados tampouco os possíveis aumentos da eletricidade no futuro. A taxa de desconto será considerada através de uma análise de sensibilidade que represente os custos de oportunidade do mercado financeiro. Os dados necessários na análise do consumidor são apresentados na tabela 4.4.

Tabela 4.4. Dados da análise de substituição de fogões, perspectiva do consumidor.

Custo GLP (US\$/litro)		0,18		
Custo fogão elétrico (US\$) ^a		241		
Custo fogão GLP (US\$) ^a		252		
Taxa desconto (variável)	10%	15%	20%	
Período - vida fogão (anos) ^a		10		
FRC	0,163	0,199	0,239	
<i>Dados por estratos de consumo</i>	<i>Estrato 1</i>	<i>Estrato 2</i>	<i>Estrato 3</i>	<i>Estrato 4</i>
Consumo anual cocção (kWh/ano)	1 145	1 139	1 397	1 512
Preço eletricidade (US\$/kWh)	0,042	0,042	0,075	0,12
GLP equivalente (litros)	322,8	321,1	393,9	426,3

^a Atlas Industrial, S.A., Dezembro 1995. Preço inclui imposto as vendas de 15%.

Os benefícios líquidos para cada uma das situações mencionadas obtêm-se da seguinte relação:

Benefícios líquidos anuais=

Valor da eletricidade economizada - Custo do fogão anualizado - custo do GLP

Caso 1: Substituição do fogão

Os benefícios líquidos da troca do fogão obtidos pelo consumidor que resolve substituir o seu fogão elétrico atual são os seguintes:

Tabela 4.5. Balanço financeiro para a substituição do fogão elétrico sob a perspectiva do consumidor.

Taxa desconto/estrato tarifário	< 30	30-250	250-400	> 400
10%	-51,0	-51,0	-7,1	60,7
15%	-60,2	-60,2	-16,3	51,5
20%	-70,1	-70,1	-26,2	41,6

Nota: Para detalhes de cálculo ver anexo C.

Para os parâmetros dados o balanço líquido para o consumidor dos três primeiros estratos de consumo é negativo (figura 4.1). Somente é positivo para o quarto estrato. A diferença nos valores do balanço líquido para cada um dos estratos

deve-se aos preços diferenciados da eletricidade. Os estratos de tarifas utilizados abrangem os diferentes blocos tarifários do setor residencial, nota-se que os setores de consumos baixos (menores receitas e preços subsidiados) não terão nenhuma motivação para participar na substituição a menos que os fogões sejam subsidiados.

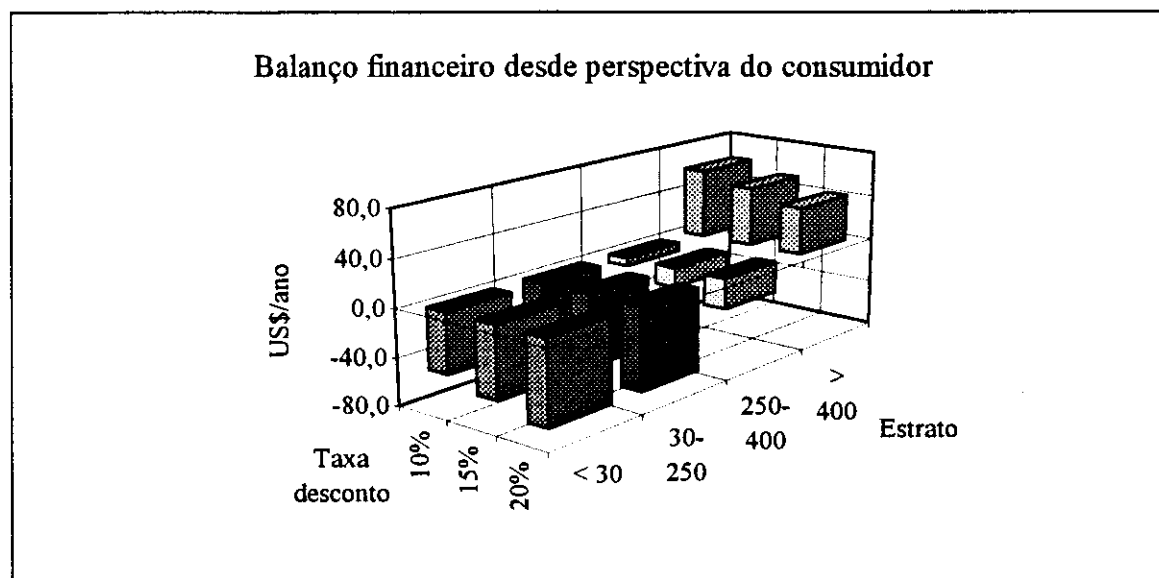


Figura 4.1. Sensibilidade a taxa de desconto na substituição de fogões sob perspectiva do consumidor.

Caso 2: Fogão novo

Quando o consumidor decide comprar um fogão pela primeira vez ou substituí-lo ao fim de sua vida útil, e escolhe um que utilize GLP, deverá pagar uma diferença de US\$11 por um fogão equivalente ao elétrico. O balanço financeiro de tomar esta decisão mostra-se na tabela 4.5.

Tabela 4.6. Balanço financeiro para a compra de um fogão novo sob perspectiva do consumidor.

Taxa desconto	< 30	30-250	250-400	> 400
10%	-11,8	-11,8	32,1	99,9
15%	-12,2	-12,2	31,7	99,5
20%	-12,6	-12,6	31,2	99,1

Nota: Para detalhes de cálculo ver anexo C.

O balanço é negativo para os consumidores dos dois primeiros estratos e positivo nos dois estratos que pagam maiores preços pela eletricidade (figura 4.2). Neste caso o balanço para o consumidor melhorou como consequência do menor investimento inicial.

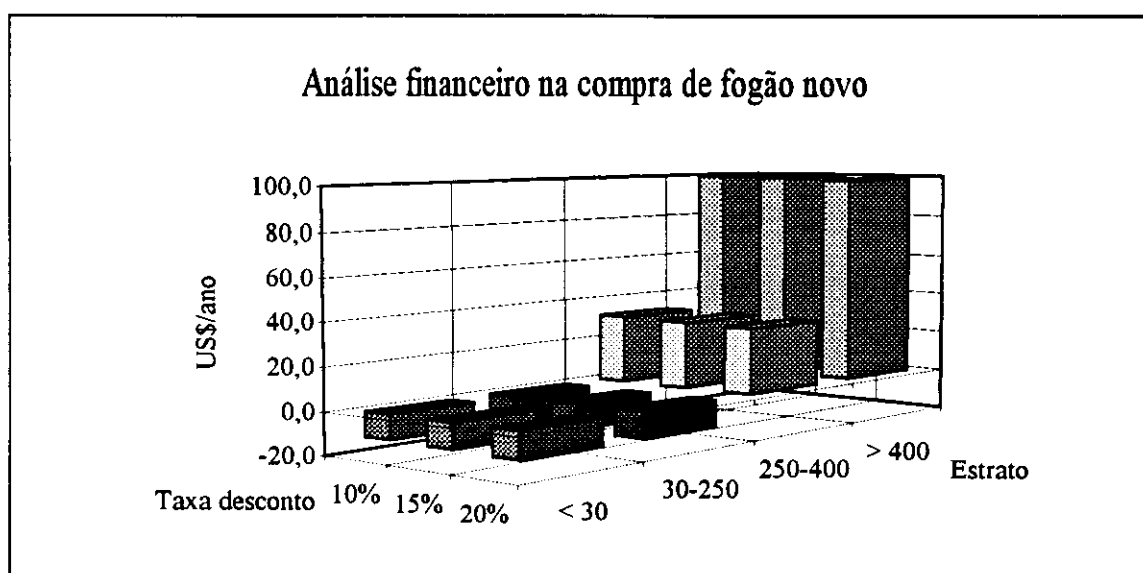


Figura 4.2. Sensibilidade à taxa de desconto na compra de fogão novo a GLP, sob perspectiva do consumidor.

4.7.4 Perspectiva da concessionária

Os efeitos da implementação deste programa são diferentes para a concessionária de distribuição (CNFL) e a concessionária de geração (ICE), estes efeitos serão discutidos separadamente em continuação.

Empresa distribuidora

A atratividade do projeto para a CNFL depende da diminuição de receitas e do bloco tarifário do consumidor que compra o novo fogão que utiliza GLP. A CNFL compra ao ICE energia e potência a custos de 0,03US\$/kWh e

118US\$/kW-ano, respectivamente, e cobra aos consumidores somente encargos por energia (tabela 4.6).

Utilizando os dados da tabela 4.6 é possível determinar o balanço de benefícios e custos da concessionária de distribuição. Os benefícios líquidos da concessionária de distribuição são dados pela seguinte relação:

Benefícios líquidos anuais =

$$\text{Gastos em compra de energia} - \text{diminuição de receitas}$$

Não são considerados neste caso os benefícios obtidos pela concessionária na diminuição dos custos de operação e manutenção na rede como consequência da diminuição da carga, assim como os custos administrativos na implementação do programa.

Tabela 4.7. Dados da análise de substituição de fogões, perspectiva da concessionária distribuidora.

Estrato tarifário (kWh/mês)	< 30	30-250	250-400	> 400
Eletricidade economizada (kWh/ano)	1 145	1 139	1 397	1 512
Potência evitada no almoço (kW)	1,6	1,8	1,5	1,7
Preço Compra				
Energia (US\$/kWh)			0,03	
Potência (US\$/kW- mês)			9,9	
Potência (US\$/kW-ano)			118,8	
Preço venda por estrato (US\$/kWh)	< 30	30-250	250-400	> 400
	0,042	0,042	0,075	0,118

Como o setor residencial têm subsídios no preço da eletricidade os gastos em compra de energia são maiores que as receitas obtidas pela venda da mesma. Isto porque o setor residencial não têm encargos por demanda, estes encargos são para a CNFL maiores aos encargos por energia (tabela 4.7).

Tabela 4.8. Balanço financeiro sob a perspectiva da concessionária distribuidora.

<i>Custos</i>	< 30	30-250	250-400	> 400
Diminuição de receitas Energia (US\$/ano)	48,1	47,8	104,8	178,4
Diminuição de receitas Potência (US\$/ano)	0,0	0,0	0,0	0,0
<i>Benefícios</i>				
Compra de Energia (US\$/ano)	34,3	34,2	41,9	45,4
Compra de potência (US\$/ano)	190,1	213,8	178,2	202,0
<i>Balanço</i>				
Custos-Benefícios (US\$/verão)	176,3	200,2	115,3	68,9

Nota: Para detalhes de cálculo ver anexo D.

Da tabela anterior observa-se que a CNFL teria significativos benefícios em todos os estratos tarifários, principalmente nos de menor consumo que pagam as menores tarifas.

O custo de conservar energia é menor que o custo de gerar um kWh, portanto a empresa distribuidora poderia investir em conservação ao invés de geração para satisfazer a demanda. O investimento seria realizado através de subsídios ao projeto de substituição de fogões, e seria avaliado através da figura de mérito do CEC no qual se considera a quantidade do subsídio (S) oferecido é a quantidade de energia economizada, isto é:

$$CEC = \frac{\text{Investimento} \times S / 100}{\text{Energia}}$$

Para um investimento total de US\$252 que é o custo total do novo fogão e uma quantidade de energia economizada de 1297,2kWh, pode-se obter um gráfico em função do subsídio (S) (figura 4.3).

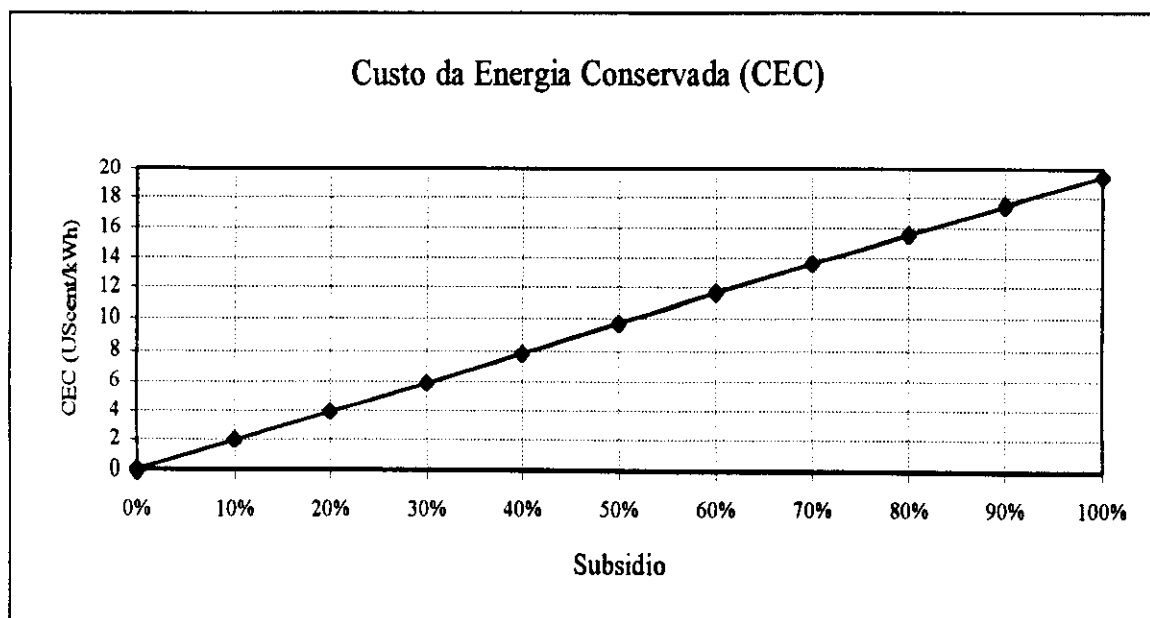


Figura 4.3. Custo da energia conservada em função da porcentagem de subsídio oferecido por fogão trocado.

O custo marginal nas horas ponta é de 13,0UScent/kWh, portanto ainda um subsídio de 70% na compra do fogão por parte de consumidor, seria mais econômico para a empresa geradora, 70% no subsídio equívale a uma economia de energia com um custo de 13 UScent/kWh.

Empresa Geradora

Para conhecer os efeitos do projeto sobre a empresa geradora devem ser calculados dois parâmetros de avaliação: o Custo da Energia Conservada (CEC) é o Custo da Potência Evitada (CPE). A tabela 2 mostra os dados utilizados na análise econômica.

Tabela 4.9. Dados da análise de substituição de fogões, perspectiva da concessionária geradora.

	Verão	Inverno
Energia média economizada (kWh)	864,8	432,4
Potência média evitada (kW)	1,6	1,6
<i>CMLP na Ponta (Produtores privados)</i>		
Energia (US\$/kWh)	0,06	0,052
Potência (US\$/kW-verão)	71,3	17,1
<i>Preço de Venda (1)</i>		
Energia (US\$/kWh)	0,03	0,03
Potência (US\$/kW-ano)	79,2	39,6

Os benefícios e custos por cada fogão substituído são os apresentados na tabela 4.9. Os benefícios líquidos por cada fogão substituído são os seguintes:

$$\text{Benefícios líquidos anuais} = \text{Custo evitado} - \text{diminuição de receitas}$$

Tabela 4.10. Balanço financeiro sob a perspectiva da concessionária geradora.

	Verão	Inverno
<i>Custos</i>		
Diminuição de receitas Energia (US\$)	25,9	13,0
Diminuição de receitas Potência (US\$)	126,7	63,4
<i>Benefícios</i>		
Compra ou Geração de Energia (US\$)	51,9	22,5
Compra ou Investimentos em potência (US\$)	114,1	27,4
<i>Balanço</i>		
Custos-Benefícios (US\$)	13,3	-26,5

Nota: Para detalhes de cálculo ver 5.

O custo evitado obtêm-se ao multiplicar a energia e potência economizada pelo custo marginal de produzir cada kWh ou kW, os investimentos evitados em potência serão de 79,2US\$ no verão e 39,6US\$ no inverno. As receitas, aumentarão em 13,3US\$ no verão e diminuirão 26,5US\$ no inverno, com um balanço líquido anual de -13US\$.

4.7.5 Perspectiva da sociedade

Na perspectiva da sociedade não são considerados os subsídios nos preços atuais da eletricidade ou GLP no setor residencial ou os possíveis subsídios nos preços nos fogões a GLP. Qualquer transferência de custos e benefícios permanece como uma transação interna dentro da economia nacional.

A cocção residencial coincide com as demandas de potência máxima do sistema. A utilização de fogões que utilizem GLP reduz a necessidade de investimentos na geração nos períodos de ponta. Os benefícios do projeto de substituição podem ser obtidos da comparação dos custos marginais de energia e potência na ponta do sistema. Para o ICE o custo anualizado da potência na ponta é de 88,4US\$/kW e a energia no período de ponta têm um custo de 6,0UScent/kWh no verão.⁴ Os dados necessários na análise sob a perspectiva da sociedade são apresentados na tabela 1.

Tabela 4.11. Dados de análise de substituição de fogões, perspectiva da sociedade.

Eletricidade economizada (kWh/ano)	1297,2				
Potência evitada (kW)	1,6				
<i>CMLP (Produtores privados)</i>					
Energia (US\$/kWh)	0,06				
Potência (US\$/kW-ano)	88,4				
<i>Gás Liqüefeito do Petróleo (GLP)</i>	(US\$/litro)				
Preço produção/importação (US\$/litro)	0,1	0,15	0,2	0,25	0,3
Quantidade equivalente (litros)	365,7	365,7	365,7	365,7	365,7

Na tabela 4.11 são mostrados os resultados da análise financeira da troca de fogões, estes resultados têm pouca sensibilidade ao custo do GLP segundo a faixa de preços utilizados.

Tabela 4.12. Balanço social da substituição de energéticos.

<i>Custos</i>	<i>(US\$/ano)</i>				
Produção/Importação GLP	36,6	54,9	73,1	91,4	109,7
<i>Benefícios</i>					
Custo evitado Energia (US\$/ano)			77,8		
Custo evitado Potência (US\$/ano)			141,4		
<i>Balanço</i>					
Custos-Benefícios (US\$/ano)	182,7	164,4	146,1	127,8	109,6

Nota: Para detalhes de cálculo ver anexo F.

Os benefícios financeiros para a sociedade são evidentes segundo os resultados aqui apresentados. Existem benefícios adicionais tais como diminuição de compra de hidrocarbonetos e benefícios sobre a balança de pagamentos e custos ambientais evitados que serão considerados posteriormente.

importante nas decisões de deslocamento da carga por parte dos consumidores.

O efeito da política de preços por si mesma pode ser pouco significativo quando não existam programas que ajudem ao consumidor a utilizar a energia nas horas que ela é mais barata e ofereçam a possibilidade de utilizar combustíveis alternativos que satisfaçam o serviço requerido com a mesma qualidade e com menor custo. O programa de substituição de energéticos na cocção é o complemento ideal na implementação de uma estrutura tarifária que vise estabelecer os custos reais do serviço elétrico.

As estratégias que motivem a penetração do GLP na cocção serão benéficas sob vários pontos de vista. Os consumidores poderiam economizar dinheiro através da diminuição da sua conta de energia, as empresas privadas poderiam ampliar o seu mercado de vendas, e o governo poderia economizar os recursos de capital que seriam necessários para a expansão do sistema elétrico.

5.2 Principais barreiras

No capítulo 3 foram identificadas medidas para aumentar a eficiência no uso da energia na cocção e no capítulo 4 se demonstrou que estas medidas são menos caras que aumentar a expansão do sistema elétrico. Depois dessa análise surge a seguinte questão: se essas medidas têm um balanço custo-benefício positivo, porque elas não têm sido implementadas espontaneamente ?

Utilizando as teorias clássicas da economia, a existência dos recursos do lado da demanda não são por se mesmas evidentes (NARUC, 1988). De acordo com o modelo convencional de economia perfeita de mercado, os consumidores poderiam investir em medidas de aumento da eficiência motivados pelo seu próprio interesse. Eles poderiam comparar diferentes opções de investimento e

poderiam escolher realizar todos os investimentos em programas de eficiência os quais teriam melhores taxas de retorno que os disponíveis por outros tipos de investimentos. Esta lógica resultaria em investimentos em programas de aumento da eficiência como resultado de uma escolha entre as diferentes taxas de retorno para cada um dos investimentos realizados.

Este modelo têm sido parte da abordagem tradicional do setor energético, no qual o uso ineficiente da energia existe principalmente devido os sinais incorretas nos preços. Esta abordagem nos preços como responsável pelo uso ineficiente da energia assume que os consumidores selecionam seus investimentos em base a critérios puramente econômicos e respondem às sinais de preços realizando investimentos em tecnologia mais eficientes.

Baseados nesta perspectiva, o tipo de programas necessário para aumentar a eficiência será a reforma tarifária que estabeleçam preços da eletricidade baseados em custos marginais e em tarifas de tempo de uso.

A principal deficiência no modelo convencional é a suposição da não existência de imperfeições ou barreiras no mercado. Têm sido amplamente discutido e fica demonstrado que a difusão de melhoras na eficiência é impedida por muitos outros fatores além das distorções nos preços, principalmente barreiras institucionais, inconveniência, risco, e acesso limitado à informação e capital (LOHANI, 1992:534).

Os programas de aumento da eficiência do uso da energia apresentam características diferentes às opções de expansão do sistema elétrico. Uma das mais importantes é a existência de barreiras que impõem dificuldades e impedem a penetração destas medidas. O conhecimento destas barreiras facilita as interações com os diferentes grupos envolvidos e assegura a aceitação das medidas de eficiência propostas. Na continuação se expõem as principais

barreiras consideradas na implementação de uma estratégia de gerenciamento de carga no uso final para cocção no setor residencial.

5.2.1 Barreiras Culturais

Uma das barreiras que têm a penetração das medidas de substituição de energéticos na cocção são as referidas as mudanças nas costumes e tradições locais. Tradicionalmente a cocção tem-se realizado com eletricidade e de acordo com estudos realizados recentemente existe resistência da população a trocar de energético. Entre os principais motivos que têm apresentado para não utilizar o GLP em lugar da eletricidade é o temor de explosões (tabela 5.1).

Tabela 5.1. Opinião dos usuários sobre porque não utiliza GLP em cocção.

Motivos	Porcentagem dos entrevistados
Temor ^a	50,64
Incômodo	14,40
Necessidade de fogão novo	9,50
Prefere lenha	5,91
Mais caro	3,86
Outros	15,69

Fonte: Dirección Sectorial de Energía, *Encuesta de opinión sobre consumo energético en el sector urbano*. Costa Rica, 1988.

^a Inclui perigo de explosão e temor pelas crianças.

A experiência em outros países da América Latina indica que tais opiniões não têm fundamento técnico, pelo que uma campanha de informação poderia ajudar a vencer esta resistência.

5.2.2 Econômicas

As barreiras econômicas são as relacionadas com a baixa atratividade econômica por parte dos usuários, enquanto a implementação do programa produz benefícios para a concessionária e a sociedade. Neste caso será necessário a adoção de incentivos tais como diminuição de impostos relacionados com os custos de novos equipamentos ou prover incentivos diretos (ex. "rebates").

Para o sucesso deste tipo de programas deve existir interesse real por parte do governo. Os encarregados das devem entender a necessidade de aproveitar os potenciais de aumento da eficiência para evitar ou adiar novos investimentos na expansão da oferta. Parte destes benefícios que a sociedade obtém poderiam ser utilizados na promoção e implementação do programa de substituição.

5.2.3 Financeiras

Estas barreiras referem-se à pouca disponibilidade de capital dos clientes, ou à diferente prioridade que têm com seus recursos. Para que o cliente decida participar é preciso a criação ou ampliação dos fundos financeiros existentes para prover o investimento necessário quando a medida seja, por exemplo, a troca de diferentes tipos de tecnologias.

Observa-se das respostas obtidas na pesquisa de opinião que o custo financeiro não é um obstáculo muito grande (somente 13.6% mencionaram o fator custo), mas ainda assim a penetração do fogão a GLP é baixa. Possíveis incentivos financeiros motivarão os consumidores a trocar de fogões ou se decidir por um que utilize GLP quando precisar fazer uma compra nova, seja por ser primeira vez ou porque chegou ao final a vida útil de seu atual fogão.

5.2.4 Desconhecimento das oportunidades

Os usuários desconhecem os benefícios econômicos de adotar este tipo de medidas. Eles devem ser informados das melhorias na eficiência no uso do GLP na cocção e dos benefícios econômicos de adotar uma medida de substituição da eletricidade, através de folhetos, programas de televisão e outros meios.

