

AQUILES PEDRANTI

**“EFICIÊNCIA ENERGÉTICA NUM MERCADO RESTRUTURADO:  
O CASO DA ILUMINAÇÃO PÚBLICA EM CIPOLLETTI, ARGENTINA.”**

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

São Paulo

1997

INSTITUTO DE ELETROTÉCNICA E ENERGIA USP  
BIBLIOTECA Prof. Fonseca Telles  
Nº 63-25



AQUILES PEDRANTI

**“EFICIÊNCIA ENERGÉTICA NUM MERCADO RESTRUTURADO:  
O CASO DA ILUMINAÇÃO PÚBLICA EM CIPOLLETTI, ARGENTINA.”**

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

Área de Concentração:  
Energia.

Orientador:  
Prof. Dr. Ildo Luis Sauer.

São Paulo

1997

A minha esposa Paula.

## **AGRADECIMENTOS**

A International Energy Initiative (IEI) pelo apoio financeiro.

Ao Prof. Dr. Ildo Luis Sauer pelos seus ensinamentos e permanente incentivo.

A todas as pessoas que colaboraram na elaboração desta dissertação.

A todos meus colegas e funcionários do Instituto de Electrotécnica e Energia pela sua solidariedade.

# ÍNDICE

Lista de Figuras  
Lista de Tabelas  
Lista de Abreviaturas e Siglas  
RESUMO  
ABSTRACT

	Página
<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO..... 1</b>
1.1	Motivações..... 1
1.2	Objetivos..... 13
1.3	Do conteúdo da dissertação..... 13
<b>2</b>	<b>CARACTERIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO ..... 15</b>
2.1	O setor elétrico na Argentina e a sua reestruturação..... 15
2.1.1	As bases do mercado elétrico Argentino ..... 15
2.1.2	O órgão regulador (ENRE)..... 16
2.1.3	O sistema interligado Argentino..... 17
2.1.4	O mercado elétrico atacadista..... 18
2.1.5	Esquema de funcionamento do mercado e as relações entre os diferentes atores ..... 20
2.1.6	Remuneração do serviço de transmissão..... 27
2.1.7	A expansão do sistema de transmissão ..... 30
2.1.8	Remuneração dos geradores ..... 33
2.1.9	Autogeradores e cogeneradores ..... 35

2.2	A concessionária EdERSA.....	37
2.2.1	A lei da concessão.....	37
2.2.2	Principais indicadores - A sua situação no M.E.M.....	37
2.2.3	As obrigações da concessionária.....	38
2.2.4	Regime tarifário.....	39
2.2.5	Normas de qualidade do serviço público.....	47
<b>3</b>	<b>VIABILIDADE DOS PROGRAMAS DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA NO NOVO MERCADO ELÉTRICO.....</b>	<b>54</b>
3.1	Oportunidades dos programas GLD para a concessionária de distribuição.....	54
3.1.1	As perdas técnicas e não técnicas.....	55
3.1.2	Usuários cativos de pequenas demandas.....	56
3.1.3	Usuários cativos de medianas demandas.....	57
3.1.4	Usuários de grandes demandas.....	58
3.2	O futuro dos programas GLD.....	59
3.3	As barreiras para a eficiência energética.....	60
3.3.1	Barreiras para a eficiência energética nos usos finais.....	60
3.3.2	Barreiras para implementação de medidas de eficiência energética na iluminação pública na área da concessionária EdERSA.....	61
<b>4</b>	<b>EFICIÊNCIA ENERGÉTICA NO SISTEMA DE ILUMINAÇÃO PÚBLICA: O CASO DA CIDADE DE CIPOLLETTI.....</b>	<b>64</b>
4.1	Caracterização geral.....	64
4.1.1	Dados sócio-econômicos.....	64
4.1.2	Consumo elétrico setorial.....	65
4.1.3	O sistema de distribuição em Cipolletti.....	66

4.1.4	As curvas de carga .....	69
4.2	O setor de iluminação pública .....	71
4.2.1	Faturamento do consumo na iluminação pública .....	71
4.2.2	A operação e manutenção da iluminação pública .....	72
4.2.3	As tecnologias utilizadas .....	74
4.3	As avaliações econômico-financeiras .....	75
4.3.1	Premissas adotadas .....	75
4.3.2	As trocas propostas .....	75
4.3.3	Resultados das avaliações econômico - financeiras .....	76
4.3.4	Perspectiva do consumidor, da concessionária e da sociedade .....	78
<b>5</b>	<b>SUMÁRIO, CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....</b>	<b>87</b>
5.1	Introdução .....	87
5.2	A viabilidade dos programas de eficiência na área da concessionária EdERSA .....	88
5.3	Eficiência Energética na Iluminação Pública: O caso da Cidade de Cipolletti .....	90
5.4	Recomendações .....	97
	<b>ANEXOS.....</b>	<b>99</b>
A	Geração de energia elétrica na Argentina - Ano 1996 .....	100
A.1	Potência instalada na geração elétrica da Argentina .....	101
A.2	Balanço anual de energia elétrica no MEM - Argentina .....	104
A.3	Consumo de combustíveis na geração elétrica na Argentina .....	105
A.4	Gás natural: Consumo e preços .....	106
B	O consumo de energia elétrica na Argentina .....	107
B.1	Previsões do consumo de energia elétrica na Argentina .....	108
B.2	Consumo setorial .....	109

B.3	Caracterização do consumo por usos finais .....	110
C	A concessionária EdERSA.....	111
C.1	Localização geográfica.....	112
C.2	Balanço EdERSA.....	113
C.3	Quantidade de usuários e consumo de energia: concessionária EdERSA .....	114
C.4	Regime tarifário para concessionária de distribuição EdERSA.....	115
C.5	Quantidade de usuários e consumo de energia: cidade de Cipolletti.....	116
D	O setor da I.P. em Cipolletti .....	117
D.1	Consumo bimestral total estimado na I.P. ....	118
D.2	Consumo bimestral de energia elétrica para I.P. ....	120
D.3	Tarefas de manutenção na I.P. ....	122
D.4	Custos da operação e manutenção na I.P.....	123
E	As avaliações econômico-financeiras.....	124
E.1	Cálculo do custo de lúmen-hora para cada tecnologia .....	125
E.2	Custo de energia conservada e capacidade evitado .....	126
E.3	Análise de sensibilidade às variações dos diferentes parâmetros.....	127
E.4	Análise de sensibilidade às variações da taxa de desconto utilizada .....	128
	<b>APÊNDICES .....</b>	<b>129</b>
I	Figuras de mérito utilizadas.....	130
II	As tecnologias utilizadas .....	136
	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>142</b>



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1	Processo da reestruturação do setor elétrico Argentino .....	4
Figura 1.2	Evolução do consumo específico médio do parque térmico e potência instalada na geração .....	7
Figura 1.3	Projeção dos preços monômicos no mercado .....	10
Figura 2.1	Capacidade instalada e demanda máxima por área .....	17
Figura 2.2	Sistema simplificado da transmissão e empresas prestadoras do serviço .....	18
Figura 2.3	Esquema de funcionamento do mercado elétrico e relacionamento entre os diferentes atores .....	19
Figura 2.4	Esquema de formação dos preços no mercado .....	25
Figura 2.5	O mercado a termo .....	27
Figura 2.6	Remuneração do serviço de transmissão .....	27
Figura 2.7	Formação do pedágio pela transmissão .....	30
Figura 2.8	Remuneração dos geradores .....	33
Figura 2.9	Consumo setorial na província de Rio Negro .....	37
Figura 2.10	Formação das tarifas na área da concessionária EdERSA .....	40
Figura 4.1	Rede simplificada do suprimento elétrico cidade de Cipolletti .....	68
Figura 4.2	Curvas de carga típicas de Cipolletti-Dias úteis .....	69
Figura 4.3	Curvas de carga típicas de Cipolletti-Dias feriados .....	70
Figura 4.4	Curvas de carga típicas de Cipolletti-Participação da I.P. ....	70
Figura 4.5	Curvas de carga típicas de Cipolletti-Mês de máxima .....	70
Figura 4.6	Esquema do faturamento da IP em Cipolletti .....	72
Figura 4.7	Custo do lúmenhora para as diferentes tecnologias .....	77
Figura 4.8	Custo de energia economizada para as diferentes trocas .....	77
Figura 4.9	Custo de capacidade evitado para as diferentes trocas .....	77
Figura 4.10	Resultado do consumidor (Município) .....	81
Figura 4.11	Resultado da concessionária (EdERSA) .....	81

Figura 4.12	Resultado da sociedade.....	81
Figura 4.13	Sensibilidade do resultado do consumidor (Município)	
	Troca de lâmpada VHg 125 x VNa 70.....	83
Figura 4.14	Sensibilidade do resultado da concessionária (EdERSA)	
	Troca de lâmpada VHg 125 x VNa 70.....	83
Figura 4.15	Sensibilidade do resultado da sociedade	
	Troca de lâmpada VHg 125 x VNa 70.....	83
Figura 4.16	Sensibilidade do resultado do consumidor (Município)	
	Troca de lâmpada VHg 250 x VNa 150.....	84
Figura 4.17	Sensibilidade do resultado da concessionária (EdERSA)	
	Troca de lâmpada VHg 250 x VNa 150.....	84
Figura 4.18	Sensibilidade do resultado da sociedade	
	Troca de lâmpada VHg 250 x VNa 150.....	84
Figura 4.19	Sensibilidade do resultado do consumidor (Município)	
	Troca de lâmpada Incandescente 200 x VNa 70.....	85
Figura 4.20	Sensibilidade do resultado da concessionária (EdERSA)	
	Troca de lâmpada Incandescente 200 x VNa 70.....	85
Figura 4.21	Sensibilidade do resultado da sociedade	
	Troca de lâmpada Incandescente 200 x VNa 70.....	85
Figura 4.22	Sensibilidade dos resultados	
	Troca de lâmpada VHg 125 x VNa 70.....	86
Figura 4.23	Sensibilidade dos resultados	
	Troca de lâmpada VHg 250 x VNa 150.....	86
Figura 4.24	Sensibilidade dos resultados	
	Troca de lâmpada Incandescente 200 x VNa 70.....	86
Figura 5.1	Sensibilidade dos resultados	
	à variação da taxa de desconto .....	93
Figura 5.2	Sensibilidade do resultado do consumidor (Município).....	95
Figura 5.3	Sensibilidade do resultado da concessionária (EdERSA).....	95
Figura 5.4	Sensibilidade do resultado da sociedade .....	95
Figura 5.5	A implementação da medida de eficiência na I.P. ....	96
Figura II.1	Clasificação das fontes de luz.....	137

Figura II.2	Lâmpada de vapor de mercúrio de alta pressão .....	138
Figura II.3	Circuito para a lâmpada de vapor de mercúrio.....	138
Figura II.4	Lâmpada de vapor de sódio de alta pressão.....	139
Figura II.5	Circuito para a lâmpada de vapor de sódio .....	140
Figura II.6	Curvas de operação da lâmpada de vapor de sódio .....	141

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1	Principais privatizações no Setor Elétrico Argentino .....	6
Tabela 1.2	Potencial de conservação na iluminação pública .....	11
Tabela 2.1	Fórmulas de cálculo das diferentes tarifas .....	44
Tabela 2.2	Níveis aceitáveis na tensão do serviço .....	49
Tabela 2.3	Multas pela energia suprida de má qualidade .....	49
Tabela 2.4	Índices de qualidade de serviço tolerados.....	51
Tabela 2.5	Valorização da energia não suprida .....	52
Tabela 2.6	Prazos pra conexão do serviço ao usuário.....	52
Tabela 2.7	Multas para a concessionária.....	53
Tabela 3.1	Estrutura tarifária na área da concessionária EdERSA .....	55
Tabela 4.1	População urbana /rural cidade de Cipolletti .....	64
Tabela 4.2	Participação da população urbana/rural no total cidade de Cipolletti.....	65
Tabela 4.3	Consumo setorial de energia elétrica cidade de Cipolletti .....	65
Tabela 4.4	Participação setorial no consumo de energia elétrica cidade de Cipolletti.....	65
Tabela 4.5	Especificações do contrato do O&M para os diferentes equipamentos .....	73
Tabela 4.6	Equipamentos utilizados na IP - cidade de Cipolletti .....	74
Tabela 4.7	Programa de trocas - cidade Cipolletti .....	75
Tabela 4.8	CEC e CCE para as diferentes trocas.....	76
Tabela 4.9	Premissas para as diferentes perspectivas.....	78
Tabela 4.10	Cálculo dos resultados para as diferentes perspectivas.....	79
Tabela 4.11	Análise de sensibilidade dos resultados.....	82
Tabela 5.1	Potencial de conservação na iluminação pública .....	89
Tabela 5.2	Programa de trocas para a cidade de Cipolletti.....	91
Tabela 5.3	Premissas para as diferentes perspectivas .....	92
Tabela 5.4	Dados utilizados no caso base.....	92
Tabela 5.5	Resumo dos resultados do programa de trocas .....	93

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

### Abreviaturas

BT	Baixa Tensão
BTU	British Thermal Unit
CCE	Custo de Capacidade Evitado
CEE	Custo de Energia Economizada
FC	Fator de Carga
FCC	Fator de Carga da Conservação
FD	Fator de Disponibilidade
FPP	Fator de Participação na Ponta
GWh	Giga Watt hora
I.P.	Iluminação Pública
kCal	kilo Caloria
kW	kilo Watt
kWh	kilo Watt hora
MT	Média Tensão
MVA	Mega Volt Amper
MW	Mega Watt
MWh	Mega Watt hora
O&M	Operação e Manutenção
PL	Preço Local
PM	Preço de Mercado
SE	Subestação
US\$	dólares americanos
VHg	Vapor de mercúrio
VNa	Vapor de sódio

## Siglas

BID	Banco Interamericano de Desarrollo
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista
COM	Construcción, Operación y Mantenimiento
DSM	Demand Side Management
EdERSA	Empresa de Energía Río Negro Sociedad Anónima
ENRE	Ente Nacional Regulador de la Electricidad
EPRE	Ente Provincial Regulador de la Electricidad
ESCO	Energy Saving Company
GLD	Gerenciamento Lado Demanda
IRAM	Instituto Argentino de Normalización de Materiales
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
OED	Órgano Encargado del Despacho
PyME	Pequeñas y Medianas Empresas

## RESUMO

Este trabalho apresenta uma descrição do funcionamento do atual mercado elétrico Argentino e o relacionamento entre os diferentes atores. Em particular, para a concessionária de distribuição "*Energía de Río Negro S.A.*" (EdERSA) é feita uma caracterização mais aprofundada. Na área de abrangência dessa concessionária, depois de analisadas as oportunidades para as medidas de eficiência energética, são revisadas as barreiras, com ênfase naquelas barreiras à conservação na iluminação pública.

Identificado o potencial de conservação na iluminação pública, é proposto um programa concreto de eficiência num estudo de caso para a cidade de Cipolletti, Província de Río Negro, Argentina.

O programa contempla diferentes propostas de troca de equipamentos por outros mais eficientes, buscando melhorar a qualidade do serviço de iluminação, e criando uma outra iniciativa que alivie tanto a atual capacidade limitada de transformação, quanto a operação de todo sistema elétrico.

Como parte do estudo de caso é feita a avaliação do programa proposto, quantificando os resultados obtidos para os diferentes participantes: consumidor (Município), concessionária (EdERSA) e sociedade.

Conclui-se que as medidas de eficiência energética na iluminação pública representam uma oportunidade econômica factível de aproveitamento pelo Município, concessionária EdERSA, ESCO's ou Bancos com benefício resultantes para toda a sociedade, permitindo uma redução de 34% no consumo de energia e 2% em demanda da potência de ponta.

## ABSTRACT

This work briefly describes the operation of the newly restructured Argentine electricity market and the relationship between actors involved. More detailed description es provided for "*Energía de Río Negro S.A.*" (EdERSA) utility.

After analyzing the opportunities for the energy efficiency improvement in the EdERSA area the barriers are reviewed, with emphasis in those barriers to the conservation in the public illumination.

Once identified the potential of energy conservation in the street lighthing, an efficiency program based on technology substitutions is proposed for the case Cipolletti city, province of Río Negro, Argentina.

These substitutions allow improvement of quality of the public lighting service, and additionally provide an initiative that helps to alleviate the currently limited transformation capacity as well as the operation of distribution system.

The evaluations of the programs are carried out on the perspectives of the several participants: consumer (municipality), utility (EdERSA) and Society.

It is concluded that the energy efficiency measures in the public illumination represent an economically feasible opportunity to take advantage of by the municipality, EdERSA (utility), ESCO's or Banks, providing benefit to all Society, allowing a reduction of 34% in energy consumption and around 2% of power peak demand.



# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 Motivações

### **O Setor Elétrico Argentino no Início da Década de 50**

Desde a década de 50 até os dias de hoje, a evolução do setor elétrico na Argentina tem sido marcada por uma série de alterações significativas.

No tocante aos aspectos técnicos, destacam-se as modificações na matriz de oferta e um progressivo aumento da rede interligada. Quanto à gestão do setor, pode-se dizer que, de uma situação anterior caracterizada pela prestação do serviço público de eletricidade concentrada, em sua quase totalidade, em mãos privadas, passou-se integralmente à órbita do Governo Nacional, desde o final da década de 40, quando teve início um forte programa de nacionalizações.

As principais justificativas para efetuar as mudanças técnicas àquela época foram: interligação insuficiente, excesso de autoprodução (26,2% em 1963), geradores térmicos obsoletos e aproveitamentos hidroelétricos não desenvolvidos.

A participação do Estado no setor trouxe soluções para grande parte dos problemas supracitados, através da criação e desenvolvimento de empresas que implementaram vários programas de execução de obras - principalmente centrais hidroelétricas e linhas de transmissão. No aspecto financeiro, o Fundo Nacional da Energia (composto por taxas cobradas sobre os consumos de eletricidade e combustíveis) também representou uma importante contribuição.

### **As Grandes Empresas Estatais**

"Agua y Energía Eléctrica" (AyEE) foi a primeira grande empresa nacional a desenvolver atividades de geração e transmissão, na maior parte do país, e também distribuição em diferentes províncias no interior. Ainda no período de protagonismo do Estado, foram criadas outras empresas, tais como a

concessionária "Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires" (SEGBA), que surgiu para prestar serviços de geração, transmissão e distribuição na capital e grande Buenos Aires. A título de ilustração, em 1990 a SEGBA atingiu um patamar de geração de 9990 GWh (23,6% total país), respondendo também por 17855 GWh de energia distribuída (42,9% total país). Já "Hidroeléctrica Norpatagónica" (HIDRONOR) foi criada para desenvolver e operar os recursos hídricos do norte da Patagônia, incluindo a transmissão da energia gerada ao sistema interligado nacional. Em 1991, a potência disponibilizada pela HIDRONOR foi de 25,6% do total do país, ao mesmo tempo em que respondeu por 13,2% da geração de energia.

Outra importante contribuição no desenvolvimento da hidroeletricidade, nesta época, foi a criação da "Comisión Técnica Mixta de Salto Grande" (CTMSG), organização binacional que permitiu inaugurar, em 1979, 1890 MW de potência, na geração, além de obras complementares de transmissão para a Argentina e o Uruguai.

Em 1973, foi criada outra organização binacional: o "Ente Binacional Yaciretá" (EBY), com a finalidade de construir uma central hidroelétrica de 3100 MW distribuídos em 20 grupos geradores, dos quais atualmente (julho, 1997) operam 12, com previsão para entrada imediata dos restantes, um a cada 70 dias, até o funcionamento de todos.

Na área da energia nuclear, no começo da década de 50 foi criada a "Comisión Nacional de Energía Atómica" (CNEA), cujo funcionamento se conseguiu consolidar, que permitiu colocar em operação comercial, em 1974, a central de Atucha I, com 375 MW e posteriormente, em 1984, a central de Embalse (Río Tercero), de 600 MW. As duas centrais vem trabalhando com bom fator de capacidade até hoje. Atualmente, a construção de outra central nuclear, a Atucha II, de 692 MW, encontra-se paralisada, porém, 80% da obra já foi concluída.

Ao final da década de 80, o país tinha cinco empresas majoritariamente estatais atuando no setor: SEGBA, AyEE, HIDRONOR, CNEA e CTMSG, que geravam 82,1% da potência instalada e atendiam a 82,7% da demanda de energia.

### **O Início da Restruturação**

Em 1989, em conseqüência de um regime hidráulico desfavorável nas regiões de Comahue e do Litoral, e das más condições da geração térmica, houve a necessidade de racionamento da demanda. O procedimento foi efetuado através de desconexões programadas de cargas e decréscimos no nível de tensão e freqüência e, pode-se dizer, acarretou sérios problemas.

O processo de restruturação do setor elétrico iniciou-se logo depois desse colapso, porém, o mesmo já fazia parte de uma estratégia global de desestatização das empresas públicas, tais como a "Empresa Nacional de Telecomunicaciones" (ENTEL), "Obras Sanitarias de la Nación" (OSN), "Gas del Estado" (GE), "Yacimientos Petrolíferos Fiscales" (YPF) e outras, do governo nacional.

A lei 23696/08-1989 havia previsto a organização do setor elétrico através de uma "Empresa Federal de Energia" (EFEE). A EFEE deveria ser formada através da incorporação das grandes empresas AyEE, HIDRONOR, SEGBA e CNEA (somente a geração elétrica), segmentando suas atividades em geração, transmissão e distribuição.

Esta proposta de organização não teve sucesso porque concluiu-se que uma empresa única, de organização central, tarifa uniforme e controle majoritário pelo Estado, não seria a solução para obter os investimentos necessários para romper a estagnação do setor elétrico, principalmente no que dizia respeito à geração.

Diante dessa crise, com a necessidade de investimentos nas empresas de energia elétrica e falta de capital disponível, tentou-se encontrar uma alternativa para encorajar um crescimento rápido da oferta de energia.

Talvez um dos primeiros exemplos considerados neste sentido tenha sido o da PURPA (*Public Utilities Regulatory Act* - criado nos Estados Unidos em 1978, que obteve um grande sucesso na desregulação do setor, permitindo incrementar a oferta elétrica), embora as referências mais adequadas, pela

sua similaridade com o caso implementado argentino, fossem os casos do Chile e da Inglaterra.

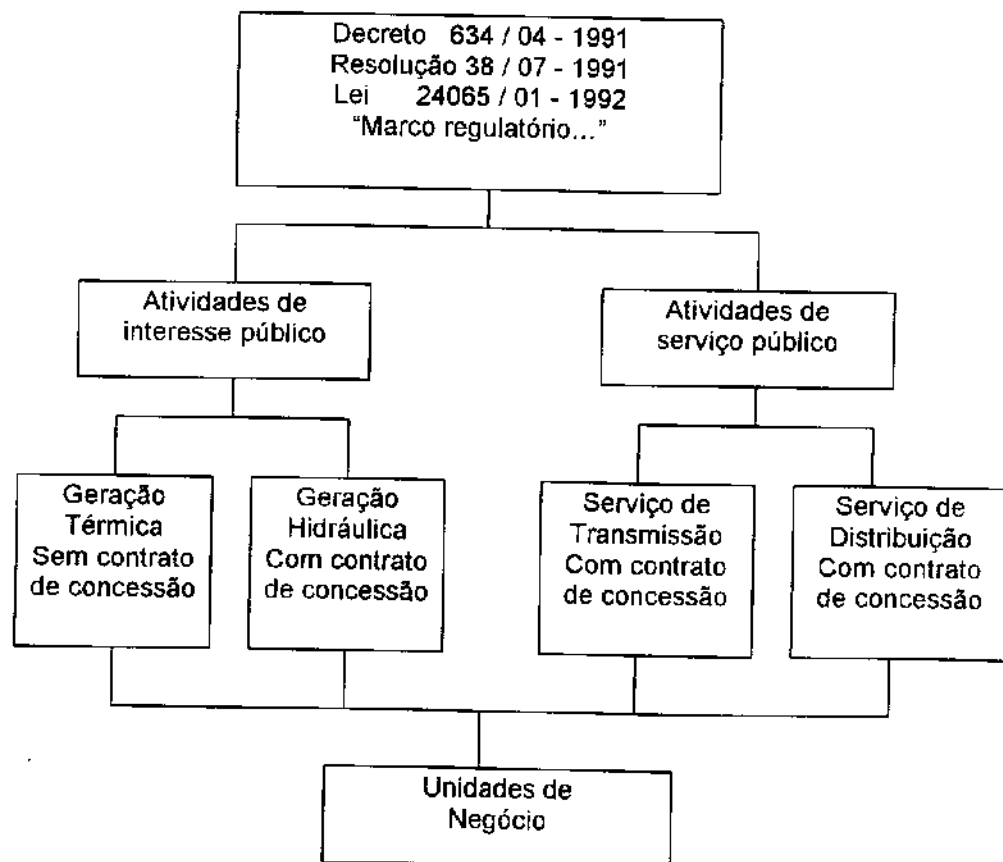
No começo da década de 90, iniciou-se, então, a reestruturação do setor elétrico, com o recuo do Estado e uma abertura total às empresas privadas para a operação do sistema elétrico.

### As Bases do Modelo

O primeiro passo do processo de transformação do setor elétrico foi o estabelecimento de um marco regulatório e a criação do "Mercado Elétrico Mayorista" (MEM), através do decreto 634/04-91, resolução 38/07-91 e lei 24065/01-92. Em seguida, iniciou-se a transferência das, então novas, unidades de negócio ao setor privado.

A figura 1.1 abaixo esquematiza o início e as etapas desta reestruturação.

**Figura 1.1 Processo da reestruturação do setor elétrico Argentino**



No ano inicial de funcionamento, atuaram dentro do MEM somente empresas estatais e a administração nesse primeiro ano foi consignada à AyEE.

As mudanças estruturais ocorridas desde o começo das operações do MEM culminaram com a desverticalização das atividades, reconhecendo empresas definidas como Geradores, Transmissores, Distribuidores e Grandes Usuários. O tratamento segmentado aplicou-se imediatamente, inclusive às empresas estatais, verticalmente integradas.

Para administrar o MEM criou-se a “Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista” (CAMMESA). Além da CAMMESA, foi criado o “Ente Nacional Regulador de la Electricidad” (ENRE). Ele é o órgão regulador com poder de fiscalização, para assegurar o funcionamento normal do mercado elétrico.

### **As Grandes Privatizações**

A desregulação e a privatização mostraram ser uma boa resposta para promover o crescimento da oferta de energia elétrica na Argentina, diante da falta de capital disponível para atender às necessidades de investimentos no setor.

Já no começo do funcionamento dessa nova forma de mercado, houveram vários empreendimentos para a construção de centrais térmicas, principalmente na região de Comahue, a maior produtora de gás natural do país. Nos setores de distribuição e transmissão, porém, os novos investimentos não foram significativos.

A Tabela 1.1, apresenta um resumo das privatizações mais importantes ocorridas no setor elétrico desde 1992.

No final de 1995, a distribuição de energia elétrica por empresas privatizadas foi de 55,81% do total, sendo 50,16% para a Capital Federal (EDENOR e EDESUR) e grande Buenos Aires (EDELAP). Atualmente, a participação das empresas privadas na distribuição cresceu até 70%, em função da concessão à iniciativa privada da província de Buenos Aires (14% do total) em abril de 1997. Entretanto, na geração, a participação das empresas privadas foi da

ordem de 60% do total (80% da geração térmica e 55% da hidroelétrica) e o restante foi gerado por empresas do estado, entes binacionais e provinciais.

**Tabela 1.1 Principais Privatizações no Setor Elétrico Argentino**

Empresa Integrada	Unidades de Negócio	Atividade	Oferta* ou Demanda**	Operador
HIDRONOR	ALICURA	Geração	1000 MW	SOUTHERN EL. (EU)
	CHOCÓN	Geração	1320 MW	ENDESA (CH)
	P.BANDERITA	Geração	450 MW	DOMINION EN. (EU)
	P.AGUILA	Geração	1400 MW	CHILGENER (CH)
SEGBA	PUERTO	Geração	1009 MW	CHILGENER (CH)
	COSTANERA	Geração	1260 MW	ENDESA (CH)
	DOCK SUD	Geração	211 MW	POLLEDO (AR)
	EDEENOR	Distribuição	6220 GWh a.a.	EDF (FR)
	EDESUR	Distribuição	6400 GWh a.a.	CHILECTRA (CH)
	EDELAP	Distribuição	832 GWh a.a.	HOUSTON INC. (EU)
ESEBA	EDESSA	Distribuição	1182 GWh a.a.	AES - CEA (EU)
	EDENSA	Distribuição	3572 GWh a.a.	AES - CEA (EU)
	EDEASA	Distribuição	1940 GWh a.a.	UNITED UTIL (GB)
HIDRONOR e AyEE	TRANSENER	Transmissão	REDE 500 kV e SET	NGF (GB)

\* : Potência instalada na planta de geração.