5.2.5 Disponibilidade dos equipamentos

Esta barreira refere-se aos interesses no mercado na oferta de equipamentos de fabricação nacional ou importados, incluindo as dificuldades na disponibilidade de peças de reposição. As vendas de equipamentos dependem geralmente do custo inicial antes dos custos de manutenção (consumo de energia), pelo que os produtores e provedores estão poucos motivados para o aumento da oferta de equipamentos mais caros e portanto de menor demanda.

Os fogões que utilizam GLP estão disponíveis ao usuário no comércio local e em vários modelos¹, mas com níveis baixos de vendas². As empresas manufaturadoras ou importadoras provavelmente não promovem esta tecnologia se não percebem uma demanda para a mesma. Inversamente, a demanda não existe se o produto não está disponível.

5.2.6 Subsídios energéticos

A eletricidade é algumas vezes subsidiada (em alguns setores) a níveis abaixo do custo médio de abastecimento. Estes preços se justificam em termos de reduzir os custos da eletricidade aos grupos de baixa renda, mas o efeito pode ser

¹ No ano 1995 foi realizado um estudo para determinar os tipos de equipamentos mais utilizados no setor residencial. Ver: Interamericana de Desarrollo, *Inventario de equipos para los sectores residencial, general e industrial*, San José, Costa Rica, Noviembre 1995.

² Comunicação Pessoal com Manuel Garcia Barros, Atlas Industrial, S. A., Dezembro 1995.

negativo. Os baixos preços da eletricidade, fazem que o usuário invista pouco em melhoras no uso eficiente da eletricidade e com que as companhias elétricas tenham que fazer grandes investimentos, incrementando o custo social para prover eletricidade.

Os subsídios no preço da energia elétrica produzem fortes sinais econômicas. Uma dessas conseqüências é que medidas deste tipo são não econômicas sob a perspectiva do usuário. Quando os subsídios existem especialmente nos usuários de baixas rendas, uma possibilidade é desviar os subsídios para a compra de fogões a GLP, assim reduz o crescimento da demanda e o custo total para a sociedade.

5.2.7 Estrutura das concessionárias

As receitas das concessionárias são determinados em termos da quantidade de energia vendida, assim que elas têm mais interesse em vender mais energia que prover o serviço de energia ao menor custo possível para a sociedade.

As companhias elétricas estão melhor informadas sobre a demanda da energia que os seus clientes e estão na melhor posição para ajudar no uso mais eficiente. Ainda, que suas receitas dependam das vendas de eletricidade o setor residencial representa prejuízo nas receitas totais da empresa devido aos subsídios existentes. Investimentos na substituição da eletricidade neste setor poderiam ser atrativos considerando que esta energia pode ser vendida a outros setores com maiores preços.

5.3 Papel das políticas de preços

A estruturas de preços da eletricidade no setor residencial, que não têm preços diferenciados durante as horas de ponta, diminui os incentivos para que os

usuários comprem equipamentos eficientes, ou substituam seus fogões elétricos por outros a GLP. Esta estrutura tarifária também não incentiva a reduzir as demandas nas pontas. Modificações tarifárias no setor residencial podem cumprir um papel importante nas decisões de melhoras na eficiência por parte dos consumidores.

5.3.1 Modificações tarifárias

A estrutura tarifária constitui um dos aspectos de maior importância para o sucesso dos programas de aumento da eficiência e uso racional de energia. Ela pode prover os incentivos econômicos necessários aos clientes, nas concessionárias elétricas e na sociedade na execução de medidas de deslocamento de potência e uso racional da energia. No caso em que o usuário e as concessionárias não recebem os sinais econômicos explicitadas nas tarifas de energia e demanda para diminuir o deslocar o consumo em determinadas horas do dia o ano, as medidas propostas terão pouco efeito e os benefícios para a concessionária e a sociedade de fazer investimentos nestes programas serão menores.

Qualquer modificações nas estruturas de preços têm diferentes repercussões para cada um dos grupos envolvidos (IDEE, 1994). É importante conhecer quais são estas repercussões pelo que na continuação realiza-se uma discussão dos principais impactos.

Usuários

O impacto sobre os usuários das políticas de preços, além de estar relacionado com os impactos diferenciados dos preços da energia nos

orçamentos familiares³, está relacionado também com a possibilidade de acesso destas famílias à satisfação das necessidades de energia consideradas socialmente como básicas.

Concessionárias

Os impactos sobre as concessionárias estão relacionados com a exigência de viabilidade financeira no curto e longo prazo. No curto prazo as receitas obtidas pela venda de eletricidade devem cobrir os custos correspondentes na operação e manutenção da empresa e da rede de distribuição. No caso das concessionárias privadas a totalidade de seus custos inclui uma taxa de lucro aceitável.

No longo prazo além de cobrir os custos de operação e manutenção é preciso a captação de recursos financeiros necessários na expansão do sistema. É claro que existem outras formas de atender as necessidades da demanda, mas os preços permitem cobrir estes investimentos.

Sociedade

As políticas de preços estão relacionadas com a noção de eficiência econômica na alocação dos recursos que o país dispõe. Recursos tais com mão de obra, recursos naturais, infra-estrutura, etc. são alocados eficientemente quando a demanda de energia é abastecida ao menor custo possível. Em condições de mercados competitivos a condição necessária

³Os impactos sobre os orçamentos familiares são mais significativos para as famílias de menores recursos. No setor residencial na Costa Rica, e numa estratificação elaborada pelo Ministerio o consumo de eletricidade representa o 3.9% para o estrato de menor consumo e 0.74% para o de maior consumo. Ver: Dirección Sectorial de Energía. Encuesta de opinión sobre consumo energético en el sector residencial urbano. Costa Rica, 1988. p.38.

para a eficiência econômica é que os preços da energia sejam os de custo marginal.

Uma estrutura tarifária utilizada em outros países com o propósito de motivar aos consumidores a participar em programas de eficiência no uso da eletricidade são as Tarifas de Tempo de Uso (TDU), as quais são discutidas a seguir.

5.3.2 Tarifas de tempo de uso no setor residencial

Políticas de preços inovadoras no setor residencial, podem ser usadas como uma estratégia de gerenciamento de carga (HILL, 1991). O tipo mais comum deste tipo de tarifas é a de tempo de uso (TDU), que pode ser implementado junto com programas de gerenciamento de carga: programas de diminuição das pontas de carga o deslocamento de carga dos períodos de ponta aos períodos fora de ponta.

Estas políticas tarifárias podem ser utilizadas pela CNFL como uma estratégia de gerenciamento de carga. A estrutura mais amplamente adotada é a tarifa de uso diária (TDD), a qual é uma forma específica da forma geral de TDU a qual muda no curso no ano, hora por hora, dia por dia ou estação por estação. As TDD estão dirigidas aos usuários que causam as pontas diárias, os quais pagam pelos maiores custos de abastecimento durante estes períodos.

Na implementação destas políticas a CNFL deve considerar questões como os efeitos na magnitude e mudanças nos padrões de consumo, e as características destas tarifas que poderiam ser mais efetivas, como por exemplo; razão entre preço de ponta e fora de ponta, consumo mínimo dos usuários, e implementação obrigatória o voluntária.

Uma consideração importante nas modificações das estruturas tarifárias são os aspectos econômicos. O balanço custo-benefício geralmente depende de três

fatores: primeiro, o nível de consumo de cada cliente; segundo, as características das tarifas tais como a razão entre preço na ponta e fora da ponta, o tamanho do período de ponta; e terceiro, o tipo de carga que causa a ponta. Estes aspectos serão discutidos com mais detalhe posteriormente.

Antes de continuar com a discussão das TDU é necessário conhecer as estruturas atuais de preços e como estas poderiam ser modificadas.

5.4 Modelos de preços

A regulação do sistema oferta-demanda de eletricidade compreende dois componentes (MUNASINGHE, 1990b):

- A regulação da oferta, seleção dos investimentos de produção, transmissão e distribuição visando satisfazer o serviço e a estrutura da demanda ao menor custo.
- A regulação do lado da demanda, a qual deve procurar melhoras na eficiência energética dos usos da eletricidade a nível do consumidor.

Em continuação será tratado o aspeto da regulação do lado da demanda, enfatizando nos efeitos das estruturas tarifárias no aumento da eficiência.

A tarifação quando transmite adequadamente os custos, tem que assegurar a coerência entre a demanda e oferta do sistema. É então, um elemento chave no gerenciamento da carga, mas não pode ser o único porque o sinal tarifário será mais eficiente somente quando o cliente possa responder totalmente, seja por causa do acompanhamento do programa de gerenciamento da carga ou porque esteja bem informado.

Custos e preços da eletricidade

Tradicionalmente, as concessionárias de eletricidade utilizaram preços da eletricidade baseados nos gastos contábeis e financeiros da empresa. Como por exemplo, a obtenção de receitas suficientes para cobrir os gastos de operação e o pago das obrigações financeiras referentes às dívidas, que refletem custos passados que estão corroídas pela inflação e são inferiores aos custos associados ao desenvolvimento de novas infra-estruturas.

Atualmente é maior a ênfase na aplicação de critérios econômicos na fixação de tarifas com o objetivo de produzir e consumir em forma mais eficiente a energia elétrica, enquanto economiza os recursos sempre escassos do país. Entre os principais motivos que têm induzido a utilização de critérios que procuram o uso eficiente dos recursos incluem-se o rápido crescimento da demanda, o incremento dos preços dos combustíveis derivados do petróleo, e a expansão da rede elétrica em áreas de baixa densidade de consumo com custos unitários altos.

Particularmente o uso de políticas de preços baseadas em custos marginais alcançou muita importância no setor de energia elétrica. A utilização destes critérios permite ao cliente efetuar suas decisões em uma base econômica e decidir se diminui seu consumo ou o desloca para os períodos do vale de acordo com as diferenças de preços.

A concessionária então não influi nas decisões do cliente: se o consumidor diminui o seu consumo, a sua fatura diminui, mas somente ao nível das economias realizadas pelo sistema elétrico. Se sucede o contrario e o cliente aumenta o seu consumo, o sistema elétrico deve-se desenvolver e explorar as infra-estruturas suplementares, mas a fatura do cliente é suficiente para pagar os gastos adicionais.

Os modelos mais comuns e conhecidos são os de tarifas pelo custo do serviço, tarifas binômias e tarifas com custos marginais.

5.4.1 Tarifas pelo custo do serviço

O sistema de tarifação pelo custo do serviço pode-se decompor em três partes (ELETROBRAS, 1990):

Custo da potência

Este custo refere-se à carga máxima demandada ao sistema e se destina a cobrir os custos anuais de operação da concessionária, depreciação, impostos, taxas e lucro da empresa. Este custo não depende da energia produzida.

Custo da energia

Cobre os gastos da prestação do serviço da energia elétrica os quais compreendem produção, transmissão e distribuição, assim como os gastos administrativos. Inclui, portanto, os gastos em combustíveis, material e pessoal nas atividades de operação e conservação do sistema. Este custo depende da quantidade de energia consumida.

Custos dos consumidores

Corresponde aos gastos na elaboração de contas e cobranças e depende do número de consumidores.

A soma destes custos é o requisito de receita da empresa; o preço ou tarifa é fixado de forma a equilibrar a receita bruta da empresa com seus gastos de

operação. A estrutura tarifária é determinada, definindo a participação de cada classe de serviço e consumidores na formação da receita total.

5.4.2 Tarifa binômia

O estrutura da tarifa pelo custo de serviço apresentado anteriormente pode ser considerado como uma tarifa binômia quando o custo total do serviço de energia elétrica é separado em custos fixos ou encargos de demanda, devido aos investimentos na instalação da capacidade instalada geradora, e custos variáveis ou cargos de consumo devidos à exploração da capacidade instalada.

Assim, como cada consumidor concorre individualmente de forma diferenciada para a execução de investimentos no sistema, os custos devem ser cobrados também separadamente em duas formas:

Custo fixo

Cobrado através de uma tarifa de demanda para cada kW, que multiplicado pela demanda máxima contratada ou medida, forneça uma receita à empresa, capaz de cobrir o custo que o consumidor têm para a concessionária;

Custo variável

Cobrado através de uma tarifa de consumo para cada kWh consumido, que multiplicado pela quantidade de eletricidade consumida, forneça à empresa a receita suficiente para cobrir esse custo variável.

Este tipo de tarifação estimula a utilização racional da potência instalada por parte do consumidor, aumentando a eficiência do sistema elétrico e beneficiando a sociedade como um todo.

5.4.3 Tarifas a custos marginais

A tarifação a custos marginais tem como idéia básica cobrar dos consumidores os custos adicionais causados pelo consumo.

A tarifação a custos marginais constitui-se numa sinalização econômica adequada para o consumidor. Quanto maiores forem os gastos necessários para a expansão do sistema no futuro, maior será o preço da energia elétrica para os consumidores. Ao contrário, a tarifação pelo custo médio pode atribuir à energia elétrica um preço que incentive o consumo, sem assegurar os recursos necessários à expansão do sistema.

A tarifação a custos marginais permite levar em conta o comportamento dos consumidores, identificando aqueles que efetivamente pressionam a capacidade instalada do sistema. Assim, os consumidores do período de ponta de carga do sistema devem ser responsabilizados pelos custos de investimentos mais os custos de operação, pois o aumento de seu consumo implicará na adição de capacidade de geração ao sistema. Já os consumidores do período fora da ponta de carga do sistema não devem pagar pelos custos de investimentos, pois não exercem pressão sobre a capacidade instalada.

A utilização de tarifas diferenciadas para o consumo na ponta e fora da ponta incentiva o deslocamento do consumo, levando a uma maior horizontalidade da curva de carga do sistema. Como subproduto positivo, reduz-se a necessidade de investimentos adicionais de potência para atender ao consumo no horário de ponta.

Dessa forma, no horário de ponta, os consumidores estarão sendo cobrados acima do custo médio. No horário fora de ponta estarão sendo cobrados abaixo do custo médio. Essa oscilação do preço da energia em torno do custo médio indica que a tarifa média deve se situar próxima ao custo médio, mesmo num horizonte temporal mais curto. Esta afirmação somente não é válida quando, por considerações de ordem político-social, são adotadas tarifas especiais para determinados tipos de consumidores.

Além da diferenciação dos preços conforme o período de consumo no dia (ponta/fora da ponta), a tarifação a custos marginais ainda permite estabelecer preços diferenciados em função da época de consumo no ano (estação chuvosa/estação seca), ou por região geográfica.

5.4.4 Tarifas de tempo de uso (TDU)

Devido a que a eletricidade não pode ser armazenada, a oferta deve estar disponível para satisfazer as demandas em forma instantânea. Esta demanda está constantemente variando, provocando pontas no sistema elétrico as quais podem ser caracterizadas com curvas de carga diárias, semanais ou estacionais. A infraestrutura de geração, transmissão e distribuição deve ser capaz de suportar estas demandas. Reduzindo as demandas na ponta, é possível reduzir as necessidades de construir novas usinas ou ampliar as redes de transmissão e distribuição. Os benefícios obtidos destas estratégias são geralmente mais importantes que os obtidos nas estratégias de conservação de energia.

As tarifas com cargos por demanda analisadas anteriormente, baseiam-se na demanda máxima registrada pelo usuário durante os intervalos de faturamento. Quando as demandas máximas do usuário e a concessionária não são

coincidentes utilizam-se tarifas de tempo de uso as quais apresentam preços diferenciados durante todo o período de ponta e fora dele.

5.5 Tarifas como medida indireta de gerenciamento da carga

O gerenciamento indireto da carga caracteriza-se por prover aos usuários com sinais de preços que sirvam como incentivos para mudar os padrões de uso da eletricidade. Os sinais de preços podem ser tarifas diferenciadas para diferentes períodos sazonais, demandas máximas mensais e tarifas de uso diário.

As concessionárias operam a diferentes custos de acordo com a estação do ano, e horas do dia. A filosofia do gerenciamento de carga indireto é que o consumidor seja consciente destes custos através de uma estrutura tarifária na qual se obtenha o maior eficiência econômica global. Assume-se que a eletricidade é como qualquer outro serviço no qual o consumidor depois de uma análise de custos decide consumir determinada quantidade a qual é função do preço. Quando o preço da eletricidade é alto, o consumidor reduz a quantidade de eletricidade utilizada e a substitui por outro energético mais barato. O consumidor obtém maior eficiência econômica ajustando-se aos diferentes níveis de preços assim que possa pagar a menor conta de eletricidade. De forma similar quando o preço da eletricidade é baixo o consumidor incrementa o seu consumo para obter a maior eficiência econômica.

As concessionárias com mudanças horárias na curva da carga, tem custos diferenciados dependendo da hora do dia. O aumento da eficiência econômica e obtido com a implementação de tarifas de tempo de uso.

Uma estratégia de gerenciamento da carga a utilizar é a implementação de novas tarifas elétricas, tais como as tarifas por tempo de uso (TDU). Nos setores comerciais e industriais foram implementadas este tipo de tarifas devido a que os

custos administrativos são menores. Poderia ser interessante em alguns usuários de menores voltagens dependendo das formas das curvas de carga: no setor residencial por exemplo o efeito dos consumos nas pontas poderia justificar a implementação destas tarifas.

5.5.1 Desenho de TDU

As tarifas de tempo de uso (TDU), podem ser estruturadas para ter diferenças no preço da eletricidade em diferentes estações do ano, por dias ou por horas. Um tipo específico destas tarifas são as tarifas horárias por dia (TDD), as quais especificam diferentes preços para diferentes períodos do dia.

Segundo estudos realizados em outros países (HILL, 1991:309), os principais aspectos a considerar no desenho das tarifas do TOD são os seguintes:

- *A razão do preço na ponta ao preço fora da ponta:* geralmente a TOD com razões altos obtém melhores resultados;
- *O tipo de carga que causa as pontas:* os equipamentos com maior coincidência nas pontas e mais intensivos na sua utilização podem ser utilizadas em outros horários no curto prazo, provocando maior deslocamento.

A figura 1, mostra a curva de carga diária média da CNFL atual, e outra curva de carga hipotética, depois de implementar tarifas de tempo de uso. A curva de carga da CNFL têm 4 horas totais de ponta, divididos em dois períodos: a ponta de meio-dia (10:00 às 12:30 horas), e a ponta da tarde (17:30 às 20:00 horas). Os outros horários estão fora da ponta. Na figura, o ponto P representa a máxima demanda em kW, enquanto Q é o nível correspondente quando se aplicam TOD.

A área A mais B representa o consumo de energia antes de implementar as TOD, enquanto a soma das áreas B, C, D, F e a energia consumida depois de a nova tarifa ser implementada. A área A é a quantidade de energia economizada durante o período de ponta como resultado da nova tarifação, enquanto C mais D mais F é o incremento do consumo no período fora de ponta.

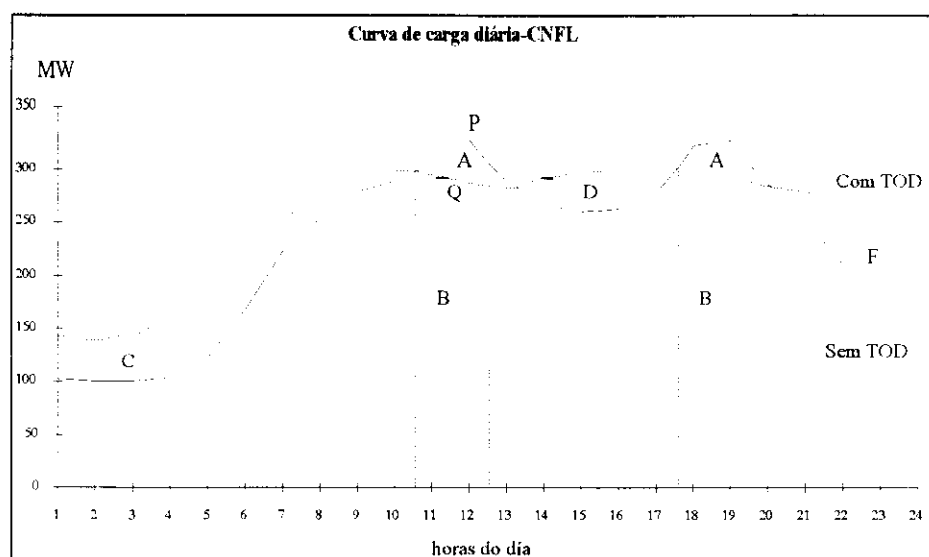


Figura 5.1. Curva de carga antes e possíveis efeitos depois da introdução de tarifas de TOD.

Um estudo completo de respostas a implementação de TOD deveria medir mudanças tanto no consumo de energia (kWh), como a redução da demanda (kW). A redução no consumo de energia no horário de ponta é importante porque os custos de operação geralmente são maiores durante estes períodos, devido à utilização de unidades térmicas, a redução no consumo desta energia determina a diminuição nas necessidades de potência instalada.

Um estudo completo da resposta das TOD deve medir tanto as reduções da demanda no sistema durante o período de ponta como a diminuição no consumo de energia onde os custos operacionais são geralmente maiores durante estes períodos, e a quantidade de kW reduzidos determina a redução nas necessidades de capacidade instalada.

As elasticidades da demanda para os períodos de ponta e fora de ponta são medidas importantes das resposta no efeito no consumo com respeito as TOD. Elas quantificam a taxa de mudança no consumo durante estes períodos em resposta a mudanças na razão de preços da energia na ponta e fora dela. Estas estimativas da elasticidade ao preço podem ser utilizadas em estudos de custo-benefício. Também poderia ser interessante obter as estimativas da elasticidade a longo prazo: mudanças no consumo depois de um período de tempo suficientemente longo para ajustar a quantidade de equipamentos elétricos em resposta a TOD.

5.5.2 Avaliações de custo-benefício

A análise de custo-benefício geralmente depende de três fatores: primeiro, o nível de consumo de cada cliente; segundo, as características das tarifas tais como a razão de preço na ponta e fora da ponta, o tamanho do período de ponta; e terceiro, o tipo de carga que causa a ponta. Os padrões de uso da eletricidade neste setor e o tipo de equipamentos utilizados, fazem com que o potencial de energia deslocada possa ser importante.

O balanço financeiro de implementar TOD em clientes com baixa tensão, é de muita importância devido a que os custos do equipo de medição representam uma porcentagem alto dos custos totais do fornecimento de eletricidade.

A análise custo-benefício da tarifação com TOD determina-se comparando os benefícios e custos da implementação da estrutura tarifária, utilizando uma taxa de desconto apropriada. Na prática a determinação do custo-benefício depende de dois fatores:

- i) A perspectiva da parte que realiza a análise;

ii) os tipos de custos e benefícios, os quais incluem geralmente:

- Benefícios financeiros líquidos do consumidores de eletricidade;
- os benefícios financeiros líquidos das concessionárias; e
- outros benefícios, os quais são difíceis de quantificar no mercado.

Os benefícios líquidos que não são quantificados pelas forças do mercado complicam a análise econômica. Este tipo de custos e benefícios podem afetar tanto os clientes em forma individual como à concessionária ou à economia como um todo. Por exemplo, a tarifação com TOD reduz as pontas do sistema, evitando a construção de novas usinas o que têm efeitos diferentes na utilização da mão de obra e na renda. Para economias pequenas como a de Costa Rica, reduz os requerimentos em combustíveis importados em usinas térmicas o que têm impactos significativos na balança de pagamento e reduz a dependência de importados.

O impacto ambiental de utilizar as TOD como uma medida de gerenciamento da carga (quando se substituem usinas térmicas) têm importantes implicações no meio ambiente regional, nacional e global.

Para o consumidor, a medida do benefício é a mudança no custo de sua fatura mensal como resultado de-se mudar a uma tarifação com TOD. Para o produtor, a medida de benefício é a variação na receita como resultado de mudar a tarifação para TOD.

CAPITULO 6

IMPLICAÇÕES NO PLANEJAMENTO DO SETOR ELÉTRICO

6.1 Introdução

O planejamento das concessionárias elétricas tem sofrido mudanças nas últimas duas décadas, principalmente em países como os Estados Unidos. Para compreender as causas dessas mudanças, este capítulo fará uma revisão das características especiais da indústria elétrica que a distinguem de outros tipos de indústrias. Segundo, será revisado o processo tradicional de planejamento existente na indústria elétrica desde seus inícios. Terceiro, serão discutidos as mudanças ocorridas no contexto do setor elétrico que levam à necessidade de incorporar mudanças no processo de planejamento. Por último, será discutido o processo de incorporação de programas de gerenciamento da demanda no planejamento, neste caso a cocção, e seus efeitos no sistema elétrico.