\*\* : Energia fornecida no ano.

Fonte: Oliverio F. "La Reversión del Sector Eléctrico Argentino", CIER, p.6-27, set.1995, e atualizações dos Jornais "Clarín" e "La Nación", 97.

### A Eficiência Energética na Oferta

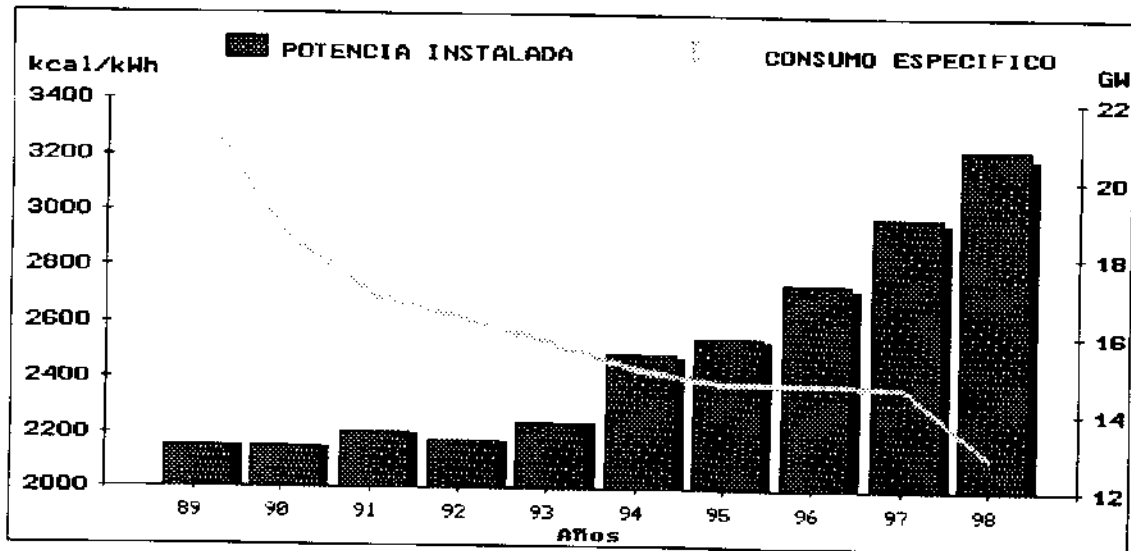
Na geração de origem térmica, a eficiência econômica na oferta é encorajada pela concorrência entre os diferentes produtores, o que, nesse caso, trouxe também maior eficiência energética.

Nos primeiros anos de funcionamento do novo mercado, ocorreu uma sensível melhoria na eficiência do parque térmico de geração, com a eficiência global passando de 2610 kcal/kWh ( $\eta = 33\%$ ) em 1992, para 2381 kcal/kWh ( $\eta = 36\%$ ) em 1995, como mostra a Figura 1.2.

Isto se deve à modernização de antigas centrais, tal como Puerto (41 US\$/kW de investimento para melhorias), Costanera (155 US\$/kW em melhorias) e Alto Valle (passou para ciclo combinado de 80 MW), bem como ao deslocamento

de outras, pela entrada de novas centrais com maior eficiência, porém, construídas em ciclo aberto, como são os casos de Loma de la Lata, 370 MW; CAPEX, 325 MW e Filo Morado, 57 MW.

**Figura 1.2 Evolução do Consumo Específico Médio do Parque Térmico e Potência instalada na geração**



Fonte: Secretaria de Energia "Informe de Prospectiva 1996".

Mais recentemente, a crescente concorrência pelo despacho impulsionou os geradores a fazer mudanças de tecnologia do ciclo aberto para o ciclo combinado nas centrais existentes, estimulando também que as próximas a ingressar fossem projetadas em ciclo combinado, casos de Puerto, 360 MW; Genelba, 670 MW; Costanera, 832,5 MW; Dock Sud, 774,5 MW; C.Pluspetrol, 450 MW e AES Paraná, 790 MW.

De acordo com projeções feitas pela CAMMESA, as mudanças esperadas para a geração de energia farão com que a eficiência energética projetada do parque térmico gerador diminua, até o ano 1998 (Figura 1.2).

Segundo mostram as previsões feitas pela Secretaria de Energia, o gás natural terá uma participação crescente como combustível para geração de energia elétrica (Anexo A.4).

Espera-se que as instalações de geração a ser incorporadas nos próximos anos, além das mencionadas ou em construção, sejam, em sua totalidade, térmicas, operando com ciclos combinados a gás natural.

Alguns argumentos fundamentam essa afirmação, são eles: melhorias obtidas nos rendimentos dos ciclos, de até 1500 kcal/kWh ( $\eta = 57\%$ ); menores custos de investimentos, rápido ingresso no serviço comercial, disponibilidade de gás e a previsão de moderado crescimento nos seus preços, em projeção efetuada para o período entre 1996 - 2010, da ordem de 1,00 até 1,44 US\$/MBtu na região de Comahue e 1,78 até 2,33 US\$/MBtu em Buenos Aires (Anexo A.4).

Tendo em conta a alta porcentagem de áreas urbanas cobertas pela rede de distribuição de gás natural, a cogeração passa a representar uma alternativa interessante.

Alguns dos últimos projetos aprovados podem confirmar o comentário anterior. São os casos de Ensenada (Destileria YPF, em Buenos Aires), 130 MW e Argener (Planta Siderar, em Buenos Aires), 180 MW, com ingresso previsto para finais de 1997.

Dessa forma, deve-se aprofundar a avaliação das possibilidades de inserção da cogeração no atual marco regulatório, em condições mais favoráveis do que as de geração térmica, de forma que possa contribuir para uma maior eficiência energética global do sistema argentino.

### **A Eficiência Energética na Demanda**

As previsões setoriais do consumo de energia elétrica para a Argentina, feitas pela Secretaria de Energia para o período 1995 - 2010, apresentam tendência crescente (Anexo B.2).

A metodologia utilizada para a projeção da demanda de energia elétrica está baseada fundamentalmente na aplicação do modelo MAED (*Model for Analysis of the Energy Demand*)<sup>1</sup> e do modelo econométrico usado nas projeções

---

<sup>1</sup> O MAED é uma versão simplificada do MEDEE (Modele d'Évaluation de la Demanda d'Énergie). Ele foi desenvolvido pela International Atomic Energy Agency (IAEA) em cooperação com Institute Economique et Juridique de l'Énergie da Universidade de Grenoble, Institute for Applied Analysis (Austria) e Electricité de France. O modelo MAED foi cedido à Secretaria de Energia Argentina pela IAEA.



anteriores.

Algumas estimativas foram feitas pela Secretaria de Energia para conservação no setor residencial no período entre os anos 2000 e 2010 (Anexo B.3). A porcentagem de eletricidade conservada pelos programas seria da ordem de 10% do total. É importante mencionar que estes resultados representam somente uma parte do potencial de conservação, pois se considerou apenas o setor residencial e dois usos em particular: iluminação e conservação de alimentos. Portanto, a magnitude do potencial de conservação na Argentina justifica o aprofundamento dos estudos e a aplicação de uma política energética que permita concretizar este potencial no atual contexto do setor elétrico.

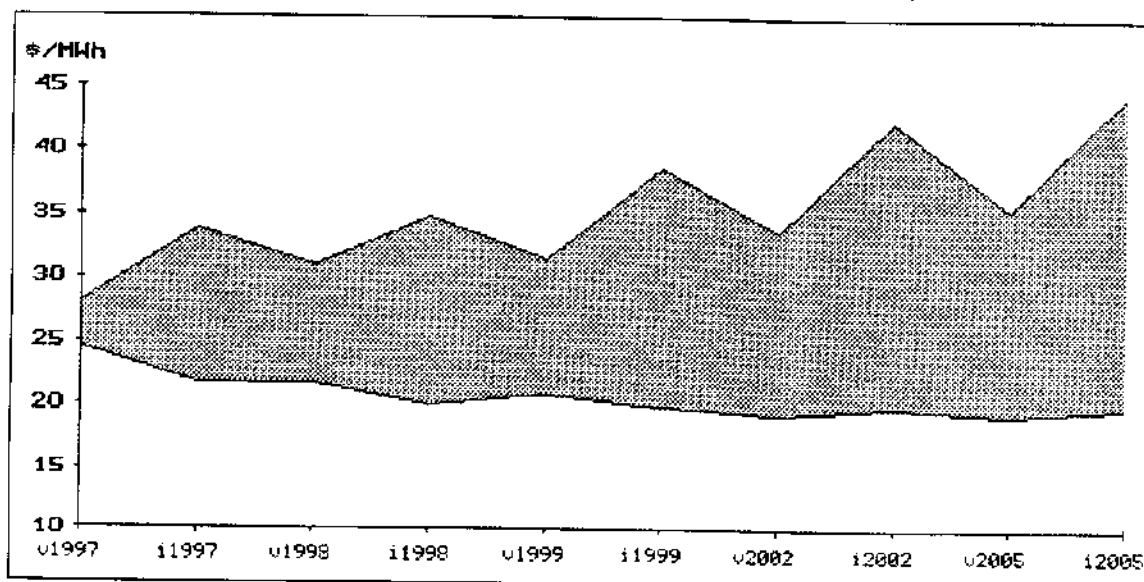
Quanto à demanda, neste modelo do setor elétrico, espera-se que o mercado apresente os sinais econômicos necessários para a adoção das medidas que visem redução de custos, com investimentos racionais.

Como ilustrado na Figura 1.3, os preços a praticar situam-se na faixa delimitada pelos valores obtidos em cenários de hidrologia máxima e mínima.

Nos primeiros anos observa-se uma queda, possibilitada pela incorporação dos grupos restantes da central de Yaciretá ainda inoperantes (e a elevação da cota de operação) e pela incorporação de geradores térmicos mais eficientes. A médio e longo prazo, porém, os preços apresentam uma tendência de crescimento, segundo hipóteses adotadas para os dois cenários: preços crescentes dos combustíveis, demanda crescente e incorporação de geradores exclusivamente térmicos.

A exportação de 2000 MW firmes ao Brasil também implica em oscilações no preço da energia no mercado, segundo haja ou não exportação. Os casos simulados são os extremos possíveis, considerando uma utilização integral da interligação (100%).

**Figura 1.3** Projeção dos preços monômicos (semestrais) no Mercado



Fonte: CAMMESA "Simulaciones de Operación de Mediano y Largo Plazo 1997 - 2005", Jun.1996.

As altas de preços motivariam os incentivos para conservação de energia nos usos finais, mas esta afirmação não é totalmente válida, uma vez que o critério econômico adotado pelos consumidores é diferente daquele adotado pelos fornecedores do serviço de energia elétrica.

Havendo uma oportunidade de investimento em eficiência energética, a mudança do comportamento do consumidor está associada a taxas de desconto de 20 a 200% a.a.. No entanto, as empresas elétricas trabalham com taxas da ordem de 7 a 15% a.a. [Dutt, 1996].

Não obstante, existem medidas para uma maior eficiência energética nos usos finais, passíveis de implementação pelas concessionárias de distribuição e pelos consumidores.

Algumas das motivações das concessionárias para participar da adoção dessas medidas seriam: a expansão da sua oferta de serviços energéticos, a retenção dos clientes, o incremento dos ganhos, a diminuição dos custos operacionais. Os consumidores teriam como principal incentivo a redução dos custos com energia, além de uma maior qualidade do serviço prestado. Para as concessionárias de distribuição, por sua vez, uma maior eficiência na distribuição da energia, através de adequações na sua rede, implicaria em

menores perdas. Tendo em vista que os contratos de concessão adotam uma porcentagem fixa de perdas (da ordem de 12%), uma redução efetiva das mesmas traria maiores ganhos monetários para as distribuidoras.

No caso específico da concessionária “Energia de Río Negro S.A.” (EdERSA), uma vez que o consumo de energia elétrica para fins de iluminação representa uma parte importante do seu total e, além disso, uma alta porcentagem de participação na ponta de carga, é atraente avaliar o potencial de racionalização neste uso, tal que promova a economia de energia, liberando, assim, capacidade na geração, transmissão e distribuição.

A I.P. tem um alto potencial de conservação no país, em particular na área da concessionária EdERSA, devido a instalações antigas com amplo uso de tecnologia obsoletas. Segundo a Secretaria de Energia a possibilidade de conservação no país é de 10% até 30%, para cenários de baixa e alta conservação. A tabela 1.2 apresenta o potencial de conservação no país, na área da concessionária e no caso particular da cidade de Cipolletti. Observa-se que a porcentagem do potencial de conservação em Cipolletti é maior que as previsões feitas pela Secretaria de Energia. O potencial de conservação para a concessionária EdERSA considerou-se igual que aquele da cidade de Cipolletti.

**Tabela 1.2 Potencial de conservação na iluminação pública (I.P.)**

	Municipios	ILUMINAÇÃO PÚBLICA			
		Consumo	Potencial de Conservação		
		Energia [GWh/Año]	Energia		Potência [MW]
			[GWh/Año]	[%]	
PAÍS	1500	2140,0	642,0	30%	159,9
EdERSA	32	26,0	8,8	34%	2,2
CIPOLLETTI	1	5,1	1,7	34%	0,4

Fonte: Elaboração própria com dados da Secretaria de Energia e EdERSA.

O caso da iluminação pública (I.P.) se reveste de grande importância para a concessionária, se se considerar que as possibilidades de prestação desse serviço podem se expandir rapidamente.

A participação da I.P. no consumo total do país foi de 4,16%. Apenas para a EdERSA, isso representou 3,00% do total de sua carteira de serviços.

A concessionária tem os meios técnicos, financeiros e comerciais, para concorrer com outras empresas de serviços energéticos neste setor. Neste sentido, a EdERSA pode oferecer medidas de eficiência energética nos sistemas de I.P., dentro de um pacote de serviços energéticos.

Atualmente, a EdERSA, além de faturar pelo serviço de energia, também faz a operação e manutenção do sistema de I.P. em alguns municípios, com possibilidades de expandir esse serviço (operação e manutenção) para além dos seus limites de concessão.

## 1.2 Objetivos

### **Gerais:**

- Descrever as principais características do funcionamento de mercados desregulados, em particular o mercado argentino, e avaliar a evolução de alguns indicadores.
- Revisar as barreiras para a implementação de medidas de eficiência energética.
- Apresentar as possibilidades dos programas de eficiência energética nos mercados desregulados e mostrar algumas medidas factíveis, combinando o interesse da concessionária e do consumidor.

### **Específicos:**

- Propor medidas de eficiência energética para um sistema de iluminação pública e quantificar os resultados obtidos, para os diferentes segmentos participantes.

Para tanto pretende-se :

- Propor a substituição de lâmpadas e/ou equipamentos por outros mais eficientes, mantendo, ou ainda, melhorando o atual nível de iluminação.
- Criar uma alternativa de investimento (da concessionária) para incrementar a capacidade no sistema de transmissão e distribuição.
- Fazer uma avaliação do programa proposto, na perspectiva dos diferentes atores envolvidos, sujeito às atuais regras do mercado.
- Formular uma estrutura de análise para outras medidas, passíveis de repetição, com a devida adequação, em outras cidades, dentro ou fora da área de ação da concessionária.

## 1.3 Do Conteúdo da Dissertação

O trabalho principia, no capítulo 2, com a caracterização do setor elétrico. Na primeira parte são apresentados alguns dados globais do país além de características específicas do sistema elétrico argentino em suas diferentes etapas de oferta e demanda e são mostrados, ainda, aspectos básicos de

organização, de acordo com as regras vigentes para os participantes do mercado elétrico. Numa segunda parte, apresenta-se a concessionária EdERSA, descrevendo a sua situação no mercado elétrico nacional e seus direitos e obrigações, originados no contrato de concessão.

No capítulo 3, descrevem-se algumas possíveis oportunidades da concessionária de distribuição para empreender programas de eficiência energética, atuando em mercados elétricos desregulados. Em seguida estima-se como os programas de Gerenciamento da carga pelo Lado da Demanda (GLD) podem ser implementados com sucesso, no futuro, para os mercados desregulados. Por fim, tenta-se avaliar as barreiras gerais, para implementação de medidas de eficiência no uso final da energia elétrica, e particulares para a eficiência na iluminação pública em Rio Negro.

No capítulo 4, propõe-se uma medida concreta de maior eficiência energética num sistema de iluminação pública, através de um estudo de caso na cidade de Cipolletti. É realizada uma caracterização da cidade, com apresentação de dados sócio-econômicos e de consumo e demanda de energia elétrica da cidade e o quanto esse consumo representa no total da empresa EdERSA, incluindo-se um esquema atual do suprimento de energia elétrica. Particularmente para a iluminação pública descrevem-se: a metodologia do faturamento do seu consumo, o cadastro das tecnologias utilizadas, as condições de operação e manutenção e as responsabilidades da concessionária e do Município. Com essa informação básica e partindo de várias hipóteses de trocas de lâmpadas, realiza-se uma avaliação econômico-financeira para cada uma delas, apresentando, ao final, os resultados do programa de trocas, do ponto de vista dos diferentes atores envolvidos: consumidor (Município), concessionária (EdERSA) e sociedade.

No último capítulo, são apresentadas o sumário com as conclusões resultantes do trabalho e algumas recomendações que possam ser de utilidade em futuros empreendimentos, com a finalidade de obter uma maior eficiência nos usos finais de energia elétrica.

## **2 CARACTERIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO**

### **2.1 O setor elétrico na Argentina e a sua reestruturação**

A reforma do setor elétrico foi estabelecida a partir da lei 24065 (1992) que retirou do Estado Nacional o papel de ator econômico, reservando-lhe a atribuição de regulador da atividade e protetor dos direitos dos consumidores.

#### **2.1.1 As bases do mercado elétrico na Argentina**

A lei 24065 (1992) delineou o Marco Regulatório Elétrico, cujo conteúdo pode ser sintetizado nos seguintes pontos:

- Definição do Mercado Elétrico Atacadista ("Mercado Eléctrico Mayorista" MEM)
- Definição de 4 agentes reconhecidos neste Mercado: Geradores, Transmissores, Distribuidores e Grandes Usuários.
- Estabelecimento de elementos técnicos e econômicos para a operação e remuneração dos diferentes agentes.
- Os preços são fixados conforme custos marginais de curto prazo.
- É feito um acordo de despacho centralizado de carga (Técnico-Econômico)
- Cria se :

##### **a) ENTE NACIONAL REGULADOR DA ELETRICIDADE (ENRE)**

As ações do **ENRE** englobam principalmente transmissores e distribuidores que constituem um monopólio natural.

##### **b) COMPANHIA ADMINISTRADORA DO MERCADO ELÉTRICO (CAMMESA)**

As principais funções da **CAMMESA** são:

- Programar e operar o sistema de interligação elétrica.
- Otimizar a produção (minimizar os custos totais ).
- Maximizar a qualidade e a segurança nos suprimentos.

- Planejar as demandas de potência e energia
- Calcular o montante das transações econômicas.

A CAMMESA foi constituída como uma sociedade anônima onde o Estado Nacional, a Associação de Geradores, de Distribuidores, de Transmissores e de Grandes Usuários são responsáveis, cada um, por 20% das ações da empresa.

### **2.1.2 O órgão regulador (ENRE)**

O ENRE como autarquia tem plena capacidade jurídica para atuar nos âmbitos do direito público e privado. O órgão é administrado por um diretório com cinco integrantes, dos quais um deles é seu presidente outro vice-presidente e os restantes são vogais. Tais integrantes são selecionados entre pessoas com antecedentes técnicos e profissionais na matéria e designados pelo poder executivo com a aprovação do congresso, dois deles por proposta do "Consejo federal de la energia eléctrica"<sup>2</sup>. O seu mandato é de cinco anos e pode ser renovado indefinidamente. Os integrantes do diretório não podem ser proprietários nem ter interesse algum, direto ou indireto, em empresas reconhecidas como atores do MEM nem a suas controladas ou controlantes. (Lei 24065 - 1992, Cap. XII).

Algumas de suas funções são:

- Assegurar o livre acesso aos serviços.
- Cessão, término e substituição das concessões.
- Bases para o cálculo de tarifas e dos contratos de concessão.
- Aplicar as sanções e regulamentar os contratos de concessão.
- Ditar regulamentos e normas.

---

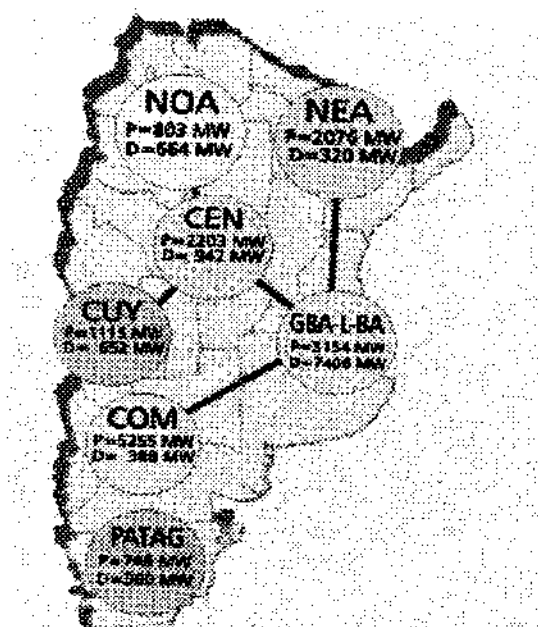
<sup>2</sup> O "Consejo Federal de Energía Eléctrica" é um órgão com representatividade de todas as províncias do país. Ele atende as relações das províncias com o governo central no que tange ao setor da energia elétrica.



### 2.1.3 O sistema interligado Argentino

Pode-se caracterizar o sistema interligado Argentino como fortemente radializado devido à concentração de 70% da demanda do país na área Gran Buenos Aires - Litoral - Província de Buenos Aires (GBA-LI-ESEB) e a necessidade de abastecê-la desde áreas distantes de alto potencial gerador tais como Noreste Argentino (NEA) e Comahue (COM). A figura 2.1 apresenta a capacidade instalada e a demanda máxima por área na Argentina, no Anexo A e B são mostrados com maior detalhamento dados da capacidade de geração instalada por tipo e por área e também dados do consumo de energia elétrica setorial e por área.

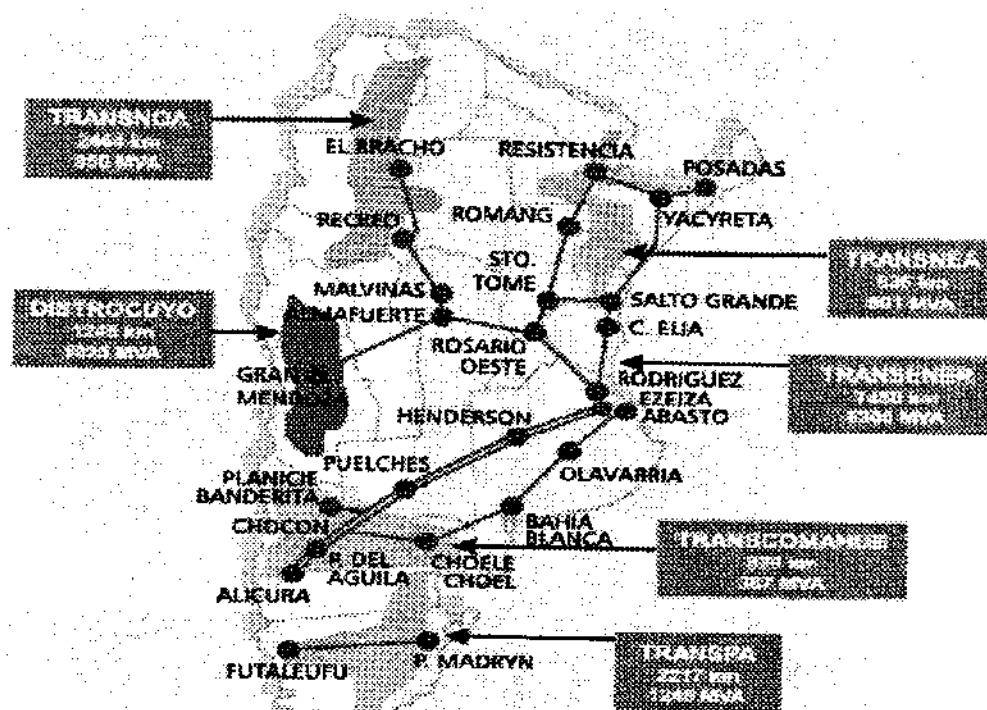
**Figura 2.1 Capacidade instalada e Demanda máxima por área**



P : Potência instalada total da área.  
D : Demanda máxima da área.

O sistema de transmissão é operado atualmente por sete empresas, diferenciando-se entre empresa de transmissão em alta tensão (TRANSENER) e empresas de transmissão regionais. A TRANSENER opera a rede nacional de 500kV enquanto que as regionais operam sistemas entre 66kV e 220kV.

Figura 2.2 Sistema simplificado da transmissão e empresas prestadoras do serviço



#### 2.1.4 O mercado elétrico atacadista

Pode ser definido como um conjunto de regras entre os Agentes e com uma Administração comum. O nó Mercado fica estabelecido fisicamente na estação EZEIZA 500 kV (BS.AS.), considerado o centro de carga do sistema.

O "Mercado Eléctrico Mayorista" está composto por:

- Mercado Sazonal: estabilização trimestral dos preços previstos para o mercado *Spot*, destinado para compra dos Distribuidores.
- Mercado Spot, com preços sancionados em forma horária em função do custo econômico de produção, representado pelo custo marginal de curto prazo medido no centro de carga do sistema;
- Mercado a Termo (Futuro), com contratos por quantidades, preços e condições acertadas livremente entre vendedores e compradores (Geradores com Distribuidores e Grandes Usuários).

A coordenação da operação técnica e administração do MEM é realizada através do "Organismo Encarregado do Despacho" (OED). Os pontos de

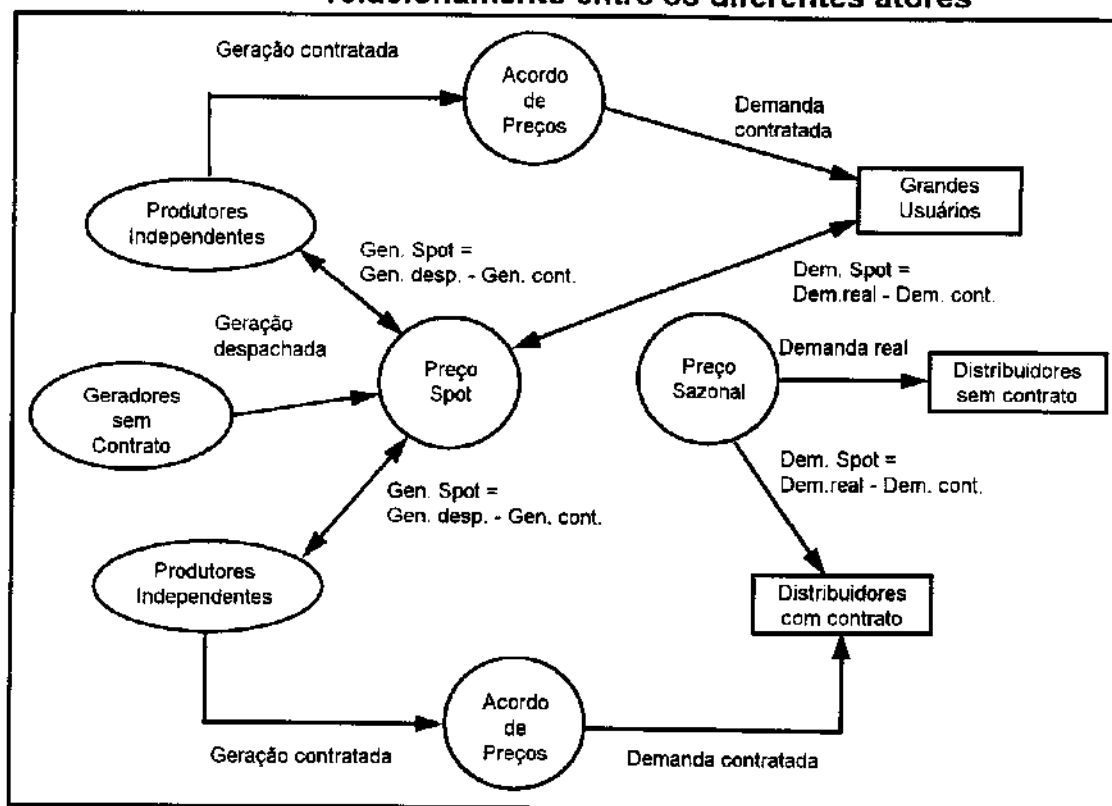
intercâmbio físico do MEM definem-se nas conexões entre as instalações de geração com a rede de transmissão ou de distribuição; entre a rede de transmissão com as redes de distribuição ou entre as diferentes redes de distribuição; nas interligações internacionais; ou na fronteira dos Grandes Usuários entre eles ou com instalações de distribuição, transmissão ou geração.

Cada agente do MEM tem:

- um ou mais pontos de intercâmbio sobre o Sistema Elétrico;
- um ou mais pontos de entrada ou saída do mercado onde está definido seu preço de compra e venda.

A figura 2.3 mostra o funcionamento do mercado e o relacionamento entre os diferentes atores.

**Figura 2.3 Esquema de funcionamento do mercado elétrico e relacionamento entre os diferentes atores**



## 2.1.5 Esquema de funcionamento do mercado e as relações entre os diferentes atores

### a) O mercado sazonal

#### Preços Sazonais

O despacho ótimo é realizado no centro de carga do mercado, transferindo a oferta de geração ao Mercado, adicionando ao custo variável de produção sazonal o custo variável da transmissão da energia, desde seu ponto de conexão até o Mercado. Essa conversão é feita através do fator de nó.

O preço de mercado (PM) é definido como sendo o preço da energia para o Mercado que resulta no despacho ótimo.

O preço de Mercado em cada nó da rede de transmissão corresponde ao preço do nó multiplicado por um fator de nó.

O OED determina trimestralmente os preços sazonais do mercado:

- Preço da energia por faixa horária.
- Preço de potência para demanda, reserva e serviços associados.
- Custos da transmissão.
- Custos da potência reativa e das multas (se houver)

#### Cálculo dos fatores de nó e de adaptação

A energia elétrica é valorizada em cada ponto da rede através do preço da potência e da energia em cada nó.

O valor da energia transferido a um nó: é o preço da energia no Mercado, afetado pelo fator de nó.

O Valor da potência transferido a um nó: é o preço da potência no Mercado, afetado pelo fator de Adaptação.

#### Fator de nó da energia

É definido como a relação entre os custos marginais de ambos os nós quando, no nó "i", o custo marginal incorpora as perdas da transmissão ao nó Mercado.

O fator de nó FN<sub>i</sub> do nó i, é calculado por:

$FN_i = 1 + (Perd / P_{di})$	Eq. 2.1
------------------------------	---------

Perd / P<sub>di</sub> : derivada das perdas na transmissão devido a P<sub>i</sub>.

O preço da energia em um nó "i", P<sub>ni</sub> será:

$$P_{Ni} = PM * FN_i$$

PM: preço da energia no Mercado (ou preço local).

### **Fator de adaptação da potência**

Este fator representa a relação entre o preço da potência no nó "i" e o preço no Mercado, quando o nó está vinculado ao Mercado sem restrições.

Este fator se determina anualmente a partir dos sobrecustos determinados para quatro períodos sazonais .

Na metodologia de cálculo consideram-se falhas de curta duração (não chega a entrar a reserva fria) e falhas de longa duração, as que permitem pôr em serviço a reserva fria.

### **As transações de potência reativa**

Todos os agentes reconhecidos do MEM são responsáveis pelo controle do fluxo de energia reativa em suas fronteiras.

A cada período sazonal, usando como base os equipamentos de reativos declarados pelos Geradores e Transmissores e o requerido pela demanda (Distribuidores e Grandes Usuários), o OED simula fluxos de carga para verificar o cumprimento da qualidade do serviço (níveis de tensão e sobrecarga).

Com isso, o OED determina os encargos fixos que os Geradores, Transmissores, Distribuidores e Grandes Usuários devem pagar pelo não cumprimento do seus respectivos compromissos com relação à potência reativa.

### **Dados sazonais**

Periodicamente, todos os agentes do MEM entregam ao OED informações sobre: Energia, Potência, e Manutenção Programada.

### **Modelos de otimização e programação da operação**

Os modelos cumprem com as seguintes condições :

- Modelamento da demanda.
- Rede de transmissão representada com suficiente detalhe.
- Representação das bacias hidroelétricas.
- Otimização das barragens (Com capacidade sazonal).
- Comportamento aleatório da contribuição hidráulica.
- Reserva regulante.
- Centrais forçadas por restrições.

Os modelos usados atualmente para os cálculos de previsão associados ao mercado sazonal são:

- **Modelo de otimização (OSCAR):** Com um horizonte que tem sido definido em 3 anos, otimiza-se o uso das grandes barragens calculando, para cada semana, o valor da água armazenada, considerando o comportamento aleatório dado à hidraulicidade.
- **Modelo de simulação (MARGO):** Dispondo dos valores da água, é determinada a contribuição hidrotérmica semanal, respeitando as restrições indicadas. Tendo como objetivo a minimização do custo total, a soma do custo de operação e o risco de falha de cada semana. Isso permite considerar diferentes cenários em função da contribuição hidráulica, previsão da demanda, disponibilidade do parque e disponibilidade de combustíveis.

### **Fundo de estabilização**

Mensalmente, determina-se a diferença entre o arrecadado nas compras de energia e o pago nas vendas da mesma e por variáveis da transmissão no MEM, que se acumula em um fundo de estabilização .

A evolução desse fundo refletirá a diferença acumulada entre o preço sazonal e o preço spot médio da energia. O resultado é aplicado no próximo período sazonal.

### **b) O mercado spot - Mercado de preços horários**

#### **Programação Semanal**

Com o modelo de simulação (capacidade sazonal e mensal) e baseando-se nas ofertas (capacidade semanal), o OED determina a energia a ser gerada na semana.

A seguir, realiza a otimização de sua contribuição em pacotes diários, divididos em períodos de uma ou mais horas, utilizando um modelo de despacho hidrotérmico semanal. O despacho considera as perdas marginais da transmissão através dos fatores de nó.

Assim o OED tem, para cada dia e faixa horária, a previsão de:

- Preço no Mercado (PM);
- Áreas desvinculadas e preço local;
- Energia por central hidráulica/térmica (consumo de combustíveis);
- Energia não suprida (se houver).

### **Despacho diário e preços no mercado**

A programação diária é determinada, pelo OED, através de um modelo de despacho hidrotérmico do MEM que otimiza a colocação horária de pacotes de energia diários. O despacho é realizado diariamente pelo OED.

O preço da energia no Mercado reflete o custo do próximo megawatt de demanda a ser suprida.

Como resultado, para cada hora é estabelecido:

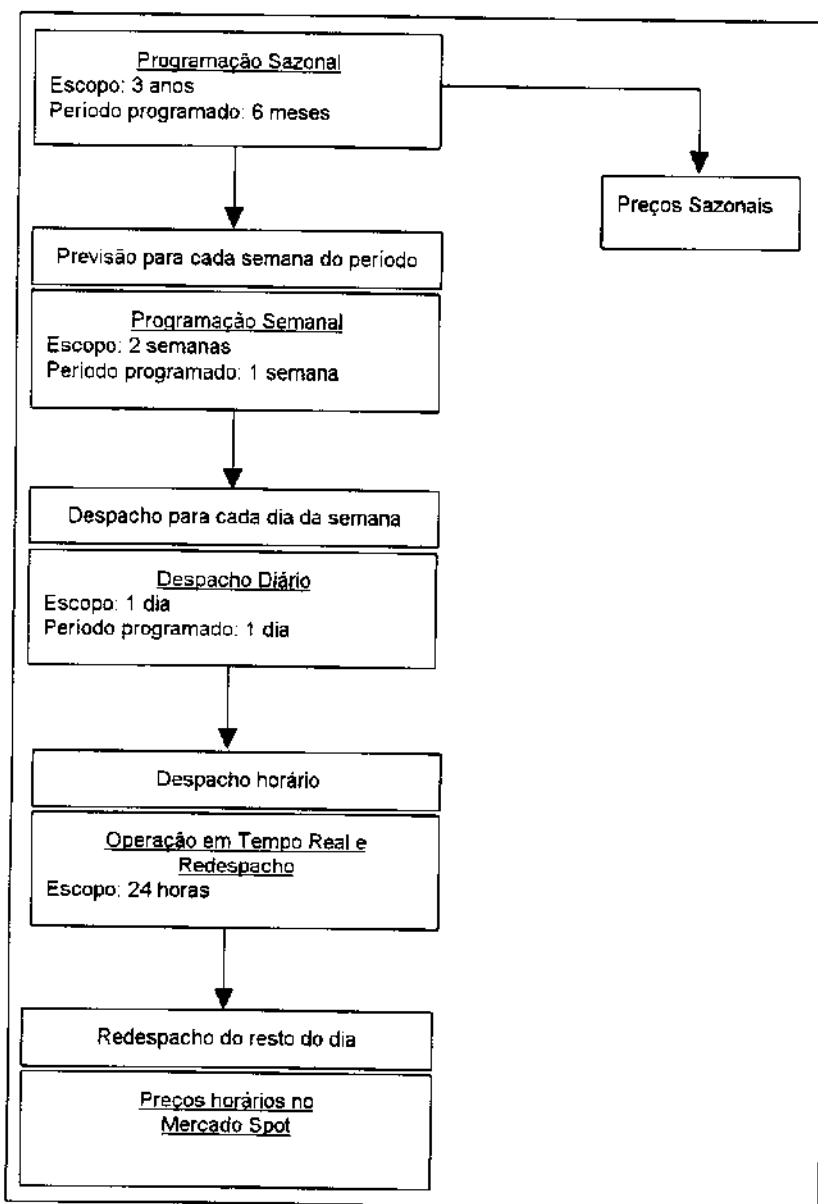
- Preço no Mercado previsto;
- Central térmica ou hidráulica que fica marginal;
- Centrais definidas como forçadas;
- Áreas desvinculadas.

### **Definição de preços locais**

A parte da rede afetada por uma restrição de transmissão entre essa área e Mercado é denominada de área desvinculada. Esta área possui preço próprio denominado preço local (PL). O PL de uma área exportadora será inferior ao preço no Mercado e, da mesma forma, o preço de uma área importadora será maior do que o preço no Mercado. A figura 2.4 apresenta um esquema da formação dos preços no mercado.



**Figura 2.4 Esquema de formação dos preços no mercado**



Fonte: CAMMESA, 1996.

### c) O mercado a termo (futuro)

#### Participantes nos contratos a termo

Neste tipo de contrato, os acordos tanto de energia como de potência são livres. O OED é responsável apenas em administrá-los dentro do MEM, ou seja acompanhar os afastamentos, a falta ou a sobra.

### **Tipos de contratos no mercado a termo**

No mercado a termo é possível realizar dois tipos de contrato:

a) **Contratos de abastecimento de energia:**

Garante-se o fornecimento de uma demanda de energia com uma modalidade prefixada ao longo do período, definida como uma curva de demanda horária. O Gerador pode ter o respaldo do MEM ou de outras centrais que eventualmente contrate como reserva, com a finalidade de cumprir com seu compromisso.

b) **Contratos de reserva fria de potência:**

Fica comprometida a disponibilidade de potência de um gerador como reserva para ser convocada pelo contratante. O compromisso é estabelecido apenas na potência e deve ser coberto pelo gerador contratado.

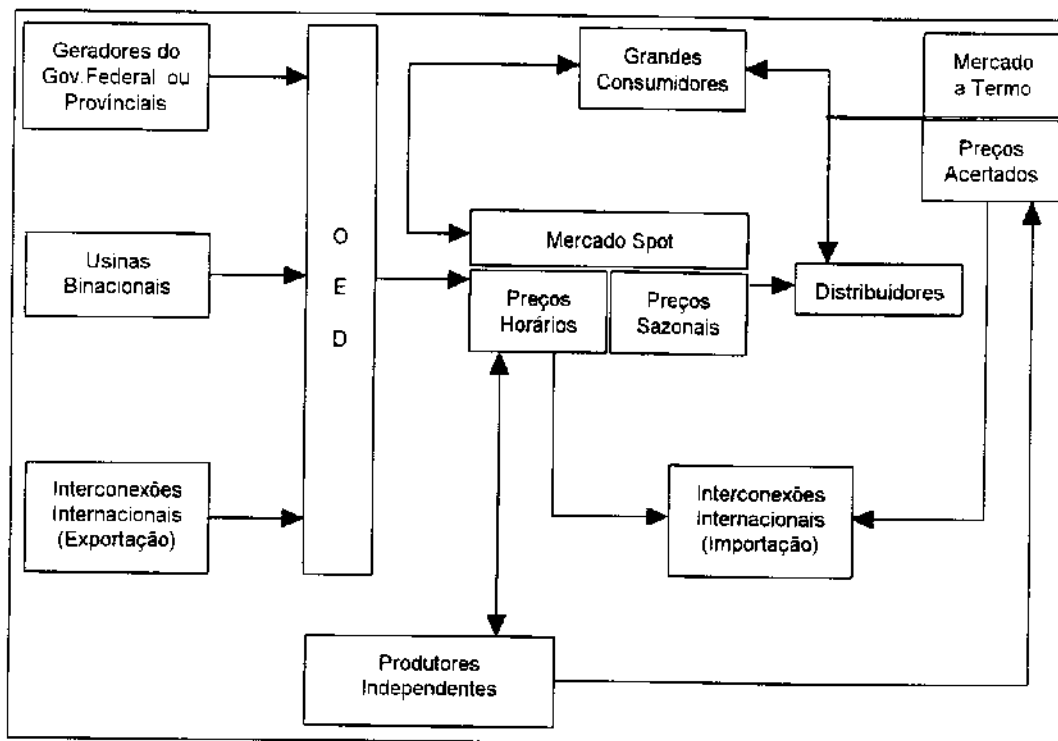
### **Alguns requisitos próprios ao contrato**

O contrato deve reunir determinadas características tais como:

- a) Duração do contrato de por dois ou mais períodos semestrais;
- b) Máxima demanda ou geração a ser contratada;
- c) Preço pela energia e potência definidos no Mercado (centro de carga);
- d) Compromisso de uma curva de carga horária.

A figura 2.5 apresenta o mercado a termo e o relacionamento neste mercado de geradores com distribuidores e grandes usuários.

**Figura 2.5 O mercado a termo**

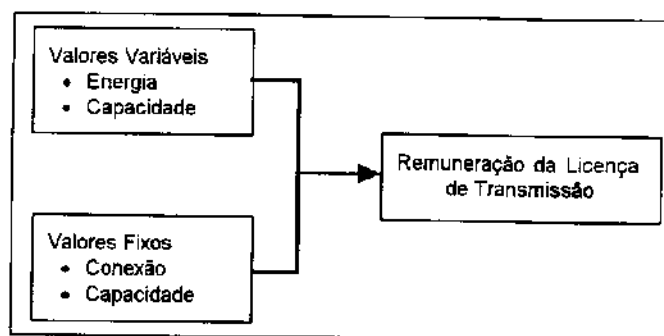


Fonte: CAMMESA, 1996.

### 2.1.6 Remuneração do serviço de transmissão

O serviço de transmissão é pago através de dois encargos um fixo e um variável.

**Figura 2.6 Remuneração do serviço de transmissão**



Fonte: CAMMESA, 1996.

Na programação sazonal o OED calcula os encargos fixos através do serviço de transmissão que os agentes do MEM pagam.

**Encargos fixos:**

Encargos por conexão:

Para campos de conexão, na fronteira entre os agentes, são estabelecidos diferentes preços segundo a tensão [US\$/hora].

Encargos pela capacidade:

Estes encargos são destinados a cobrir os custos de operação e manutenção dos diferentes equipamentos. Paga-se sempre pelo total da capacidade nominal, independentemente da carga registrada.

Para linhas de transporte [US\$/ km\*hora].

Para transformadores [US\$/ MVA\*hora].

**Encargos variáveis**

Em função da energia elétrica transportada.

Cada agente do mercado paga seus encargos fixados pela transmissão indicada na programação sazonal, independente dos contratos que ele subscreva.

Os encargos fixados pela conexão e capacidade são pagos pelos Geradores, Distribuidores e Grandes Usuários em função de:

- Localização na rede (critério da área de influência),
- Uso do sistema de transmissão (Potência de entrada ou saída).

Para cada restrição associada à transmissão que gerou sobrecusto por centrais forçadas, o OED determina um conjunto de ações que impõem a restrição .

O encargo variável pela transmissão correspondente a um contrato é calculado mensalmente pelo OED utilizando como base a energia e potência efetivamente suprida e a energia e potência efetivamente consumida.

O ponto onde é feita a transação é especificado nos contratos, sendo possível estabelecer, no centro de carga do Mercado do Gerador ou do Consumidor. Isto modifica na responsabilidade de cada parte no encargo variável pela transmissão.

## Metodologia da área de influência

### Participação de cada usuário em um nó

A duração dos horários de ponta, vale e horas restantes são estabelecidos como estados para a serem considerados na determinação das áreas de influência.

Com os dados de demanda e geração, aplica-se, em cada nó, acréscimos unitários de potência gerada ou demandada (**Dppk**).

A área de influência do nó onde foi aplicado o acréscimo será o conjunto das linhas "i" com variação positiva da carga.

Fator de participação de um nó no uso de uma linha (**%PMN<sub>pik</sub>**).

$\%PMN_{pik} = (PRMAX_{pik} / PRMXTOT_{pi})$	Eq. 2.2
--	---------

**PRMAX<sub>pik</sub>** = potência que o nó "k" exporta ou importa pela linha "i" em sua área de influência, determinada pelo produto da relação **DPR<sub>pik</sub>/DP<sub>pk</sub>** pela potência total no nó "k".

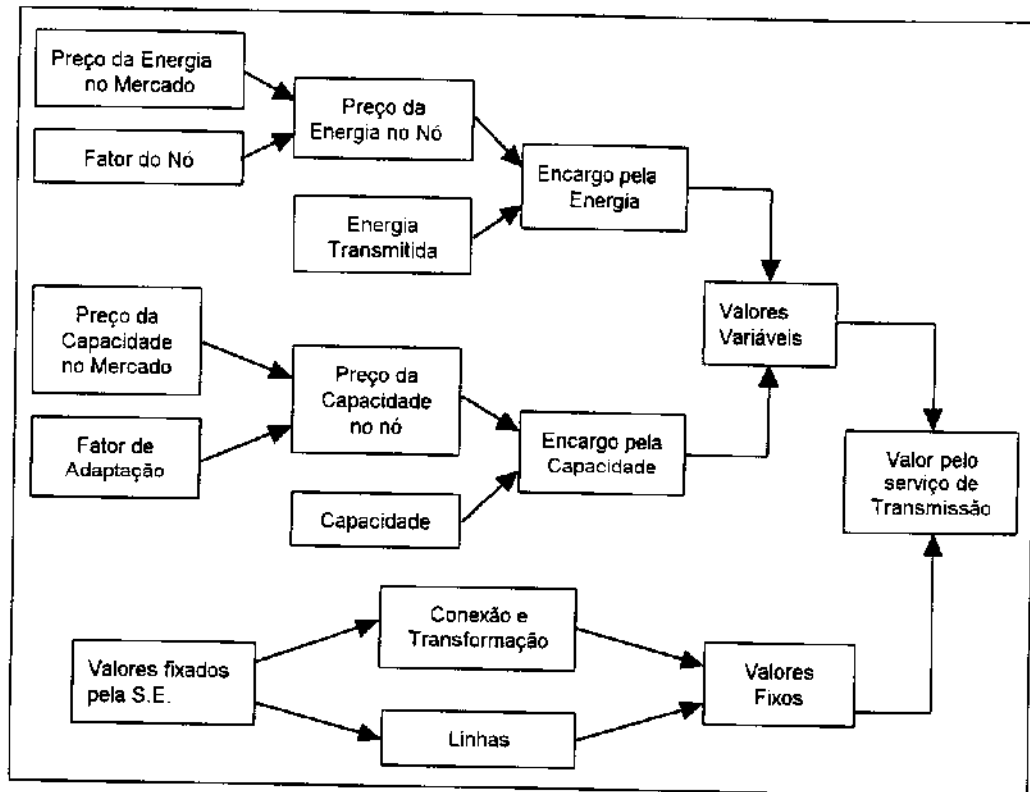
**PRMXTOT<sub>pi</sub>** = soma das potências para todos os nós "k" relacionados com a linha "i".

Fator de participação do usuário no uso da linha "i" (**%PMU<sub>pij</sub>**).

$\%PMU_{pij} = \%PMN_{pik} * FACTN_{pij}$	Eq. 2.3
---	---------

**FACTN<sub>pij</sub>** = proporção que representa dentro da potência total no nó, a potência de cada usuário "j".

**Figura 2.7 Formação do pedágio pela transmissão**



Fonte: CAMMESA, 1996.

### 2.1.7 A expansão do sistema de transmissão

O usuário do sistema de transmissão deve apresentar, à concessionária correspondente, uma solicitação com as seguintes informações:

- Descrição e características técnicas das instalações.
- Requerimentos de serviço de transmissão de energia e potência por período semestral para os 4 anos seguintes.
- Estudos para verificar a viabilidade técnica do sistema de transmissão.

O ENRE deve resolver se há ou não capacidade de transmissão necessária para satisfazer a solicitação e notificar a decisão ao usuário e ao Transmissor. Se o ENRE considera que existe capacidade de transmissão deve:

- tornar pública a solicitação,
- determinar uma audiência pública.

Se houver observações ou objeções ao projeto do solicitante, o ENRE as analisará e tomará a decisão final.

Para a expansão do sistema elétrico, podem ocorrer alguns dos seguintes caminhos:

**a) Por contrato entre as partes**

O usuário que solicita a ampliação celebra com um Transmissor um contrato de construção, operação e manutenção (contrato COM).

A solicitação ao Transmissor deve, além das informações mencionadas anteriormente, conter a descrição e características do anteprojeto técnico do contrato COM. As ampliações da capacidade de transmissão realizadas por contrato entre partes são remuneradas conforme o regime das instalações existentes, não sendo permitido transferir custos de amortização aos usuários.

**b) Por concorrência pública**

Neste caso, o usuário solicitante deve dispôr de um contrato COM de um Transmissor, ou interessado em converter-se em Transmissor Independente, contanto com uma taxa anual constante fixada para um período de amortização de 15 anos. O Usuário deve ter também uma participação nos benefícios da ampliação de pelo menos 30%. A oferta de contrato COM pode apresentar um período de amortização diferente, porém, é necessária a autorização do ENRE.

A CAMMESA realiza um estudo técnico de identificação dos beneficiários da ampliação e da proporção de cada um deles na divisão dos custos de amortização.

O ENRE avaliará as solicitações considerando que o valor presente do total dos custos de investimentos, operação e manutenção do sistema elétrico com as modificações da expansão sejam inferiores ao caso de que não sejam feitas as modificações. Se na audiência pública houver oposição de um ou mais beneficiários que tenham pelo menos 30% de participação nos benefícios da expansão, a solicitação é negada pelo ENRE. Em caso de não haver qualquer oposição, o ENRE aprova a solicitação de expansão.

O usuário deve realizar uma licitação pública para a construção, operação e manutenção da expansão proposta. O contrato COM deve considerar os seguintes critérios de remuneração da ampliação, realizada pelo procedimento de concorrência pública:

- Durante o período de amortização, a partir da data de entrada em serviço da ampliação, a remuneração será mensal e igual a um dozeavos da taxa anual.
- Durante o período de exploração, a partir do final do período de amortização, a remuneração mensal será conforme o regime remuneratório das instalações existentes do Transmissor.

#### **c) Por ampliação menor**

Considera-se ampliação menor aquela cujo investimento não supere o valor estabelecido no regime remuneratório da transmissão.

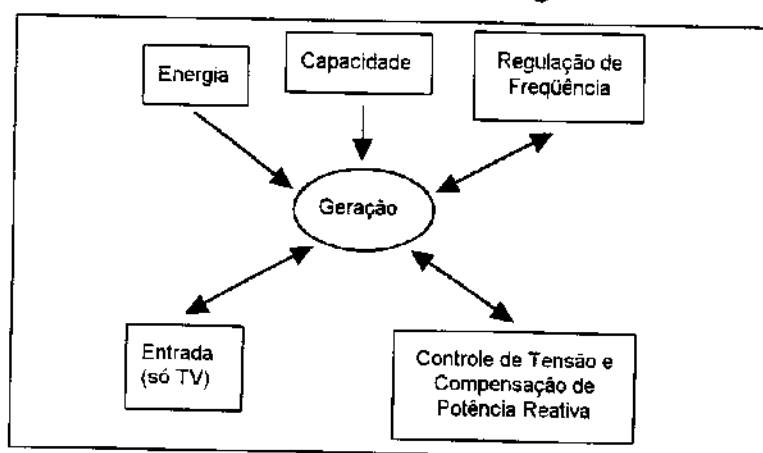
A ampliação menor será feita pelo Transmissor que poderá dividir o custo de amortização com os usuários da ampliação segundo o regime de contratos entre pares.



### 2.1.8 Remuneração dos geradores

Os Geradores recebem sua remuneração em função da energia e potência vendida ao MEM, calculada segundo o valor líquido entregue, ou seja, descontando o consumo próprio da central. Além disso, devem pagar ou cobrar, por outros serviços do sistema, regulação de frequência, controle de tensão e potência reativa. A figura 2.8 mostra as remunerações recebidas pelos geradores.

**Figura 2.8 Remuneração dos geradores**



Fonte: CAMMESA, 1996.

#### a) Remuneração da energia

A a cada hora "h", o preço da energia (PEN) em um nó "m", depende dele estar ou não em uma área desvinculada do mercado.

$$PEN_{hm} = PM_h \times F_{nhm} \text{ área vinculada} \quad \text{Eq. 2.4}$$

$$PEN_{hm} = PL_h \times FN_{hm} \text{ área desvinculada} \quad \text{Eq. 2.5}$$

A remuneração mensal do gerador é determinada integrando estes valores.

## **b) Remuneração da potência**

### **Potência posta a disposição (PPAD)**

A PPAD é destinada ao suprimento da demanda, considerando as perdas na transmissão e na rede de distribuição.

PPAD é a potência máxima que se pode entregar ao mercado em uma certa hora.

### **Para os dias úteis fora do período de vale**

A potência gerada é remunerada pelo preço da potência no Mercado (\$PPAD), transferido ao nó através do fator de adaptação (FA).

Cada máquina térmica não utilizada é remunerada a PPAD sempre que for necessário o seu uso.

### **Potência em reserva**

As máquinas em reserva fria cobram segundo sua oferta de potência líquida no período correspondente.

É importante manter dentro do parque de geração um nível de reserva fria em máquinas prontas a entrar em serviço afim de abastecer defasagens prolongadas, tanto na oferta quanto na demanda.

### **Remuneração da capacidade regulante**

Esta remuneração é consequência do aumento do preço devido a manutenção de uma reserva que regula a potência ativa. Isto é, a manutenção de níveis de reserva adicionais rotativos, tanto de potência como de operação, regulam a frequência, garantem a operação do sistema elétrico como um todo e fornece uma rápida capacidade de resposta para o caso de surgirem imprevistos.

## **c) As centrais geradoras forçadas por restrições**

Durante a operação real, máquinas que não são necessárias num regime de despacho ótimo são forçadas a produzir, gerando um sobrecusto correspondente à energia gerada a um custo operativo. Isto ocorre em função de restrições associadas ao controle de tensão e suprimento de potência reativa ou à transmissão pelo sistema de Transmissão por Distribuição Troncal ou pelo sistema de Distribuição.

### 2.1.9 Autogeradores e Cogeneradores

O Autogerador é um consumidor de eletricidade em sua atividade principal, gerando energia elétrica como produto secundário.

Considera-se Cogenerador aquele que gera energia elétrica, e além disso vapor ou outra energia para fins industriais ou comerciais.

Para que possam ser reconhecidos no MEM devem informar:

- Quantidade e tipo de máquinas, sua potência e consumo específico, tipo de combustíveis, e sua disponibilidade média anual.
- No caso de Cogeneradores o consumo específico para produção de energia elétrica. Ele está definido pela diferença entre o consumo total da máquina e o equivalente da energia que se recupera em calor útil em cada kWh gerado;
- Para Autogeradores, a previsão da demanda anual.

É necessário também o cumprimento dos seguintes requisitos particulares:

- Estar vinculado com um ponto do SADI.
- Não pode ter uma potência instalada inferior a 1 MW e deve ter disponibilidade média anual superior a 50%.
- Medição adequada SMEC

A cada hora, o Autogerador pode estar numa das seguintes situações:

- vende ao MEM (entrega a rede);
- compra do MEM (consumindo da rede);
- sem transações com o MEM (troca zero na sua conexão á rede).

Da mesma forma, um Cogenerador pode estar:

- vendendo ao MEM se for disponível e despachado.
- sem transações com o MEM se for indisponível ou não despachado .

Esta oferta de energia é incluída no despacho caso seja tecnicamente viável e economicamente conveniente, ou seja, não pode haver restrições operativas ou de transmissão e o preço oferecido, transferido ao Mercado, não deve superar o preço de Mercado para a energia.