6.2 Atributos especiais da Indústria Elétrica

A indústria elétrica é uma das indústrias mais intensivas em capital da Costa Rica e da maioria dos países que tem alcançado algum nível de desenvolvimento na sua economia. Além disso possui características que estão ligadas diretamente com o contexto socioeconômico do país, assim por exemplo, o consumo está relacionado com índices macroeconômicos tais como o crescimento demográfico e do PIB; a balança comercial é afetada pela importação de hidrocarbonetos utilizados na geração e a dívida externa do setor afeta de forma importante a dívida externa do país. Isto mostra que o enfoque do planejamento adotado no setor, deverá ser aquele que utilize na melhor forma os recursos do país.

6.3 Planejamento tradicional das concessionárias

O planejamento tradicional não fez ênfase no controle e manipulação da demanda dos clientes procurando melhoras na eficiência de operação e utilização de sua capacidade instalada. A demanda de energia por parte dos clientes foi tratada como uma variável exógena, a qual somente dependia do nível de atividade econômica, rendas, etc. As políticas de preços foram concentradas em obter uma receita suficiente para cobrir seus gastos e não destinados a cobrir os custos de aprovisionamento do serviço de acordo aos requerimentos de cada classe de consumidores.

Os efeitos das concessionárias terem considerado a demanda dos clientes como uma variável exógena e utilizar preços médios, faz que os consumidores não conheçam os custos atuais que eles impõem sobre a concessionária no atendimento do serviço. Para o cliente é indiferente utilizar algum uso final durante qualquer hora do dia, embora que, para a concessionária seja substancialmente diferente. Portanto, políticas de preços deficientes resultam em hábitos de consumo ineficientes, os quais criam gastos que devem ser pagos pelo mesmo usuário como consequência deste tipo de "planejamento passivo".

Outra característica do planejamento tradicional foi a idéia que o âmbito de ação da concessionária terminava no medidor do usuário. A concessionária estava limitada a gerar, transmitir e distribuir e, o que o cliente fazia com a eletricidade escapava de suas funções. Estas concessionárias deixaram seus clientes decidir quais equipamentos comprar, e como e quando utilizá-los, ao invés de ajudá-los a satisfazer suas necessidades utilizando os equipamentos corretos, de forma apropriada, no horário apropriado.

No planejamento tradicional o processo inicia com a preparação de uma previsão de demanda de eletricidade. esta previsão é a base para especificar as

necessidades futuras de energia e potência (figura 6.1). Algumas vezes estas previsões de demanda são feitas projetando as séries históricas de consumo, este método assume que a demanda de eletricidade terá no futuro um comportamento similar ao do passado.

Elabora-se então o plano que determina a quantidade de novas usinas necessárias para satisfazer esta demanda e a ampliação das correspondentes redes de transmissão e distribuição. Por último são estimados os custos totais do plano de expansão com os quais se determinam os preços que o consumidor deverá pagar.

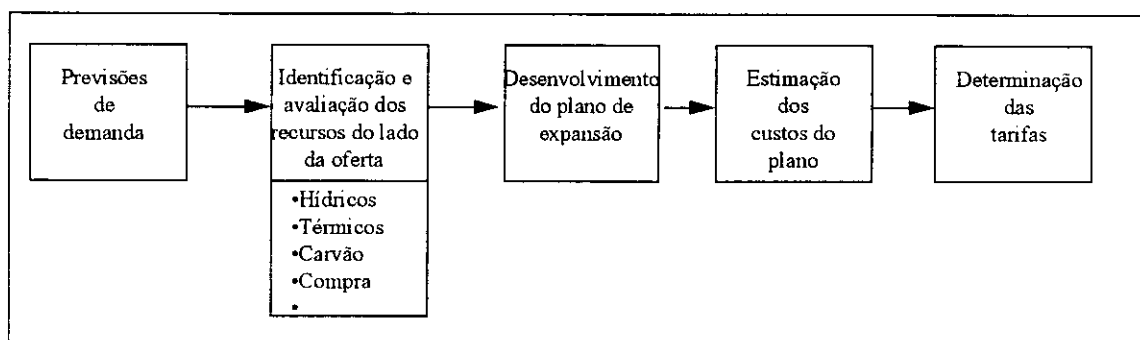


Figura 6.1. Metodologia tradicional de planejamento das empresas elétricas.

Os períodos de construção das novas unidades de geração são longos, o processo de planejamento deve começar com antecipação suficiente. Os seguintes passos resumem de forma geral o processo tradicional de planejamento que as concessionárias tem adotado:

- Desenvolvimento de uma previsão da carga do consumidor para o horizonte de planejamento, geralmente entre 20 e 30 anos.
- Identificação dos recursos do lado da oferta para satisfazer esta demanda, e também dos custos e dos níveis de performance destes recursos.

- Desenvolvimento de um plano de expansão do sistema para satisfazer esta demanda, com níveis de confiabilidade especificados previamente.
- Desenho de estruturas tarifárias adequadas que permitam recuperar os custos incorridos pela concessionária.

No processo mencionado não foram consideradas as incertezas na demanda futura de energia e seus efeitos nos custos do plano de expansão.

Em economias de escala, com facilidades para obtenção de financiamento, e com os avanços tecnológicos em geração e transmissão que reduzem os custos, esta metodologia de planejamento tem-se mostrado satisfatória. No entanto, estes custos foram repassados aos consumidores em forma de tarifas baixas, estimulando o aumento da demanda.

O novo contexto do setor, caracterizado pelos custos crescentes, dificuldades para a obtenção de créditos e pelo aumento das preocupações ambientais fazem com que os responsáveis pelo planejamento procurem novas soluções para enfrentar o crescimento da demanda. Esta nova visão do planejamento é considerada dentro do Planejamento Integral de Recursos (PIR), o qual inclui de forma explícita os programas de uso eficiente da eletricidade e gerenciamento da demanda como outro recurso adicional que as concessionárias possam utilizar para obter o abastecimento do serviço elétrico.

6.4 Planejamento Integrado de Recursos (PIR)

O Planejamento Integrado de Recursos (PIR) enfatiza a eficiência do uso da energia, programas de gerenciamento da carga, e utilização de novas estruturas

tarifárias, entre outros aspectos. Esta nova metodologia de planejamento conhecida primeiramente como Planejamento de Mínimo Custo (PMC) passou a ser chamada de Planejamento Integrado de Recursos (PIR) pelas concessionárias nos Estados Unidos, as quais modificaram seu processo tradicional de planejamento para incluir os recursos do lado da demanda, considerar os efeitos das incertezas nos custos, análise da performance e disponibilidade tanto dos recursos do lado da oferta como os do lado da demanda, e a consideração das externalidades ambientais. Esta metodologia de planejamento está ilustrada na figura 6.2.

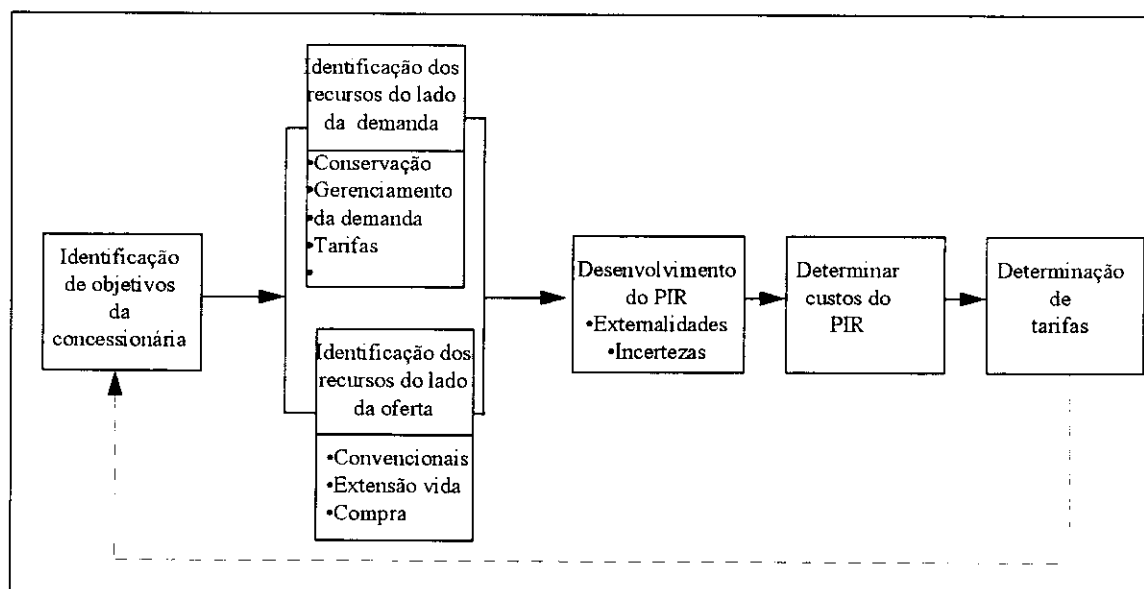


Figura 6.2. Diagrama do Processo do Planejamento Integrado de Recursos.

6.5 Processo do PIR.

No processo do PIR são utilizados tanto os recursos do lado da oferta como os recursos do lado da demanda, para obter o plano de mínimo custo que cumpre com os objetivos da concessionária e as necessidades dos consumidores. O principal objetivo é a minimização dos custos da eletricidade para todos os grupos de consumidores. O processo incorpora uma retroalimentação que considera as relações entre os preços da eletricidade e a demanda de eletricidade

pelo consumidor (figura 6.2). Isto assegura que o preço da eletricidade é consistente com os custos envolvidos no plano considerado.

O planejamento de mínimo custo, difere do planejamento tradicional na forma em que as previsões da demanda são feitas e no procedimento da elaboração do plano de abastecimento do serviço elétrico.

No planejamento de mínimo custo as previsões de demanda são substituídas pela construção de vários cenários de crescimento de demanda e o plano de abastecimento consiste na escolha da combinação de mínimo custo que envolva medidas de conservação, gerenciamento e opções de expansão do sistema.

No caso da cocção no setor residencial a demanda coincide com as pontas do sistema elétrico. A substituição de fogões portanto, reduziria a necessidade de realizar novos investimento para gerar eletricidade nas horas de ponta. Uma técnica utilizada para estimar as economias nos custos do setor elétrico é a obtenção dos requerimentos futuros de potência e a comparação com a introdução do programa de substituição. A diferença entre os dois cenários será a potência de ponta evitada. As economias em combustíveis e os menores custos do capital investido, provê a base para determinar os benefícios das concessionárias e da sociedade.

As economias em combustíveis e as reduções das emissões de poluentes, são estimadas na base das plantas térmicas evitadas, que utilizam derivados de petróleo.

O planejamento integrado de recursos é uma importante ferramenta que pode ser utilizada pelas concessionárias para gerenciar os recursos disponíveis, com o objetivo de prover seus clientes com os serviços desejados de energia com um custo razoável. Este processo faz um tratamento explícito dos recursos do lado

da demanda considerando os custos econômicos. Em seguida será tratado o caso do setor elétrica da Costa Rica analisando-se cada uma das etapas.

6.5.1 Previsões de demanda de energia e potência

As previsões de energia e demanda máxima de potência são os primeiros passos no PIR. Estas previsões determinam a quantidade e o tipo de recurso que a concessionária poderá precisar durante o período de planejamento.

As concessionárias geralmente realizam as previsões de demanda baseadas em modelos econométricos, os quais se caracterizam pela pouca quantidade de dados necessários e por sua base de cálculo puramente estatística. Estes modelos relacionam estatisticamente consumo anual de eletricidade com várias variáveis explicativas, tais como o preço da eletricidade, atividade econômica, níveis de urbanização, e preços de combustíveis substitutos. Este tipo de modelo é preferido pelas concessionárias devido a pouca necessidade de dados para seus cálculos, e a exatidão de seus resultados pode ser quantificado na base de propriedades estatísticas.

Devido à importância das previsões do consumo e crescimento da demanda no PIR, as previsões devem ser o mais detalhada possíveis para que a concessionária possa realizar seu planejamento e avaliação de recursos do lado da demanda.

As previsões do consumo de energia para Costa Rica estão baseadas no modelo econométrico desenvolvido pelo economista Glenn Westley do Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) (figura 6.3). Este modelo considera três cenários de crescimento do consumo, o cenário baixo, o cenário base e, o cenário alto. Cada um deles considera diferentes suposições em relação às necessidades futuras de energia do país.

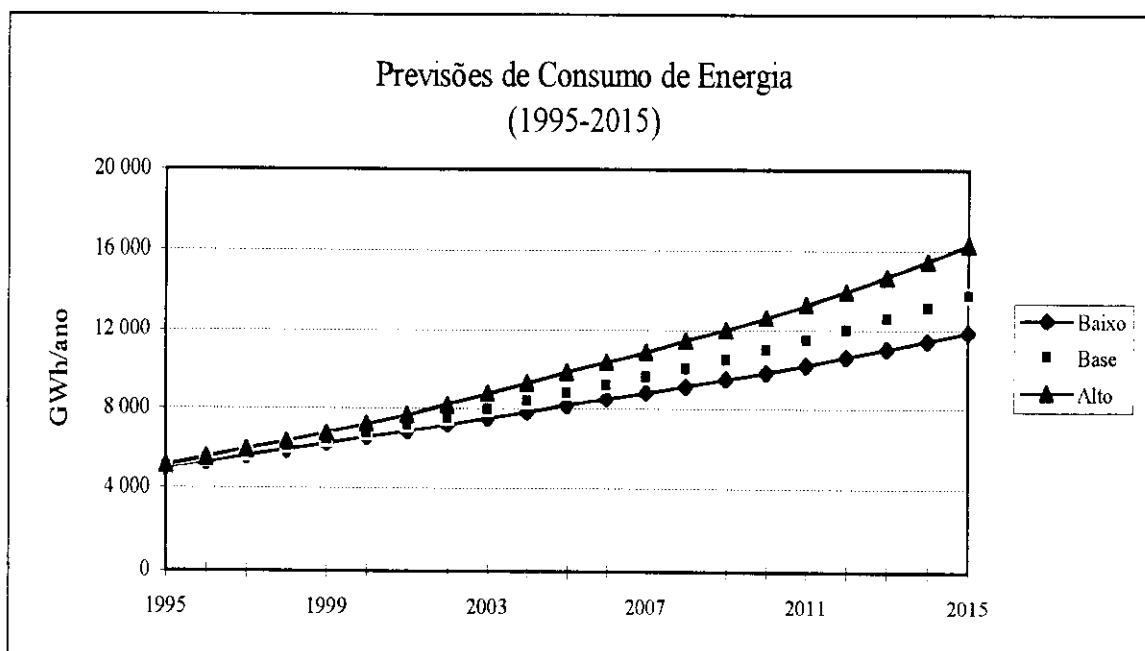


Figura 6.3. Previsões de consumo de energia no período 1995-2015 para os cenários baixo, base e alto.

Fonte: ICE. Proyecciones de demanda de energía eléctrica 1994-2015, San José, Costa Rica, Mayo 1994, p. 21.

Para o sistema nacional, prevê-se uma taxa de crescimento anual do 5% considerando um cenário médio de crescimento do mercado, tanto para o consumo de energia como para a demanda máxima (tabela 6.1).

Tabela 6.1. Previsão do consumo de Energia segundo o cenário Base do ICE (1995-2015).

Ano	Energía (GWh)	% crecimiento m.a.	Potencia (MW)	% crecimiento m.a.
1995	5 020		963	
2000	6 732	5,7	1 288	5,6
2005	8 791	5,2	1 676	5,1
2010	10 965	4,3	2 078	4,2
2015	13 756	4,4	2 590	4,3

Fonte: ICE. Proyecciones de demanda de energía eléctrica 1994-2015, San José, Costa Rica, Mayo 1994, p. 21.

Nota: A capacidade instalada em outubro de 1995 supera as previsões apresentadas na tabela com um total de 1106 MW. Ver ICE, *Problemática de la Demanda Nacional de Energía Eléctrica*, Noviembre 1995, p.25.

Segundo estas previsões, o consumo atual de energia elétrica (5020 GWh) será duplicado no ano 2010 (10965 GWh), assim como a capacidade instalada passando de 1025 MW em 1995 a 2078 MW no ano 2010. Para realizar estes

planos serão requeridos fortes investimentos neste setor num período de tempo muito curto.

6.5.2 Avaliação dos recursos de oferta

A concessionária poderia analisar seus recursos potenciais do lado da oferta, tais como: a extensão da vida útil das usinas velhas, aumento da capacidade das usinas atuais, a construção de novas usinas e a compra de eletricidade a outras organizações (geração independente e outras concessionárias). Devem-se considerar além da expansão do sistema gerador as respectivas necessidades de transmissão e distribuição.

O plano de expansão preparado pelo ICE enfatiza a expansão da oferta através do aumento do parque gerador e a compra de energia dos produtores privados. Considerando um cenário médio de crescimento da demanda de energia elétrica, o ICE considerou uma lista de usinas dentro de seu programa de expansão, as principais características físicas destes projetos são apresentados na tabela 6.2.

As tecnologias consideradas na geração de eletricidade da tabela (hidra, térmica, eólica) diferenciam-se nos custos de capital e custos de operação e manutenção. O tempo de construção de cada um destes tipos de usinas pode ser muito diferente, afetando os custos (juros durante construção) e o horizonte de planejamento, uma vez que as construções devem ser iniciadas com antecipação suficiente. As usinas hidrelétricas caracterizam-se por seus altos custos de construção ou altos custos de capital, enquanto que os custos de operação e manutenção são relativamente baixos. A construção de plantas térmicas que utilizam turbinas de diesel ou bunker têm custos de capital baixos, mas os custos de operação e manutenção são altos devido aos altos custos dos combustíveis.

Para uma combinação ótima dos diferentes tipos de usinas geradoras devem-se minimizar os custos totais do investimento e os custos de operação e manutenção, obtendo-se a disposição ótima dos diferentes tipos de usinas para assegurar o abastecimento do serviço elétrico.

Tabela 6.2. Características dos projetos candidatos na expansão do parque gerador (1995-2015)

Nome	Potência	Energia	Investimento	Custos Operação e	
	(MW)	(kWh)	(US\$/kW)	Manutenção	
				Fixos	Variáveis
				(US\$/kW-	(US\$/MWh)
				ano)	
Hidrelétricas					
Angostura	177	971	2 126,3	11,8	0,0
Daniel Gutiérrez	20	101	2 030,4	11,8	0,0
Guayabo	234	1274	2 227,0	11,8	0,0
Pirris	127,6	543	2 389,7	11,8	0,0
Siquirres I	206	1636	3 073,6	11,8	0,0
Siquirres II	206	598	683,5	11,8	0,0
Toro I	24	115	1 795,8	11,8	0,0
Toro II	66	311	857,0	11,8	0,0
Pacuare	156	734	2 237,7	11,8	0,0
Los Llanos	99	463	1 442,3	11,8	0,0
Ayil	127	584	1 993,9	11,8	0,0
Laguna Hule	66,6	299	1 498,6	11,8	0,0
Peñas Blancas	34,7		2 025,9	11,8	0,0
Térmicas					
Geot. Miravalles II	52,25	389	2 268,9	24,35	0,0
Geot. Miravalles III	52,25	389	2 268,9	24,35	0,0
Geot. Tenorio	52,25	389	2 268,9	24,35	0,0
Gas Moín (4ta turbina)	33	43	522,9	5,55	5,71
Gas Moín (5ta turbina)	33	43	597,1	5,55	5,71
Motor baja veloc.	24	84	1 855,6	8,94	4,1
Ciclo combinado (Bunker)	34	45	2 622,5	46,47	5,71
Ciclo combinado (Diesel)	34	45	2 221,4	23,23	2,85
Carbón 60	54	341	2 105,6	21,91	1,87
Carbón 66	59,4	375	2 357,9	21,91	1,87
Carbón 125	112,5	710	1 812,7	13,54	2,06
Eólicos					
Tejona	20	94	1 592,5	1,24	6,8

Fonte: ICE, *Planes de Expansión de la Generación (Escenario Base)*, Enero 1995.

O mais simples dos métodos que permite uma representação das diferentes alternativas para obter as opções da expansão a mínimo custo é o método gráfico denominado *curva de seleção das alternativas de geração elétrica*. Estas curvas mostram a relação do custo da geração em US\$/kW-ano com o fator de carga (f.c.), sendo possível a determinação das opções mais econômicas para cada valor do f.c. Neste trabalho serão determinadas estas curvas para três tipo de usinas geradoras: Hídricas, Geotérmica, e térmicas a Diesel, Bunker e Carvão. Estas usinas representam os tipos de usinas presentes nos projetos candidatos a expansão do parque gerador proposto pelo ICE.

Para começar devem-se determinar os custos totais anuais de geração (CTG), que são a suma de três termos (DUTT, 1993): o custo do investimento anualizado (CIA), os custos fixos anuais de operação e manutenção (CFA), e os custos variáveis anuais de operação e manutenção (CVA), estes custos podem ser representados da seguinte forma:

$$CTG = CIA + CFA + CVA$$

Os custos estão dados por kW e como são anualizados as unidades são US\$/kW-ano. Para a anualização dos custos do investimento se considerou a vida útil correspondente a cada usina e uma taxa de desconto de 12%.

Os custos fixos anualizados de O & M (CFA) dependem do tipo de usina, mas não dependem do tempo de operação. Entre estes custos incluem-se o de manutenção da infra-estrutura, salários fixos e pagamentos de seguros e taxas.

Os custos variáveis anualizados de O & M (CVA) incluem os custos dos combustíveis e os gastos que dependem do tempo de operação da usina. Estes custos podem ser representados pela seguinte relação:

$$CVA = V (8760 \times f.c.)$$

onde, V é o custo variável de operação por kWh, 8760 é o número de horas do ano e f.c. é o fator de carga da usina.

Colocando os três termos juntos obtêm-se a seguinte equação:

$$CTG = FRC \times I. + CFA + V \times 8760 \times f.c.$$

Nesta equação todas as variáveis são fixas, exceto f.c., de modo que, o custo total anual de geração depende de quanto tempo ao ano a usina esteja funcionando. Esta equação pode ser escrita da seguinte forma:

$$CTG = A + B \times f.c.$$

onde A e B são constantes, e CTG depende de f.c. linearmente.

Os custos das tecnologias selecionadas que são concorrentes no programa de expansão da oferta, são mostrados na curvas de seleção (figura 6.4). De acordo os níveis de eficiência destas usinas, vida útil e custos de combustíveis, é possível estabelecer para diferentes fatores de carga de operação (abscissa), o custo de operação anual da usina (ordenada) os quais incluem os custos de capital e os custos dos combustíveis por kW instalado. Nesta figura o interceptor representa o custo de capital anualizado da usina, a inclinação da curva de custo de cada opção representa os custos de operação, os quais são variáveis e dependem principalmente do custo dos combustíveis e do fator de carga. Observa-se que, exceto a geração com carvão, as opções térmicas são as mais baratas para baixos fatores de carga, mas para fatores de carga altos são as mais caras devido aos altos custos de operação. As usinas com altos custos de operação portanto são economicamente viáveis para funcionar com fatores de carga baixos. As usinas de carvão não são econômicas para nenhum fator de carga.

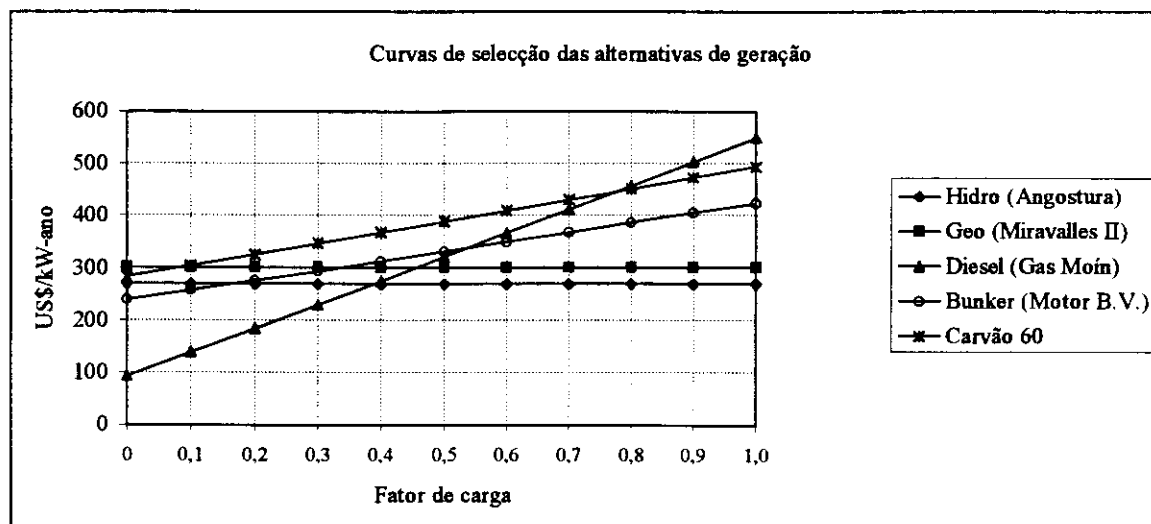


Figura 6.4. Curva de recursos da oferta.
Para detalhes de cálculo ver anexo G.