## 2.2 A concessionária EdERSA

### 2.2.1 A lei de concessão

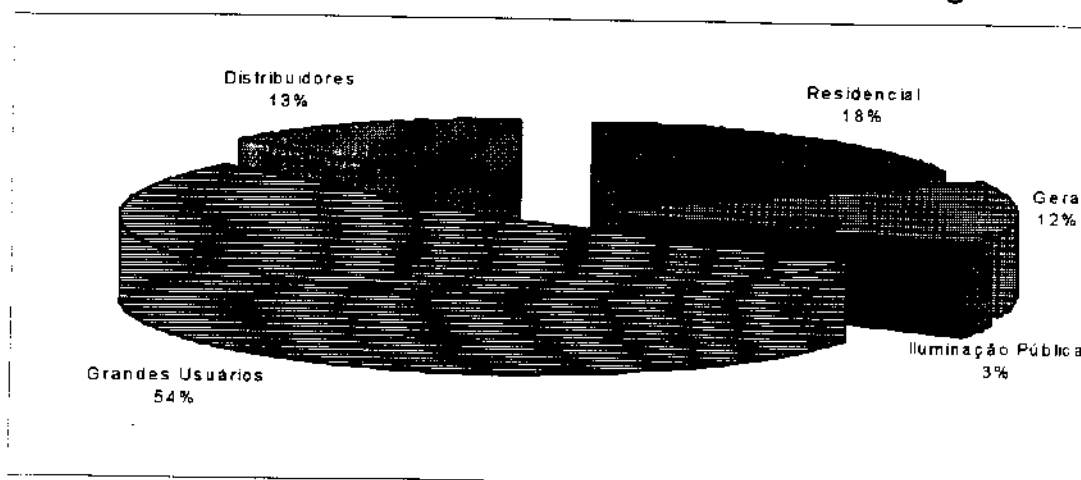
A autoridade concedente é a província de Rio Negro pelo estabelecido na lei (RN) 2902. A autoridade concedente fornece à distribuidora a concessão para o abastecimento de energia elétrica dentro da área. A lei cria também o "Ente Provincial Regulador de la Electricidad" (EPRE), ele é o órgão regulador análogo ao ENRE, mas de jurisdição na província de Rio Negro.

A área de concessão abrange toda a província do Rio Negro, excetuando-se as cidades de Rio Colorado e Bariloche.

### 2.2.2 Principais indicadores - A sua situação no M.E.M

A concessionária EdERSA atende 123000 usuários na província de Rio Negro e comercializa 900 GWh/ano representando 1,5% da energia elétrica consumida na Argentina. A figura 2.9 apresenta a participação setorial no consumo da energia.

**Figura 2.9 Consumo setorial na província de Rio Negro**



A demanda da EdERSA se abastece 89% do S.A.D.I., 8% do S.P. e 3% corresponde à sistemas isolados. Nos sistemas isolados a concessionária tem geração própria com motores a gás natural e diesel.

A EdERSA compra 74% da energia através de contratos no mercado a termo, entretanto que apenas 23% compra no mercado sazonal e o restante (3%) é geração própria.

### **2.2.3 As obrigações da concessionária**

- A concessionária deve atender ao serviço público, dentro da área concedida, com as condições de qualidade exigidas.
- A concessionária de distribuição deve garantir o abastecimento de energia e potência requeridos pelos usuários da área de concessão. Ela deve também atender as solicitações de aumento da capacidade dos serviços existentes e de novos serviços. No último caso, limita-se aos solicitantes abastecidos pela rede de média tensão e baixa tensão, distâtes de no máximo 200 metros da instalação da concessionária mais próxima. O serviço deve ser oferecido com tarifas estabelecidas pelo regime tarifário.
- Fornecer energia elétrica em tensões igual ou inferior a 132 kV ou em outra, posteriormente estabelecida em comum acordo com o EPRE. Os gastos com a nova conexão, modificação ou substituição de equipamento elétrico, realizados em consequência de mudança na tensão devem ser integralmente pagos por quem solicitou a modificação, concessionária ou usuário.
- Adotar as medidas necessárias para garantir o abastecimento e a disponibilidade da energia elétrica, satisfazendo a demanda no tempo apropriado e em conformidade com o nível de qualidade estabelecido para o serviço. O governo da província não é responsável por falta no fornecimento de energia elétrica para o abastecimento da demanda atual ou futura, inclusive nos sistemas isolados.

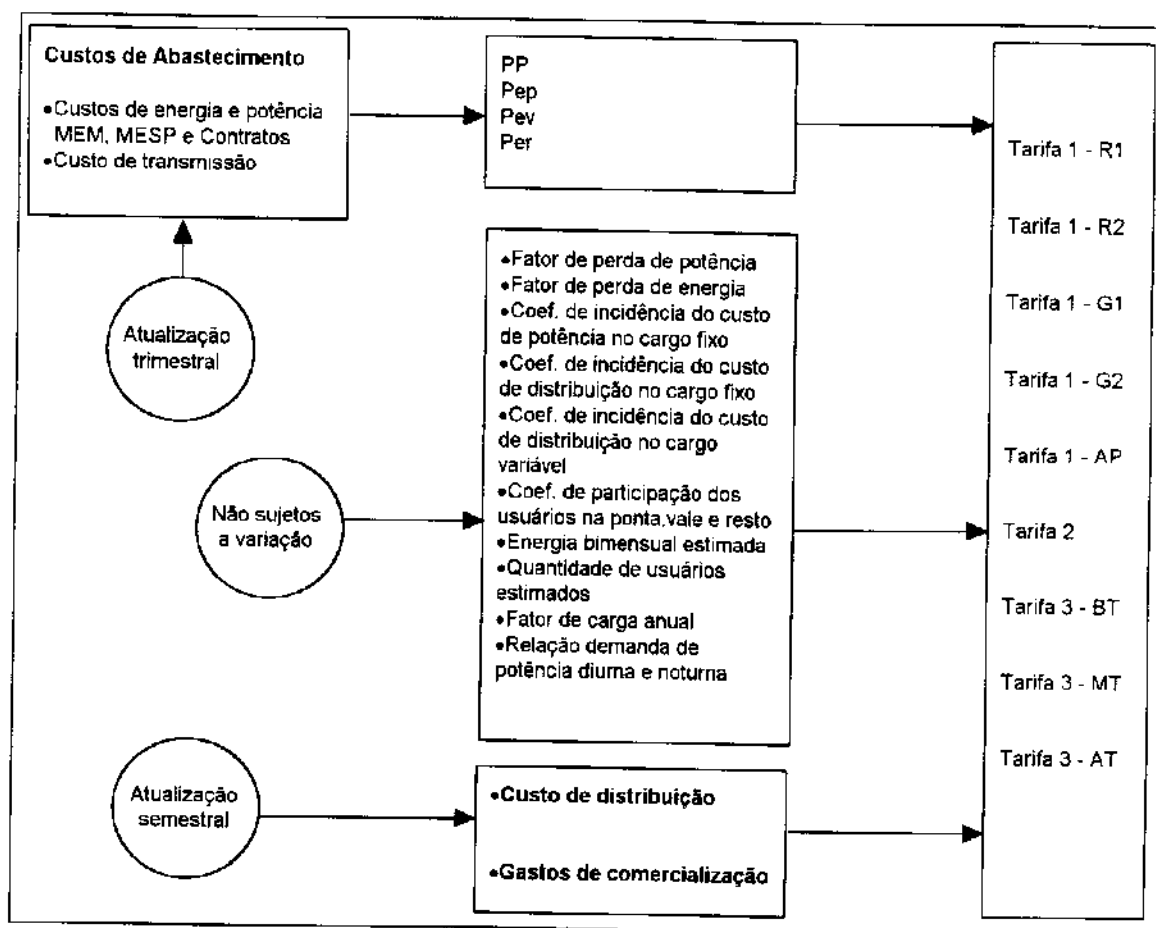
- Garantir a operação e manutenção do suprimento elétrico da infra-estrutura construída e financiada pelo governo, com a finalidade de atender às demandas não atendidas.
- Permitir o acesso a terceiros na capacidade de transmissão de seus sistemas, desde que o abastecimento de sua demanda não seja comprometido. A capacidade de transmissão inclui a transformação e o acesso a qualquer instalação que o EPRE determine.
- Incentivar que seus usuários e ela própria utilizem a energia de forma eficiente.
- Adequar suas ações ao objetivo de preservar ou melhorar os ecossistemas envolvidos no desenvolvimento de sua atividade e obedecer às normas de proteção ao meio ambiente.
- Limitar suas atividades aos procedimentos de programação da operação, despacho de cargas e cálculo dos preços que a Secretaria de Energia determine com a finalidade de regulamentar as transações no MEM.

#### **2.2.4 Regime tarifário**

O quadros tarifários que são aprovados pelo EPRE constituem valores máximos. Estes não são aplicáveis no caso dos contratos especiais de suprimento de energia e potência, firmados entre os usuários e a concessionária.

O regime tarifário é revisado a cada 5 anos, a partir do início da concessão. Com esse fim, a concessionária apresenta ao EPRE, um ano antes do que finalize o período, a proposta do novo regime e quadro tarifário. A figura 2.10 mostra o procedimento para a determinação dos valores do quadro tarifário.

**Figura 2.10** Formação das tarifas na área da concessionária EdERSA



Fonte: elaboração própria, baseada no contrato de concessão, 1996.

O quadro tarifário considera os custos de abastecimento, distribuição e comercialização. As tarifas são ajustadas segundo um procedimento preestabelecido.

Elas são calculadas usando como base:

- **O Custo de Abastecimento de potência e energia.** Os custos são integrados segundo diferentes fontes de abastecimento e outros custos reconhecidos. inclui-se os custos de transporte e os pagamentos que a concessionária de distribuição deve realizar devido à sua participação no MEM. Sobrecustos por geração forçada, multas pela qualidade do serviço, excesso de potência, baixo fator de potência e outros, não constituem custos reconhecidos. O custo de abastecimento é ajustado trimestralmente,



coincidindo com as programações e reprogramações para o MEM e MEMSP realizada pela CAMMESA.

- **Os custos próprios de distribuição e os custos de comercialização.** São custos reconhecidos, associados ao processo de distribuição (desenvolvimento das redes e operação e manutenção). São atualizados semestralmente pela variação dos índices de preços atacadista de produtos industriais e índices de preços ao consumidor final de Estados Unidos da América (EUA).

Os usuários são separados nas seguintes classes:

- Pela sua Demanda (D)

Usuário	Pequena Demanda	$D < 10 \text{ kW}$
	Mediana Demanda	$10 \leq D < 50 \text{ kW}$
	Grande Demanda	$D > 50 \text{ kW}$

- Pelo nível de tensão (V) do serviço

Usuário	Baixa tensão	$V \leq 1 \text{ kV}$
	Média tensão	$1 < V < 66 \text{ kV}$
	Alta tensão	$V \geq 66 \text{ kV}$

## **Caracterização das diferentes tarifas**

### **TARIFA 1**

Aplicada aos usuários de pequenas demandas para qualquer uso de energia elétrica.

#### **Tarifa 1-R (Pequenas demandas uso residencial)**

Casas ou apartamentos residenciais e casas residenciais com escritórios que não atendam ao público e cujos equipamentos não superem 3 kW.

#### **Tarifa 1-G (Pequenas demandas; uso geral)**

Resto dos usuários que não sejam enquadrados nas categorias 1-R ou 1-AP.

Pagamento nas 1-R e 1-G :

Encargo fixo: com ou sem consumo de energia.

Encargo variável: função da energia consumida.

#### **Tarifa 1-AP (Pequenas demandas; iluminação pública)**

Iluminação de vias públicas (ruas, avenidas, rodovias), sinais de trânsito, espaços públicos (praças, monumentos).

Pagamento :

Um encargo variável, função da energia elétrica consumida.

### **TARIFA 2**

É aplicada aos usuários de médias demandas, para qualquer uso da energia elétrica.

O usuário junto com a concessionária devem combinar o valor da capacidade de suprimento. O valor acertado é válido pelo período de 1 ano. A capacidade de suprimento é definida segundo a potência média (de 15' consecutivos) que a concessionária coloca a disposição do usuário.

Pagamento :

Encargo pela capacidade de suprimento, com ou sem consumo de energia, independente de tensão de suprimento.

Encargo variável: função da energia consumida, independentemente do horário.

Multas pelo fator de potência

$\cos \varphi < 0,85$  10 % sobre o total da conta.

$\cos \varphi < 0,75$  20 % sobre total da conta.

### TARIFA 3

É aplicada aos usuários de grandes demandas para qualquer uso da energia.

A concessionária e seus usuários podem subscrever contratos de suprimento elétrico com liberdade de negociação entre as partes envolvidas, mas é necessária a inscrição destes contratos no EPRE. Caso não exista o livre contrato, o suprimento é realizado tendo em conta as condições gerais de suprimento. O usuário combina com a concessionária a capacidade de suprimento "na ponta" e "fora da ponta". A capacidade acertada é válida pelo período de 1 ano.

Pagamento :

Encargo fixo por kW na "capacidade de suprimento" máxima, com ou sem consumo de energia, independente da tensão de serviço.

Este encargo é aplicado à maior capacidade de suprimento acertada entre a "de ponta" e "fora de ponta".

Encargo fixo por kW na capacidade de suprimento acertada de ponta, com ou sem consumo, independente da tensão.

Encargo variável: função da energia consumida no nível de tensão correspondente e, segundo as faixas horárias de ponta, vale e horas restantes.

As faixas de ponta, vale e horas restantes são coincidentes com aquelas usadas nas transações do MEM.

Caso haja, multa ou bonificação pelo fator de potência

Nível de tensão	US\$/kVar.h	MULTA	BONIFICAÇÃO
Baixa tensão	0,023	$\text{tg}(\phi) > 0,62$ * kV Ar.h em excesso	$\text{tg}(\phi) < 0,426$ * kV Ar.h em defeito
Média tensão	0,022		
Alta tensão	0,021		

### Cálculo das tarifas

As equações tarifárias para cálculo das tarifas anteriormente comentadas se encontram contidas na tabela 2.1.

**Tabela 2.1 Fórmulas de cálculo das diferentes tarifas**

Tarifa 1-R1	Encargo fixo Encargo variável	US\$/bimen US\$/kWh	$CF = 2^*(PP * FPP * K1 + CD * K2 + GC)$ $CV = FPE * (K3p * Pep + K3v * Pev + K3r * Per) + CD * K4$	Eq. 2.6 Eq. 2.7
Tarifa 1-R2	Encargo fixo Encargo variável	US\$/bimen US\$/kWh	$CF = CF_{R1} + EMP * (CV_{R1} - CV_{R2})$ $CV = (2^*P - U * (CF_{R1} + EMP * CV_{R1})) / (E - EMP * U)$	Eq. 2.8 Eq. 2.9
Tarifa 1-G1	Encargo fixo Encargo variável	US\$/bimen. US\$/kWh	$CF = 2^*(PP * FPP * K1 + CD * K2 + GC)$ $CV = FPE * (K3p * Pep + K3v * Pev + K3r * Per) + CD * K4$	Eq. 2.10 Eq. 2.11
Tarifa 1-G2	Encargo fixo Encargo variável	US\$/bimen. US\$/kWh	$CF = CF_{G1} + EMP * (CV_{G1} - CV_{G2})$ $CV = (2^*P - U * (CF_{G1} + EMP * CV_{G1})) / (E - EMP * U)$	Eq. 2.12 Eq. 2.13
Tarifa 1-AP	Encargo variável	US\$/kWh	$CV = (PP * FPP + CD) / FC * 100 * 8760 / 12$ $+ FPE * (K3p * Pep + K3v * Pev + K3r * Per) + GC$	Eq. 2.14
Tarifa 2	Encargo pela capacidade de suprimento	US\$/kW/mês	$CP = PP * FPP + CD * RDDN * K2 / 100$	Eq. 2.15
	Encargo fixo mensal	US\$/mês	$CF = GC$	Eq. 2.16
	Encargo variável	US\$/kWh	$CV = RDDN * (1 - K2 / 100) / FC / 8760 * 100 * CD * 12$ $+ FPE * (K3p * Pep + K3v * Pev + K3r * Per)$	Eq. 2.17
Tarifa 3-BT Tarifa 3-MT Tarifa 3-AT	Encargo pela capacidade de suprimento na ponta	US\$/kW/mês	$CPP = FPP * PP$	Eq. 2.18
	Encargo pela máxima capacidade de suprimento	US\$/mês	$CPM = CD$	Eq. 2.19
	Encargo fixo mensal	US\$/mês	$CF = GC$	Eq. 2.20
	Encargo variável na ponta	US\$/kWh	$Cep = FPE * Pep$	Eq. 2.21
	Encargo variável no vale	US\$/kWh	$Cev = FPE * Pev$	Eq. 2.22
	Encargo variável no resto	US\$/kWh	$Cer = FPE * Per$	Eq. 2.23

Fonte: elaboração própria, baseada no contrato de concessão, 1996.

Onde :

PP: Custo de abastecimento da potência.

Pep: Custo de abastecimento da energia nas horas de ponta.

Pev: Custo de abastecimento da energia nas horas de vale.

Per: Custo de abastecimento da energia nas horas restantes.

FPP: Fator de perda da potência acumulada no nível de tensão correspondente.

FPE: Fator de perda da energia acumulada no nível de tensão correspondente.

CD: Custo próprio de distribuição no nível de tensão correspondente.

K1: Coeficiente de incidência de custo de potência no encargo fixo da tarifa correspondente.

- K2: Coeficiente de incidência do custo próprio de distribuição no encargo da tarifa correspondente.
- GC: Gastos de comercialização da tarifa geral no nível de tensão correspondente.
- K3p: Participação dos usuários dessa classe nas horas de ponta em função do total dos usuários.
- K3v: Participação dos usuários dessa classe nas horas de vale em função do total dos usuários.
- K3r: Participação dos usuários dessa classe nas horas restantes em função do total dos usuários.
- K4: Coeficiente de incidência do custo próprio de distribuição no encargo variável da tarifa correspondente.
- E: Energia faturada bimensal estimada na tarifa correspondente.
- EMP: Consumo bimensal no qual as duas classes se igualam.
- U: Quantidade de usuários estimada na tarifa correspondente expresso em porcentagem (%).
- RDDN: Relação reconhecida entre a demanda de potência diurna e noturna dos usuários na classe correspondente.
- PP, Pep, Pev e Per são atualizados em função das transações da concessionária no mercado.
- Os custos de distribuição (CD) e gastos de comercialização (GC) são atualizados através de índices de preços dos EUA.
- Estes são atualizados duas vezes ao ano (01/05 e 01/11), afetando os valores iniciais com um coeficiente calculado da seguinte forma:
- $$( PMn * 0,67 / PM + Pcn * 0,33 / Pco )$$
- Onde :
- PMn: índice de preço atacadista de produtos industriais nos EUA, correspondente ao mês (m - 2), sendo "m" o primeiro mês do período "n" (período de seis meses).
- PMo: índice de preços atacadista de produtos industriais nos EUA, correspondente ao mês de setembro de 1996.

PCn: índice de preços ao consumidor final nos EUA (consumer price index CPI), correspondente ao mês  $(m - 2)$ , sendo "m" o primeiro mês do período "n" (período de seis meses).

PCo: índice de preços ao consumidor final nos EUA (consumer price index CPI), correspondente ao mês de setembro de 1996.

As demais variáveis que intervêm no cálculo do quadro tarifário, não estão sujeitas a atualização.

### 2.2.5 Normas de qualidade do serviço público

É responsabilidade da concessionária prestar o serviço público de eletricidade com um nível de qualidade satisfatório. A concessionária deve, portanto, realizar os trabalhos e investimentos com a finalidade de cumprir com as exigências estabelecidas no contrato de concessão.

Os controles implementados são feitos sobre:

1. **Qualidade do produto técnico fornecido:** refere-se ao nível de tensão no ponto de suprimento e às perturbações (variações rápidas e lentas na tensão, e harmônicos).
2. **Qualidade do serviço técnico suprido:** envolve a frequência e a duração das interrupções no suprimento.
3. **Qualidade do serviço comercial:** são controlados o período de resposta aos pedidos de conexão, erros no faturamento e demoras no atendimento das reclamações do usuário.

As seguintes definições são consideradas no cálculo dos indicadores de qualidade.

Área urbana: é abastecida mediante linhas de média tensão do tipo urbano.

Área rural: é abastecida mediante linhas de média tensão do tipo rural.

Linha de MT urbana: é a linha ou tramo de linha, aérea ou subterrânea, cuja densidade de carga, em kVA/km, é maior do que 150.

Linha de MT rural : é a linha, ou tramo de linha, aérea ou subterrânea, cuja densidade de carga, em kVA/km, é menor do que 150.

Nos primeiros 18 meses, a partir do início da concessão, a concessionária deve incorporar os equipamentos de medição necessários e começar com a formação da base de registros para cálculo dos indicadores. Neste período preliminar a concessionária não é multada pela qualidade de serviço.

A partir do mês 19 e até o mês 72, define-se a Etapa 1. Nesta etapa é exigido o cumprimento dos valores tolerados, caso contrário serão aplicadas as multas correspondentes à concessionária de distribuição.

A partir do mês 73, começa a Etapa 2, onde o controle é realizado no ponto de suprimento do usuário.

### **Qualidade do produto técnico**

a) Controle de perturbações: as variações rápidas (flicker) e lentas de tensão, e conteúdo de harmônicos são controladas.

A concessionária deve:

- Fixar limites de emissão (níveis máximos que um equipamento pode gerar no sistema de suprimento) dos equipamentos, tanto próprios como dos usuários, compatíveis com os valores da norma reconhecida.
- Controlar os grandes usuários através de limites de emissão fixados no contrato correspondente.
- Incentivar, junto ao EPRE, a aprovação de normas de fabricação, juntamente com sua inclusão nas decisões de compra próprias e dos usuários.

b) Níveis de tensão

A energia ativa deve ser medida juntamente e sincronizadamente com a tensão, integrada em períodos de 1 a 5 minutos.

Deve-se elaborar um registro contínuo e informatizado das tensões de saída de todos os barramentos que abastecem a concessionária.

Preparar, mensalmente, um registro BT informatizado em 3% dos pontos de transformação MT/BT durante um período superior a sete dias consecutivos.

A concessionária pagará aos usuários afetados pela má qualidade de tensão, valorizando a energia entregue nessas condições.

Para conhecer o fornecimento de energia de má qualidade mede-se, simultaneamente com o registro de tensão, a potência. O total da multa é dividida entre os usuários afetados, segundo a participação de cada um deles, em relação ao conjunto.



- Variações aceitáveis dos valores nominais de tensão

**Tabela 2.2 Níveis aceitáveis na tensão do serviço**

Período	Tensão de rede	
	Urbana (MT ou BT)	Rural
Etapa 1	-10% até +10%	-13% até +13%
Etapa 2	-5% até +5%	-10% até +10%

Fonte: contrato de concessão EdERSA, 1996.

- Valorização do suprimento de energia de má qualidade

**Tabela 2.3 Multas pela energia suprida de má qualidade**

Tensão de rede	Tol		Etapa 1 US\$/kWh	Etapa 2 US\$/kWh
	≥	<		
Urbana	0,05	0,06		0,013
	0,06	0,07		0,026
	0,07	0,08		0,039
	0,08	0,09		0,052
	0,09	0,10		0,070
	0,10	0,11	0,008	0,086
	0,11	0,12	0,015	0,100
	0,12	0,13	0,022	0,300
	0,13	0,14	0,030	0,700
	0,14	0,15	0,043	1,100
Rural	0,15	0,16	0,050	1,400
	0,16	0,18	0,500	1,800
	0,18		1,000	2,000
	0,10	0,11		0,25
	0,11	0,12		0,050
	0,12	0,13		0,075
	0,14	0,15	0,015	0,100
0,15	0,16	0,033	0,300	
	0,16	0,050	0,700	
	0,18	0,500	1,400	
		1,000	2,000	

Fonte: contrato de concessão EdERSA, 1996.

Nota: Define-se Tol = Vabs (Ts - Tn) / Tn

Ts: tensão real no período de suprimento

Tn: tensão nominal

Vabs (Ts - Tn): valor absoluto da diferença.

### Qualidade do serviço técnico

A qualidade do serviço técnico é avaliada com base nos indicadores. O período mínimo de controle é de um semestre.

Os indicadores são calculados considerando:

- Distritos (global)
- Tipo de linhas (urbana ou rural)
- Ponto de suprimento ao usuário

As falhas na rede de distribuição devem ser consideradas no cálculo dos índices.

Os desligamentos menores do que 3 minutos não são computados.

Os indicadores são:

#### a) Índices de interrupção por transformador:

**a.1) FMIT:** Freqüência média de interrupção por transformador instalado. Representa a quantidade de vezes que o transformador médio teve uma saída de serviço.

$$FMIT = (\sum Q_{fsi}) / Q_{inst} \quad \text{Eq. 2.25}$$

$\sum Q_{fsi}$ : Somatória da quantidade de transformadores fora de serviço " $Q_{fsi}$ " em cada uma das interrupções " $i$ ". Para todas as interrupções do serviço no semestre.

$Q_{inst}$ : Quantidade de transformadores instalados.

**a.2) TTIT:** Tempo total de interrupções por transformador instalado. Representa o tempo total em que o transformador médio não teve serviço.

$$TTIT = (\sum Q_{fsi} * T_{fsi}) / Q_{inst} \quad \text{Eq. 2.26}$$

$T_{fsi}$ : Tempo fora de serviço dos transformadores  $Q_{fsi}$  durante cada interrupção " $i$ ".

#### b) Índices de interrupção por kVA nominal instalado

**b.1) FMIK:** Freqüência média de interrupção por kVA instalado, representa a quantidade de vezes que o kVA médio teve uma interrupção de serviço.

$$FMIK = (\sum kVA_{fsi}) / kVA_{inst} \quad \text{Eq. 2.27}$$

$\sum kVA_{fsi}$ : Somatória dos kVA nominais fora de serviço em cada uma das interrupções " $i$ ". Para todas as interrupções do serviço no semestre.

$KVA_{inst}$ : Quantidade de kVA nominais instalados.

**b.2) TTIK:** Tempo total de interrupção por kVA nominal instalado, representa o tempo total em que o kVA médio não teve serviço.

$$TTIK = (\sum kVA_{fsi} * T_{fsi}) / kVA_{inst} \quad \text{Eq. 2.28}$$

$T_{fsi}$ : Tempo fora de serviço os kVA nominais ( $kVA_{fs}$ ), durante cada uma das interrupções "i". A tabela 2.4 mostra os valores máximos dos indicadores explicados anteriormente.

**Tabela 2.4 Índices de qualidade de serviço tolerados**

Período	Subperíodo	Nível de controle	FMI interr/semestre	TTI hs/semestre	FMIK	TTIK
Etapa 1	1	Distrito	≤ 5	≤ 12	≤ 5	≤ 12
	2	Al. urbano	≤ 5	≤ 12	≤ 5	≤ 12
		Al. rural	≤ 6	≤ 15	≤ 6	≤ 15
	3	Al. urbano	≤ 5	≤ 12	≤ 5	≤ 12
Etapa 2		Al. rural	≤ 6	≤ 15	≤ 6	≤ 15
		Usuário MT	≤ 4	≤ 3		
		Usuário BT (pequenas e médias)	≤ 6	≤ 10		
		Usuário BT (grandes)	≤ 6	≤ 6		

Fonte: contrato de concessão EdERSA, 1996.

Cálculo da energia não suprida para determinação das multas à concessionária:

Etapa 1:

PTi: Potência de transformação na base correspondente

$$PTi = ETFA / 8760$$

ETFA: Energia total faturada no ano

Se exceder FMI:

$$ENS [kWh] = (FMI \text{ registrado} - FMI \text{ máx}) * (TTI / FMI \text{ registrado}) * Pti$$

Se exceder TTI:

$$ENS [kWh] = (TTI \text{ registrado} - TTI \text{ máx}) * Pti$$

\*Valorizada a 1 US\$/kWh

Etapa 2:

$$\text{Ens [kWh]} = \Sigma * K_i * (\text{EA} / 525600)$$

$\Sigma$ : somatória do tempo (em minutos) nas "i" horas em que o usuário não esteve atendido acima dos limites estabelecidos.

EA: energia total faturada ao usuário, nos últimos 12 meses.

$K_i$ : fator que representa as curvas de carga de cada classe tarifária.

A energia não suprida (ENS) valoriza-se conforme a seguinte tabela:

**Tabela 2.5 Valorização da energia não suprida**

Tarifa	US\$/kWh
1-R	1,40
1-G e 1-AP	1,40
2 e 3-BT	2,27
3-MT e 3-AT	2,27

Fonte: contrato de concessão EdERSA, 1996.

### Qualidade do serviço comercial

a) Conexões: A conexão do suprimento ao usuário será feita dentro dos seguintes prazos:

**Tabela 2.6 Prazos para conexão do serviço ao usuário**

Período	Sem modificação da rede			Com modificação da rede		
	< 50 kW	≥ 50 kW	Recolocação do medidor	< 50 kW	≥ 50 kW	
Etapa 1	< 15	aa	< 3	< 30	< 45	aa < 90
Etapa 2	< 5	aa	< 1	< 15	< 30	aa

Fonte: contrato de concessão EdERSA, 1996.