A compra de energia de outras concessionárias, como no caso da CNFL, pode ser incluídos neste gráfico. Os custos fixos são os mesmos que os custos de capital anualizados da usina, enquanto o custo de cada kWh gerado é análogo aos custos variáveis da usina.

6.5.3 Cocção como recurso do lado da demanda

A seleção das opções de gerenciamento da demanda depende das modificações que a concessionária quer obter na curva de carga: diminuição do pico, ou deslocamento da carga. No caso da CNFL a qual têm um fator de carga baixo, o principal objetivo visa a diminuição das pontas ou o deslocamento da carga.

O nível de preços da eletricidade e a estrutura das tarifas são outros recursos utilizados no gerenciamento da demanda, afetando a quantidade e os horários de uso da eletricidade pelo cliente. Portanto o nível dos preços pode ser considerado como um recurso de conservação de energia e a estrutura de preços (especificamente os encargos por demanda ou encargos por tempo de uso) podem ser considerados como um recurso de gerenciamento da carga. Os efeitos do nível de preços nas modificações dos padrões de uso dos equipamentos no

consumidor são difíceis de avaliar, visto que, neste caso serão considerados recursos da demanda somente a substituição por fogões a GLP.

6.5.4 Integração de recursos

A *curva de seleção das alternativas de geração* compara diferentes opções do lado da oferta de acordo com os custos de capital e operação, e permite identificar a mistura de opções que satisfaz uma demanda determinando a opção ótima sob o ponto de vista econômico. Esta combinação ótima é feita com usinas de baixo custo de capital e alto custo de operação nas horas de ponta e o contrário para as horas de base. Como consequência disso, o custo do kWh nas horas de ponta é maior que o custo do mesmo kWh na base, pelo que as concessionárias deveriam estar dispostas a pagar mais pelas medidas de conservação, que economizam energia na ponta, do que as que economizam energia na base.

O método descrito considera os diferentes custos da energia economizada com os programas de conservação e gerenciamento da demanda, na ponta e na base e apresenta os resultados na mesma curva de recursos de oferta, para a sua comparação. Esta curva é denominada *curva integrada dos recursos de oferta e demanda*, neste caso somente será utilizada para comparar as diferentes tecnologias disponíveis para geração pelo ICE com a opção de implementar um programa de substituição de energéticos na cocção.

Como primeiro passo deve-se definir o conceito de fator de conservação da carga (FCC), o qual é análogo ao fator da capacidade e relaciona as economias do programa de substituição nas horas de ponta com as economias totais de energia, da seguinte forma:

$$FCC = \frac{\text{Economía media de energia (kWh)}}{\text{Potencia evitada na ponta (kW)}}$$

O FCC é obtido através da energia economizada por ano na cocção e da potência evitada durante os períodos de ponta. A partir do FCC é possível obter a quantidade de energia economizada (kWh), que evita um kW da demanda de ponta, isto se faz modificando a equação anterior, da seguinte forma (KOOMEY, 1990):

$$FCC \times 8760 \text{ horas} = \frac{\text{kWh}}{\text{kW}}$$

O FCC é análogo ao fator de carga das usinas de geração. Um kW de potência instalado com algumas das opções de geração tradicional, com um fator de carga de 0,5 gera 4380 kWh no ano ($1\text{kW} \times 8760 \times 0,5$), enquanto que uma medida de aumento da eficiência que economize 4380 kWh no ano com um FCC de 0,5 segundo a equação anterior evitaria a instalação de 1 kW de potência. Uma medida com FCC baixo economiza maior quantidade de demanda pico do que uma com FCC alto

O cálculo do FCC é obtido a partir dos dados da tabela 6.3. Para os dados utilizados o FCC para a cocção é de 0,1 e o custo anual por kW economizado é de US\$26,7.

Tabela 6.3. Fator de conservação da carga da cocção

<i>Parâmetros</i>	
Taxa de desconto	12%
Economia (kWh)	1 297
Preço Geradora (US\$/kWh)	0,130
Vida útil (anos)	10
FRC	0,177
Redução Potência (W)	1,6
<i>Cálculos</i>	
Custo Capital Adicional (\$)	241,0
Custo Capital Anual (\$/ano)	42,7
Custo Total Anual (\$/ano)	42,7
C.Ene.Conservada.(US\$/kWh)	0,033
Fator de carga de conservação (FCC)	0,1
C.Anual p/KW Econ.(\$/KW-ano)	26,7

A medida de substituição de energéticos na cocção, pode ser superposta como um ponto na curva de recursos de oferta utilizando o FCC da figura 6.4. A curva da oferta é a mesma analisada anteriormente, onde a ordenada é o custo de capital da medida por kW economizado, expressado em US\$/kW-ano e a abscissa é o FCC da medida de substituição. Na figura 6.5, mostra-se a sensibilidade do custo do kW economizado para diferentes valores de FCC.

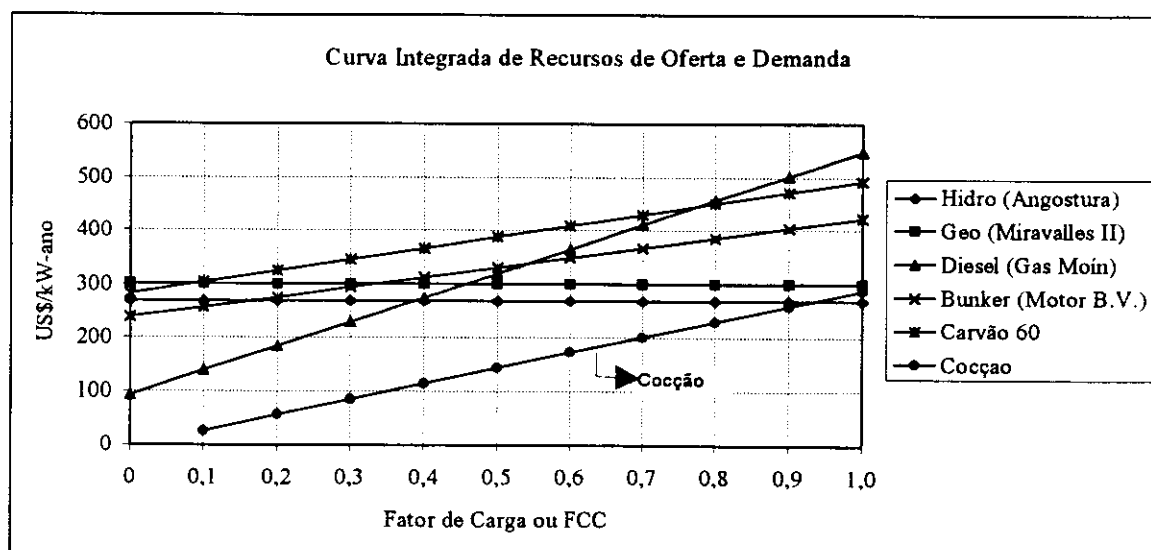


Figura 6.5. Curva integrada de recursos de oferta e demanda.
Para detalhes de cálculo ver anexo G.

A medida de substituição será efetiva economicamente somente quando o ponto no gráfico esteja embaixo das linhas correspondentes as tecnologias de geração do lado da oferta. De acordo com a figura anterior para um FCC de 0,1 a alternativa de substituição é de custo menor em relação as outras opções de geração, para valores maiores do FCC, até 0,9, esta opção ainda é de custo menor. A opção de substituição além de ser economicamente atrativa para substituir energia na ponta pode ser utilizada para substituir energia durante os períodos de base, devido ao menor custo em relação às opções de geração..

Quanto mais diferença exista entre as linhas das tecnologias de geração e os pontos formados pela medida de aumento da eficiência esta medida será mais efetiva economicamente. Define-se desta forma o Fator de Efetividade de Custo (FEC) como a diferença entre o custo de suprir energia (CSE) com uma das diferentes tecnologias de geração entre o custo da energia conservada (CEC) para um FCC dado, isto pode ser expressado da seguinte forma (DUTT, 1993):

$$FEC = CES(FCC) - CEC(FCC)$$

As unidades do FEC são de US\$/kWh, e as medidas de aumento da eficiência com um FEC positivo serão efetivas economicamente. A medida de substituição de energéticos com um FCC de 0,1 têm um CEC de 0,033 UScent/kWh, o menor CES para um fator de carga de 0,1 pertence a usina a Diesel com um valor de 0,15 UScent/kWh, visto que o FEC é de 0,117 UScent/kWh.

6.5.5 Análise de incertezas

Na análise de incertezas é considerada uma série de possíveis condições no futuro. Esta análise pode ser feita utilizando a técnica de cenários, na qual são

construídos vários futuros, e são identificados os recursos que podem satisfazer cada um deles.

Estes possíveis futuros são utilizados para estimar o potencial de economia de energia. Para se obter são comparadas as evoluções do consumo de eletricidade tanto no cenário de *eficiência tendencial* como no cenário do *futuro eficiente*. No cenário de *eficiência tendencial* o principal suposto é que na ausência de programas de aumento da eficiência, a evolução real deve considerar a incorporação natural de equipamentos eficientes ou de substituição. Nestas circunstâncias considera-se um crescimento da demanda do 5% anual segundo o cenário base das previsões de aumento da demanda efetuadas pelo ICE. No *cenário eficiente* assume-se uma penetração destas medidas em 100%. A estimação do potencial de economias obtêm-se da diferença entre estes dois cenários.

No *cenário eficiente* supõe-se que a demanda atual de eletricidade pode ser abastecida por alternativas tecnológicas de maior eficiência ou efetuando uma substituição de eletricidade por GLP. Quando a introdução das medidas de aumento da eficiência que são rentáveis, é máxima, obtêm-se o *potencial técnico-econômico*.

Na realidade, a evolução futura da demanda de eletricidade estará entre o limite superior do cenário de *eficiência congelada*, onde não são consideradas a introdução de medidas de eficiência e o limite inferior dado pelo *potencial técnico-econômico*.

Quando as concessionárias incluem programas de aumento da eficiência dentro seus programas de abastecimento da demanda, se obtém o cenário *potencial atingível*. Neste caso as economias obtidas dependem da eficácia destes

programas, quanto maior seja a eficácia deles mais perto se estará do cenário de *futuro eficiente*.

A estimação da penetração destes programas no setor residencial dependem de fatores tais como análise de barreiras e estratégias de marketing e são muito difíceis de serem precisados. Por este motivo serão considerados em continuação somente as evoluções do consumo segundo os cenários de *eficiência tendencial* e *futuro eficiente*, ou seja os limites para a evolução da demanda. Isto dará uma idéia do potencial que poderia ser explorado pelo programa de substituição de energéticos na cocção.

6.6 Potencial de economia

A diferença entre o crescimento da demanda no cenário de *eficiência tendencial* e no cenário de *futuro eficiente* é o potencial de economia que se poderia obter na implementação do programa. Este potencial aumenta com o tempo devido as seguintes razões:

1. A substituição natural dos fogões elétricos, atualmente utilizados, depois do final de sua vida útil, por novos equipamentos que utilizem GLP. Isto faz que a demanda no cenário de *futuro eficiente* seja menor.
2. O crescimento da demanda devido, por exemplo, a fatores tais como o crescimento da população e os níveis de crescimento econômicos, faz aumentar a demanda do cenário de *eficiência tendencial* e portanto o potencial de economia.

Este potencial de economia deve estar referido a algum ano futuro. Neste trabalho foi considerado um horizonte de 20 anos, desde o ano 1995 até o ano

2015. Este período de tempo é comparável ao dobro da vida útil dos fogões elétricos utilizados atualmente o qual permite uma introdução gradual dos fogões a GLP. Além disso, este período coincide com o horizonte de planejamento utilizado pela concessionária de geração no seu plano de expansão do sistema. Isto será aproveitado para analisar os efeitos deste programa de aumento de eficiência sobre as necessidades de expansão do parque gerador.

Em seguida se determinará os investimentos em fogões a GLP e o consumo de energia de todo o parque de fogões para os cenários considerados neste trabalho, o seja, *eficiência tendencial* e *futuro eficiente* no período 1995-2015.

A quantidade de novos fogões que se teriam que comprar durante o período de estudo, é determinada por dois fatores: a) a renovação das unidades ao final da sua vida útil e, b) as novas unidades incorporadas devido ao aumento da população e à saturação destes equipamentos.

As estimativas do crescimento de fogões a GLP baseiam-se nos seguintes dados e supostos:

1. A população abastecida pela CNFL representa 45% do total da população do país, e consome o 50% da energia elétrica produzida.
2. O setor Residencial representa 90% dos clientes totais da CNFL concentrados na região Metropolitana e o consumo de energia na cocção representa 30% do consumo do total neste setor.
3. A população da região metropolitana no ano 1995 é de 1,6 milhões com uma média de 5,5 pessoas por ligação.

4. A previsão do crescimento da população para o ano 2015 nesta região é de 2,3% anual. Supõe-se também, que a quantidade de pessoas por ligação é a mesma.
5. A saturação de fogões no setor residencial passará de 86,6% no ano de 1995 até 100% no ano de 2015.

Para estimar o potencial de economia (*futuro eficiente*), se agregam às hipóteses anteriores as seguintes suposições:

6. A quantidade de fogões elétricos no ano 1995 diminuirá de tal forma que no ano 2015 somente estarão em uso 50% deles.
7. A quantidade adicional de fogões requeridos pelos consumidores será suprida com fogões que utilizem GLP.

Com estas suposições é possível estimar para o período 1995-2015 tanto a quantidade de fogões elétricos como os que utilizam GLP comprados pelos clientes da CNFL (figura 6.6). No cenário de eficiência tendencial, a quantidade de fogões elétricos comprados pelos consumidores no ano 2015 será de 423 mil. Continuando com a mesma utilização dos diferentes tipos de fogões, onde os fogões elétricos correspondem a 82% do total, a quantidade de fogões elétricos existentes no ano 2015 será de 346 mil e os fogões a GLP, que representam 9,6%, serão no mesmo ano 40 mil.

No *cenário eficiente* a situação seria muito diferente, por meio dos programas de aumento da eficiência na cocção pode-se cumprir com as suposições 6 e 7 para que no ano 2015 somente 50% dos fogões existentes atualmente utilizam eletricidade e o restante GLP. Então no ano de 2015 61,4% do total do fogões utilizarão GLP somente 39% corresponderá a fogões elétricos.

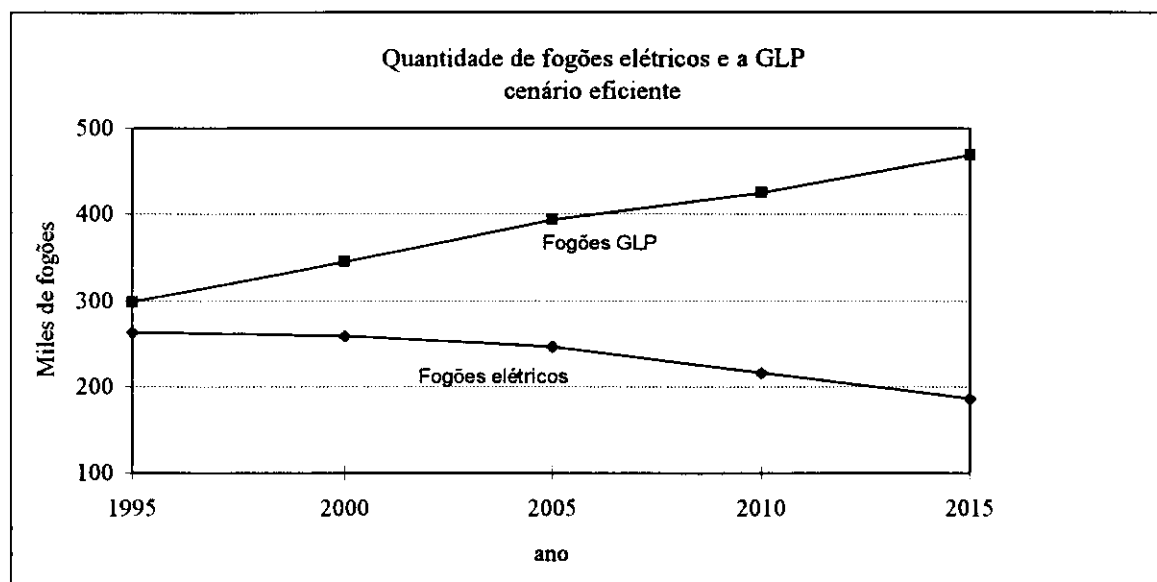


Figura 6.6. Evolução da compra de fogões no setor residencial de acordo ao cenário de *futuro eficiente*.

Nota: Para detalhes de cálculo ver anexo H.

Com as suposições mencionados anteriormente é possível estimar a evolução do consumo de energia em cocção no cenário de futuro eficiente, que pode ser comparado com o cenário de *eficiência tendencial* (tabela 6.4).

Tabela 6.4. Previsões e Potencial de economias na cocção no horizonte 1995-2015.

Previsões e economias	1 995	2 000	2 005	2 010	2 015
Energia					
Cenário Base (GWh)	5 020	6 732	8 791	10 965	13 756
Cenário CNFL (GWh)	2 510	3 366	4 396	5 483	6 878
Cenário Ef. congelada	416	467	519	546	588
Cenário Fut. eficiente	416	409	389	341	294
Economia (GWh)	0	58	130	205	294
Potência					
Previsões demanda (MW)	963	1 288	1 676	2 078	2 590
Previsões CNFL (MW)	482	644	838	1 039	1 295
Economia (MW)	0	67	148	233	335
Economia (%)	0,0%	10,3%	17,6%	22,4%	25,9%

Nota 1: A CNFL consome o 50% da energia produzida e é responsável pelo 50% da demanda.

Nota 2: A diminuição na demanda é calculada como el produto da demanda reduzida por cada fogão substituído pela quantidade destes fogões.

Nota 3: Considera-se um fator de coincidência no cálculo de diminuição da demanda de 0,9.

Nota4: Para detalhes de cálculo ver anexo H.

Observa-se que no caso do cenário de *eficiência tendencial* o consumo no uso final da cocção passou de 417 MWh no ano 1995 até 588 MWh no ano 2015. Para o cenário de *futuro eficiente* o consumo de energia elétrica diminuiu até 294 MWh no mesmo ano. A diferença entre os dois cenários é o potencial de economia que se poderia obter por meio de um programa em grande escala de substituição. Com as suposições mencionados anteriormente, esta diferença seria de 294 MWh para o ano 2015 (figura 6.7).

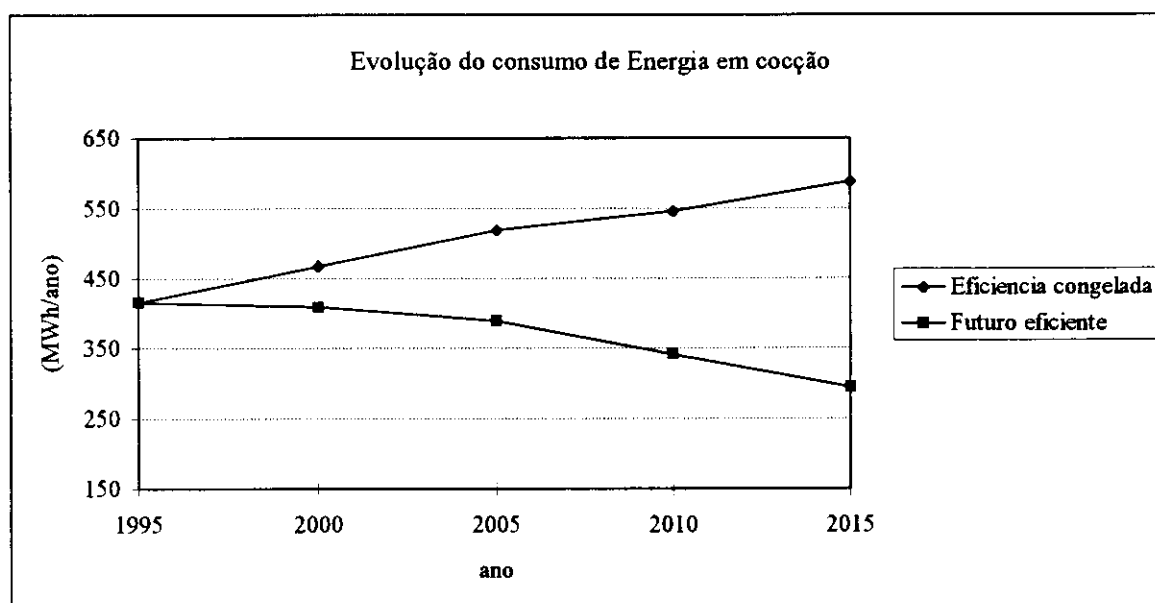


Figura 6.7. Evolução do consumo de energia na cocção do setor residencial segundo os cenários de *eficiência tendencial* e *futuro eficiente*. Para detalhes de cálculo ver anexo H.

No caso das previsões de demanda esta seria reduzida em 25,9% para o ano 2015, representando uma diminuição total de 335 MW nas necessidades de potência da CNFL, e portanto nas necessidades de expansão de parte do ICE. Este valor é significativo devido a que a coincidência deste uso final com as demandas máximas é alto, para efeitos de cálculo foi considerado 90%.

6.7 Implicações sobre o setor energia

Quando os programas de uso eficiente e manejo da demanda reduzem a potência instalada, é possível reduzir os investimentos necessários para a construção de novas usinas e a expansão dos sistemas de transmissão e distribuição. Além disso diminuem também os gastos operativos das concessionárias.

Considera-se neste trabalho a perspectiva da concessionária geradora, mas deve-se ter em conta que este tipo de programas afetam o balanço energético nacional, devido a substituição de um tipo de combustível por outro.

Os efeitos considerados no caso da concessionária geradora serão os da expansão da geração a ser realizada unicamente com centrais térmicas. Esta suposição baseia-se na idéia de que os investimentos evitados serão os das usinas utilizadas nos períodos de ponta, que no sistema da Costa Rica são principalmente térmicas. Os efeitos macros sobre a economia nacional são a compra de fogões a GLP e os custos de operação, ou seja, o custo do GLP consumido.

Para a estimativa dos impactos do programa de aumento da eficiência na geração elétrica utilizam-se os cenários de crescimento da demanda correspondentes aos cenários de *eficiência tendencial* e *futuro eficiente*.

No cenário de *eficiência tendencial* o ICE definiu um crescimento anual da demanda de 5%, aumentando de 4965 MWh em 1995 até 11840 MWh no ano de 2015. Este aumento da demanda será satisfeito tanto com geração hídrica como com geração térmica, na tabela 6.5 indica-se a quantidade de energia gerada pelo parque térmico e a potência instalada por cada tipo de usina. Nesta tabela não se considera a geração privada, para a qual se planeja uma maior participação. Até o ano de 2015 a potência instalada do setor privado ligado à rede será de 345 MW, que representa 13,8% do total. De acordo com disposições do ICE a

geração privada poderá somente ser de origem hídrica. Destaca-se também que 14,4% do aumento da capacidade instalada será térmico, o qual representa a construção de 360 MW que serão construídos pelo ICE.

Tabela 6.5. Cronograma de Expansão do sistema elétrico (1995-2015).

Ano	Nome do Projeto	Tipo	Combustível	Potência (MW)	Energia média (GWh/ano)	Custo (US\$/kW)
1995	Boca de Pozo	Geotérmico	-	5	35	1182,1
	Toro I	Hídrico	-	24	115	1795,8
	Daniel Gutiérrez I	Hídrico	-	14	70	2030,4
	Gás (1 turbina)	Térmico	Diesel	36	43	522,9
1996	Privado	Hídrico	-	15		a
	Toro II	Hídrico	-	55	311	857,9
	Privado	Hídrico	-	19		a
	Daniel Gutiérrez II	Hídrico	-	6	30	2030,4
1997	Privado	Hídrico	-	30		a
	Privado	Hídrico	-	20		a
	Tejona	Eólico	-	20	94	1592,5
1998	Privado	Hídrico	-	27		a
	Miravalles II	Geotérmico	-	55	389	2268,9
	Miravalles III	Geotérmico	-	55	389	2268,9
1999	Angostura	Hídrico	-	177	971	2126,3
2001	Motor Baja Vel. (2 turb.)	Térmico	Bunker	48	168	1855,6
2002	Motor Baja Vel. (1 turb.)	Térmico	Bunker	24	84	1855,6
2003	Pirris	Hídrico	-	128	543	2389,7
2004	Tenorio	Geotérmico	-	55	389	2268,9
2005	Guayabo	Hídrico	-	234	1274	2030,4
2006	Laguna Hule	Hídrico	-	66	299	1498,6
2007	Los Llanos	Hídrico	-	99	463	1442,3
2008	Gás (2 turbinas)	Térmico	Diesel	72	86	597,1
2009	Pacuare	Hídrico	-	156	734	2237,7
2010	Gás (2 turbinas)	Térmico	Diesel	72	86	597,1
2011	Ayil	Hídrico	-	127	584	1993,9
2012	Siquirres I	Hídrico	-	206	1636	3073,6
2014	Siquirres II	Hídrico	-	206	598	683,5
2015	Gás (3 turbinas)	Térmico	Diesel	108	129	597,1

Fonte: ICE. Planes de Expansión de la Generación. San José, Costa Rica, Enero 1995.