Nota: O limite dos tempos é dado em dias úteis.

aa: A acertar com o usuário < 90 "dias úteis".

b) Faturação estimada:

- Não poderão ser emitidas mais de duas faturas sucessivas e estimadas (faturas bimestrais) ou três nos casos restantes.
- Durante um ano não se poderá realizar mais de três faturas estimadas (faturas bimestrais) ou quatro nos casos restantes.

- A quantidade estimada em cada faturação não pode superar 2%, do faturamento emitido em cada categoria.

c) Reclamações por erros na faturação:

Ante ao requerimento do usuário devido a um possível erro de faturação, a concessionária deve resolver o problema dentro dos dez dias úteis, contados a partir do dia em que foi feita a reclamação.

d) Suprimento suspenso por falta de pagamento:

Quando o usuário paga a fatura e as multas correspondentes, a concessionária deverá reestabelecer o serviço dentro das 24 horas após ter-se realizado o pagamento.

O EPRE pode multar a concessionária pelo não cumprimento das obrigações tais como as indicadas na tabela a seguir.

**Tabela 2.7 Multas para a concessionária**

Falta	Multa até *
Descumprimento na prestação do serviço	500 MWh
Ações que constituam um perigo para a segurança pública	500 MWh
Contaminação ambiental	500 MWh
Acesso de terceiros à capacidade de transporte	100 MWh
Acesso à documentos e informação	200 MWh
Concorrência desleal e ações de monopólio	500 MWh

Fonte: contrato de concessão EdERSA, 1996.

### **3 VIABILIDADE DOS PROGRAMAS DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA NO MERCADO ELÉTRICO ARGENTINO**

#### **3.1 Oportunidades dos programas GLD para a concessionária de distribuição**

Há alguns anos os investimentos na expansão do sistema elétrico, foram maioritariamente em geração. Isso aconteceu porque os grandes empreendimentos, foram feitos em centrais nucleares e centrais hidroelétricas. Como consequência dos avanços tecnológicos na fabricação de turbinas a gás de alta eficiência, especialmente em ciclo combinado com turbina de vapor, ocorreu a preferência por este tipo de centrais na atualidade, que necessita baixos investimentos e baixos custos operativos.

Como resultado destas mudanças, cresceu a importância relativa dos investimentos requeridos para expansão da transmissão e distribuição.

Quando o consumo de energia e demanda de potência diminui, também diminui a conta do consumidor, e aparentemente a concessionária teria perdas financeiras em função da redução da receita. Mas, se a concessionária de distribuição não atua como um comprador e revendedor de eletricidade, seus benefícios não dependerão apenas do volume de vendas. Portanto o órgão regulador deve estabelecer fórmulas tarifárias que desacoplem devidamente os lucros das vendas da concessionária de distribuição.

A partir da observação da estrutura tarifária da concessionária de distribuição, podem ser revisadas as oportunidades, para concessionária e consumidores, de empreendimento de medidas de eficiência energética e gerenciamento da carga. A tabela 3.1 apresenta os valores das tarifas na área da concessionária EdERSA.

**Tabela 3.1 Estrutura tarifária na área da concessionária EdERSA**

Valor			Cac	TARIFAS DOS CONSUMIDORES										
				1 **					2 *	3 *				
				R1	R2	G1	G2	AP		BT	MT	AT		
Energia	Ponta	[US\$/kWh]	0.038											
	Vale	[US\$/kWh]	0.018	0.082	0.069	0.087	0.062	0.084	0.035	0.043	0.041	0.039		
	Restante	[US\$/kWh]	0.023							0.020	0.019	0.019		
Potência	Ponta	[US\$/kW]	3.0											
	Máxima	[US\$/kW]							15.4	3.5	3.3	3.1		
Fixo		[US\$]		5.8	9.9	8.6	33.6		12.5	40	200	500		

\* : Faturamento mensal.

\*\* : Faturamento bimensal.

Cac: Custo de abastecimento da concessionária.

Tarifa 1: Para pequenas demandas  $D < 10$  kW.

Tarifa 2: Para demandas médias  $10 \leq D < 50$  kW.

Tarifa 3: Para grandes demandas  $D > 50$  kW.

Fonte: Elaboração própria com base no contrato de concessão da EdERSA, Set. 1996.

Estas tarifas foram calculadas com base nas equações do capítulo 2 e referências do Anexo C 4. Não obstante, estes valores serem específicos da EdERSA o critério e metodologia de cálculo e praticamente o mesmo para todas as concessionárias do serviço de distribuição elétrica na Argentina. Os casos dos pontos seguintes analisam a situação atual da eficiência energética na própria concessionária e nos diferentes consumidores.

### 3.1.1 As perdas técnicas e não técnicas

**As perdas não técnicas:** O furto de eletricidade pelos usuários implica uma compra da concessionária de distribuição sem a correspondente venda. As diferentes maneiras de furto (ligações ilegais, medidores fraudados, etc) reduzem o valor da conta (ou a eliminam), induzindo estes usuários a um consumo excessivo. A redução dos furtos de energia aumentará os resultados da concessionária, além disso é um passo na direção do uso mais eficiente da energia [DUTT, 1996].

**As Perdas técnicas:** a regulação atual, considera da ordem de 10% as perdas técnicas no cálculo das tarifas. No caso da EdERSA as porcentagens consideradas são: para perda de potência 14.3% em baixa tensão, 7,9% em média tensão, 3,0% em alta tensão, e para perda de energia 12,8% em baixa

tensão, 7,2% em média tensão, 2,8% em alta tensão (Cap.2, 2.4 Regime Tarifário).

Assim, a redução das perdas implica mais lucros para a concessionária.

A concessionária de distribuição pode reduzir as perdas técnicas através de:

- Renovação de linhas e cabos na rede. A decisão de renovação das linhas é fortalecida pela maior confiabilidade e melhor operação da rede, isso ajuda evitar multas por má qualidade tais como: afastamento dos níveis de tensão aceitáveis, frequência e duração de desligamentos dos usuários, etc. (Cap.2, 2.5 Qualidade do serviço).
- Uso de transformadores mais eficientes
- Transformadores mais ajustados a carga. Um maior fator de utilização implica menor consumo de potência reativa e menores perdas na rede.
- Otimização da operação da rede, usando automatismos que tornem a rede mais flexível, desligando transformadores alta/média tensão nos momentos de baixa carga sem perda de confiabilidade, etc.

As perdas diminuem, entretanto na tarifa continua a ser faturada a mesma porcentagem. Este mecanismo provê um incentivo econômico para uma operação mais eficiente da rede de distribuição.

### **3.1.2 Usuários cativos de pequenas demandas**

Em geral para as concessionárias de distribuição na Argentina, as tarifas residenciais, incluem um valor fixo e um variável que depende do consumo da energia (US\$/kWh). A tarifa não inclui um valor relativo a demanda de ponta, além disso é independente do horário de uso (faixa horária). No caso da EdERSA, corresponde à tarifa 1, residencial R 1, R 2, geral G 1, G 2 como foi mencionado no capítulo anterior (Cap. 2, 2.4). Também dentro da tarifa 1 para pequenas demandas encontra-se aquela aplicada ao consumo na iluminação pública (tarifa 1 - AP). Ela tem só um valor variável, cujo cálculo é diferente daqueles dos valores variáveis da 1-R e 1-G.

Quando a demanda aumenta, a concessionária pode ter que fazer investimentos para reforçar ou expandir a rede. Esses investimentos mais que



da energia a ser faturada, dependem: da demanda de potência adicional, coincidência desta demanda com outros usuários, fator de potência, características da rede de distribuição, etc, (todas estas são variáveis não refletidas na tarifa). Enquanto que para fornecer 1 kWh por dia, para uma residência pode não requerer investimento adicional, em outro caso pode significar uma custosa escavação para reforçar um cabo subterrâneo, troca de um transformador por outro de maior capacidade, etc. Nos dois casos o faturamento de energia da concessionária é a mesma, mas não os custos.

O caso do suprimento à cidade de Cipolletti (Cap. 4, 1.3) pode ser daqueles que a concessionária teria mais interesse em diminuir a carga de ponta. O sistema de transmissão atualmente tem chegado à saturação nos horários de ponta. Expandir a capacidade no sistema de transmissão (responsabilidade da concessionária, Cap.2, 1.6) pode requerer altos investimentos.

O valor fixo nesta tarifa tenta refletir os custos de potência e fornecimento do serviço de distribuição (investimentos, mais custos operacionais). Ainda se a metodologia for adequada, esta é baseada num custo médio para toda a área da concessionária. Para qualquer usuário, o encargo fixo não depende se a concessionária tem ou não que realizar investimentos na rede. Para o usuário, o valor fixo é uma taxa constante, que não provê um sinal econômico para encorajar o uso eficiente da eletricidade. Para a concessionária não existe uma relação direta, entre aumento do faturamento e dos custos.

Portanto pode haver um sentido econômico para a concessionária promover medidas de conservação e gerenciamento da demanda (GLD) entre estes usuários em algumas áreas com o fim de evitar ou postergar grandes investimentos [SWISHER, 1996].

### **3.1.3 Usuários cativos de medianas demandas**

Para demanda média, a tarifa inclui um valor relativo a demanda de potência contratada. Portanto o consumidor tem um incentivo para diminuir sua demanda máxima. O faturamento da potência, porém, não depende do momento em que é a demanda máxima, o qual pode ou não, coincidir com a

ponta do sistema. Se não tiver capacidade suficiente, a concessionária terá que reforçar a rede a fim de suprir a demanda máxima.

No caso da EdERSA, os usuários de medianas demandas são aqueles agrupados na tarifa 2 (Cap. 2, 2.4).

Existe uma multa de 10% para fator de potência entre 0,75 - 0,85, e de 20% para valores inferiores a 0,75. Ainda sendo um incentivo para aumentar o fator de potência acima de um valor de referência específico, a tarifa não considera o fator de potência nas horas de ponta. Na ponta demanda e fator de potência, podem afetar a capacidade da rede de distribuição.

Portanto as bases do faturamento não estão corretamente associadas com as necessidades de investimentos da concessionária.

### **3.1.4 Usuários de grandes demandas**

Os Grandes Usuários<sup>3</sup> podem comprar energia elétrica da concessionária de distribuição ou diretamente de algum gerador, pagando à concessionária de distribuição um pedágio pelo uso da rede. A concorrência está baseada na tarifa. Baixar a tarifa é um caminho para reduzir a conta de energia, mais não é este o único caminho. Nos contratos com grandes usuários, a concessionária pode oferecer diminuição da conta de energia, através de atividades de GLD. As atividades podem ser desde ajuda técnica até financiamento dos investimentos em GLD. Também o gerador pode concorrer oferecendo serviços similares. Nesta concorrência a concessionária tem a vantagem de maior conhecimento do usuário e um contato mais direto.

---

<sup>3</sup> Os grandes usuários livres na Argentina dividem-se em maiores (GUMA) e menores (GUME). Os GUMA devem ter uma demanda mínima de 1 MW enquanto para os GUME a sua demanda deve ser menor de 2 MW e maior de 0,100 MW. O serviço deve ser com nível de tensão maior a 1 kV.

### 3.2 O futuro dos programas GLD

A indústria elétrica está em transição desde uma situação altamente regulada para outra na qual as forças do mercado e a concorrência são mais importantes. Em consequência também os programas de GLD devem mudar.

Eles continuaram operando, principalmente orientados a reduzir a ponta do diagrama de carga, conservando capacidade (na geração, transmissão e distribuição) e poupando investimentos da concessionária. Também favorecerão os usuários que pagarão menos por sua conta de energia. As medidas de GLD serão orientadas a promover eficiência naqueles consumos de grande participação na ponta de carga.

No setor de grandes usuários (comercial e industrial), os programas serão utilizados como parte de uma estratégia para aumentar a magnitude do serviço, favorecendo sua manutenção, e atraindo aqueles livres com contrato direto. No caso da concessionária EdERSA os usuários envolvidos serão aqueles da tarifa 3, independentemente do nível de tensão (Cap.2, 2.4). Os programas deverão destacar a assistência técnica para identificar e implementar as medidas de GLD necessárias aos usuários.

Pode ser que os futuros programas não sejam orientados só a conservação de energia e atendam outras necessidades dos usuários, tais como qualidade, confiabilidade ou solicitações ambientais [Nadel et.al., 1996].

A concessionária poderá procurar algum parceiro para financiar parte do programa. No caso de implementação de um programa de eficiência na I.P., analisado no capítulo seguinte (Cap.4), esse parceiro poderá ser um fabricante ou fornecedor de equipamentos (luminárias, lâmpadas, etc.) ou algum banco.

No caso da I.P. a concessionária pode adotar um perfil de empresa prestadora de serviços energéticos, concorrendo com outras empresas na oferta de O&M e modernização (iluminação de maior qualidade e energeticamente mais eficiente) da I.P. nos diferentes Municípios.

### **3.3 As barreiras para a eficiência energética**

#### **3.3.1. Barreiras para a eficiência energética nos usos finais**

Existem três formas principais que influem nos diferentes atores do setor elétrico na tomada da decisão para empreender medidas de eficiência, elas são: estabelecimento de sinais tarifários adequados, informação dos usos eficientes da energia e facilidade de acesso aos equipamentos mais eficientes.

Com relação as duas últimas formas, existem algumas barreiras que podem ser ligadas à condição de país subdesenvolvido tais como: falta de informação com relação a eficiência energética (entre os consumidores, fabricantes e vendedores de equipamentos e concessionárias), equipamentos eficientes não disponíveis no mercado ou altas taxas de juros para financiamento de pequenos tomadores de créditos.

Uma grande ajuda para superar esta barreira poderá ser o lançamento de um programa pela Secretaria de Energia similar ao PAEPRA<sup>4</sup>, porém orientado às medidas de eficiência energética. Esse programa contribuiria com informação e financiamento para encorajar a implementação da eficiência energética.

Já observando a estrutura do setor elétrico, a forte ênfase na eletricidade como uma atividade comercial na qual os benefícios são dependentes do volume das vendas, aparece contraposto ao interesse generalizado (concessionárias e usuários) para implementar medidas de conservação de energia. Sem sinais para que as medidas de eficiência energética tenham um papel importante em equidade com as opções de oferta, elas são deixadas de

---

<sup>4</sup> PAEPRA é o "Programa de Abastecimiento Eléctrico de la Población Rural dispersa", tem como objetivo a expansão do serviço de eletricidade a 314000 usuários rurais. O programa propõe a concessão do serviço em áreas rurais de baixa densidade de usuários à iniciativa privada. Tem-se previsto subsídios, levando em conta que os custos desses serviços superam as possibilidades econômicas dos destinatários.

lado. Isto constitui uma barreira derivada do modelo adotado no mercado elétrico Argentino em geral.

Inadequados sinais de preços e informação destes é uma barreira para um melhor gerenciamento da demanda e a eficiência energética. Isto é particularmente importante para os usuários de pequenas e médias demandas (Tarifas 1 e 2). Já para aqueles usuários com demandas superiores a 100 kW, tem boa informação<sup>5</sup> dos preços e possibilidades de compra no mercado, seja da concessionária ou de algum gerador (como usuário livre).

No caso das concessionárias de distribuição, elas não tem maior interesse na diminuição do consumo de energia dos usuários, já que seus lucros seriam afetados. Também não podem repassar para as tarifas os investimentos feitos nem tem compensação por perdas no faturamento, se elas implementam medidas de eficiência. Deve-se introduzir equações tarifárias que impulsionem tanto para usuários como para as concessionárias, o uso eficiente da energia elétrica.

### **3.3.2 Barreiras para implementação de medidas de eficiência energética na iluminação pública na área da concessionária EdERSA**

A implementação de eficiência na I.P. tem algumas vantagens com relação a programas orientados a outros setores. Programas empreendidos nos setores residencial e comercial acabam conseguindo baixos índices de participação, com pouca energia conservada por usuário e alto custo de administração. No caso das medidas para a I.P. há poucos responsáveis pela decisão com quase desprezível custo de administração do programa o que torna factível a rápida implementação. Não obstante, algumas barreiras podem levantar-se como se descreve a seguir.

---

<sup>5</sup> Trimestralmente a CAMMESA emite a programação sazonal com informação das transações no mercado. Inclui também na sua versão informatizada de menu interativo que permite conhecer o preço estimado que pode conseguir o usuário segundo sua demanda e ponto de conexão no sistema interligado.

O fato dos Municípios terem autorizado a cobrança direta do consumo de energia na I.P. nos usuários com medidor pela concessionária, assegura a arrecadação destes contribuintes municipais, pois correm risco de ter seu fornecimento interrompido, caso não seja feito o pagamento tarifário. Apenas naqueles contribuintes que não dispõem de medidor a cobrança é feita pelos municípios. Isto pode causar uma perda de interesse em reduzir o consumo. Apresenta-se uma situação parecida aquela do que o proprietário que aluga uma casa de baixo desempenho energético e o inquilino que paga a conta de energia.

A maior parte dos Municípios (proprietários dos sistema da I.P.) encontra-se em situação financeira comprometida. Suas principais receitas são os impostos, os *royalties* por exploração de recursos fósseis e a arrecadação direta dos contribuintes da cidade. Mais o dinheiro disponível cada mês apenas é suficiente para os gastos de funcionamento normal, sem excedentes para empreendimentos novos, tendo que recorrer a financiamentos nesses casos. A decisão do Município de implementar uma medida de eficiência energética na I.P., requer um adequado financiamento para possibilitar sua concretização. A falta de créditos governamentais ou privados para esses fins apresenta-se também como uma barreira para melhoria da eficiência nos sistemas da I.P. .

O primeiro passo no caminho para a implementação de uma medida de eficiência (que tem seu correspondente investimento associado), é a decisão do Município proprietário da I.P. . Esta decisão é oficializada através de um instrumento legal : a "ordenanza municipal" , ela deve contar com a aprovação dos integrantes do governo : o "consejo municipal". A falta de acordo entre os integrantes do conselho para optar por aquele investimento em eficiência energética frente a outras necessidades pode constituir uma barreira para a implementação da medida.

Para o caso em estudo do seguinte capítulo (cap.4), a existência de um contrato para O&M do sistema da I.P. em Cipolletti até outubro de 1998, aparece como uma barreira à implementação de uma medida de eficiência energética. Se o Município empreende a substituição das tecnologias atuais por outras mais eficientes, deverá continuar com os pagamentos mensais à concessionária EdERSA por a O&M até o final do contrato. Esses pagamentos incluem despesas com materiais e mão de obra correspondentes ao contrato de O&M, que foram calculados baseados no atual sistema da I.P. . O Município continuaria pagando até o final do contrato de O&M por materiais e mão de obra não utilizados no novo sistema eficiente da I.P.

## 4 EFICIÊNCIA ENERGÉTICA NO SISTEMA DE ILUMINAÇÃO PÚBLICA: O CASO DA CIDADE DE CIPOLLETTI

### 4.1 Caracterização geral

#### 4.1.1 Dados sócio econômicos

A cidade Cipolletti está localizada no noroeste da província, no alto vale do Rio Negro (265 m.). Ela foi fundada em 1.903, possuindo atualmente uma população de 67.756 habitantes.

Nas indústrias locais, aquelas mais intensivas em consumo de energia elétrica são: frigoríficos e embaladoras (de frutas), produtoras de sucos e celulose.

A cidade é tipicamente residencial, as atividades industriais são relacionadas com a agroindústria. A participação comercial é baixa. As atividades comerciais da região são realizadas em outras cidades vizinhas.

**Tabela 4.1 - População urbana / rural  
cidade de Cipolletti**

		ANO		
		1980	1985	1991
POPULAÇÃO	URBANA	52185	51812	64060
	RURAL	-	8806	9692
	TOTAL	52185	60618	73752
HABITAÇÕES	URBANA	-	14048	18306
	RURAL	-	2476	2916
	TOTAL	-	16524	21222
PESSOA / HABITAÇÃO	URBANA	-	3,69	3,50
	RURAL	-	3,56	3,32
	TOTAL	-	3,67	3,46

Nota: Inclue Ferri e Fdez. Oro.

Fonte: Direccion Provincial de Estadísticas y Censos - Ano 1996



**Tabela 4.2 - Participação da população urbana / rural no total cidade de Cipolletti**

		ANO		
		1980	1985	1991
POPULAÇÃO	URBANA	-	85,5%	86,9%
	RURAL	-	14,5%	13,1%
	TOTAL	-	100,0%	100,0%

Nota: Inclue Ferri e Fdez. Oro.

Fonte: Direccion Provincial de Estadísticas y Censos - Ano 1996

#### 4.1.2 Consumo elétrico setorial

O sistema de distribuição elétrica da cidade atende a um mercado com predominância de consumo residencial.

Os dados de consumo setorial para cidade Cipolletti são apresentados na tabela 4.3.

**Tabela 4.3 Consumo setorial de energia elétrica cidade de Cipolletti**

SETOR	ANO							
	1993		1994		1995		1996	
	Usuários	[MWh]	Usuários	[MWh]	Usuários	[MWh]	Usuários	[MWh]
RESIDENCIAL	16609	30804	16372	31462	17725	34813	18141	33410
ILUMINAÇÃO PÚBLICA	1	4252	1	5263	1	4798	1	5263
COMERCIAL	2189	10609	2171	10597	2291	13047	2182	10597
IRRIGAÇÃO	50	478	52	469	58	522	53	469
INDUSTRIAL	681	43766	642	48409	701	40084	482	48409
TOTAL	19530	89910	19238	96200	20776	93264	20859	98147

Fonte : Gerencia Comercial - EdERSA - Ano 1997

**Tabela 4.4 - Participação setorial no consumo de energia elétrica cidade de Cipolletti**

SETOR	ANO			
	1993	1994	1995	1996
RESIDENCIAL	34,3%	32,7%	37,3%	34,0%
ILUMINAÇÃO PÚBLICA	4,7%	5,5%	5,1%	5,4%
COMERCIAL	11,8%	11,0%	14,0%	10,8%
IRRIGAÇÃO	0,5%	0,5%	0,6%	0,5%
INDUSTRIAL	48,7%	50,3%	43,0%	49,3%
TOTAL	100%	100%	100%	100%

Fonte : Gerencia Comercial - EdERSA - Ano 1997

### 4.1.3 O sistema de distribuição em Cipolletti

A rede de distribuição opera com tensão de 13,2 kV abastecendo os consumidores finais, diretamente (grandes consumos) ou através de transformação a partir da rede secundária em baixa tensão (13,2/0,380-0,220 kV). A rede de baixa tensão (380-220V) tem quatro fios, mais um para iluminação pública (quando necessário). Trata-se de linhas aéreas majoritariamente. As linhas BT de disposição aérea coplanar tem sido substituídas nos últimos anos por linhas aéreas de cabo pré-reunido, conseguindo maior confiabilidade com custo mais baixo que o do cabo subterrâneo.

A operação da rede de distribuição é radial e parte de sete alimentadores, quatro na SE Alto Valle e três na SE Cipolletti. Existem dentro da rede dois centros de distribuição onde se ramificam outros alimentadores conforme mostra a figura 4.1.

Através de manobras dos disjuntores, é possível transferir carga entre as SE Alto Valle e SE Cipolletti, mas essa transferência é limitada. A transferência de carga, desde a SE Alto Valle para a SE Cipolletti está limitada principalmente pela capacidade da rede de distribuição em atender todos os usuários com aceitáveis níveis de tensão e sem ultrapassar valores de corrente admissíveis em algum ponto da rede. Para a transferência de carga, desde a SE Cipolletti para a SE Alto Valle, a limitação é dada pela saturação da capacidade dos transformadores na SE Alto Valle.

Nos meses de verão, no horário de ponta, na S.E. ALTO VALLE a capacidade de transformação atinge o valor de carga limite. Trata-se de uma carga no qual os limites do enrolamento e de temperatura do óleo são excedidos. Necessita-se, neste caso, uma geração forçada para manter dentro dos valores nominais as unidades transformadoras.

Algumas das soluções para conseguir uma operação mas flexível da distribuição, alimentando desde uma ou desde outra SE são :

- Reforçar a rede de suprimento desde a SE Cipolletti com mais alimentadores ou através do aumento da seção dos existentes.

- Aumentar a capacidade de transformação na SE Alto Valle.

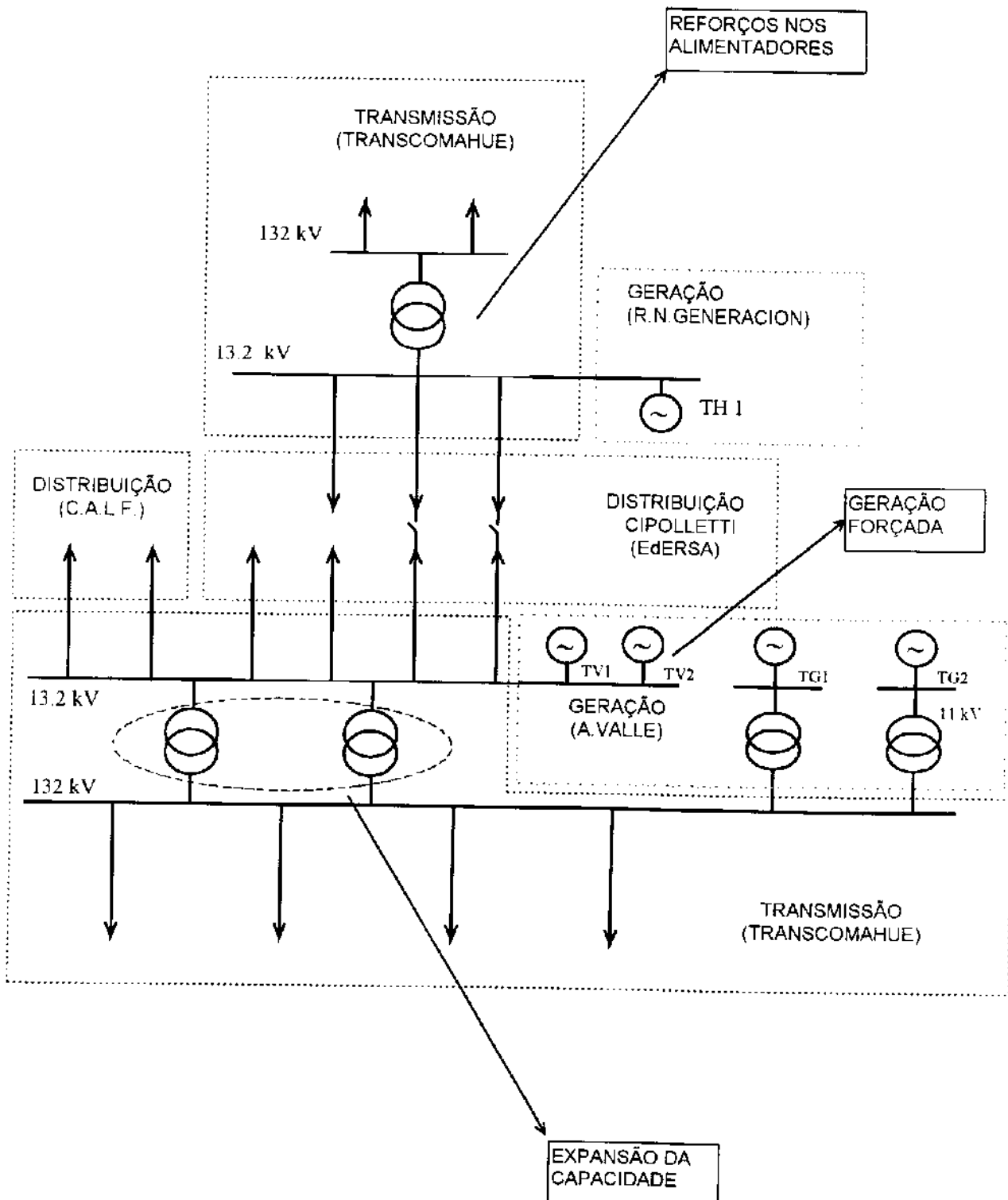
A figura 4.1 mostra a rede de distribuição de Cipolletti com detalhamento.

Aparecem indicadas na figura 2 as empresas envolvidas e a sua função no mercado, "Alto Valle" e "R.N.Generación" (geradores), TRANSCOMAHUE (concessionária de transmissão), C.A.L.F. e EdERSA (concessionárias de distribuição). A TH1 é uma central hidrelétrica de 5 MW a fio de água, associada ao sistema de irrigação no alto vale do Rio Negro, funcionando entre os meses de setembro e maio. A "Alto Valle" é uma central térmica de gás natural, composta por dois grupos de turbinas em ciclo combinado de 40 MW cada (uma turbina de gás de 25 MW e outra de vapor de 15 MW) e uma turbina de gás a ciclo aberto.