No cenário do *futuro eficiente* onde são incorporadas as medidas de uso eficiente, a demanda prevista é menor que no caso do cenário de *eficiência tendencial*. A redução na potência instalada e da energia gerada implica menores investimentos e gastos operativos, embora que reduza as receitas das concessionárias por venda de eletricidade.

Considerando a implementação do programa de troca de fogões, as necessidades de potência para o ano 2015 diminuirão em 335 MW. Isto evitaria ao ICE a construção das usinas térmicas incluídas no seu cronograma de expansão para o mesmo período, trazendo vantagens econômicas e ambientais para o país (tabela 6.6).

Tabela 6.6. Investimentos evitados na expansão do sistema elétrico.

período	Potência (MW)	Investimento (milhões US\$)	O&M (1) (milhões US\$)
1995-200	36	18,8	0,45
2000-2005	72	133,6	4,8
2005-2010	144	86,0	1,8
2010-2015	108	64,5	1,3
Totais	360	302,9	105,1 (2)

(1) Custos de operação e manutenção.

(2) Custo acumulado do consumo de combustíveis durante os diferentes períodos.

Nota: Para detalhes de cálculo ver anexo I.

O balanço financeiro sobre a economia nacional obtém-se da diferença entre os custos evitados na expansão do sistema elétrico, e a necessidade de realizar investimentos na compra de novos fogões e o aumento do consumo do GLP (tabela 6.7). A substituição evitaria ao setor elétrico investimentos de US\$ 407 milhões, que comparados com os US\$216 milhões necessários para utilizar GLP na cocção, produz uma economia líquida para o país de US\$191 milhões.

Tabela 6.7. Investimentos em fogões e aumento das importações de GLP

Período	fogões GLP (milhes)	Investimento (milhões US\$/período)	Energia (milhões US\$/período)
1995-2000	51	12,2	2,7
2000-2005	61	14,7	3,3
2005-2010	62	14,9	3,3
2010-2015	74	17,9	4,0
Totais	248	59,7	157,5 (1)

(1) Custo acumulado do consumo de combustíveis durante os diferentes períodos.

Nota: para detalhes de cálculo ver anexo H.

Deve ser lembrado que neste trabalho somente tem-se considerado o potencial de economia na cocção, concluindo que os programas de aumento da eficiência têm um grande potencial para reduzir os custos do suprimento das necessidades energéticas dos consumidores. Ampliando este tipo de programas se poderia ampliar estes benefícios de forma significativa. Os programas de aumento da eficiência reduzem os investimentos e gastos operativos no transporte e distribuição da energia elétrica, mas não foram considerados neste trabalho.

CAPÍTULO 7

SUMÁRIO, CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

SUMÁRIO E CONCLUSÕES

A análise deste trabalho mostra a importância da implementação de programas de gerenciamento da carga para o setor elétrico. Os principais impactos do programa de gerenciamento da demanda no uso final da cocção na Costa Rica são os seguintes:

1. *O diagnóstico do setor elétrico na Costa Rica mostra como o modelo tradicional de planejamento deve se adaptar ao novo contexto. Isto permitirá manter a confiabilidade e qualidade do serviço prestado.*

A disponibilidade de uma adequada quantidade de energia elétrica é essencial para o desenvolvimento de qualquer economia. Na Costa Rica variáveis como o PIB per cápita e o incremento na eletrificação rural aumentaram a demanda em forma significativa durante as últimas décadas. Outros aspectos como os baixos fatores de carga do sistema e consequentemente as necessidades de sobre-dimensionamento tornam-se cada vez mais difícil dispor de um sistema de abastecimento elétrico com níveis confiáveis de segurança e qualidade. As necessidades de expansão trarão no futuro, problemas em termos de novos investimentos, na utilização de combustíveis importados na geração e no aumento das pressões ambientais sobre o setor.

A gestão tradicional do sistema elétrico tem sido estimulante ao consumo de eletricidade, criando no usuário a percepção do uso de uma energia barata. As concessionárias de eletricidade tem-se preocupado pouco com

a incorporação dos programas que visem a redução do crescimento da demanda e à procura de maior eficiência no uso da eletricidade.

O comportamento do consumo de eletricidade na Costa Rica teve uma tendência crescente nas últimas décadas. Alguns fatores que influenciaram esta tendência foram: o crescimento do PIB per cápita, o qual aumentou numa média de 7,7% ao ano a partir do início dos anos oitenta; o incremento na eletrificação rural até atingir um dos melhores índices na América Latina, de 92% para o ano 1994; e, por último o incremento na população urbana que representou 54,9% do total no mesmo ano. A tendência da demanda futura é de crescimento devido também ao crescimento previsto da economia, o qual se espera que seja de 5% ao ano, assim como das taxas de crescimento da população, que serão em média, de 2,3% ao ano.

Desta perspectiva surge a questão da disponibilidade do serviço nos próximos anos. Uma provável solução do conflito oferta-demanda são os programas que visem o melhor uso da energia. Estes podem ser considerados como outro tipo de recurso disponível pelas concessionárias para reduzir as necessidades de expansão do sistema elétrico e conseguir abastecer o serviço requerido ao menor custo.

2. *Os programas de aumento da eficiência e uso racional da eletricidade, são um dos meios mais eficazes para contribuir à solução dos problemas do setor elétrico.*

O conceito de programas de gerenciamento da demanda traz simplesmente uma nova forma de ver como é utilizada a energia elétrica. Os efeitos destes programas são os de obter as formas da curva de carga desejadas

pelas concessionárias, que permitam reduzir os sistemas superdimensionados e diminuir seus custos de abastecimento.

Considerando a difícil situação financeira do setor elétrico na atualidade, a opção dos programas de gerenciamento da carga é um dos meios mais eficazes, desde o ponto de vista técnico, social e econômico, permitindo manter um nível adequado da qualidade de vida da população.

Neste processo as concessionárias elétricas tem um papel fundamental na promoção destes programas. Elas possuem maiores vantagens para superar as barreiras ao aumento da eficiência que outras instituições. Por exemplo, elas possuem maior facilidade para oferecer incentivos através da fatura mensal e, na seleção das tecnologias de acordo aos impactos ótimos nos fatores de carga de seu sistema, além disso podem direcionar os custos evitados da expansão do sistema em menores tarifas para os consumidores.

3. *Estudos de caracterização de carga mostram como o setor residencial, é responsável por uma parcela significativa parcela nos investimentos no setor elétrico.*

No contexto do setor elétrico do país, a CNFL possui uma ampla participação do mercado nacional, representando quase 42% do total de clientes a nível nacional e quase 50% do consumo total de energia e da demanda máxima. Isto faz com que os programas de aumento da eficiência efetuados por esta concessionária tenham uma significativa influência na curva de carga do sistema nacional.

A análise do uso da eletricidade no setor residencial da CNFL mostra como a relação entre o comportamento e a utilização de equipamentos

resultam em pontas diárias da curva de demanda. O principal uso final que incide nestas pontas é a cocção, com um efeito de 20% da demanda total (tabela 7.1).

Tabela 7.1. Contribuição nas pontas do sistema por usos finais.

Uso final	Contribuição pico manhã (%)	Contribuição pico tarde (%)
Cocção	20	12
Iluminação	3	15
Refrigeração	7	7
Outros ^a	21	12

Fonte: OLADE, CNFL, 1993.

Aumentando a eficiência e mudando os padrões no uso da energia para cocção no setor residencial da CNFL, é possível lograr importantes economias no consumo de energia a nível nacional.

4. *Existe um substancial potencial de melhoramento na eficiência do uso da energia no setor residencial, aproveitável com a implementação de programas de gerenciamento da demanda.*

O cliente da concessionária não requer energia elétrica como tal, mas dos serviços que esta pode prover. No caso da cocção, o usuário precisa calor para o cozimento dos alimentos. O *custo do serviço* é o que determina quando é mais econômico para o país satisfazer a necessidade com eletricidade ou com outro combustível, como o GLP.

O atual processo de abastecimento de energia elétrica na cocção é um processo de baixa eficiência global. A energia consumida neste uso final é gerada utilizando combustíveis derivados do petróleo, pelo que a cadeia de abastecimento inclui a transformação em eletricidade nas usinas térmicas com eficiência de 25%, o transporte nas redes de transmissão e

distribuição com perdas de 13%, e a conversão final a calor no fogão elétrico com eficiência de 55%. A eficiência total chega ser de 12%. O abastecimento do GLP não precisa passar por processos de transformação de baixa eficiência, pelo que a eficiência final de utilização chega ser de 54%.

Baseando-se nas Leis da Termodinâmica obtem-se a equivalência em GLP da eletricidade consumida nos fogões elétricos. A transferência de calor à panela é diferente no caso do calor produzido nos discos dos fogões elétricos ou nos queimadores de GLP. Para elevar em um grau a temperatura dos alimentos da panela é necessário até o dobro de energia calórica no caso de se utilizar GLP. Apesar desta consideração o custo de cozinhar com este energético para o consumidor final é menor. Produzir um Gcal de energia térmica com GLP custa US\$29,5 enquanto produzir a mesma quantidade de calor com eletricidade custa em US\$72,1 (tabela 7.2).

Tabela 7.2. Custos de abastecimento do GLP.

	GLP (US\$/litro)	Eletricidade (US\$/kWh)
Custos de importação/produção	0,15	0,60
Gcal (US\$)	29,5	72,1

5. *As análises financeiras indicam a viabilidade da implementação do programa de substituição de energéticos em grande escala. Os consumidores residenciais somente serão motivados através de incentivos econômicos.*

Os investimentos em programas de aumento da eficiência no uso da energia devem estar dentro de limites financeiros e econômicos aceitáveis. As avaliações financeiras estão restringidas à viabilidade financeira de investimentos em eficiência no nível de decisões individuais, como

consumidores e produtores. A análise econômica amplia os critérios financeiros, para embutir os efeitos na sociedade dos investimentos em eficiência. A análise econômica produz diferentes resultados aos da análise financeira devido principalmente a que custos e benefícios na perspectiva financeira não são os mesmos sob a perspectiva social e vice-versa. Os programas serão efetivos financeiramente sob diferentes perspectivas, quando o valor presente líquido (VPL) for positivo ou, em outras palavras, quando os benefícios forem maiores que os custos.

Figuras de mérito tais como o CEC e o CPE provêem uma ferramenta consistente que as concessionárias podem utilizar na análise dos investimentos em eficiência. O CEC das opções de investimento pode ser diferente dependendo da perspectiva de análise. O CPE é principalmente utilizado para a análise da perspectiva da concessionária ou da sociedade.

A substituição de fogões elétricos por outros a GLP terá um efeito direto nas economias de energia e nas demandas máximas de potência do sistema. A tabela 7.3 mostra o consumo médio individual por mês, por estrato tarifário e tipo de refeição dos clientes da CNFL. O consumo médio por cliente é de 1297,2 kWh/mês, o equivalente em GLP é de 365,7 litros.

Tabela 7.3. Consumo individual mensal de energia por refeição e estrato tarifário

	0-150	151-250	251-400	> 400
Café da manha (kWh)	354,8	391,7	518,4	483,8
Almoço (kWh)	306,0	324,0	576,0	504,0
Janta (kWh)	483,8	423,4	302,4	524,2
TOTAL (kWh)	1 144,7	1 139,0	1 396,8	1 512,0

Fonte: CCE, OLADE, CNFL. *Caracterización do comportamiento de a demanda de Energia Eléctrica mediante mediciones y encuestas*. San José, Costa Rica. Diciembre 1992.

Para detalhes de cálculo ver Anexo 1.

Pelos horários de utilização da cocção, a coincidência nas demandas de ponta do sistema é alta. Para o mês de julho do ano de 1995 a demanda máxima da CNFL ocorreu as 11:45 horas, coincidindo com o período de preparação para o almoço. A probabilidade do café, o almoço e a janta ser realizado durante o período de ponta definido entre as 11:00 horas e as 13:00 horas é de 69,9%, 77,7% e 88,2% respectivamente. Considerando somente a diminuição da demanda na preparação do almoço, a CNFL diminuiria a demanda de potência de acordo aos valores da tabela 7.5, para cada fogão substituído.

Tabela 7.5. Potência evitada pela CNFL no período de demanda máxima, por estrato tarifário.

Refeição/estrato tarifário	0-150	151-250	251-400	> 400	média
Almoço (kW)	1,6	1,8	1,5	1,7	1,6

Na análise das economias de energia, foram considerados os consumos anuais mostrados na seqüência:

Tabela 7.8. Calculo do consumo individual mensal por bloco (kWh)

	0-150	151-250	251-400	> 400
café	354,8	391,7	518,4	483,8
almoço	306,0	324,0	576,0	504,0
cena	483,8	423,4	302,4	524,2
TOTAL (kWh)	1 144,7	1 139,0	1 396,8	1 512,0

Fonte: OLADE, CNFL.. 1992,

Os valores econômicos da substituição de fogões são diferentes para a sociedade, as concessionárias e os clientes residenciais. Os benefícios e custos são diferentes em cada caso, e a taxa de desconto utilizada para obter os valores presentes dos benefícios e custos futuros variam também. Os benefícios entre os diferentes estratos de consumo no setor residencial também são diferentes devido aos diferentes preços da eletricidade.

Os resultados sob a perspectiva do consumidor são diferentes, dependendo que o atual fogão elétrico seja substituído por um novo a GLP, ou aquele que compra um fogão novo pela primeira vez ou porque a vida útil do anterior acabou. Para a primeira situação ou seja a substituição do atual fogão elétrico, os resultados são os da tabela 7.6, estes resultados dependem do estrato tarifário do consumidor e a taxa de desconto utilizada na análise.

Tabela 7.6. Balanço financeiro para a substituição do fogão elétrico sob a perspectiva do consumidor

Taxa desconto/estrato tarifário	< 30	30-250	250-400	> 400
10%	-51,0	-51,0	-7,1	60,7
15%	-60,2	-60,2	-16,3	51,5
20%	-70,1	-70,1	-26,2	41,6

De acordo aos parâmetros utilizados na análise a substituição do fogão elétrico por outro a GLP, somente o estrato que consome mais de 400 kWh por mês teria um benefício econômico para efetuar a troca (figura 7.1). Os clientes dos estratos de menores consumos não teriam incentivos econômicos, pelo que as concessionárias deverão procurar os níveis de incentivos econômicos necessários para incentivar a sua participação.

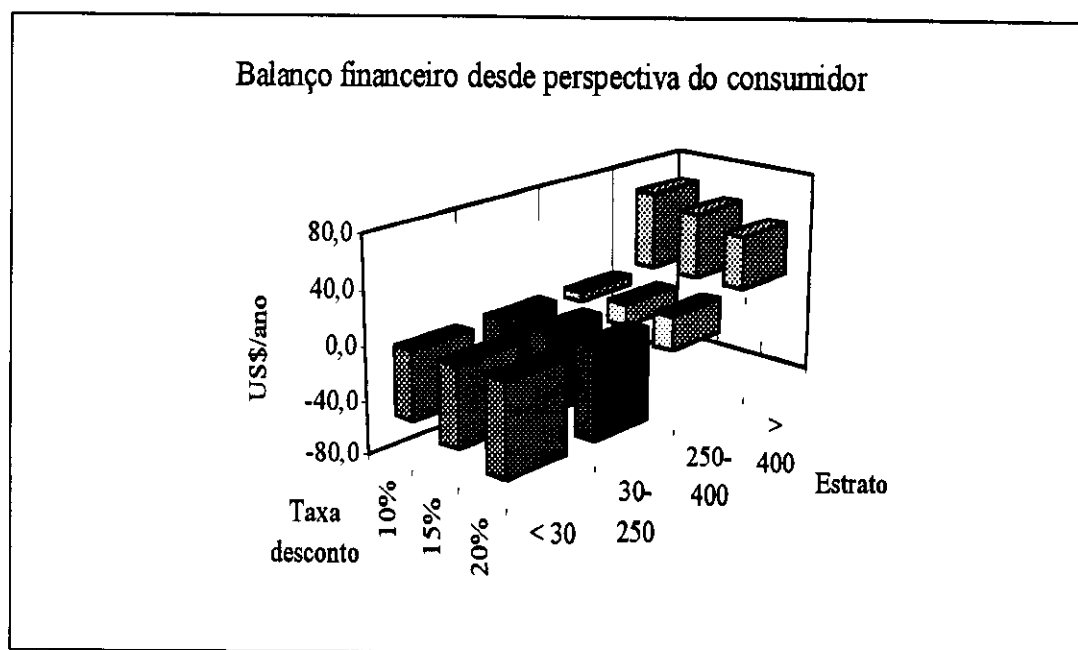


Figura 7.1. Balanco financeiro para a compra de um fogão novo sob perspectiva do consumidor.

No situação da compra de um fogão a GLP pela primeira vez ou pelo fim da vida útil do anterior, o resultado é o da tabela 7.7.

Tabela 7.7. Balanco financeiro para a compra de um fogão novo sob perspectiva do consumidor.

Taxa desconto	< 30 (US\$/ano)	30-250 (US\$/ano)	250-400 (US\$/ano)	> 400 (US\$/ano)
10%	-11,8	-11,8	32,1	99,9
15%	-12,2	-12,2	31,7	99,5
20%	-12,6	-12,6	31,2	99,1

Serão necessários incentivos para os dois primeiros estratos tarifários, mas os beneficios para os dois estratos superiores serão suficientes para viabilizar a compra de fogões a GLP sob uma perspectiva financeira (figura 7.2).

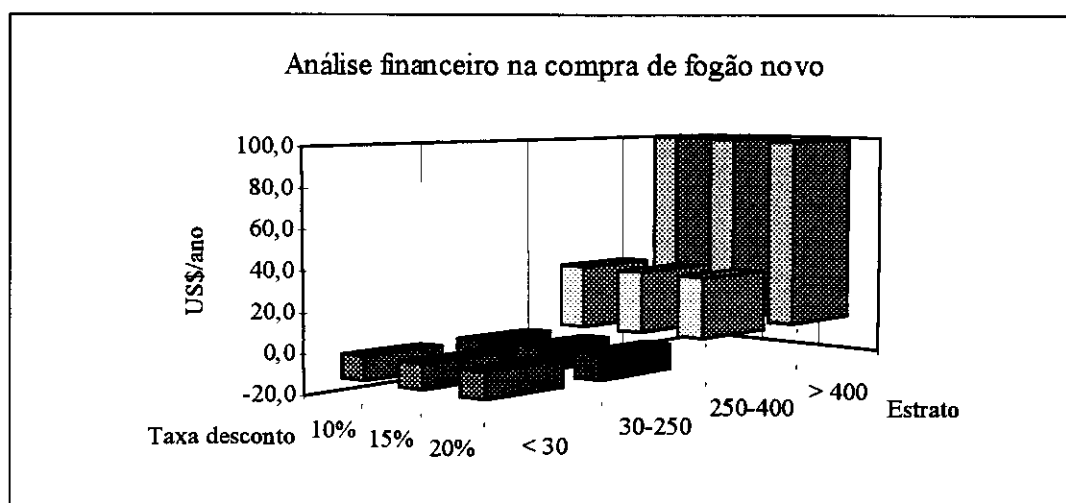


Figura 7.2. Sensibilidade à taxa de desconto na compra de fogão novo a GLP, sob perspectiva do consumidor

Para a CNFL os benefícios são os custos evitados de compra de energia e potência ao ICE. Os custos são os custos administrativos do programas e a diminuição de receitas. Na realidade estes supostos custos são benéficos devido aos preços subsidiados de venda de eletricidade nos estratos de consumo baixos no setor residencial. O balanço é positivo em todos os estratos tarifários (tabela 7.8), pelo que a CNFL poderia utilizar parte destes benefícios para incentivar a troca dos fogões através de incentivos financeiros.

Tabela 7.8. Perspectiva concessionária distribuidora.

	Perspectiva da Distribuidora			
	Estrato tarifário			
<i>Custos</i>	< 30	30-250	250-400	> 400
Diminuição de receitas de Energia (US\$/ano)	48,1	47,8	104,8	178,4
Diminuição de receitas de Potência (US\$/ano)	0,0	0,0	0,0	0,0
Custos administrativos (US\$/ano)				
<i>Benefícios</i>				
Compra de Energia (US\$/ano)	34,3	34,2	41,9	45,4
Compra de potência (US\$/ano)	190,1	213,8	178,2	202,0
<i>Balanço</i>				
Benefício-Custo (US\$/verão)	176,3	200,2	115,3	68,9

O nível dos incentivos proporcionados pela concessionária de distribuição podem ser avaliados através do Custo da Energia Conservada (CEC). O CEC varia de acordo ao nível do subsídio (S) trasladado ao consumidor, como mostra a figura 7.3.

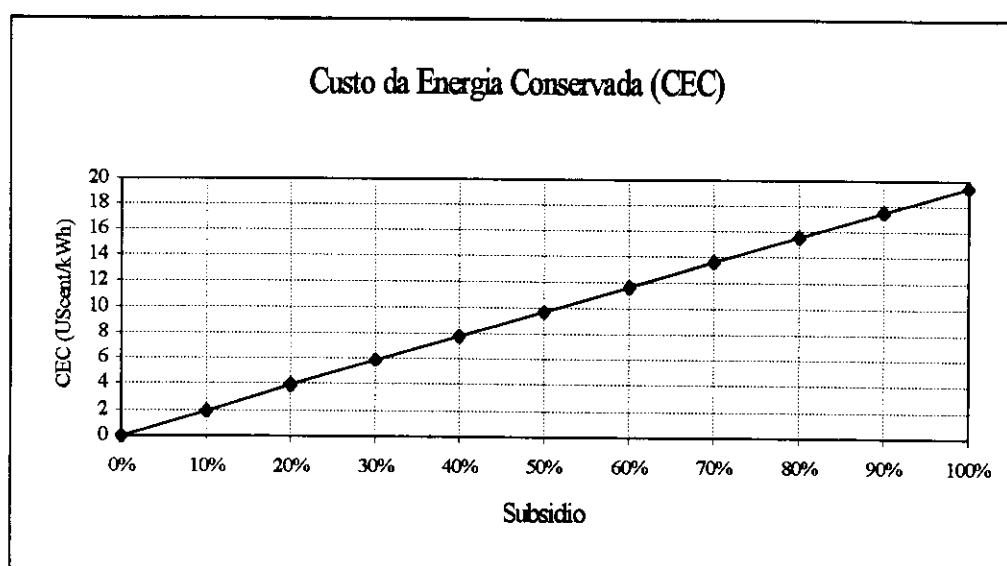


Figura 7.3. Custo da energia conservada em função da porcentagem de subsídio oferecido por fogão trocado.

O custo marginal nas de horas ponta é de 13,0UScent/kWh, visto que ainda um subsídio de 70% na compra do fogão por parte do consumidor, seria mais econômico para a empresa geradora, 70% no subsídio equivale a uma economia de energia com um custo de 13 UScent/kWh.

Para a concessionária geradora e sob uma perspectiva puramente financeira os custos correspondem a diminuição de receitas tanto em energia como em potência, e são diferentes na época de inverno e no verão (tabela 7.9). Por conceito de energia o ICE deixa de perceber uma quantidade de dinheiro relativamente baixa, mas por potência suas receitas diminuem numa quantidade maior. Por cada fogão substituído a demanda da CNFL diminui em média 1,9 kW em potência e 1297,2 kWh em

energia, o preço anual pago aos produtores privados é de 88,4 US\$/kW e 6,0 UScent/kWh respectivamente durante os períodos de ponta. Para a potência o preço de venda a CNFL é de 225,7 US\$/kW no período de um ano, visto que o prejuízo para o ICE sob uma perspectiva financeira é evidente. As receitas, aumentarão em 13,3US\$ no verão e diminuirão 26,5US\$ no inverno, com um balanço líquido anual de -13US\$.

Tabela 7.9. Perspectiva concessionária geradora.

Dados	Verão	Inverno
<i>Custos</i>		
Diminuição de receitas Energia (US\$)	25,9	13,0
Diminuição de receitas Potência (US\$)	126,7	63,4
<i>Benefícios</i>		
Compra ou Geração de Energia (US\$)	51,9	22,5
Compra ou Investimentos em potência (US\$)	114,1	27,4
<i>Balanço</i>		
Custo-benefício (US\$)	13,3	-26,5

Sob uma perspectiva social o mesmo balanço gera resultados diferentes, os custos evitados em geração, transmissão e distribuição são maiores aos benefícios obtidos de satisfazer o mesmo serviço energético com GLP. Os resultados da análise social são apresentados na tabela 7.10, para diferentes preços do GLP. Para as variações do preço de GLP selecionadas a substituição de energéticos tem um balanço positivo para a sociedade, pelo que a substituição é viável de realizar.

Tabela 7.10. Perspectiva da sociedade.

Preço (US\$/litro)	produção/importação	Perspectiva da sociedade				
		0,1	0,15	0,2	0,25	0,3
Quantidade equivalente (litros)		365,7	365,7	365,7	365,7	365,7
Custos		(US\$/ano)				
Produção/Importação GLP		36,6	54,9	73,1	91,4	109,7
Benefícios						
Custo evitado Energia (US\$/ano)		77,8				
Custo evitado Potência (US\$/ano)		141,4				
Balanço						
Custo-benefício (US\$/ano)		182,7	164,4	146,1	127,8	109,6

6. *Estratégias adequadas de promoção do programa de substituição de energéticos, são necessárias para a difusão em massa do GLP na cocção do setor residencial.*

A penetração do GLP na cocção no setor residencial pode ser acelerada através de duas principais ações: 1) a identificação das principais barreiras do mercado e 2) a modificação das estruturas tarifárias. O conhecimento das principais barreiras facilita as interações com os diferentes grupos envolvidos e assegura a aceitação das medidas de eficiência proposta, enquanto estrutura tarifárias que reflitam os custos reais do serviço durante as diferentes horas do dia brindam os incentivos econômicos para que os consumidores decidam mudar seus padrões de uso de equipamentos da forma mais conveniente para a concessionária.

Uma das principais barreiras da aceitação do uso do GLP por parte do consumidor relacionam-se com a dificuldade de obter mudanças nas costumes e idéias adquiridas através dos anos. Tradicionalmente tem-se considerado o uso do GLP na cocção como um elemento de alto risco e culpável de muitos acidentes, de acordo a estudos efetuados no setor 50% dos consumidores tem resistência ao seu uso devido principalmente ao temor de explosões (tabela 7.11). Experiências em outros países da

América Latina indicam que tais opiniões não têm fundamento técnico, pelo que uma estratégia de educação e informação pode ajudar na mudança destas opiniões, amplamente difundidas.

Tabela 7.11. Opinião dos usuários sobre porque não utiliza GLP em cocção.

Motivos	Porcentagem dos entrevistados
Temor	50,64
Incômodo	14,40
Necessidade de fogão novo	9,50
Prefere lenha	5,91
Mais caro	3,86
Outros	15,69

Fonte: DSE, *Encuesta de opinión sobre consumo energético em el sector urbano*. Costa Rica, 1988.

Outras barreiras consideradas importantes são os preços subsidiados nos setores de baixas rendas. Desde a perspectiva do consumidor os investimentos em fogões que utilizem GLP não são justificáveis financeiramente. Isto faz que as concessionárias elétricas façam grandes investimentos, incrementando o custo social de prover o serviço. Desde a perspectiva da concessionária distribuidora e a sociedade o uso do GLP diminuí os custos, parte destas novas receitas poderiam ser utilizadas como incentivos numa estratégia de promoção do uso do GLP entre os consumidores residenciais.

O papel das políticas de preços, baseia-se na modificação das atuais estruturas de preços com o objetivo de estabelecer preços diferenciados durante os períodos de ponta, e fora da ponta. Isto proverá os incentivos econômicos necessários aos clientes, as concessionárias elétricas e a sociedade na execução da medida de substituição de energéticos na cocção.

- 7. A incorporação destas novas estratégias de uso racional de energia no planejamento do setor elétrico fará possível o abastecimento do serviço ao mínimo custo para o cliente, a concessionária e a sociedade.*

Programas como o de substituição de energéticos na cocção do setor residencial, e outros projetos similares que visem o uso racional e eficiente da energia, devem ser enfatizados no processo de planejamento e assumidos como recursos disponíveis em um processo metodológico mais abrangente. Aspectos relacionados com a preservação do meio ambiente e os custos sociais, também devem ser incorporados a este cenário amplificado de planejamento.

Este novo enfoque vem se propagando através de quase uma década, sobretudo nos EUA e Canadá com o nome de Planejamento Integrado de Recursos (PIR). O PIR consiste basicamente na formulação de um abastecimento do serviço através de processos que avaliem todo um conjunto de alternativas que incluem tanto a expansão da oferta como os programas de uso racional e eficiente, assim como outros elementos como autoprodução e a utilização de fontes renováveis, de modo a garantir que os usuários do sistema recebam uma energia com confiabilidade e de boa qualidade e ao menor custo.

- 8. A implementação em grande escala da substituição de energéticos adiará a necessidade de fazer novos investimentos na expansão do sistema elétrico.*

Na medida que o uso eficiente e a gestão da demanda reduz a potência instalada, e possível reduzir os investimentos necessários na construção de novas usinas e na expansão dos sistema de transmissão e distribuição.

Na análise dos efeitos deste programa no sistema elétrico foi utilizada a metodologia do PIR. Nesta metodologia, o plano de abastecimento consiste na escolha da combinação de mínimo custo que envolva a medida de substituição e opções de expansão do sistema. As demandas de energia e potência são substituídas pela construção de vários cenários de crescimento com o objetivo de determinar o potencial de economias.

A combinação de mínimo custo no abastecimento determina-se utilizando a curva integrada de recursos de oferta e demanda. Este método gráfico permite comparar diferentes opções tanto do lado da oferta como do lado da demanda, e selecionar a combinação ótima com base em parâmetros econômicos. Na aplicação deste método foram selecionadas diferentes opções de geração, tais como geração com energia hídrica, geotérmica e térmicas a Diesel, Bunker e carvão. Os custos de investimento e operação e manutenção deste tipo de usinas foram comparados com a opção do programa de substituição de eletricidade por GLP.

A medida de substituição de energéticos na cocção pode ser superposta como um ponto na curva de recursos da oferta utilizando o Fator de Carga de Conservação (FCC). Neste gráfico a ordenada da medida de conservação é o custo de capital da medida por kW economizado, expressado como US\$/kW-ano e a abscissa é o FCC da medida de substituição. Na figura 7.4, mostra-se a sensibilidade do custo do kW economizado para diferentes valores de FCC.

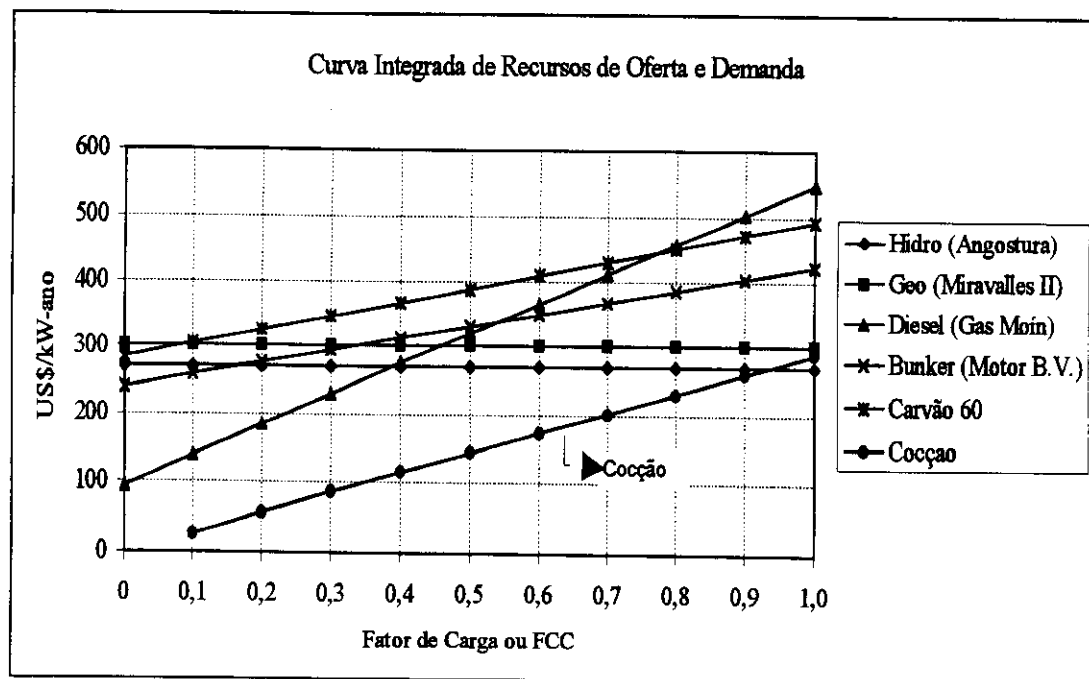


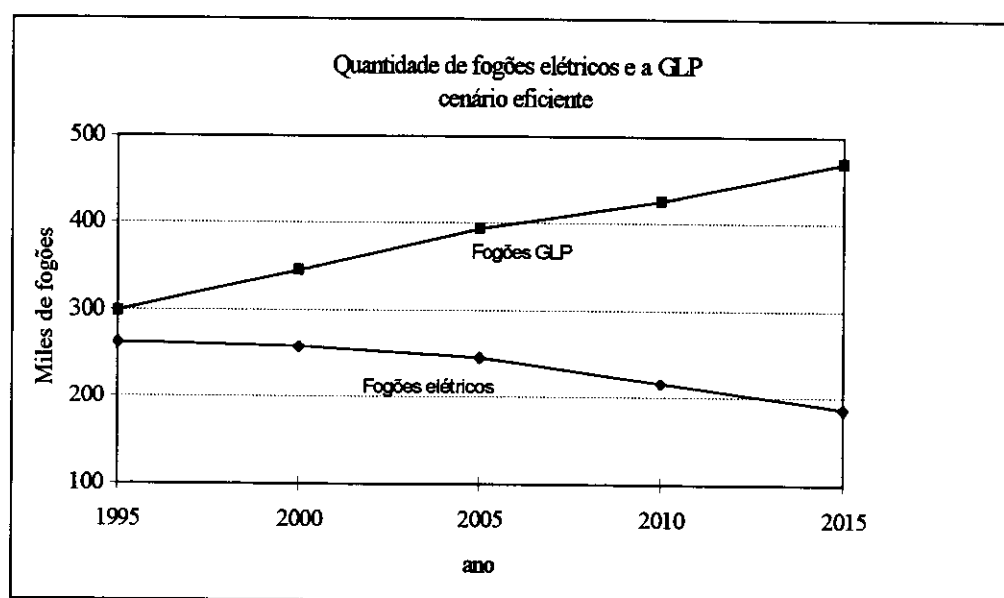
Figura 7.4. Curva integrada de recursos de oferta e demanda.

A medida de substituição será efetiva economicamente somente quando o ponto no gráfico esteja embaixo das linhas correspondentes às tecnologias de geração do lado da oferta. De acordo aos valores utilizados dos parâmetros necessários para o cálculo do FCC, tais como potência reduzida, custos de investimento, o valor do FCC foi de 0,1. A medida de substituição encontra-se embaixo das linhas das tecnologias de geração, tanto para este valor como para valores menores a 0,9. A opção de substituição além de ser economicamente atrativa para substituir energia na ponta pode ser utilizada para substituir energia durante os períodos de base, devido ao menor custo respeito às opções de geração..

Com os dados de crescimento da população, saturação de fogões e participação do setor residencial da CNLF dentro do total de residenciais com acesso a eletricidade, é possível estimar para o período 1995-2015 tanto a quantidade de fogões elétricos como os que utilizam GLP comprados pelos clientes da CNLF (figura 7.5). No cenário de eficiência tendencial, a quantidade de fogões elétricos comprados pelos consumidores no ano 2015 será de 423 mil. Continuando com a mesma

utilização dos diferentes tipos de fogões, onde os fogões elétricos correspondem ao 82% do total, a quantidade de fogões elétricos existentes no ano 2015 será de 346 mil e os fogões a GLP, que representam 9,6%, serão no mesmo ano 40 mil.

No *cenário eficiente* a situação seria muito diferente, no ano 2015 somente 50% dos fogões existentes atualmente utilizam eletricidade e o restante GLP. Então no ano de 2015, 61,4% do total do fogões utilizarão GLP somente 39% corresponderá a fogões elétricos.



7.5. Evolução da compra de fogões no setor residencial de acordo ao cenário de *futuro eficiente*.

A partir da quantidade de fogões previstas é possível estimar a evolução do consumo de energia em cocção no cenário de futuro eficiente, que pode ser comparado com o cenário de *eficiência tendencial* (tabela 7.12).

Tabela 7.12. Previsões e Potencial de economias na cocção no horizonte 1995-2015.

Previsões e economias	1 995	2 000	2 005	2 010	2 015
Energia					
Cenário Base (GWh)	5 020	6 732	8 791	10 965	13 756
Cenário CNFL (GWh)	2 510	3 366	4 396	5 483	6 878
Cenário Ef. congelada	416	467	519	546	588
Cenário Fut. eficiente	416	409	389	341	294
Economia (GWh)	0	58	130	205	294
Potência					
Previsões demanda (MW)	963	1 288	1 676	2 078	2 590
Previsões CNFL (MW)	482	644	838	1 039	1 295
Economia (MW)	0	67	148	233	335
Economia (%)	0,0%	10,3%	17,6%	22,4%	25,9%

Nota 1: A CNFL consome o 50% da energia produzida e é responsável pelo 50% da demanda.

Nota 2: A diminuição na demanda é calculada como o produto da demanda reduzida por cada fogão substituído pela quantidade destes fogões.

Nota 2: Considera-se um fator de coincidência no cálculo de diminuição da demanda de 0,9.

Observa-se que no caso do cenário de *eficiência tendencial* o consumo no uso final da cocção passou de 417 MWh no ano 1995 até 588 MWh no ano 2015. Para o cenário de *futuro eficiente* o consumo de energia elétrica diminui até 294 MWh no mesmo ano. A diferença entre os dois cenários e o potencial de economia que se poderia obter por meio de um programa em grande escala de substituição. Com as suposições mencionados anteriormente, esta diferença seria de 294 MWh para o ano 2015 (figura 7.6).

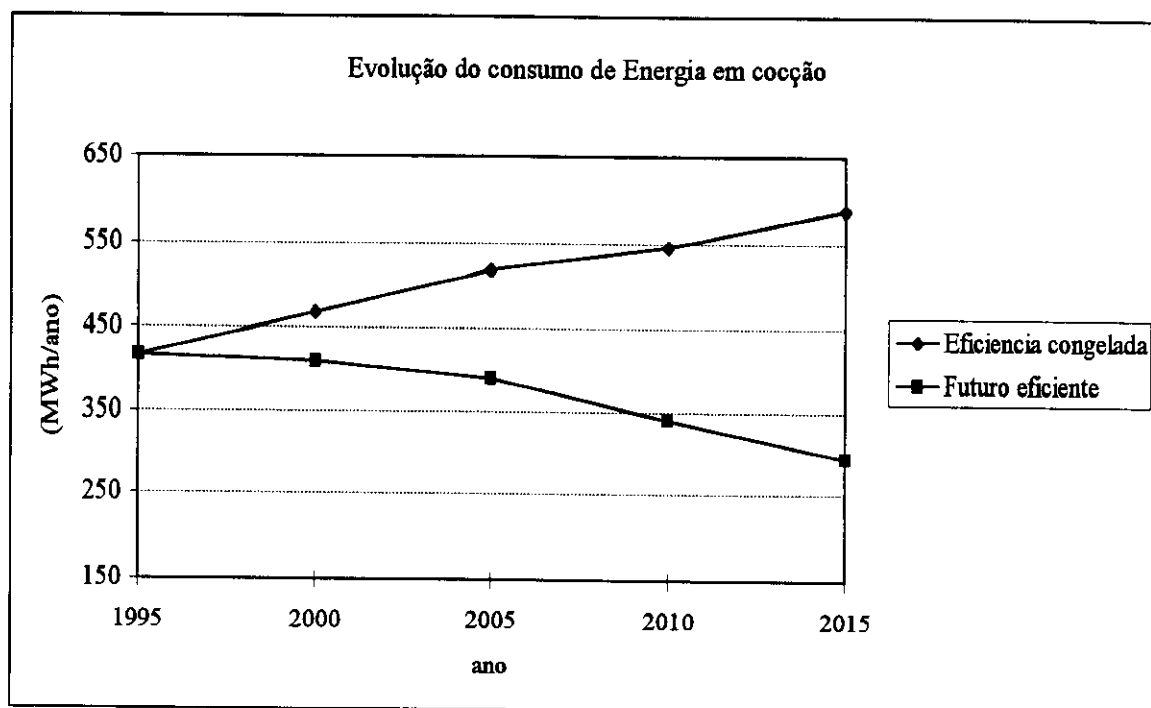


Figura 7.6. Evolução do consumo de energia na cocção do setor residencial segundo os cenários de *eficiência tendencial* e *futuro eficiente*.

No caso das previsões de demanda esta seria reduzida em 25,9% para o ano de 2015, representando uma diminuição total de 335 MW nas necessidades de potência da CNFL, e portanto nas necessidades de expansão de parte do ICE. Este valor é significativo devido a que a coincidência de este uso final com as demandas máximas é alto, para efeitos de cálculo este foi considerado em 90%.

No cenário de eficiência congelada o ICE definiu um crescimento da demanda de 5% anuais, aumentando de 4965 MWh em 1995 até 11840 MWh no ano de 2015. Este aumento da demanda será satisfeito tanto com geração hídrica como geração térmica, de acordo ao cronograma de expansão da oferta 14,4% do aumento da capacidade instalada será térmico, o qual representa a construção de 360 MW que serão construídos pelo ICE.

No cenário do *futuro eficiente* onde são incorporadas as medidas de uso eficiente, a demanda prevista é menor que no caso do cenário de *eficiência tendencial*.

Considerando a implementação do programa de troca de fogões, as necessidades de potência para o ano 2015 diminuirão em 335 MW. Isto evitaria ao ICE a construção das usinas térmicas incluídas no seu cronograma de expansão para o mesmo período, trazendo vantagens econômicas e ambientais para o país (tabela 7.13).

Tabela 7.13. Investimentos evitados na expansão do sistema elétrico.

período	Potência (MW)	Investimento (milhões US\$)	O&M (1) (milhões US\$)
1995-200	36	18,8	0,45
2000-2005	72	133,6	4,8
2005-2010	144	86,0	1,8
2010-2015	108	64,5	1,3
Totais	360	302,9	105,1 (2)

(1) Custos de operação e manutenção.

(2) Custo acumulado do consumo de combustíveis durante os diferentes períodos.

Nota: Para detalhes de cálculo ver anexo 8.

O balanço financeiro sobre a economia nacional obtém-se da diferença entre os custos evitados na expansão do sistema elétrico, e a necessidade de realizar investimentos na compra de novos fogões e o aumento do consumo do GLP (tabela 7.14). A substituição evitaria ao setor elétrico investimentos de US\$ 407 milhões, que comparados com os US\$216 milhões necessários para utilizar GLP na cocção, produz uma economia líquida para o país de US\$191 milhões.

Tabela 7.14. Investimentos em fogões e aumento das importações de GLP.

Período	fogões GLP (milhes)	Investimento (milhões US\$/período)	Energia (milhões US\$/período)
1995-2000	51	12,2	2,7
2000-2005	61	14,7	3,3
2005-2010	62	14,9	3,3
2010-2015	74	17,9	4,0
Totais	248	59,7	157,5 (1)

(1) Custo acumulado do consumo de combustíveis durante os diferentes períodos.

Nota: para detalhes de cálculo ver anexo 7.

Deve ser lembrado que neste trabalho somente tem-se considerado o potencial de economia na cocção, concluindo que os programas de aumento da eficiência tem um grande potencial para reduzir os custos do suprimento das necessidades energéticas dos consumidores. Ampliando este tipo de programas se poderia ampliar estes benefícios de forma significativa. Os programas de aumento da eficiência reduzem os investimentos e gastos operativos no transporte e distribuição da energia elétrica, mas não foram considerados neste trabalho.

RECOMENDAÇÕES

Em continuação serão discutidas principalmente dois tipos de recomendações: 1) as que visem mudanças nas políticas do setor energia e, 2) recomendações para pesquisas futuras.

Políticas

Existe a possibilidade de aproveitamento de um importante recurso nas medidas de aumento da eficiência e substituição de combustíveis na cocção, permitindo as concessionárias conservar energia e deslocar a demanda. Tanto a CNFL como o ICE poderiam fazer o esforço para obter este recurso:

1. *Implementação de programas pilotos de substituição de eletricidade por GLP*, isto permitira ganhar experiência no desenho e operação destes programas para oferecer programas de maior escala no futuro. Estes programas pilotos deverão ser rigorosamente avaliados com o objetivo de verificar os seus benefícios reais.
2. *Implementar metodologias de Planejamento Integrado de Recursos*, as quais desenvolvam estratégias de longo prazo para satisfazer as necessidades futuras com custo mínimo para o consumidor e a sociedade. Estes planos, deverão dar ênfase nos programas de gerenciamento da carga (tais como a substituição de combustíveis) que sejam de mínimo custo para a sociedade que as opções tradicionais de expansão da oferta.

Em adição a estas duas prioridades, as concessionárias elétricas poderiam explorar as oportunidades de unir esforços com a concessionária de GLP e as empresas privadas de distribuição, assim a distribuição dos custos poderia reduzir

os custos totais envolvidos. Os programas conjuntos são menos confusos para os consumidores que os programas elaborados em forma separada pela concessionária de eletricidade e a de GLP.

Pesquisas

Enquanto a análise deste trabalho justifica a implementação de programas específicos e ações políticas, existem muitas outras questões que ainda merecem maiores estudos. Entre as áreas que requerem mais atenção, estão as seguintes:

1. Implementação de programas pilotos para examinar a resposta dos consumidores aos diferentes níveis de incentivos na substituição de fogões. Vários destes programas poderiam ser oferecidos, os quais seriam similares em todos seus aspectos exceto pela quantidade de incentivos outorgados.
2. Uma pesquisa que mostre como será afetado o custo marginal do GLP como consequência da ampliação da infra-estrutura de abastecimento existente. A infra-estrutura de abastecimento será afetada pelo programa de substituição de energéticos, pelo que um melhor entendimento destes custos será essencial para determinar com maior exatidão os custos evitados deste programa de gerenciamento da carga.
3. Uma revisão dos custos administrativos dos programas de conservação de energia e gerenciamento da demanda

Implementando estas recomendações, o setor energético da Costa Rica em a oportunidade de obter economias substanciais em energia e custos para seus cidadãos. A obtenção destas economias requerem amplos esforços ao longo

prazo, devido ao tempo necessário para desenvolver e testar estes programas e porque as economias serão obtidas no decorrer do tempo quando os fogões forem substituídos, visto que para obter resultados, o mais rápido possível, as primeiras ações deverão ser iniciadas imediatamente.

8. ANEXOS

- Anexo A. Consumo de energia na preparação de alimentos
- Anexo B. Demanda de potência na preparação de alimentos
- Anexo C. Análise financeiro sob a perspectiva do cliente
- Anexo D. Análise financeiro sob a perspectiva da Distribuidora
- Anexo E. Análise financeiro sob a perspectiva da Geradora
- Anexo F. Análise financeiro sob a perspectiva da Sociedade
- Anexo G. Avaliação integrada dos recursos do lado da oferta e da demanda
- Anexo H. Cálculo do potencial de economia na troca de fogões
- Anexo I. Cálculo dos investimentos evitados na geração

ANEXO A**CONSUMO DE ENERGIA NA PREPARAÇÃO DE ALIMENTOS**

Fonte: Olade. *Caracterización del comportamiento de la demanda de Energía Eléctrica mediante mediciones y encuestas*, III parte, Diciembre 1992.