É importante destacar que com as atuais regras do mercado, quando existe uma necessidade de expansão do sistema de transmissão, os custos são arcados pelos beneficiários dessa expansão (Cap.2 1.7).

No caso da SE Alto Valle, uma expansão da capacidade de transformação deverá ser paga pelas concessionárias C.A.L.F. e EdERSA em proporção de suas necessidades de demanda máxima.

**Figura 4.1 Rede simplificada do suprimento elétrico cidade de Cipolletti**



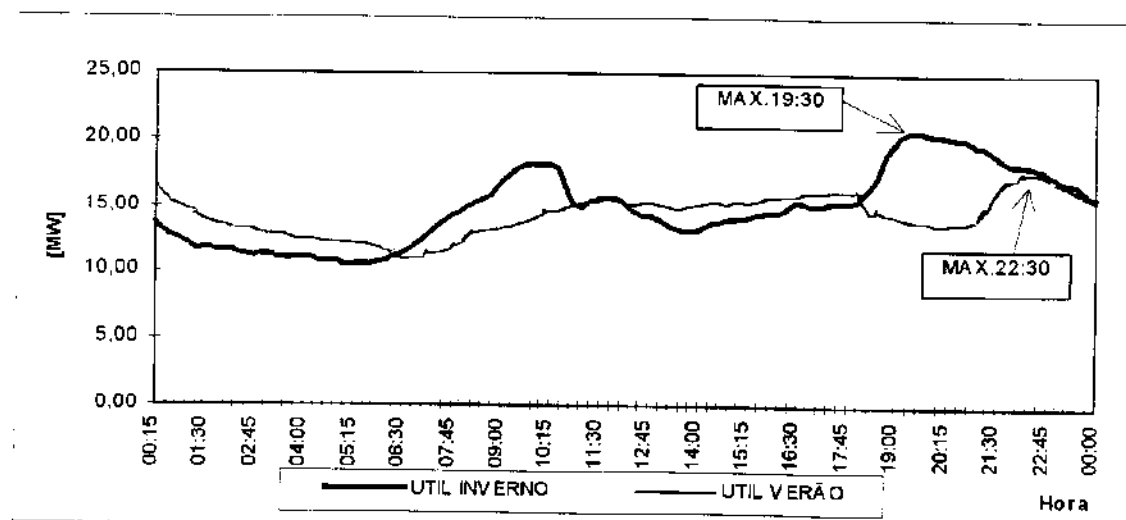
#### 4.1.4 As curvas de carga

As figuras 4.2 e 4.3 mostram curvas de carga (típica total) de dias úteis e feriados para a cidade de Cipolletti, no verão e no inverno. A curva total para a cidade foi obtida através da soma das curvas típicas nas SE CIPOLLETTI e SE ALTO VALLE. As duas subestações têm registradores instalados (energia acumulada cada 15') em cada alimentador.

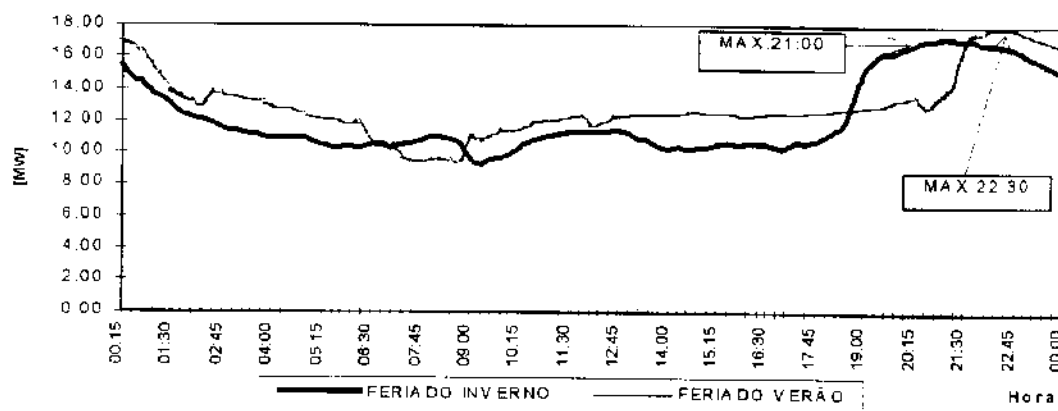
Nessas curvas nota-se o deslocamento da ponta no verão em relação ao inverno. Isto é devido à diferença horária na entrada da IP e também a iluminação residencial e comercial. A figura 4.4 mostra a participação da IP na curva de carga total. Ela representa cerca de 6 % no horário de ponta.

A curva de verão é do mês de janeiro (baixa demanda), enquanto a figura 4.5 apresenta a curva típica no mês de março, correspondente à máxima demanda anual. Observando estas curvas é possível ter uma idéia da sazonalidade no consumo na cidade de Cipolletti.

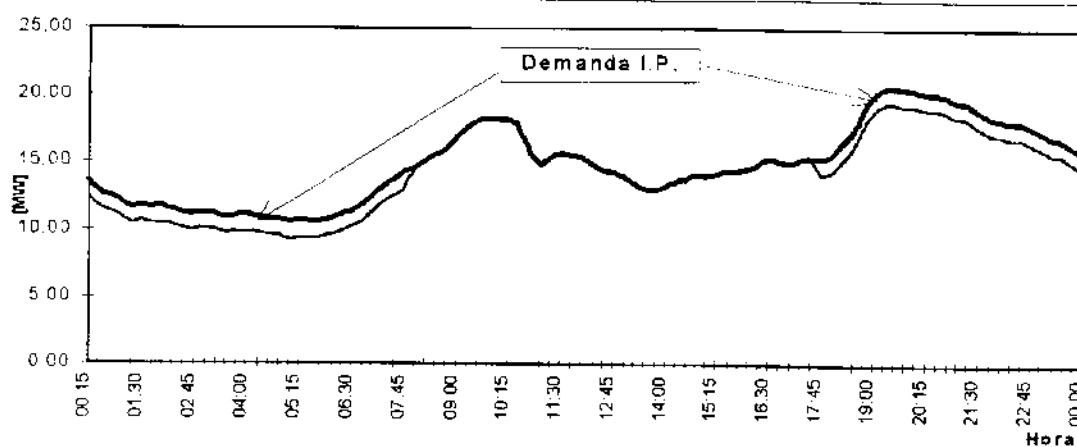
**Figura 4.2 Curvas de carga típicas de Cipolletti - Dias úteis**



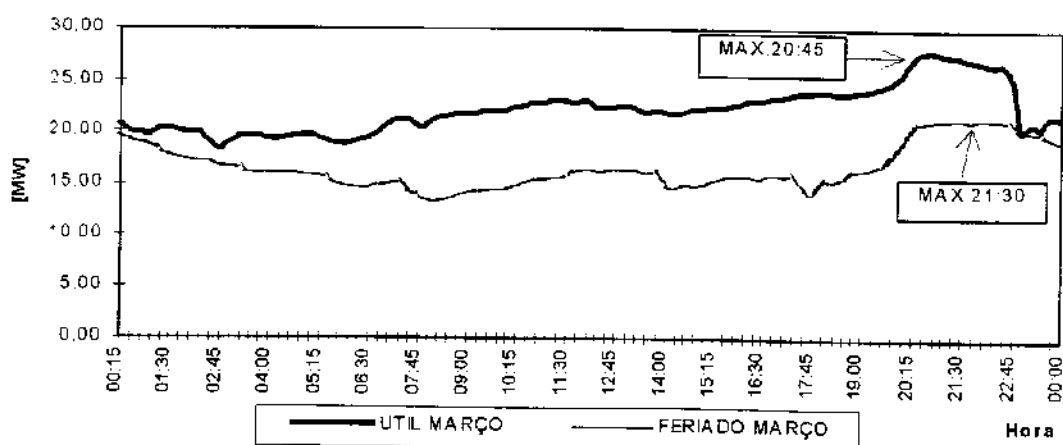
**Figura 4.3** Curvas de carga típicas de Cipolletti - Dias feriados



**Figura 4.4** Curvas de carga típicas de Cipolletti - Participação da I.P.



**Figura 4.5** Curvas de carga típicas de Cipolletti - Mês de máxima



## 4.2 O setor de iluminação pública

### 4.2.1 Faturamento do consumo na iluminação pública

O sistema de iluminação pública na cidade Cipolletti é de propriedade do Município.

A conta da energia elétrica consumida é determinada através de medidas na parte do sistema, que tem circuito exclusivo e é dotada de medidores. O consumo restante é estimado.

A conta pelo consumo total da I.P. mais gastos na O&M é dividida entre os usuários da EdERSA e do Município.

O Município calcula, para cada contribuinte, um coeficiente  $C_i$  igual à razão de sua própria taxa em função do faturamento total (somatória das taxas de todos os contribuintes do Município).

O coeficiente  $C_i$  é próprio de cada terreno ou unidade de habitação e deve ser dividido em função do número de medidores existente nessa unidade.

A cada mês, a EdERSA recebe, do Município, os coeficientes de todos os registros de cadastro associados a um medidor da concessionária. Com esse coeficiente, calcula-se a parcela correspondente ao consumo total da iluminação pública para cada usuário da EdERSA o qual é incluindo em sua conta de energia.

Os contribuintes que não são usuários da EdERSA são cobrados diretamente pelo Município.

$$C_i = T_i / (\sum T_i) ; \sum C_i = 1.$$

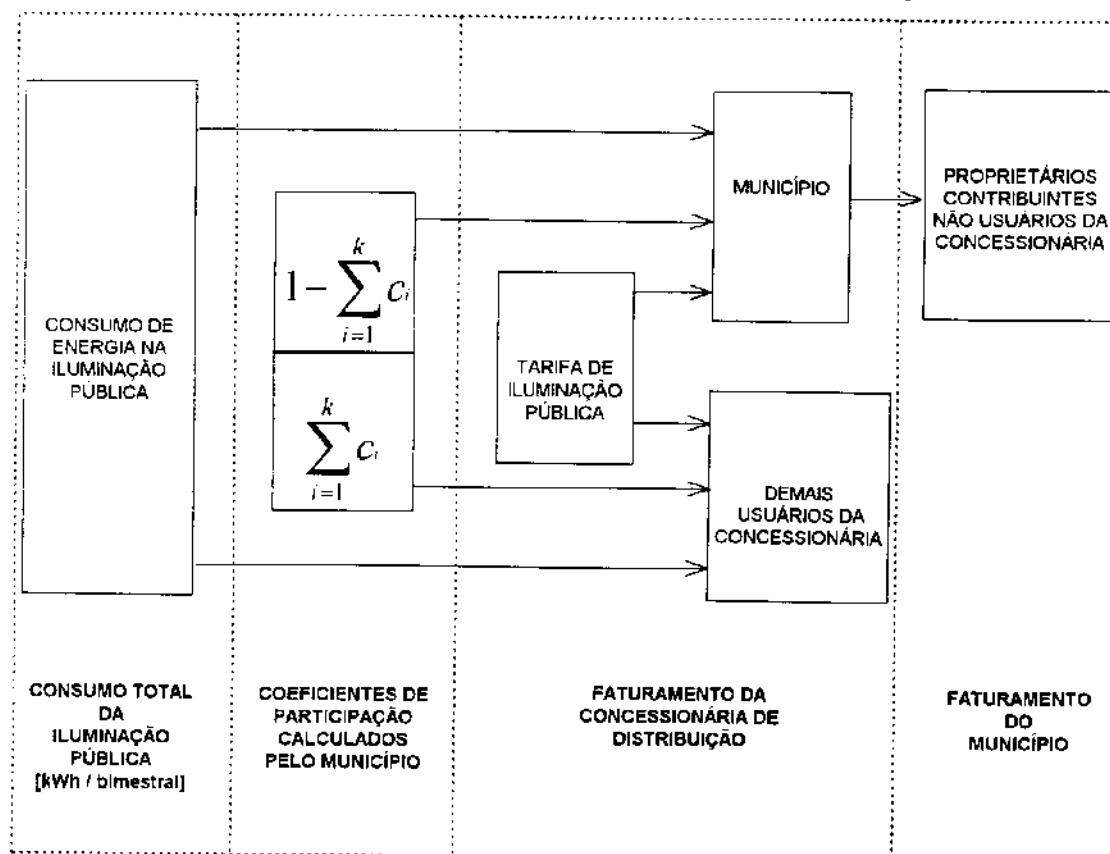
Onde

$T_i$  : Taxa municipal correspondente à propriedade "i".

$\sum T_i$  : Somatória das taxas do total de contribuintes.

A figura 4.6 apresenta a metodologia do faturamento da I.P.

**Figura 4.6 Esquema do faturamento da I.P. em Cipolletti**



Fonte: elaboração própria.

#### 4.2.2 A operação e manutenção da iluminação pública

O Município é responsável pela expansão e manutenção do sistema de iluminação pública. Mas esta tarefa foi repassada à concessionária EdERSA, a partir de uma licitação pública.

As principais cláusulas do contrato de operação e manutenção são:

- Data de início : outubro de 1994.
- Duração : quatro (4) anos.
- Área de prestação: os serviços contratados serão realizados dentro da área urbana da cidade de Cipolletti.
- Serviços a prestar:
  1. Reposição de lâmpadas: a quantidade de lâmpadas fora de serviço não deve ultrapassar a 0,5% do total. A quantidade de lâmpadas a serem



- repostas é calculada segundo as quantidades existentes, indicadas nas especificações do contrato, da vida útil de cada tipo e assumindo um coeficiente que considere as condições da instalação, clima e vandalismo.
2. Manutenção e reparação dos equipamentos: estão incluídos a limpeza e substituição dos componentes das luminárias, troca de reatores, capacitores, soquetes, ignitores e outros. As tarefas são realizadas conforme os modelos e quantidades dos equipamentos existentes, indicadas no contrato. Os componentes para substituição devem cumprir com as normas IRAM ("Instituto Argentino de Normalización de Materiales") correspondentes.
  3. Manutenção dos suportes na I.P.: estão incluídos a pintura, deslocamento, aterramento e a reparação ou troca dos suportes danificados.
  4. Manutenção e renovação das linhas de baixa tensão: estão incluídas a renovação de linhas coplanares por cabo pré-reunido, troca dos fios nus por isolados, troca de isolantes, ferragens e outros. Em função de quantidades e especificações técnicas, indicadas no contrato, estima-se, em média, renovações da ordem de 2500 metros de linha / ano.
  5. Manutenção, construção e instalação de caixas de comando: construção de caixas faltantes, troca de componentes defeituosos, segundo as quantidades e especificações técnicas indicadas no contrato.

**Tabela 4.5 Especificações do contrato de O&M para os diferentes equipamentos**

Equipamento	Controle	Norma IRAM
Luminária	Ensaio de choque térmico, impacto e decoloração.	AADL J-20-21
Soquete	Proteção de contato acidental com a camisa do soquete ou com a base da lâmpada. Ensaio de rigidez dielétrica.	2045 2083
Reator	Construído e testado ensaiado segundo normas, devem ter a etiqueta "de conformidad con a norma IRAM".	2312
Capacitor	Construído e testado segundo norma, devem ter a etiqueta "de conformidad con a norma IRAM".	2170
Suporte	Características do material. Raio de curvatura do braço. Conexão do aterramento. Outras características do suporte.	2591 e 2592 BE/S/15/8/2,5 5036 2819-2620

Fonte: Contrato de O&M, Município - EdERSA 10/1994.

O Município reserva-se o direito de aprovar ou modificar o contrato, caso considere conveniente, sem aumentos dos serviços prestados.

Para as tarefas de operação e manutenção, a cidade foi dividida em 5 áreas. As tabelas no anexo D.3 apresentam alguns registros dessas tarefas. Os registros de troca de lâmpadas são úteis para calcular suas vidas úteis reais, mas o curto período de registros não é suficiente ainda para este cálculo, particularmente para as lâmpadas de descarga. No caso das incandescentes, o período de um ano é suficiente, embora o resultado para a vida útil real tenha sido maior do que o fornecido no catálogo<sup>6</sup>. A longa vida observada nas lâmpadas incandescentes pode ser devido que a instalação delas é nas áreas marginais da cidade, onde os níveis da tensão estão abaixo dos nominais frequentemente.

#### 4.2.3 As tecnologias utilizadas

No caso em estudo são utilizadas lâmpadas incandescentes convencionais e lâmpadas de descarga de alta pressão (Apendice II). A tabela 4.6 mostra o cadastro dos equipamentos utilizados na atual iluminação da cidade de Cipolletti.

**Tabela 4.6 - Equipamentos utilizados na I.P. - cidade de Cipolletti**

TECNOLOGIA		QUANTIDADE		POTÊNCIA			
TIPO	[%]	[Un.]	[%]	LÂMPADA	LÂMPADA	INSTALADA	[%]
				[W]	+REATOR [W]	[kW]	
VAPOR DE MERCÚRIO AP	82,0%	1199	22,9%	125	140	167,9	13,4%
		3055	58,3%	250	280	855,4	68,5%
		98	1,9%	150	175	17,2	1,4%
VAPOR DE SÓDIO AP	11,6%	306	5,8%	220	250	76,5	6,1%
		183	3,5%	250	280	51,2	4,1%
INCANDESCENTE	6,4%	402	7,7%	200	200	80,4	6,4%
Total	100%	5243	100%			1.248,6	100%

Fonte: Gerencia de Explotación - EdERSA - Ano 1996.

<sup>6</sup> A tensão aplicada às lâmpadas incandescentes, tem muita influencia na vida delas. Segundo IES Lighting Handbook a relação vida / tensão aplicada está dada (para lâmpadas incandescentes) por  $(VIDA_{real} / VIDA_{nominal}) = (TENSÃO_{nominal} / TENSÃO_{aplicada})^{13}$ .

### 4.3 As avaliações econômica e financeiras

#### 4.3.1 Premissas adotadas

Identificado o potencial de conservação, propõe-se a substituição de um equipamento (ou lâmpada) por outro mais eficiente, cujo fluxo luminoso seja igual ou maior que o atual.

Nas propostas, considera-se a troca de lâmpada, luminária e equipamento auxiliar caso seja necessário.

#### 4.3.2 As trocas propostas

A medida de eficiência foi proposta considerando que a tecnologia de lâmpadas de vapor de sódio existe no mercado há muito tempo e ela representa hoje a fonte de luz mais eficiente disponível para I.P. As lâmpadas de vapor de sódio são aproximadamente duas vezes mais eficientes que as lâmpadas de vapor de mercúrio e oito vezes mais eficientes que as lâmpadas incandescentes. Para a avaliação, as trocas propostas são mostradas na seguinte tabela.

**Tabela 4.7 Programa de trocas - cidade de Cipolletti**

TROCA	Por troca		Quantidade	total	
	E <sub>Ca</sub> [kWh/ano]	CC <sub>p</sub> [W]		E <sub>Ca</sub> [GWh/ano]	CC <sub>p</sub> [kW]
V.Hg 125 x V.Na 70 T1	229	57	1199	0,274	68
V.Hg 250 x V.Na 150 T2	402	100	3055	1,227	306
INC.200 x V.Na 70 T3	470	117	402	0,189	47

E<sub>Ca</sub> : Energia conservada no ano.

CC<sub>p</sub> : Capacidade conservada na ponta  $CC_{max} \cdot F_{pp}$

F<sub>pp</sub> : Fator de participação na ponta do diagrama de carga.

Fonte : Elaboração própria.

Na tabela 4.7 pode-se observar que a energia total conservada no ano atinge 1,72 GWh, representando 34% do consumo da I.P. na cidade de Cipolletti.

### 4.3.3 Resultados das avaliações econômica financeiras

Neste trabalho foi feita uma análise econômica de cada uma das propostas de troca de equipamentos. A metodologia de cálculo é apresentada no Anexo E.

Em uma primeira etapa, foi calculado o custo do megalúmen-hora para as diferentes tecnologias. A figura 4.7 mostra os resultados obtidos, observando-se os menores custos nas tecnologias de vapor de sódio pela sua alta eficiência.

Em uma segunda, para as diferentes trocas propostas, foram obtidos o custo de energia conservada (CEC) e o custo de capacidade evitada (CCE), apresentados na tabela 4.8 e figuras 4.8 e 4.9. Para a troca da lâmpada incandescente de 200W pela de vapor de sódio 70W o CEE e CCE resultam negativos, devido a que os investimentos na tecnologia eficiente são mais baratos que manter a atual tecnologia a substituir.

**Tabela 4.8 CEC e CCE para as diferentes trocas**

TROCA	CEC [US\$/MWh]	CCE [US\$/kW]	Fcc
V.Hg 125 x V.Na 70 T1	34	138	0.458
V.Hg 250 x V.Na 150 T2	9	37	0.458
INC.200 x V.Na 70 T3	-24	-97	0.458

CEC : Custo de energia conservada.

CCE : Custo de capacidade evitado

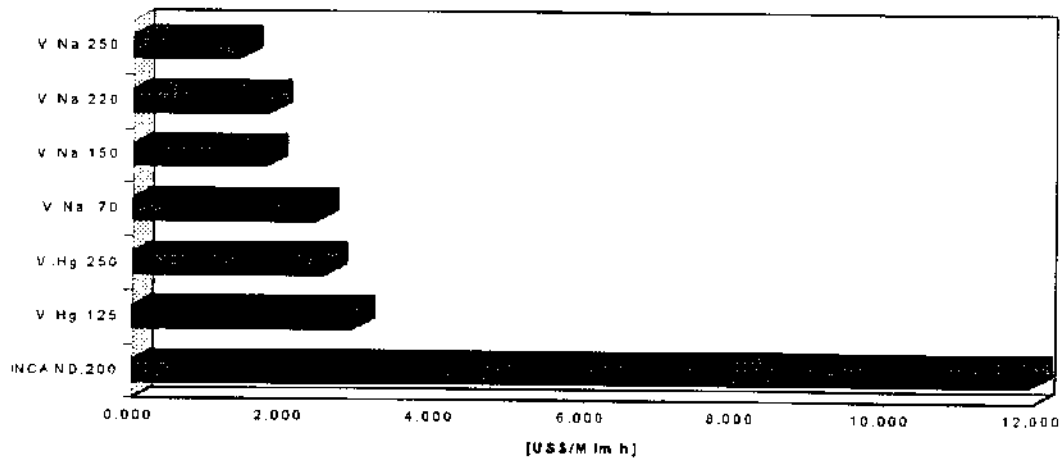
Fcc : Fator de carga da conservação =  $\text{Capac.cons.média ano} / \text{Capac.cons.na ponta}$   
onde:

Capac.cons.média ano = Energia conservada no ano / 8760 horas.

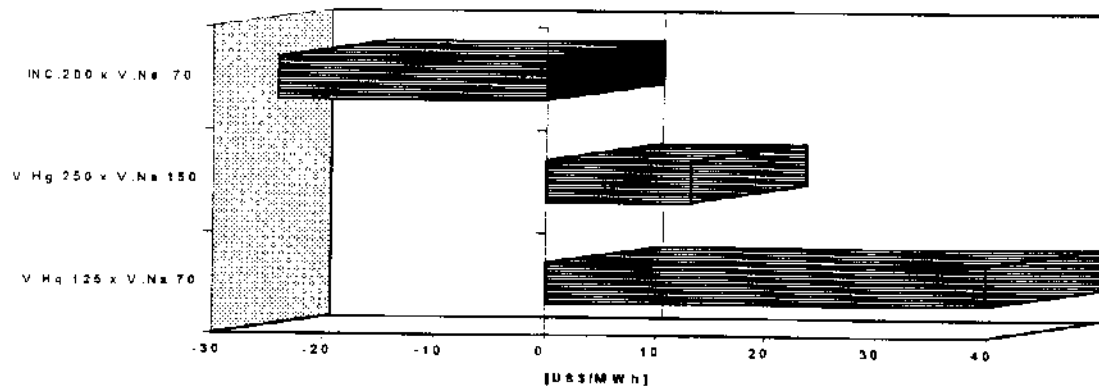
Capac.cons.na ponta = Energia conservada na ponta / tempo de uso na ponta

Fonte : Elaboração própria.

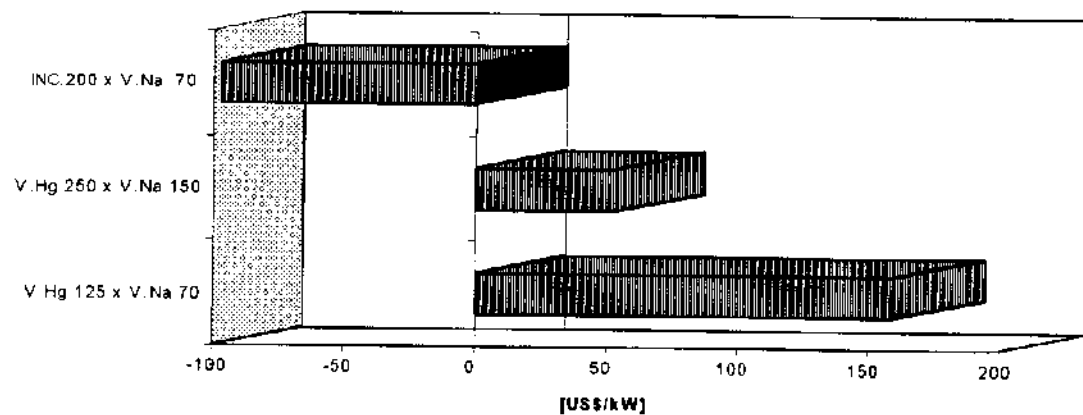
**Figura 4.7** Custo do lúmen.hora para as diferentes tecnologias



**Figura 4.8** Custo de energia economizada para as diferentes trocas



**Figura 4.9** Custo de capacidade evitado para as diferentes trocas



#### 4.3.4 Perspectiva do consumidor, da concessionária e da sociedade

Os testes do programa de trocas contemplam os interesses dos seguintes atores: pelo lado do consumidor (no caso, o Município): a relação entre redução na conta e o investimento em tecnologia eficiente; pelo lado da concessionária: a relação entre a economia na compra de energia e potência, investimentos evitados na distribuição e transmissão (além das menores perdas) e os valores perdidos na receita pela energia não consumida; para a sociedade: a relação entre os investimentos evitados na distribuição, transmissão, geração (além das menores perdas) e redução no consumo de combustíveis e os investimentos feitos em tecnologias eficientes. A tabela 4.9 seguinte mostra as premissas adotadas, para obtenção dos resultados dos testes do programa de trocas.

**Tabela 4.9 - Premissas para as diferentes perspectivas**

PERSPECTIVA	BENEFÍCIOS	CUSTOS
CONSUMIDOR (Município)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Redução na conta de energia</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Investimentos na tecnologia eficiente</li> </ul>
CONCESSIONÁRIA (EdERSA)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Redução das despesas pela potência e energia</li> <li>• Investimento evitado (Transmissão e Distribuição)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Redução no faturamento</li> </ul>
SOCIEDADE	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Redução no consumo de combustível</li> <li>• Investimento evitado (Transmissão, Distribuição e Geração)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Investimentos na tecnologia eficiente</li> </ul>

Fonte: Adaptação de [KRAUSE F. et.al., 1988].

A seguir a tabela 4.10 mostra um esquema dos cálculos feitos com resultados correspondentes ao caso base.