Tabela A.1. Consumo diário médio provável do fogão (kWh)

Café da manhã	1,6
Almoço	2,0
Janta	1,4

Tabela A.2. Fatores de consumo específico por comida

	0-150	151-250	251-400	> 400
Café da manhã	0,7	0,8	1,2	1,4
Almoço	0,85	0,9	1,0	1,0
Janta	1,2	1,2	1,0	1,3

Tabela A.3. Cálculo do consumo diário por bloco (kWh)

	0-150	151-250	251-400	> 400
Café da manhã	1,12	1,28	1,92	2,24
Almoço	1,70	1,80	2,00	2,00
Janta	1,68	1,68	1,40	1,82
Total (kWh)	4,5	4,8	5,3	6,1

Tabela A.4. Probabilidades de cozinhar todos os dias do mês

	0-150	151-250	251-400	> 400
Café da manhã	88%	85%	75%	60%
Almoço	50%	50%	80%	70%
Janta	80%	70%	60%	80%

Tabela A.5. Cálculo do consumo individual mensal por bloco (kWh/mês)

	0-150	151-250	251-400	> 400	Média
Café da manhã	29,6	32,6	43,2	40,3	36,4
Almoço	25,5	27,0	48,0	42,0	35,6
Janta	40,3	35,3	25,2	43,7	36,1
TOTAL (kWh)	95,4	94,9	116,4	126,0	

ANEXO B

DEMANDA DE POTÊNCIA NA PREPARAÇÃO DE ALIMENTOS

Fonte: Olade. *Caracterización del comportamiento de la demanda de Energía Eléctrica mediante mediciones y encuestas*, III parte, Diciembre 1992.

Tabela B.1. Frequência de posse de chapas dos fogões

Tipo de chapa	0-150	151-250	251-400	> 400
NDDG	1,19	1,188	1,147	1,334
NDDM	0,102	0,113	0,218	0,668
NDDP	0,014	0,029	0	0,0026
NDEG	1,365	1,242	1,188	1,376
NDEM	0,089	0,081	0,098	0,63
NDEP	0,028	0,0216	0	0,016
NDRG	0,0455	0,0216	0,071	0,096
NDRM	0,002	0,004	0,008	0,0378

Nota: A tabela mostra a quantidade de chapas de fogões por cliente

NDDG: Número de discos sólidos grandes

NDDM: Número de discos sólidos médios

NDDP: Número de discos duros pequenos

NDEG: Número de discos espiral grandes

NDEM: Número de discos espiral médios

NDEP: Número de discos espiral pequeno

NDRG: Número de discos resistor grandes

NDRM: Número de discos resistor médios

Tabela B.2. Potência Nominal de chapas

chapa	kW	kW
DDG	2,2	2,2
DDM	1,8	1,8
DDP	1,2	1,2
DEG	1,8	1,8
DEM	1,5	1,5
DEP	1	1
DRG	2,2	2,2
DRM	1,8	1,8
DRP	1,2	1,2

Tabela B.3. Probabilidade de uso dos diferentes tipos de discos no café da manhã

Tipo de chapa	0-150	151-250	251-400	> 400
Sólido/Grande	27,0%	36,0%	44,0%	28,0%
Espiral/Grande	62,0%	63,0%	50,0%	64,0%
Espiral/Médio	60,0%	0,0%	1,0%	3,0%
Resis/Grande	50,0%	1,0%	4,0%	6,0%

Tabela B.4. Probabilidade de uso dos diferentes tipos de discos no almoço

Tipo de chapa	0-150	151-250	251-400	> 400
DDG	28,0%	28,0%	33,0%	27,0%
DDM	1,0%	0,0%	2,0%	0,0%
DDP	1,0%	0,0%	0,0%	0,0%
DEG	52,0%	69,0%	53,0%	54,0%
DEM	12,0%	0,0%	7,0%	12,0%
DRG	5,0%	2,0%	3,0%	5,0%
DRM	0,0%	0,0%	1,0%	2,0%
DRP	1,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Tabela B.5. Probabilidade de uso dos diferentes tipos de discos na janta

Tipo de chapa	0-150	151-250	251-400	> 400
DDG	26,0%	33,0%	32,0%	31,0%
DDM	0,0%	0,0%	1,0%	0,0%
DEG	60,0%	63,0%	59,0%	58,0%
DEM	8,0%	1,0%	7,0%	8,0%
DRG	5,0%	2,0%	0,0%	4,0%
DRM	1,0%	0,0%	1,0%	0,0%

Tabela B.6. Demanda de potência por comida e por estrato por cliente

	0-150	151-250	251-400	> 400	Média
Café (kW)	2,36	2,35	2,19	2,45	2,34
Almoço (kW)	2,03	2,28	1,99	2,25	2,14
Janta (kW)	2,17	2,27	2,08	2,43	2,24

ANEXO C

ANALISE FINANCEIRO SOB PERSPECTIVA DO CONSUMIDOR

Tabela C.1. Dados preliminares

Custo GLP (US\$/litro)	0,18			
Custo fogão elétrico (US\$)	241	11		
Custo fogão GLP (US\$)	252	252		
Taxa desconto	10%			
Período -vida fogão (anos)	10			
FRC	0,163			
<i>Dados por estratos de consumo</i>	< 30	30-250	250-400	> 400
Consumo anual cocção (kWh/ano)	1 145	1 139	1 397	1 512
Potencia evitada no almoço (kW)	1,6	1,8	1,5	1,7
Preço eletricidade (US\$/kWh)	0,042	0,042	0,075	0,12
GLP equivalente (litros)	322,8	321,1	393,9	426,3

Nota: Supõe-se que a energia economizada e a mais cara do seu bloco (últimos kWh)

Tabela C.2. Calculos do balanço custo benefício

Estrato tarifário	< 30	30-250	250-400	> 400
<i>Custos</i>				
Custo fogão GLP (US\$/ano)	41,0	41,0	41,0	41,0
Custo O&M-GLP (US\$/ano)	58,1	57,8	70,9	76,7
<i>Benefícios</i>				
Eletricidade economizada (US\$/ano)	48,1	47,8	104,8	178,4
<i>Balance</i>				
Benefícios - Custos (US\$/ano)	-51,0	-51,0	-7,1	60,7

Tabela C.3. Análise de sensibilidade da taxa de desconto no caso de substituição do fogão

Taxa desconto	< 30	30-250	250-400	> 400
10%	-51,0	-51,0	-7,1	60,7
15%	-60,2	-60,2	-16,3	51,5
20%	-70,1	-70,1	-26,2	41,6

Balanço financeiro desde perspectiva do consumidor

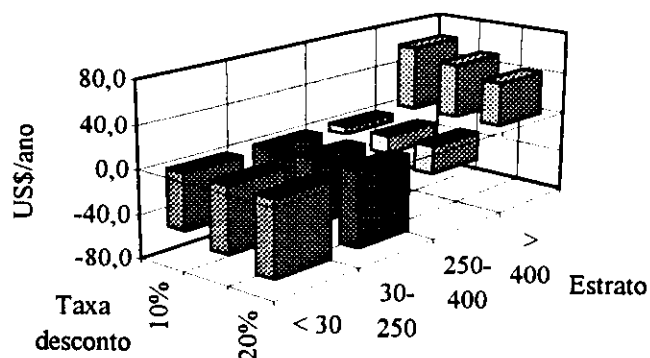
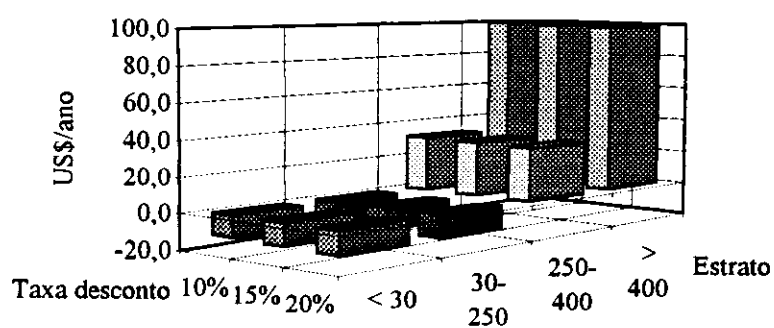


Tabela C.4. Análise de sensibilidade da taxa de desconto no caso de compra de fogão pela primeira vez.

Taxa desconto	< 30	30-250	250-400	> 400
10%	-11,8	-11,8	32,1	99,9
15%	-12,2	-12,2	31,7	99,5
20%	-12,6	-12,6	31,2	99,1

Análise financeiro na compra de fogão novo



ANEXO D**ANÁLISE FINANCEIRO SOB PERSPECTIVA DA CONCESSIONÁRIA
DISTRIBUIDORA****Tabela D.1. Dados iniciais**

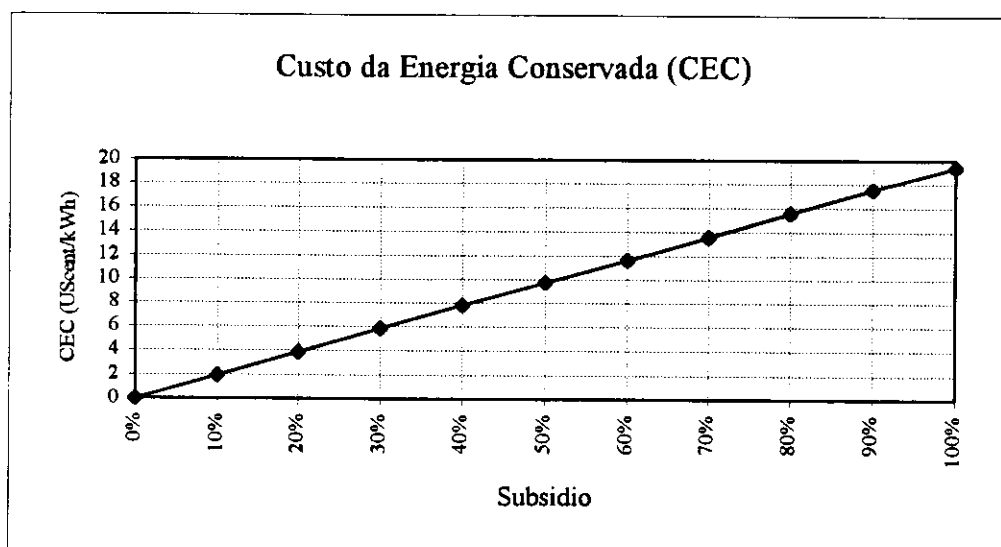
Estrato tarifário (kWh/mes)	< 30	30-250	250-400	> 400
Eletricidade economizada (kWh/ano)	1 145	1 139	1 397	1 512
Potencia evitada no almoço (kW)	1,6	1,8	1,5	1,7
Preço Compra				
Energia (US\$/kWh)	0,03			
Potencia (US\$/kW-mes)	9,9			
Potencia (US\$/kW-ano)	118,8			
Preço venda por estrato (UScent/kWh)				
	< 30	30-250	250-400	> 400
	0,042	0,042	0,075	0,118

Tabela D.2. Calculo do balanço custo beneficio.

	Perspectiva da Distribuidora			
	Estrato tarifário			
	< 30	30-250	250-400	> 400
Custos				
Diminuição de receitas Energia (US\$/ano)	48,1	47,8	104,8	178,4
Diminuição de receitas Potencia (US\$/ano)	0,0	0,0	0,0	0,0
Custos administrativos (US\$/ano)				
Benefícios				
Compra de Energia (US\$/ano)	34,3	34,2	41,9	45,4
Compra de potencia (US\$/ano)	190,1	213,8	178,2	202,0
Balanço				
Benefícios-Custos (US\$/verão)	176,3	200,2	115,3	68,9

Tabela D.3. Porcentagem do subsidio e CEC

Investimento (US\$)	252
Energia (kWh)	1297,2
Subsidio	CEC
0%	0
10%	2
20%	4
30%	6
40%	8
50%	10
60%	12
70%	14
80%	16
90%	17
100%	19



ANEXO E
ANÁLISE FINACEIRA SOB PERSPECTIVA DA CONCESSIONARIA DE
GERAÇÃO

Tabela E.1. Dados preliminares	Verão	Inverno
Eneria média economizada (kWh)	864,8	432,4
Potencia média evitada (kW)	1,6	1,6
<i>CMLP na Ponta (Produtores privados)</i>		
Energia (US\$/kWh)	0,06	0,052
Potencia (US\$/kW-verão)	71,3	17,1
<i>Preço Venda</i>		
Energia (US\$/kWh)	0,03	0,03
Potencia (US\$/kW-ano)	79,2	39,6

Nota: Compra no período de verão.

Nota 1: Preço de venda de 1887,6 colones/kW-mes em Nov de 1995 (9,9 US\$/kW).

Tabela E.2. Calculo do balanço custo-benefício.

	Verão	Inverno
<i>Custos</i>		
Diminuição de receitas Energia (US\$)	25,9	13,0
Diminuição de receitas Potencia (US\$)	126,7	63,4
<i>Benefícios</i>		
Compra ou Geração de Energia (US\$)	51,9	22,5
Compra ou Investimentos en potencia (US\$)	114,1	27,4
<i>Balanço</i>		
Beneficos-Custos (US\$)	13,3	-26,5

ANEXO F
ANÁLISE FINANCEIRA SOB PERSPECTIVA DA SOCIEDADE

Tabela F.1. Dados preliminares

Eletricidade economizada (kWh/ano)	1297,2				
Potencia evitada (kW)	1,6				
CMLP (Produtores privados)					
Energia (US\$/kWh)	0,06				
Potencia (US\$/kW-ano)	88,4				
Gás Liquefeito do Petróleo (GLP)		(US\$/litro)			
Preço produção/importação (US\$/litro)	0,1	0,15	0,2	0,25	0,3
Quantidade equivalente (litros)	365,7	365,7	365,7	365,7	365,7

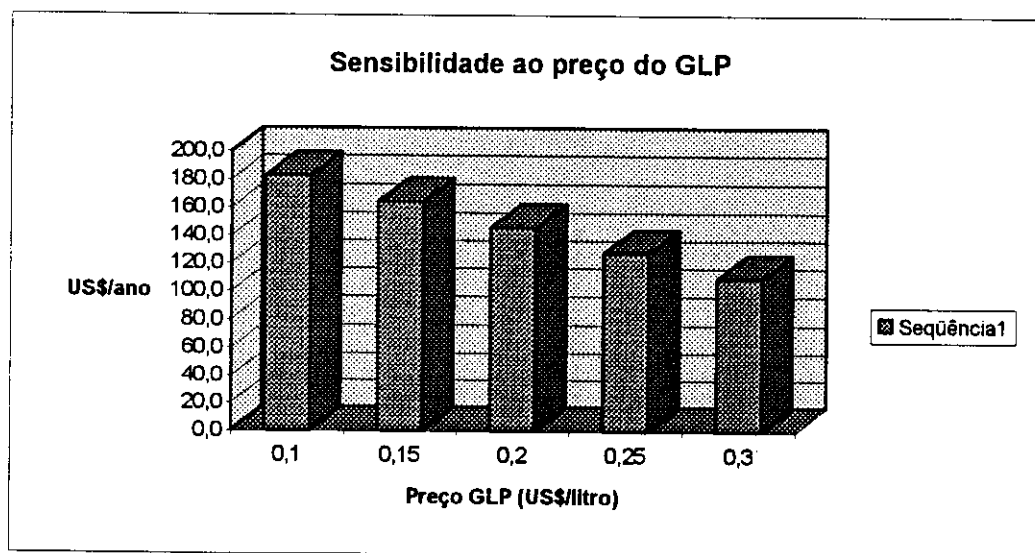
Nota: Compra no período de verão.

Nota 1: Preço de venda de 1887,6 colones/kW-mes em Nov de 1995 (9,9 US\$/kW).

TX, O&M: Custo adicional da Transmissão, Operação e Manutenimento (20%)

Tabela F.2. Calculo do balanço custo-beneficio

	Perspectiva da sociedade				
Preço produção/importação (US\$/litro)	0,1	0,15	0,2	0,25	0,3
Quantidade equivalente (litros)	365,7	365,7	365,7	365,7	365,7
Custos		(US\$/ano)			
Produção/Importação GLP	36,6	54,9	73,1	91,4	109,7
Benefícios					
Custo evitado Energia (US\$/ano)	77,8				
Custo evitado Potencia (US\$/ano)	141,4				
Balanço					
Beneficios-Custos (US\$/ano)	182,7	164,4	146,1	127,8	109,6



ANEXO G

CURVAS DE SELEÇÃO DAS ALTERNATIVAS DE GERAÇÃO

Tabela G.1. Características das opções de geração disponíveis nos projetos de expansão (1995-2015).

Nombre	Potencia (MW)	Energia (GWh/ano)	Investimento (US\$/kW)	Vida útil (anos)	Custos Operação e Manutenimento	
					Fixos (US\$/kW-ano)	Variaveis (US\$/MWh)
Hidrelétricas						
Angostura	177	971	2 126,3	40	11,8	0,0
Daniel Gutiérrez	20	101	2 030,4	40	11,8	0,0
Guayabo	234	1274	2 227,0	40	11,8	0,0
Pirris	127,6	543	2 389,7	40	11,8	0,0
Siquirres I	206	1636	3 073,6	40	11,8	0,0
Siquirres II	206	598	683,5	40	11,8	0,0
Toro I	24	115	1 795,8	40	11,8	0,0
Toro II	66	311	857,0	40	11,8	0,0
Pacuare	156	734	2 237,7	40	11,8	0,0
Los LLanos	99	463	1 442,3	40	11,8	0,0
Ayil	127	584	1 993,9	40	11,8	0,0
Laguna Hule	66,6	299	1 498,6	40	11,8	0,0
Peñas Blancas	34,7		2 025,9	40	11,8	0,0
Térmicas						
Geot. Miravalles II	52,25	389	2 268,9	25	24,35	0,0
Geot. Miravalles III	52,25	389	2 268,9	25	24,35	0,0
Geot. Tenorio	52,25	389	2 268,9	25	24,35	0,0
Gas Moín (4ta turbina)	33	43	522,9	15	5,55	5,71
Gas Moín (5ta turbina)	33	43	597,1	15	5,55	5,71
Motor baja veloc.	24	84	1 855,6	30	8,94	4,1
Ciclo combinado (Bunker)	34	45	2 622,5	30	46,47	5,71
Ciclo combinado (Diesel)	34	45	2 221,4	30	23,23	2,85
Carbón 60	54	341	2 105,6	30	21,91	1,87
Carbón 66	59,4	375	2 357,9	30	21,91	1,87
Carbón 125	112,5	710	1 812,7	30	13,54	2,06
Eólicos						
Tejona	20	94	1592,5	20	1,24	6,8

Fonte: ICE, Planes de Expansión de la Generación, San José, Costa Rica, Enero 1995, p.

Tabela G.2. Cálculo do custo de capital (taxa de 12%)

Taxa = 12,0%

	FRC	Investimento (US\$/kW-ano)
<i>Hidrelétricas</i>		
Angostura	0,121	258
Daniel Gutiérrez	0,121	246
Guayabo	0,121	270
Pirris	0,121	290
Siquirres I	0,121	373
Siquirres II	0,121	83
Toro I	0,121	218
Toro II	0,121	104
Pacuare	0,121	271
Los LLanos	0,121	175
Ayil	0,121	242
Laguna Hule	0,121	182
Peñas Blancas	0,121	246
<i>Média</i>		
<i>Térmicas</i>		
Geot. Miravalles II	0,127	289
Geot. Miravalles III	0,127	289
Geot. Tenorio	0,127	289
Gas Moín (4ta turbina)	0,147	77
Gas Moín (5ta turbina)	0,147	88
Motor baja veloc.	0,124	230
Ciclo combinado (Bunker)	0,124	326
Ciclo combinado (Diesel)	0,124	276
Carbón 60	0,124	261
Carbón 66	0,124	293
Carbón 125	0,124	225
<i>Eólicos</i>		
Tejona	0,134	213

Tabela G.3. Custo do combustível para o ano 1995

	Tipo Comb.	Custo Comb. US\$/kWh
Turbinas a gás novas	Diesel	0,052
Motor Baixa velocidade	Bunker	0,021
Plantas de vapor	Carvão	0,024

Fonte: ICE, Planes de Expansión de la Generación, Enero 1995, Cuadro No. 4.

Tabela G.4. Cálculo dos Custos Totais (Cap + Comb) Anuais em função da carga (US\$/kW-ano)

Solamente usinas seleccionadas

Fator carga	0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
Hidro (Angostura)	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270
Geo (Miravalles II)	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301
Diesel (Gas Moin)	93	139	184	230	275	321	367	412	458	503	549
Bunker (Motor B.V.)	239	258	276	294	313	331	350	368	386	405	423
Carvão 60	283	304	325	346	367	388	409	430	451	473	494
Cocção		27	58	86	115	144	173	202	231	259	288

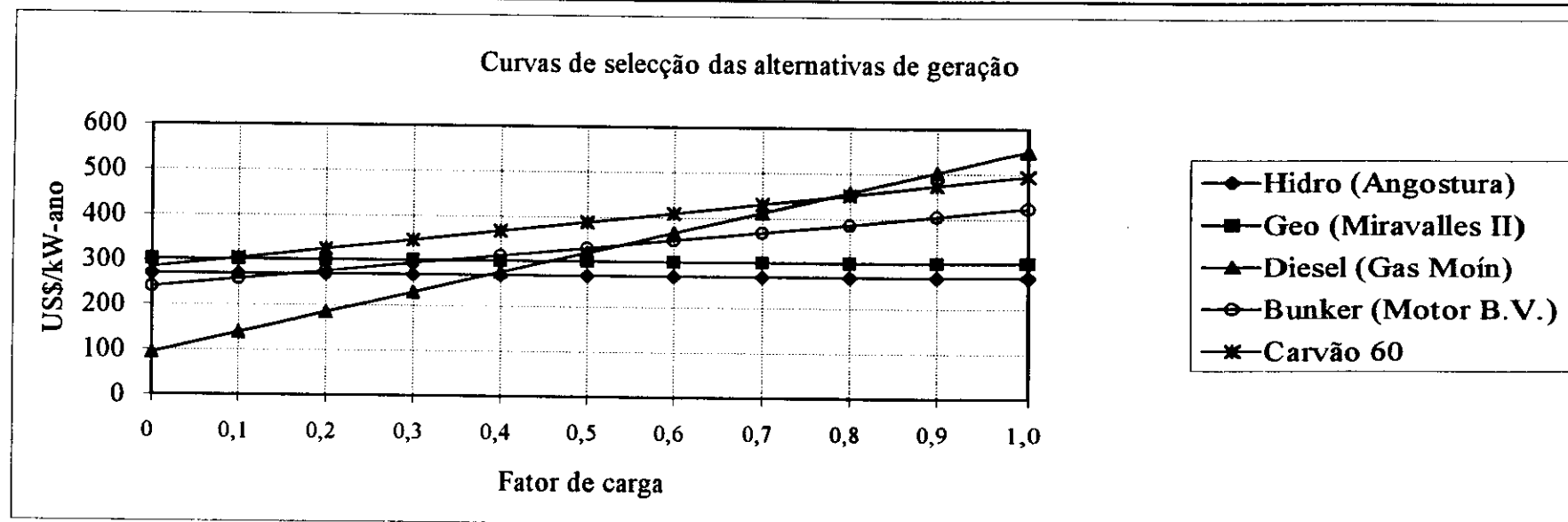
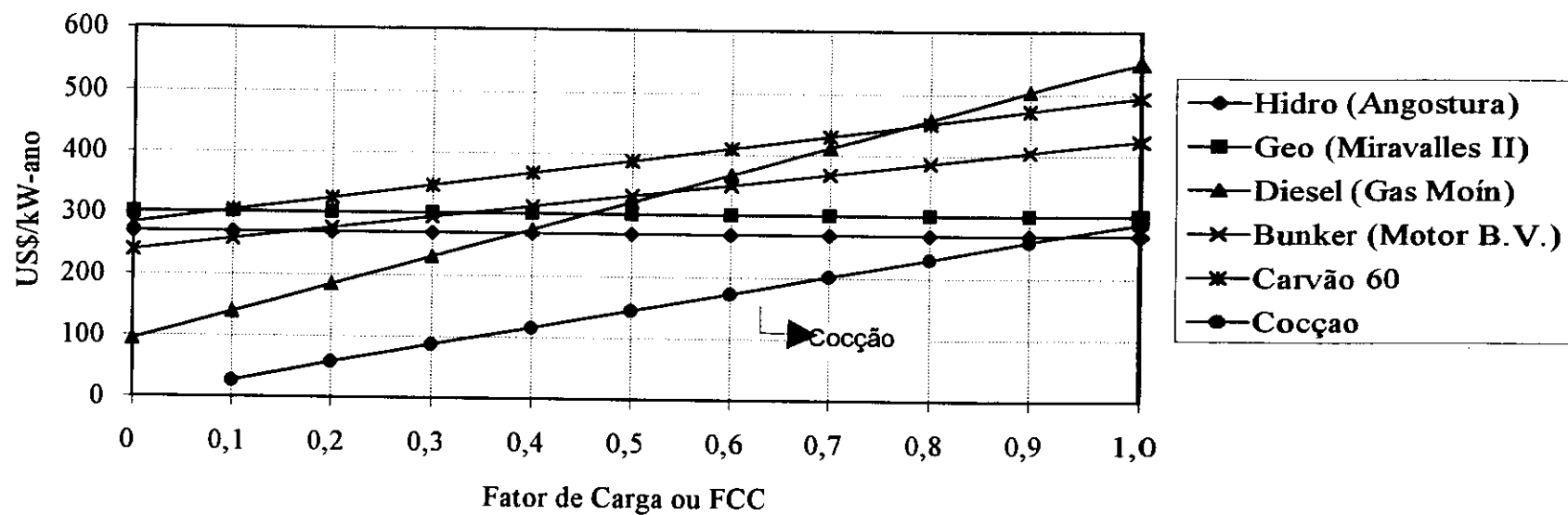


Tabela G.4. Calculo do Fator de Carga de Conservação (FCC)

Parâmetros	
Taxa de desconto	0,12
Economia (kWh)	1 297
Preço Geradora (US\$/kWh)	0,130
Uso (horas/ano)	
Vida útil (anos)	10
FRC	0,177
Redução Potência (W)	1 600
Custo Capital Adicional (\$)	241,0
Custo Capital Anual (\$/ano)	42,7
Custo Manutenção/GLP (\$/ano)	65,8
Custos Evitados (Eletricidade) (\$/ano)	168,6
CustoTotal Anual (\$/ano)	42,7
C.Ene. Conservada.(US\$/MWh)	32,9
Reduc. Demanda Pico (W)	1,6
Reduc. Demanda Média	0,148
Fator de carga de conservação (FCC)	0,1
C.Anual p/KW Econ.(\$/KW-ano)	26,7

Curva Integrada de Recursos de Oferta e Demanda



ANEXO H
POTENCIAL DE ECONOMIA NA TROCA DE FOGÕES

ANO BASE - 1995

Distribuição do consumo de energia por uso final	
Clientes Residencial (Agosto, 95)	287 922
Consumo do setor (MWh/Agosto,95)	75 373
Consumo médio (kWh)	261,8

Clientes
71 715
76 509
42 255

190 479

Tabela H.1 Consumo anual por equipamento

Uso final	Contribuição	Consumo mesual (kWh)	Tenencia (%)	Clientes com equipamento	Consumo anual (MWh)
Cocina	30%	78,5	82%	236 096	18 541,8
Iluminação	20%	52,4	98%	282 164	14 773,1
Refrigeração	18%	47,1	83%	238 975	11 260,7
Outros	32%	83,8	90%	259 130	21 707,4

Fonte: DSE, Encuesta residencial, 1995, pp 22

Tabela H.2. Previsões do crescimento da população na região Metropolitana

Portentagem da população da região Metrop

50%

Ano	População Total	População região Metropolitana	Taxa de crescimento (média anual)	Hab/vivienda	Hab/ligação	Clientes Residenciales CNFL
1995	3 651 135	1 825 568	-	4,53	5,5	331 921
2000	4 102 991	2 051 496	2,48%	4,3	5,5	372 999
2005	4 558 138	2 279 069	2,22%	4,11	5,5	414 376
2010	4 794 072	2 397 036	1,04%	4,0	5,5	435 825
2015	5 164 576	2 582 288	1,55%	4,0	5,5	469 507

Nota 1 : A população da região Metropolitana representa o 45% do total do país.