**Tabela 4.10 - Cálculo dos resultados para as diferentes perspectivas  
Caso base**

	Unid.	N	TROCA			FORMULA
			T1	T2	T3	
<b>RESULTADO PARA UMA TROCA</b>						
<b>Para o consumidor (Município)</b>						
Redução consumo energia	kWh/ano	<u>1</u>	229	402	470	Eca [kWh/ANO] * Tarifa energia I.P. (CCVANEefic - CCVANEconv)
Redução da despesa energia	US\$/ano	<u>2</u>	22	38	45	
Custo de investimento (CCVA)	US\$/ano	<u>3</u>	5	1	(15)	
<b>Para a concessionária</b>						
Redução de faturamento	US\$/ano	<u>4</u>	19	34	40	<u>2</u> / (1 + Taxa impostos na energia I.P.)
Redução despesa potência	US\$/ano	<u>5</u>	2.1	3.7	4.3	CCp * (Custo de Potência) * (12)
Redução despesa energia	US\$/ano	<u>6</u>	6.2	11.0	12.8	<u>1</u> * (Custo de Energia)
Resultado econômico (Energia)	US\$/ano	<u>7</u>	(11)	(20)	(23)	( <u>5</u> + <u>6</u> ) - <u>4</u>
Investimento evitado (CCVA)	US\$/ano	<u>8</u>	8	15	17	CCp * CCVAexp.Tra.+Dis.
<b>Para a sociedade</b>						
Redução do consumo de combustível	US\$/ano	<u>9</u>	2	4	5	<u>1</u> * ( <u>12</u> / <u>13</u> )
Investimento evitado (CCVA)	US\$/ano	<u>10</u>	14	25	29	CCp * CCVAexp.Ger.+Tra.+Dis.
Custo de investimento (CCVA)	US\$/ano	<u>11</u>	5	1	(15)	(CCVANEefic - CCVANEconv)
Preço do gás natural [US\$/kWhterm]=	0.004	<u>12</u>				
Eficiência média da nova geração =	38%	<u>13</u>				
Preço do gás natural [US\$/MBTU]	1.15					
<b>BALANÇO TOTAL CIDADE CIPOLLETTI</b>						
Número de trocas		<u>14</u>	1,199	3,055	402	
<b>Para o consumidor (Município)</b>						
Redução da despesa energia	US\$/ano	<u>15</u>	26,123	116,771	17,978	<u>2</u> * <u>14</u>
Custo de investimento (CCVA)	US\$/ano	<u>16</u>	5,844	2,219	(5,861)	<u>3</u> * <u>14</u>
	US\$/ano		<b>20,279</b>	<b>114,551</b>	<b>23,839</b>	
<b>Para a concessionária</b>						
Resultado econômico (Energia)	US\$/ano	<u>17</u>	(13,333)	(59,600)	(9,176)	<u>7</u> * <u>14</u>
Investimento evitado (CCVA)	US\$/ano	<u>18</u>	10,181	45,511	7,007	<u>8</u> * <u>14</u>
	US\$/ano		<b>(3,152)</b>	<b>(14,089)</b>	<b>(2,169)</b>	
<b>Para a sociedade</b>						
Redução do consumo de combustível	US\$/ano	<u>19</u>	2,835	12,675	1,951	<u>9</u> * <u>14</u>
Investimento evitado (CCVA)	US\$/ano	<u>20</u>	17,152	76,672	11,804	<u>10</u> * <u>14</u>
Custo de investimento (CCVA)	US\$/ano	<u>21</u>	5,844	2,219	(5,861)	<u>11</u> * <u>14</u>
	US\$/ano		<b>14144</b>	<b>87128</b>	<b>19617</b>	

Onde:

TROCA T1: substituição de VHg.125 por VNa.70 .

TROCA T2: substituição de VHg.250 por VNa.150

TROCA T3: substituição de INC.200 por VNa.70 .

Eca : Energia conservada no ano pela troca.

CCVA: Custo do ciclo de vida anualizado.

CCVANEefic.: CCVA não elétrico, dos investimentos com tecnologia eficiente.

CCVANEconv.: CCVA não elétrico, dos investimentos com tecnologia convencional.

CCp: Capacidade conservada na ponta da carga.

CCVAexp.Tra.+Dis.: CCVA dos investimentos para expansão do sistema na transmissão e distribuição.

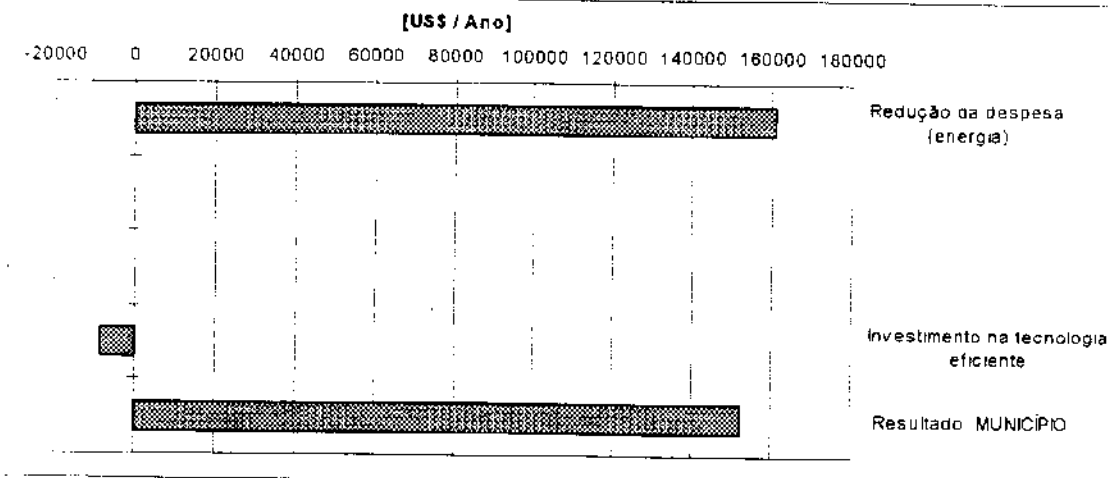
CCVAexp.Ger.+Tra.+Dis.: CCVA dos investimentos para expansão do sistema na geração, transmissão e distribuição.

As figuras 4.10, 4.11 e 4.12 mostram os resultados do programa de trocas total para as perspectivas do consumidor, da concessionária e da sociedade.

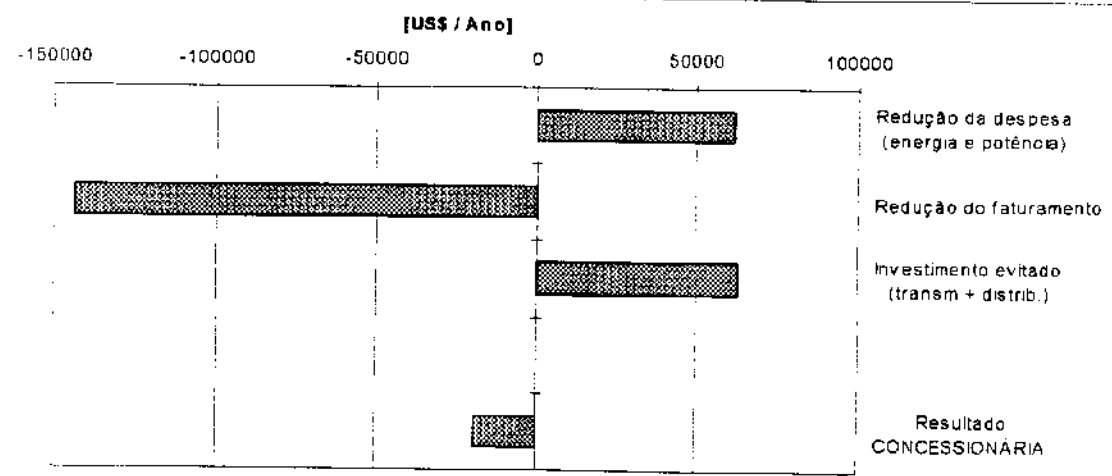
Com base na metodologia apresentada no Anexo E, foi feita uma análise de sensibilidade dos resultados à variação nos parâmetros mais importantes. As variações no custo de abastecimento de energia da concessionária foram feitas levando em conta as previsões da CAMMESA 1997-2005 (Cap.1). Nos cálculos dos resultados para o consumidor e concessionária foi considerada a variação na tarifa da I.P. (Anexo C.3) consequência da mudança no custo de abastecimento. No que tange ao preço do combustível gás natural, considerou-se a previsão da Secretaria de Energia 1996-2010 (Anexo A.4). A tabela 4.11 apresenta valores dessa análise de sensibilidade dos resultados para o programa de trocas total.



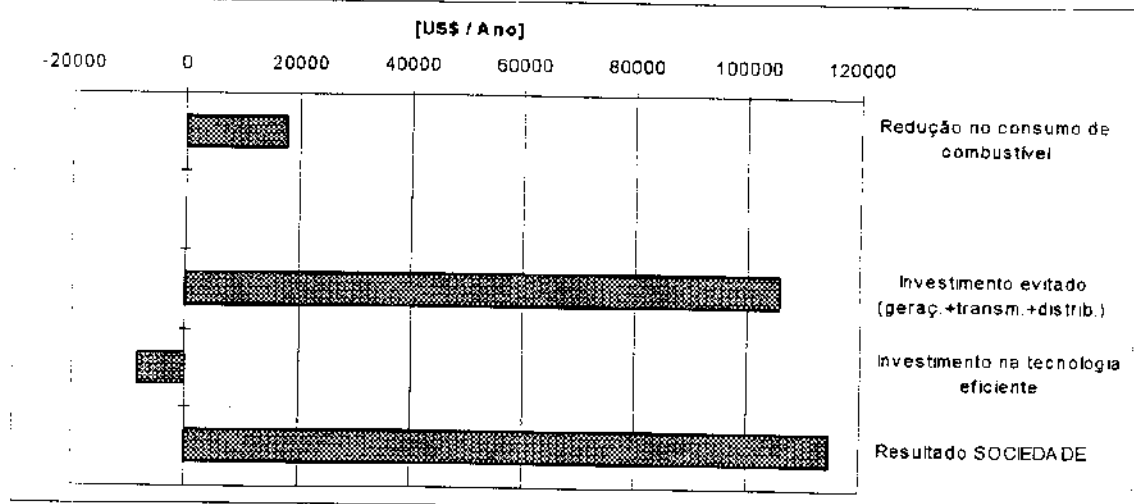
**Figura 4.10 Resultado do consumidor (Município)**



**Figura 4.11 Resultado da concessionária (EdERSA)**



**Figura 4.12 Resultado da sociedade**



**Tabela 4.11 Análise de sensibilidade dos resultados do programa de trocas proposto**

Variação nos parâmetros considerados	Resultado Município		Resultado Concessionária		Resultado Sociedade	
	parâmetro Cac [US\$/Ano]	parâmetro Cite [US\$/Ano]	parâmetro Cac [US\$/Ano]	parâmetro Ciec [US\$/Ano]	parâmetro Cco [US\$/Ano]	parâmetro Cies [US\$/Ano]
-10%		171156		-25680	119142	110326
-5%	156045	164912	-19373	-22545	120015	115607
0%	158669	158669	-19410	-19410	120888	120888
5%	161211	152426	-19372	-16275	121762	126170
10%	163673	146183	-19264	-13140	122635	131451
15%	166060	139940	-19089	-10005	123508	136733
20%	168375	133697	-18849	-6870	124381	142014
25%	170621	127454	-18548	-3735	125254	147296
30%	172802	121210	-18188	-600	126127	152577
35%	174919	114967	-17772	2535	127000	157858
40%	176976	108724	-17302	5670	127873	163140
45%	178976	102481	-16781	8805	128746	168421
50%	180920	96238	-16210	11940	129619	173703

Cac: Custo de abastecimento da concessionária.

Cite: Custo de investimento adicional pela tecnologia eficiente.

Ciec: Custo de investimento na expansão para a concessionária, na transmissão e distribuição.

Cco: Custo do combustível para geração (gás natural).

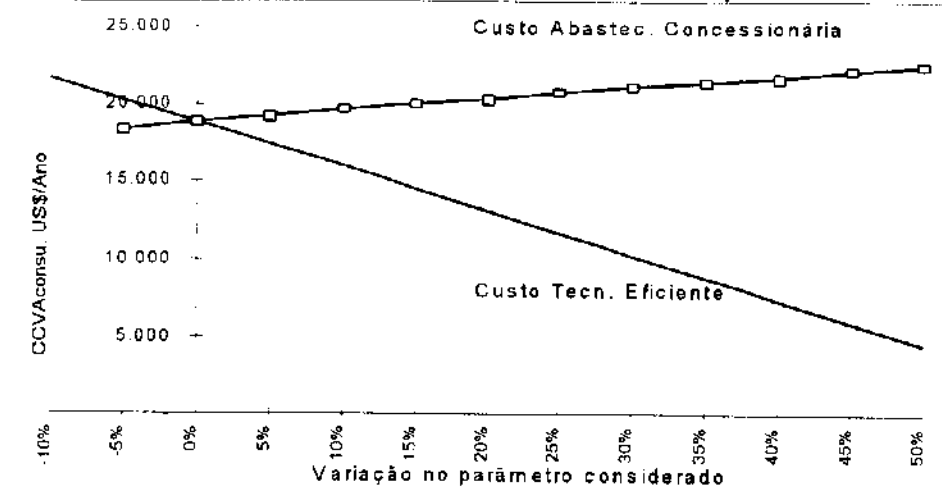
Cies: Custo de investimento na expansão para a sociedade, na geração, transmissão e distribuição.

Fonte: Elaboração própria.

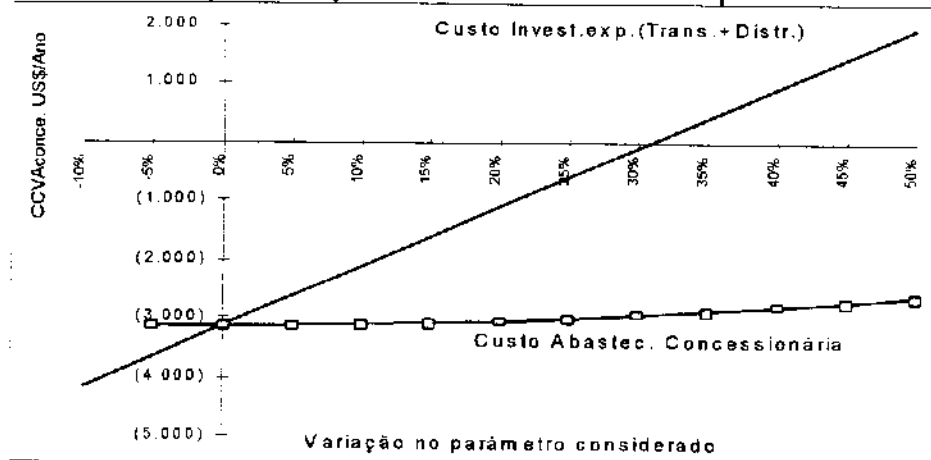
As figuras 4.13 a 4.21, apresentam a sensibilidade dos resultados para cada perspectiva e para cada troca, às variações nos parâmetros mais importantes (Valores no Anexo E.3 e E.4). Estes resultados apresentam pouca sensibilidade às mudanças no custo de abastecimento da concessionária. No caso da concessionária seu resultado é muito sensível à variação no custo de investimento para expansão da capacidade. Nas figuras 4.14, 4.17 e 4.20 nota-se, que se o custo de investimento para expansão da capacidade for maior que 30% daquele adotado no estudo de caso a concessionária terá um resultado positivo da medida de eficiência. Mais ainda sob a hipótese de um crescimento da demanda baixo.

As figuras 4.22 a 4.24 mostram a sensibilidade dos resultados para cada perspectiva e para cada troca, à variação na taxa de desconto utilizada. Os limites na análise de sensibilidade à variações da taxa de desconto foram fixados levando em conta as taxas praticadas atualmente na Argentina. Segundo uma pesquisa feita pela "Fundación de Investigaciones Económicas Latinoamericanas" [FIEL, 1997], as pequenas e médias empresas (PyME) na Argentina pagam taxas de até 27% ao ano.

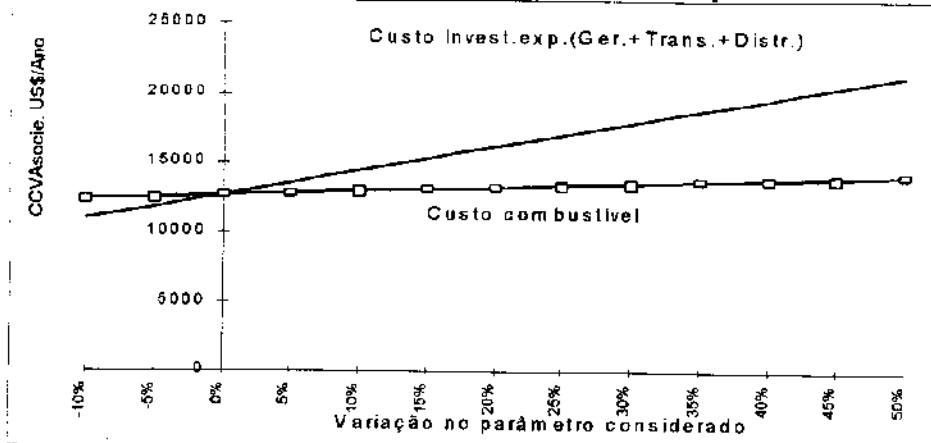
**Figura 4.13 Sensibilidade do resultado do Consumidor (Município)  
Troca de lâmpada Vapor de mercúrio 125 x Vapor de sódio 70**



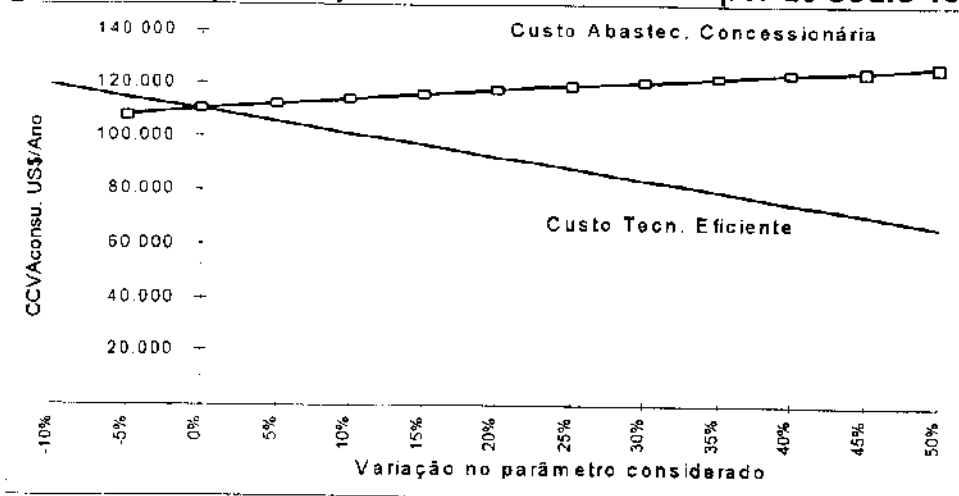
**Figura 4.14 Sensibilidade do resultado da Concessionária (EdERSA)  
Troca de lâmpada Vapor de mercúrio 125 x Vapor de sódio 70**



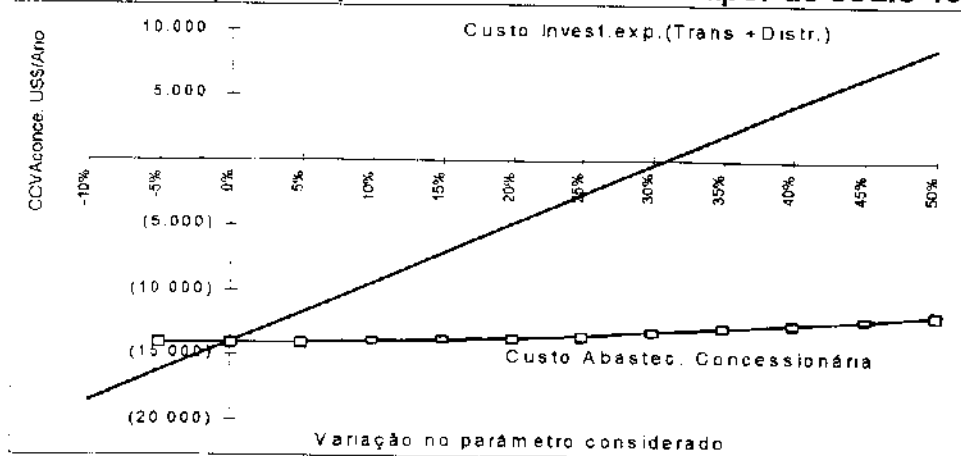
**Figura 4.15 Sensibilidade do resultado da Sociedade  
Troca de lâmpada Vapor de mercúrio 125 x Vapor de sódio 70**



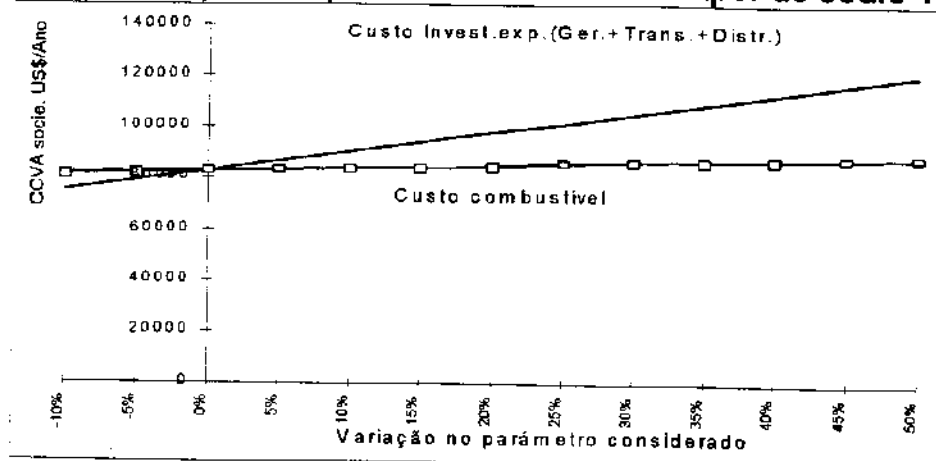
**Figura 4.16 Sensibilidade do resultado do Consumidor (Município)  
Troca de lâmpada Vapor de mercúrio 250 x Vapor de sódio 150**



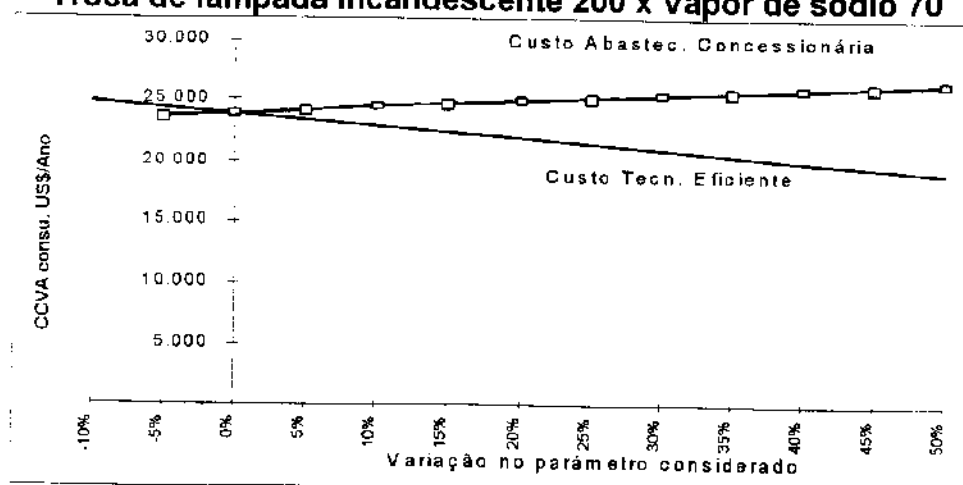
**Figura 4.17 Sensibilidade do resultado da Concessionária (EdERSA)  
Troca de lâmpada Vapor de mercúrio 250 x Vapor de sódio 150**



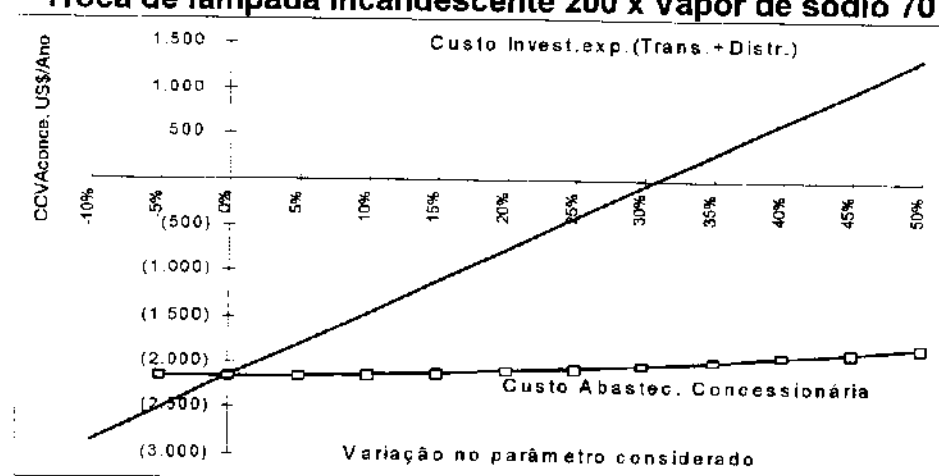
**Figura 4.18 Sensibilidade do resultado da Sociedade  
Troca de lâmpada Vapor de mercúrio 250 x Vapor de sódio 150**



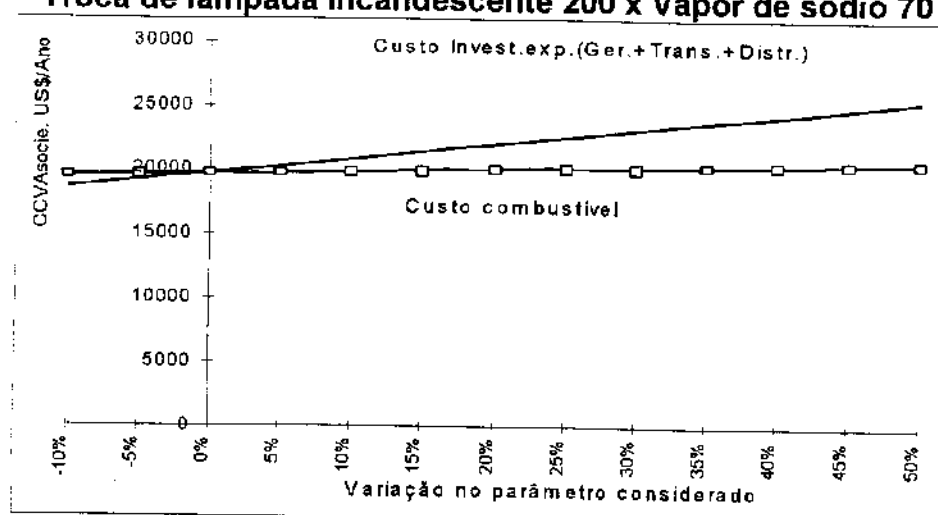
**Figura 4.19 Sensibilidade do resultado do Consumidor (Município)  
Troca de lâmpada Incandescente 200 x Vapor de sódio 70**



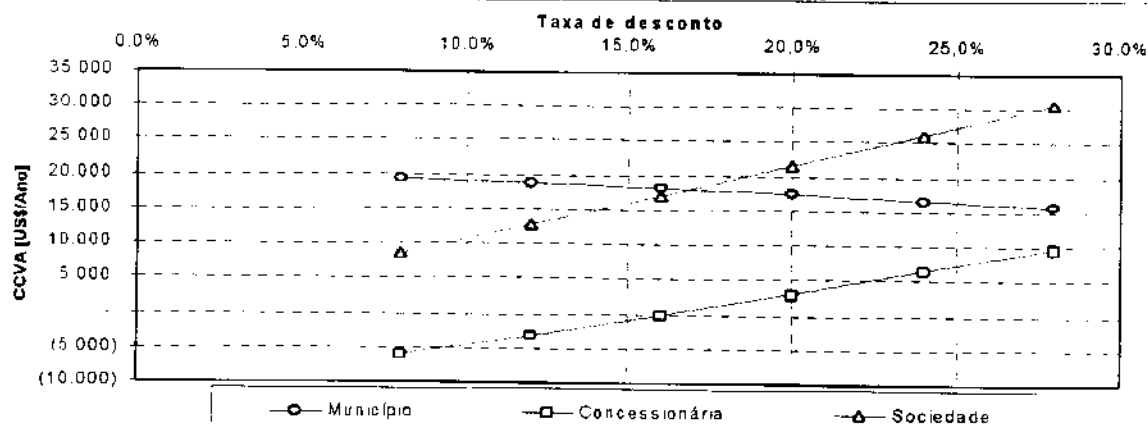
**Figura 4.20 Sensibilidade do resultado da Concessionária (EdERSA)  
Troca de lâmpada Incandescente 200 x Vapor de sódio 70**



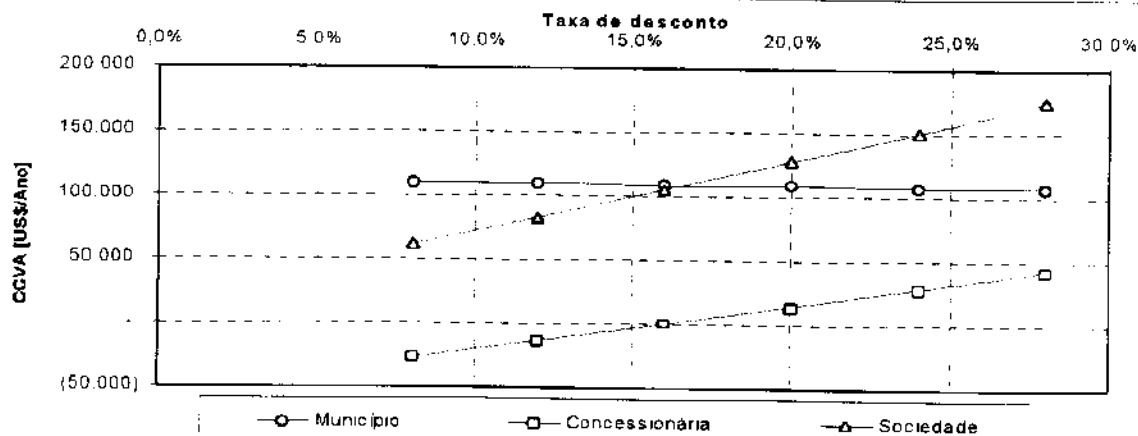
**Figura 4.21 Sensibilidade do resultado da Sociedade  
Troca de lâmpada Incandescente 200 x Vapor de sódio 70**



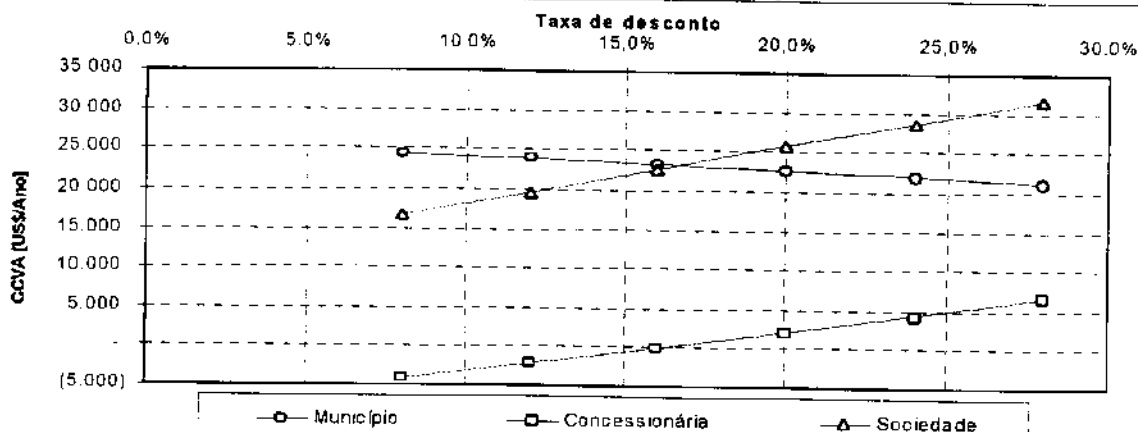
**Figura 4.22 Sensibilidade dos resultados**  
Troca de lâmpada Vapor de mercúrio 125 x Vapor de sódio 70



**Figura 4.23 Sensibilidade dos resultados**  
Troca de lâmpada Vapor de mercúrio 250 x Vapor de sódio 150



**Figura 4.24 Sensibilidade dos resultados**  
Troca de lâmpada Incandescente 200 x Vapor de sódio 70



## 5 SUMÁRIO, CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

### 5.1 Introdução

No começo da década de 90, iniciou-se a reestruturação do setor elétrico Argentino, com o recuo do Estado e uma abertura total às empresas privadas para a operação do sistema elétrico.