Tabela H.3. Saturação de cocinas no setor residencial (elétricas e GLP)

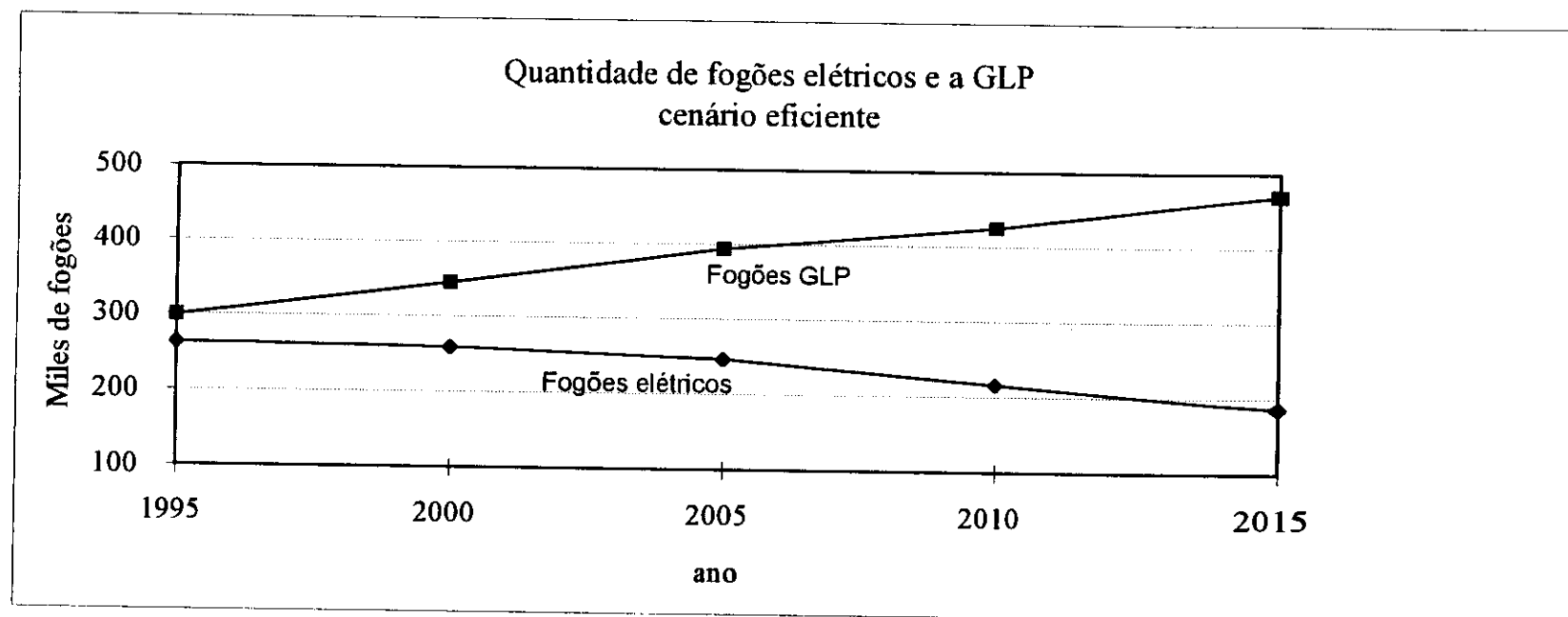
Ano	Tenencia Fogões			Quantidade de fogões (miles)		
	Elétricos	GLP	Total	Elétricos	GLP	Total
1995	79,3%	10,7%	90,0%	263	36	299
2000	69,4%	23,1%	92,5%	259	86	345
2005	59,5%	35,5%	95,0%	246	147	394
2010	49,6%	47,9%	97,5%	216	209	425
2015	39,7%	60,3%	100,0%	186	283	470

Nota : A tenencia refere-se soamente ao setor urbano. A participação da eletricidade e a suma do uso da cocina elétrica e eletrica e lenha.

Nota 1 : A quantidade de fogões elétricos é reduzida a metade no ano 2015, ao final de sua vida útil. Pasa de 79,3% ate 39,% no 2015.

Nota 2 : A saturação de fogões elétricos e GLP no ano 2015 será do 100%. Não será utilizada mais a lenha por exemplo.

Nota 3 : A tenencia de fogões e tomada de DSE, Encuesta de consumo de energia en el sector residencial, p. 22.



CONSUMO DE ENERGIA

Consumo médio por fogão no ano 2015 (kW) 1580

Tabela H.4. Quantidade de fogões no período 195-2015.

Ano	Quantidade de fogões elétricos (miles)		Consumo de energia (GWh/ano)			
	Eficiência congelada	Futuro eficiente	Eficiência congelada	Futuro eficiente		
1995	263	263	416	416	0	0
2000	296	259	467	409	37	67
2005	329	246	519	389	82	148
2010	346	216	546	341	130	233
2015	372	186	588	294	186	335

Nota 1: O consumo de eletricidade em cocção cresce em média ao 1% anual entre 1995 e 2015, passando o consumo em cocção de 1297 kWh para 1580.

Evolução do consumo de Energia em cocção

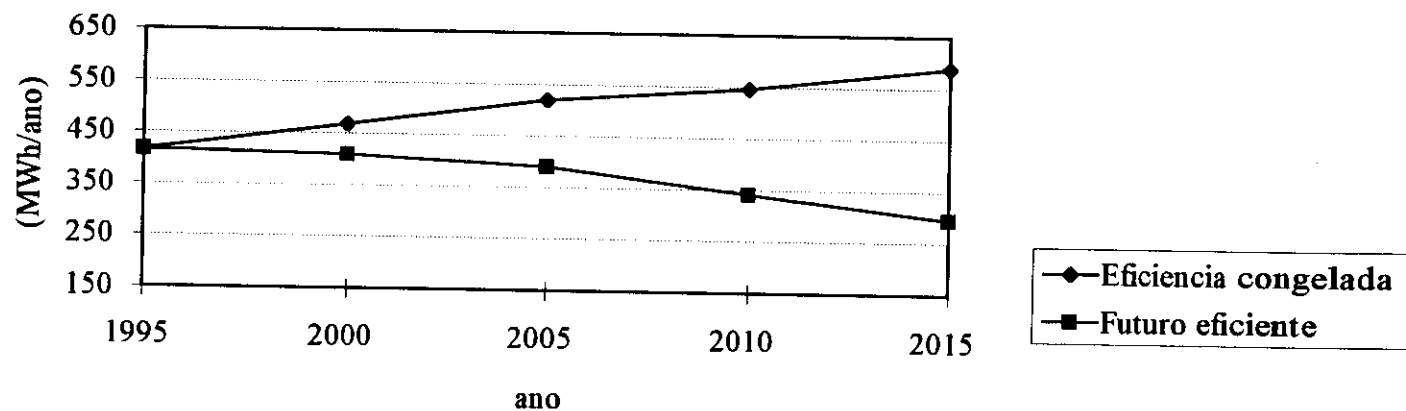


Tabela H.5. POTENCIAL DE ECONOMIAS NA COCÇÃO (ENERGIA)

Previsões e econo	1 995	2 000	2 005	2 010	2 015
Energia					
Cenário Base (G	5 020	6 732	8 791	10 965	13 756
Cénario CNFL (	2 510	3 366	4 396	5 483	6 878
Cenário Ef. cong	416	467	519	546	588
Cenário Fut. efici	416	409	389	341	294
Economia (GWh)	0	58	130	205	294
Potencia					
Previsões deman	963	1 288	1 676	2 078	2 590
Previsões CNFL (	482	644	838	1 039	1 295
Economia (MW)	0	67	148	233	335
Economia (%)	0,0%	10,3%	17,6%	22,4%	25,9%

Nota 1: A CNFL consome o 50% da energia produzida e é responsável pelo 50% da demanda.

Nota 2: A diminuição na demanda é calculada como el produto da demanda reduzida por cada fogão substituído pela quantidade destes fogões.

Nota 2: Considera-se um fator de coincidência no cálculo de diminuição da demanda de 0,9.

IMPACTOS MACROECONOMICOS

Consumidores

Preço fogão	241
Consumo por fog	360
Preço GLP (US\$/	0,15

Tabela H.6. Investimentos em fogões e GLP

período	fogões GLP miles	Investimento (milhões US\$/período)	Energia (milhões US\$/período)
995-2000	51	12,2	2,7
000-2005	61	14,7	3,3
005-2010	62	14,9	3,3
010-2015	74	17,9	4,0
totais	248	59,7	157,5

3
6
9
13

ANEXO I
INVESTIMENTOS EVITADOS

Tabela I.1. PROGRAMA DE EXPANSÃO

Custos evitados da expansão do sistema elétrico em base a usinas térmicas

Ano	Nome do Projeto	Tipo Energia	Combustível Utilizado	Potência (MW)	Energia média (GWh/ano)	Investimentos (US\$/kW)	Custos O & M		Investimentos (US\$/ano)	Fixos (US\$/ano)	O&M Variáveis (US\$/ano)	Totais (US\$/ano)
							Fijos (US\$/kW-ano)	Variáveis (US\$/MWh)				
1995	Gás (1 turbina)	Térmico	Diesel	36	43	522,9	5,55	5,7	18 824 400	199 800	245 530	445 330
2001	Motor Baja Vel. (2 turb.)	Térmico	Bunker	48	168	1855,6	46,47	5,7	89 068 800	2 230 560	957 600	3 188 160
2002	Motor Baja Vel. (1 turb.)	Térmico	Bunker	24	84	1855,6	46,47	5,7	44 534 400	1 115 280	479 640	1 594 920
2008	Gás (2 turbinas)	Térmico	Diesel	72	86	597,1	5,55	5,7	42 991 200	399 600	491 060	890 660
2010	Gás (2 turbinas)	Térmico	Diesel	72	86	597,1	5,55	5,7	42 991 200	399 600	491 060	890 660
2015	Gás (3 turbinas)	Térmico	Diesel	108	129	597,1	5,55	5,7	64 486 800	599 400	736 590	1 335 990

Tabela I.2. Investimentos no programa de expansão

período	Potência (MW)	Investimento (milhões US\$)	O&M (milhões US\$)	
1995-2000	36	18,8	0,45	0
2000-2005	72	133,6	4,8	5
2005-2010	144	86,0	1,8	7
2010-2015	108	64,5	1,3	8
Totais	360	302,9	105,1	

9. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ACEEE. **Consumer Guide to Home Energy Savings.** Fouth Edition. Washington, D.C., 1995.
- ALVAREZ G, Juan G. **Alternativas de usos finais finais da eletricidade deslocada da cocção elétrica na Colômbia,** São Paulo, 1994
- AMERICAN GAS ASSOCIATION. **Gas Engineers Handbook.** Capítulo 22, *Fuel Comparasons.* 1969.
- BID. **Energía: Eficiencia y conservación en el mundo en desarrollo.** Washington, D.C., 1993.
- DSE. **Balance Energético Nacional, 1993.** San José, Costa Rica, Julio 1994.
- DSE. **Encuesta de Consumo de Energía en el Sector Residencial Costarricense,** San José, Costa Rica, 1995.
- DSE. **Encuesta de opinión sobre el consumo energético en el sector residencial urbano.** San José, Costa Rica, 1988.
- DUTT, S. Gautam. **Eletricity at Least Cost.** Center for Energy and Environmental Studies. Princeton,, N.J. Agosto, 1993.
- HILL Lawrence J. **Residential time of use pricing as a load management strategy.** Oak Ridge National Laboratory, *Utilities Policy*, July 1991.
- ICE. **Grado de electrificación en Costa Rica.** Departamento de tarifas y mercado electrico. Enero 1994a.
- ICE. **Planes de Expansión de la Generación.** Departamento de tarifas y mercado electrico. San José, Costa Rica, Enero 1995.
- ICE. **Problemática de la Demanda Nacional de Energía.** "Seminario Administración de la Energía Eléctrica en la Industria". Noviembre 1995.
- ICE. **Proyecciones de demanda de Energía Eléctrica,** San José, Costa Rica, Mayo 1994.
- IDEE. **Las Políticas de precios y de Financiamiento,** Argentina, 1994

- KOOMEY, Jonathan; Rosenfeld, Arthur H.; Gadgil, Ashok. **Conservation Screening Curves to Compare efficiency investments to Power Plants.** *Energy Police*, October 1990, p.774-782.
- LA GACETA, Diario Oficial. **Reglamento para la regulación del uso Racional de la Energía.** Noviembre 1995.
- LOHANI, B.N. and Azimi, A. M., "Barriers to energy end-use efficiency", *Energy Policy*, June 1992.
- MIRENEM. **Diagnóstico del Sector Energía, período 1970-1993.** San José, Costa Rica, 1994.
- MUNASINGHE, Mohan. **Electric Power Economics.** Butterworth & Co. Ltda, United Kingdon, 1990b.
- MUNASINGHE, Mohan. **Energy Analysis and Policy.** Butterworth & Co. Ltda, United Kingdon, 1990a.
- NATIONAL ASSOCIATION OF REGULATORY UTILITY COMMISSIONERS. **Least cost Utility Planing Handbook for public utility commissioners.** Lawrence Berkeley Laboratory. December 1988.
- NORGÄRD, J.S. "Low electricity appliances for the future", **Electricity Efficient End Use and New Generation Technologies, and their Planning Implications**, ed. Johansson, T. B. and others, Lund Sweden, Lund University Press, 1989.
- OBREGÓN Q., Carlos Ml. **Problemática de la Demanda Nacional de Energía Eléctrica.** ICE, *em V Seminário de Administração de la Energía eléctrica en la Industria*, San José, Costa Rica, Nov 1995.
- OLADE, CNFL, **Caracterización del comportamiento de la demanda de Energía Eléctrica mediante mediciones y encuestas, III parte**, Diciembre 1992.
- OLADE, CNFL. **Proyecto manejo de la demanda y uso Racional de Energia Electrica en el Istmo Centroamericano.** Quito, Ecuador, Agosto 1993.
- PACTO DE SAN JOSÉ. **Programa Mexicano-Venezolano de cooperación energética para países de Centro América y del Caribe, Declaración conjunta de los presidentes de Venezuela y México**, San José, Costa Rica, 1980.

SCHECHTMAN, Rafael. **Metodología para Evaluación de Costos y Beneficios de Programas de manejo de la Demanda para San José de Costa Rica**, *Proyecto Manejo de la Demanda y Uso Racional de Energía Eléctrica en el Istmo Centroamericano*, Programa PIER CCE/OLADE, Marzo 1993.

10. BIBLIOGRAFIA CONSULTADA

DSM

1. ACEEE. **A review of utility experience with conservation and load management programs for commercial and industrial customers.** April 1990.
2. CEMIG. **Gerenciamento pelo lado da demanda na região do vale do jequitinhonha.** Seminário internacional de estratégias de Conservação de energia elétrica. Outubro 1994.
3. DAS, J.K.; Bhattacharjee, S.; **New Trend in Energy Management in India.** *Electrical India*, May 1994, p. 7-15.
4. DUTT, Gautam S., Tanides, Carlos G. **Potencial de Uso eficiente de la Energía Eléctrica: una primera aproximación.** *Grupo de Energía y Ambiente (GEA)*, , Universidad de Buenos Aires, Argentina.
5. DUTT, Gautam S.; Brugnoli, Mario S.F.; Tanides, Carlos G. **Megawatts o Negawatts: Alternativas para minimizar inversiones en el sector Eléctrico.** GEA, Universidad de Buenos Aires, Argentina.
6. EPRI. **Principles and Practice of Demand-Side Management.** August 1993.
7. GADGIL, Ashok J.; Jannuzzi, De Martino Gilberto. **Conservation potencial of compact fluorescent lamps in India and Brazil.** *Energy Policy*, Vol. 19, No. 5, June 1991, pp. 449-463.
8. GELLER H. **O uso eficiente da eletricidade; uma estratégia de desenvolvimento para o Brasil.** ACEEE. 1991.
9. GELLER, H; Nadel S. **Market Transformation strategies to promote end-use efficiency.** ACEEE. Washington, DC. 1994

10. GELLER, Howard. **Residential Equipment Efficiency: a state of the art review.** ACEEE. Washington DC. 1988.
11. HILL Lawrence J., Hirst, Schweitzer. Oak Ridge National Laboratory. **The process of integrating DSM and supply resources in electric utility planning.** Utilities Policy. USA. April 1992. Pág. 100-107.
12. HIRST, E., Reed John. **Handbook of evaluation of utility DSM programs.** Oak Ridge National Laboratory. Tennessee, USA. Dezembro 1991.
13. JANNUZZI, Gilberto de Martino. **Planejando o consumo de energia elétrica através de programas de difusão de tecnologias mais eficientes.** Revista brasileira de Energia. Volume 3, No. 1, 1993. Pág. 176-188.
14. LEE, Allen D; Onisko Stephen A. **Economics and utility energy efficiency programmes.** Utilities Policy, April 1994.
15. NADEL, M. Steven. **Regulatory incentives for demand side management.** ACEEE. 1992.
16. NADEL, Steven. **Gas DSM and Fuel Switching: Opportunities and experiencies.** ACEEE. 1994.
17. NORTHWEST POWER PLANNING COUNCIL. **Northwest Conservation and Electric Power Plan.** 1986.
18. POOLE, Alan Douglas, Buarque de Hollanda, Jayme, Tolsmasquim, Maurício. **Workshop sobre Eficiência Energética no Brasil: Documento provocativo.** INEE/BIRD-UNDP. Rio de Janeiro, março de 1994.
19. REDDY, Amulya Kumar N. **Barriers to Improvements in Energy Efficiency.** *Energy Policy*, December 1991, pág. 953-961.
20. VALDES Arrieta, Felipe. **Saving Energy in Chile, an assessment of electricity use and potential efficiency improvements.** May 1993.
21. VIEIRA de Carvalho, Arnaldo. **El diseño de programas de conservación de Energía Eléctrica; principales aspectos a ser considerados en el contexto de los países en desarrollo.** VII Congreso Latinoamericano y del Caribe sobre tarifas económicas de Energía Eléctrica (COTARE). San José, Costa Rica, marzo 1994.

TARIFAS

20. BALADI, S.; Herriges J.; Sweeney T. **Voluntary time of use rates induced load shifting and peak load reduction.** ACEEE. 1994.
21. BITU, R.; Born, P. **Tarifas de Energia Elétrica: Aspectos conceituais e metodológicos.** Companhia Força e Luz Cataguazes-Leopoldina. 1993.
22. DUBOIS, Clude. **Administracion de la carga y conservacion de la energia en el sector eléctrico francés: resultados y perspectivas.** Electricité de France. COTARE. 1994.
23. FISCHER, Steven C. **Economic criteria in the design of electric utility industrial conservation programs in Costa Rica.** Inter American Development Bank. COTARE. March, 1994.
24. ICE. **Estudio de costos Marginales: Costos de Suministro de Electricidad.** San José, Costa Rica, Abril 1994.
25. IDEE. **Estudio de costos y tarifas de la cooperativa de electricidad Bariloche.** Argentina. Agosto 1990.
26. LEITE García, Antonio. **Utilización de las tarifas de electricidad para promover la utilización racional de energia.** Caso de Portugal. COTARE. Março 1994.

GLP

27. CLARET Campos, Antonio. **Petróleo & Derivados.** Río de Janeiro, JR Ed. Técnica Ltda, 1989.
28. ELETROBRÁS. **Estudo da substituição do GLP, no setor doméstico, por energia elétrica.** 1985.
29. PETROBRAS. **O Petróleo e a PETROBRAS.** Río de Janeiro, 1986.
30. ROLDÁN, Carlos E. **Asignación de costos por objetivos en la refinería de RECOPE.** San José, Costa Rica, Agosto 1993.
31. ROLDÁN, Carlos E. **Modelo para la asignación de los costos de distribución de RECOPE.** San José, Costa Rica, Agosto 1993.

32. RUSSOMANO, V. H. **Introdução à administração de energia na indústria.** Editora da Universidade de São Paulo. 1987.
33. Secretaria da ciência e tecnologia, departamento de tecnologia. **Índices mínimos de eficiência energética de fogões e boilers a GLP e GN.** Brasília, Brasil. Fevereiro 1991.

PIR

35. ELKRAFT. **Situation Analysis for Integrated Resource Planning in the Danish Electric Utilities.** Denmark, April 1993.
36. Hirst, E. Oak Ridge National Laboratory. **What constitutes a good integrated resource plan ?.** Utilities Policy. USA. April 1994. Pág. 141-153.
37. Hirst, Eric. **A good integrated resource plan: guidelines for electric utilities and regulators.** Oak Ridge National Laboratory. December 1992.
38. Stoll, G. Harry. **Least Cost Electric Utility planning.** John Wiley & Sons. 1989

OUTROS

40. Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica. **Regulación del uso Racional de la Energía.** Decreto Legislativo No. 7447, San José, Costa Rica.
41. CONACE. Ratificación de la Ley de uso Racional de Energía. Noviembre 1994.
42. GOLDEMBERG, José; Johansson, Thomas B.; Reddy, Amulya K. N.; Williams, Robert. **Energy for a Sustainable World.** Wiley Eastern Limited. New Delhi, 1988.