As mudanças estruturais ocorridas desde o começo das operações deste novo mercado culminaram com a desverticalização das atividades, reconhecendo como atores as empresas definidas como Geradores, Transmissores, Distribuidores e Grandes Usuários.

Atualmente, a participação das empresas privadas na distribuição de energia elétrica é da ordem de 70%, entretanto, na geração no ano 1996, a participação das empresas privadas foi 60% do total (80% na geração térmica e 55% na hidroelétrica) e o restante foi gerado por empresas do Estado, entes binacionais e provinciais.

Na geração experimentou-se uma importante concorrência e, se espera que a geração térmica tenha uma participação crescente, com uso de gás natural como combustível através da incorporação de novas centrais em ciclo combinado. Os preços para o gás natural apresentam uma tendência crescente para o período 1997-2010 (Anexo A 4).

A partir da reestruturação surgiram novas regras na fixação dos preços do mercado, eles são fixados conforme custos marginais de curto prazo. Pelo lado da demanda as tarifas baseadas agora em princípios marginalistas, tem como objetivo induzir no usuário uma mudança em seus hábitos de consumo da energia elétrica.

## **5.2 A viabilidade dos programas de eficiência na área da concessionária EdERSA**

A EdERSA atende atualmente 123000 usuários que consomem 900 GWh/Ano e a demanda máxima é de 150 MW representando 1,53% do mercado elétrico na Argentina.

O sinal tarifário é adequada para um bom gerenciamento da demanda quando representa o custo horário da geração. As atuais tarifas na concessionária EdERSA são baseadas principalmente nos custos marginais de geração no mercado. Mas nas pequenas demandas a tarifa é monômnia com mesmo preço independentemente do horário que ocorre o consumo de energia dos usuários, não havendo incentivo para melhor gerenciamento da demanda.

Para a concessionária pode ser conveniente a implementação de eficiência energética em algum uso, se ele tem a potência associada a alto fator de participação na ponta e a expansão imediata representa um alto custo de investimento para a concessionária.

Situações como a mencionada são para a rede de distribuição ou apenas uma parcela dela na qual a capacidade do sistema de suprimento (transmissão ou distribuição) encontra-se saturada e os investimentos são particularmente altos tais como troca de transformador ou cabo subterrâneo.

A demanda da I.P. com fator de participação na ponta do diagrama de carga de 1 e alto potencial de conservação, resulta uma boa oportunidade para implementação de medidas de eficiência energética. A I.P. tem um alto potencial de conservação no país, em particular na área da concessionária EdERSA, devido a instalações antigas com amplo uso de tecnologia obsoletas. Segundo a Secretaria de Energia a possibilidade de conservação no país é de 10% até 30%, para cenários de baixa e alta conservação.



A tabela 5.1 apresenta o potencial de conservação no país, na área da concessionária e no caso particular da cidade de Cipolletti. Observa-se que a porcentagem do potencial de conservação em Cipolletti é maior que as previsões feitas pela Secretaria de Energia. O potencial de conservação para a concessionária EdERSA considerou-se igual que aquele da cidade de Cipolletti.

**Tabela 5.1 Potencial de conservação na iluminação pública (I.P.)**

	Municípios	ILUMINAÇÃO PÚBLICA			
		Consumo	Potencial de Conservação		
		Energia [GWh/Ano]	Energia		Potência [MW]
			[GWh/Ano]	[%]	
PAIS	1500	2140,0	642,0	30%	159,9
EdERSA	32	26,0	8,8	34%	2,2
CIPOLLETTI	1	5,1	1,7	34%	0,4

Fonte: Elaboração própria com dados da Secretaria de Energia e EdERSA.

A concessionária EdERSA atende 32 municípios que consomem 5,93 GWh/ano de energia em I.P. e seu potencial de conservação é alto. A maioria dos sistemas de I.P. nos municípios são antigos e com grande participação de lâmpadas de vapor de mercúrio e lâmpadas incandescentes.

Não obstante o mencionado anteriormente, no momento de decidir a implementação de eficiência energética na iluminação pública algumas barreiras podem surgir.

- Os Municípios (proprietários dos sistema da I.P.) encontram-se em situação financeira comprometida e a decisão de implementar uma medida de eficiência na I.P., requer um adequado financiamento. A falta de créditos para esses fins apresenta-se como uma barreira para conseguir maior eficiência nos sistemas da I.P. .
- O fato dos Municípios terem autorizado à concessionária a cobrança direta pelo consumo de energia na I.P. aos seus usuários, assegura a arrecadação na maior parte dos contribuintes municipais. Apenas naqueles contribuintes que não dispõem de medidor a cobrança é feita pelos

municípios. Isto pode causar uma perda de interesse dos Municípios em reduzir o consumo. Apresenta-se uma situação parecida aquela do que o proprietário que aluga uma casa de baixo desempenho energético e o inquilino que paga a conta de energia.

- A falta de acordo entre os integrantes do governo municipal para optar por aquele investimento em eficiência energética na I.P. frente a outras necessidades pode constituir uma barreira para a implementação da medida.
- Para o caso em estudo do presente trabalho, pagamentos fixos derivados do atual contrato para O&M no sistema da I.P., também são uma barreira à implementação da medida de eficiência energética, já que pela medida o Município produziria diminuição dos custos na O&M, mas sem repasse ao valor pago.

### **5.3 Eficiência Energética na Iluminação Pública:**

#### **O caso da cidade de Cipolletti**

Na cidade de Cipolletti a EdERSA abastece 21000 usuários que consomem 98 GWh/Ano com 25 MW de demanda máxima anual.

Do consumo de energia total 4% é da I.P., representando 5% da potência máxima anual.

O sistema de suprimento atual tem atingido a saturação nos horários de ponta durante os meses de alta demanda sendo necessária geração forçada. No curto prazo a concessionária deverá fazer os investimentos na capacidade da rede, necessários para superar as atuais restrições

Neste contexto propõe-se um programa de troca de equipamentos destinado a obter redução na ponta do diagrama de carga e maior eficiência no consumo.

Na cidade de Cipolletti é utilizada majoritariamente a tecnologia de lâmpadas de vapor de mercúrio representando 82% do total, entretanto que 11,6% são de vapor de sódio alta pressão e 6,4% são incandescentes.

Identificado o potencial de conservação, propõe-se a substituição dos equipamentos (ou lâmpadas) das tecnologias de vapor de mercúrio e incandescentes por outros de vapor de sódio mais eficientes, cujo fluxo luminoso seja igual ou maior que o atual. Nas propostas, considera-se a troca de lâmpada, luminária e equipamento auxiliar, caso seja necessário.

A tabela a seguir 5.2, mostra a proposta de programa de trocas.

**Tabela 5.2 Programa de trocas para a cidade de Cipolletti**

TROCA	Quantidade	Conservação	
		E <sub>Ca</sub> [GWh/ano]	CC <sub>p</sub> [kW]
Vapor de mercúrio 125 x Vapor de sódio 70	1199	0,274	68
Vapor de mercúrio 250 x Vapor de sódio 150	3055	1,227	306
Incandescente. 200 x Vapor de sódio 70	402	0,189	47

E<sub>Ca</sub> : Energia conservada no ano.

CC<sub>p</sub> : Capacidade conservada na ponta CC<sub>max</sub>. \* F<sub>pp</sub>

F<sub>pp</sub> : Fator de participação na ponta do diagrama de carga.

Fonte : Elaboração própria.

Na tabela 5.2 pode-se observar que a energia total conservada no ano atinge 1,72 GWh, representando 34% do consumo e 2% da demanda de ponta da I.P. na cidade de Cipolletti.

Neste trabalho foi feita uma análise econômica de cada uma das propostas de troca de equipamentos. Os resultados do programa de trocas proposto, foram obtidos da perspectiva dos diferentes atores envolvidos: consumidor (Município), concessionária (EdERSA) e sociedade.

A tabela 5.3 seguinte mostra um esquema dos cálculos feitos nesses testes.

**Tabela 5.3 - Premissas para as diferentes perspectivas**

PERSPECTIVA	BENEFÍCIOS	CUSTOS
CONSUMIDOR (Município)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Redução na conta de energia</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Investimentos na tecnologia eficiente</li> </ul>
CONCESSIONÁRIA (EdERSA)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Redução das despesas pela potência e energia</li> <li>• Investimento evitado (Transmissão e Distribuição)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Redução no faturamento</li> </ul>
SOCIEDADE	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Redução no consumo de combustível</li> <li>• Investimento evitado (Transmissão, Distribuição e Geração)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Investimentos na tecnologia eficiente</li> </ul>

Fonte: Adaptação de [KRAUSE F. et.al., 1988].

A tabela 5.4 apresenta os principais dados considerados no caso base. A partir desse caso base foram calculados os resultados e foi feita a análise de sensibilidade às variações nos parâmetros mais importantes.

**Tabela 5.4 Dados utilizados no caso base**

Custo de potência para a Concessionária (EdERSA)	[US\$/kW]	3,048
Custo de energia para a Concessionária (EdERSA)	[US\$/kWh]	0,027
Tarifa de energia da I.P. para o Consumidor (Município)	[US\$/kWh]	0,085
Período de análise	[Anos]	10
Taxa de desconto anual	[%]	12%
Custo de expansão transmissão+distribuição	[US\$/kW]	1200,0
Custo de expansão geração	[US\$/kW]	800,0
Uso da iluminação pública	[Horas/dia]	11

Fonte: Elaboração própria com dados da CAMMESA e a EdERSA, 1996.

Na tabela 5.5 mostra-se o resumo dos resultados do programa de trocas.

**Tabela 5.5 Resumo dos resultados das trocas sob as diferentes perspectivas**

RESULTADOS	Total	TROCA		
		T 1	T 2	T 3
	[US\$/Ano]	[US\$/Ano]	[US\$/Ano]	[US\$/Ano]
<b>CONSUMIDOR</b>				
Redução da despesa (energia)	160871	26123	116771	17978
Investimento na tecnologia eficiente	2202	5844	2219	-5861
<b>Resultado do MUNICÍPIO</b>	<b>158669</b>	<b>20,279</b>	<b>114.551</b>	<b>23.839</b>
<b>CONCESSIONÁRIA</b>				
Redução da despesa (energia e potência)	61526	9991	44660	6876
Redução do faturamento	143635	23324	104260	16052
Investimento evitado (transm. + distrib.)	62699	10181	45511	7007
<b>Resultado da CONCESSIONÁRIA</b>	<b>-19410</b>	<b>-3,152</b>	<b>-14.089</b>	<b>-2,169</b>
<b>SOCIEDADE</b>				
Redução no consumo de combustível	17462	2835	12675	1951
Investimento evitado (geraç. +transm. +distrib.)	105628	17152	76672	11804
Investimento na tecnologia eficiente	2202	5844	2219	-5861
<b>Resultado da SOCIEDADE</b>	<b>120888</b>	<b>14144</b>	<b>87128</b>	<b>19617</b>

T 1: substituição de lâmpadas vapor de mercúrio 125W por vapor de sódio 70W.

T 2: substituição de lâmpadas vapor de mercúrio 250W por vapor de sódio 150W.

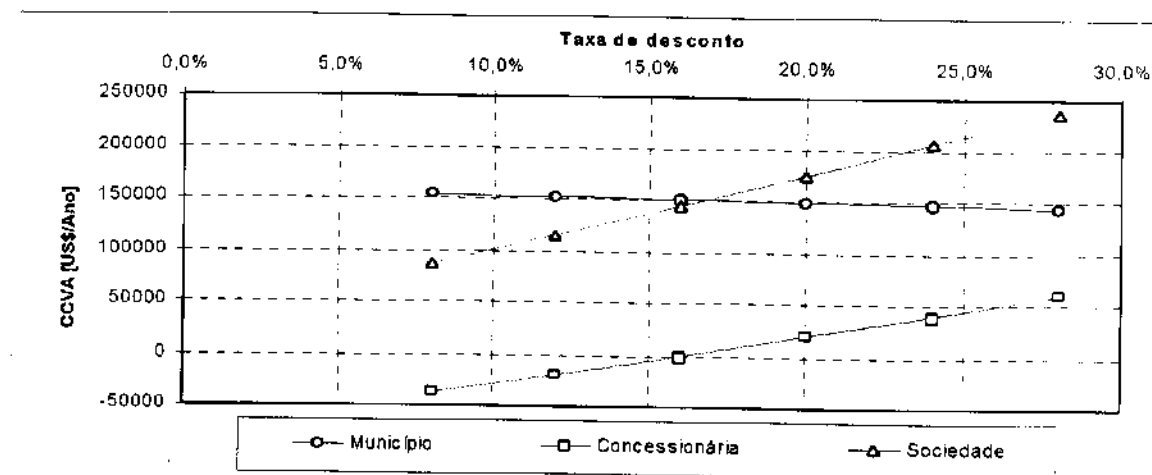
T 3: substituição de lâmpadas incandescentes 200W por vapor de sódio 70W.

Fonte: Elaboração própria.

As figuras 5.1 a 5.4 mostram a sensibilidade dos resultados do programa de trocas total sob as perspectivas do consumidor, da concessionária e da sociedade.

Na figura 5.1 apresenta uma análise de sensibilidade dos resultados às variações na taxa de desconto utilizada

**Figura 5.1 Sensibilidade dos resultados à variação da taxa de desconto**



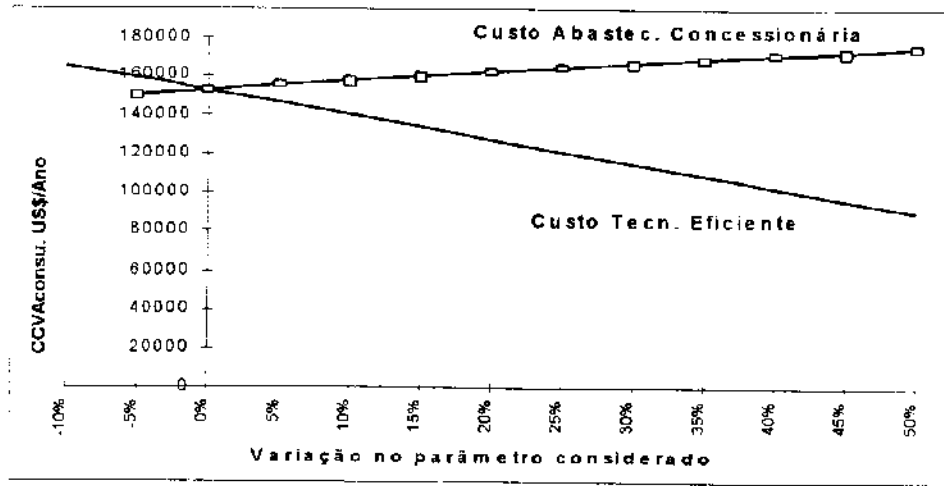
Entretanto, nas figuras 5.2 a 5.4 pode observar-se a sensibilidade destes resultados às variações nos parâmetros mais importantes em cada caso. Estes

resultados apresentam pouca sensibilidade às mudanças no custo de abastecimento da concessionária.

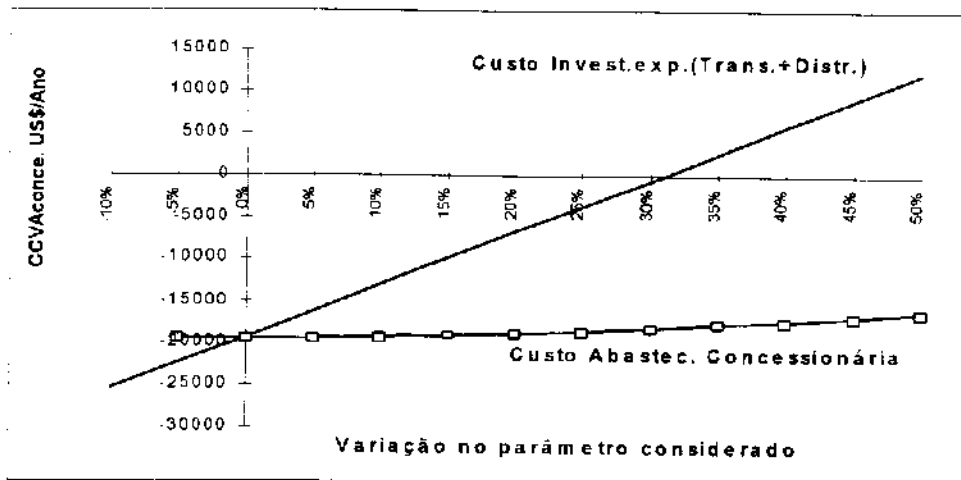
Pode-se concluir que são convenientes as trocas propostas tanto para o consumidor como para a sociedade numa ampla faixa de variação dos custos de investimentos nas tecnologias mais eficientes, custo de abastecimento de energia para a concessionária, custo de combustível (gás natural) para geração e taxa de desconto utilizada.

No caso da concessionária seu resultado é muito sensível à variação no custo de investimento para expansão da capacidade. Nota-se, que se o custo de investimento para expansão da capacidade for maior que 30% daquele adotado no estudo de caso a concessionária terá um resultado positivo da medida de eficiência. Mais ainda sob a hipótese de um crescimento da demanda baixo.

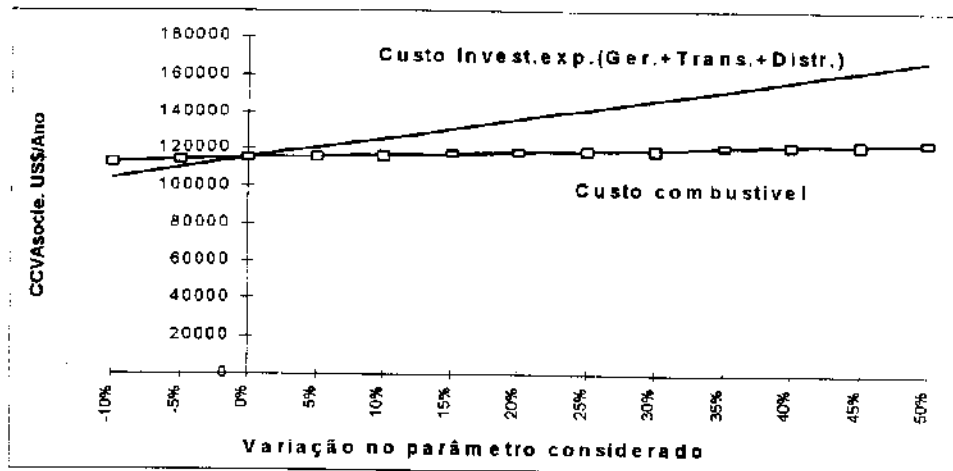
**Figura 5.2 Sensibilidade do resultado do consumidor (Município)**



**Figura 5.3 Sensibilidade do resultado da concessionária (EdERSA)**

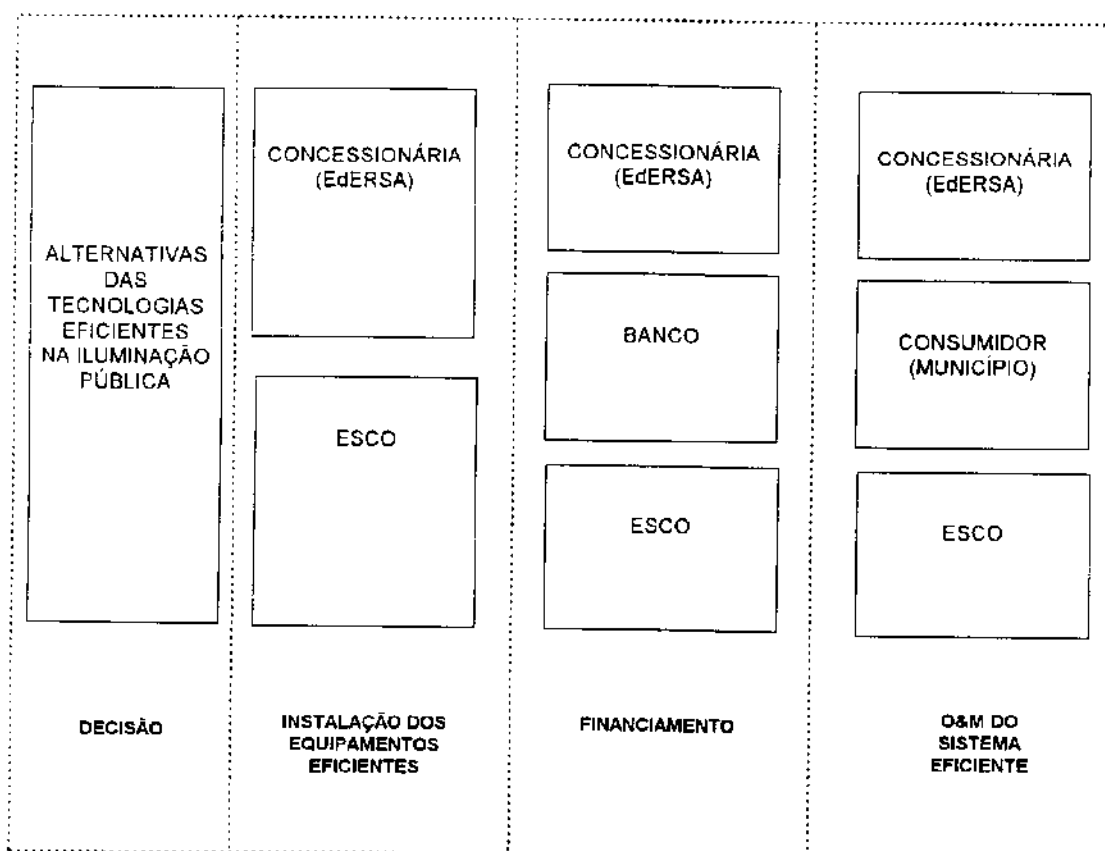


**Figura 5.4 Sensibilidade do resultado da sociedade**



Considerando os resultados das trocas propostas, pode-se supor uma negociação entre Município, Concessionária e ESCO's na implementação das medidas de eficiência na I.P. Esta situação é esquematizada na figura a seguir.

**Figura 5.5 A implementação da medida de eficiência na I.P. de Cipolletti**



Fonte: Elaboração própria.



## 5.4 Recomendações

Deve-se encorajar medidas de eficiência energética que se orientam no sentido da sustentabilidade. Dada a natureza finita dos recursos fósseis e considerando que sempre diminuição no consumo de energia elétrica é menor geração que consome gás natural, a eficiência é uma auxiliar para preservação dos recursos, além de evitar externalidades ambientais negativas associadas com a geração de energia.

O **Órgão Regulador** (EPRE) pode introduzir modificações nas equações tarifárias para incentivar o uso eficiente da energia e melhorar o gerenciamento da demanda. Isto é especialmente recomendável nos setores com pequenas e médias demandas.

Também poderá considerar algum tipo de compensação pela perda de receita para a concessionária de distribuição naqueles casos que ela empreenda uma medida de eficiência.

Com a finalidade de aproveitar a oportunidade econômica resultantes da implementação de medidas de eficiência, a **Concessionária** deve:

- Quantificar os potenciais de eficiência na I.P. para os demais Municípios da província, avaliando-os com base na metodologia apresentada no estudo de caso para a cidade de Cipolletti.
- Analisar a parceria com fabricantes de equipamentos para I.P. ou entidades financeiras quando for necessário.
- Melhorar seu desempenho nas tarefas de O&M dos sistemas de I.P., para ir definindo um novo perfil de empresa que presta serviços energéticos.
- Calcular os custos da expansão imediata de suas redes de distribuição ou parte dessas com fim de identificar as áreas de alto custo de expansão, nas quais é factível evitar tais gastos através de medidas de eficiência. O custeio deve ser permanentemente atualizado já que estas áreas de alto

custo de expansão imediata, mudam no tempo e no espaço segundo a evolução da demanda.

**O Município** deve procurar as ofertas, da concessionária e de outras empresas do setor, necessárias para concretizar a modernização de seu sistema de I.P. levando em conta critérios de eficiência econômica e energética. Ele poderá conseguir estas ofertas através de uma licitação com especificações adequadas a suas possibilidades financeiras ou obtendo o financiamento com o governo central (Estatual ou Provincial) ou bancos privados.

## ANEXOS

- A Geração de energia elétrica na Argentina
  - A.1 Potência instalada na geração de eletricidade Argentina - Ano 1996
  - A.2 Balanço anual de energia elétrica no M.E M.-Argentina
  - A.3 Consumo de combustíveis na geração de energia elétrica na Argentina
  - A.4 Gás natural: Consumo e preços

ANEXO A.1 - POTÊNCIA INSTALADA NA GERAÇÃO DE ELETRICIDADE [MW]  
ARGENTINA - ANO 1996

AREA	EMPRESA	CENTRAL	TV	TG	CC	DI	TER	NU	HID	TOTAL
CUYO	C.MENDOZA	L.D.CUYO	245	50	84		379			379
		C.D.PIEDRA		14			14			29
		TOTAL	245	64	84		393			408
	H.T.S.J.	SARMIENTO		30			30			30
		ULLUM							42	42
		TOTAL		30			30		42	72
	HIDISA	A.D.TORO							150	150
		L.REYUNOS							224	224
		EL TIGRE							14	14
		TOTAL							388	388
	HINISA SESJ	NIHUILES							217	217
Q.ULLUM								45	45	
	TOTAL AREA		245	94	84		423		692	1115
COMAHUE	A.VALLE	A.VALLE		16	80		96			96
		F.MORADO		42			42			42
	C.NEUQUEN	C.NEUQUEN		375			375			375
		C.T.G.ROCA		124			124			124
	CAPEX	A.CAJON		358			358			358
		CHOCON							1290	1290
	H.C.COLOR.	ARROYITO							120	120
		TOTAL							1410	1410
		P.BANDERITA							450	450
	H.ALICURA	ALICURA							1000	1000
		H.P.D.AGUILA							1400	1400
	C. DE PIEDRA	C. DE PIEDRA							30	30
		TOTAL AREA		30	965			995		4290
NOA	GUEMES	GUEMES	261				261			261
		C.T.NOA	79	27			106			106
	S.M.TUCUMAN	SALTA		10			10			10
		PALPALA		30			30			30
		LA RIOJA		25			25			25
		FRIAS		26			26			26
		S.PEDRO		26			26			26
		L.BANDA		13			13			13
		CATAMARCA		13			13			13
		SARMIENTO		10			10			10
		DIESEL					4	4		4
		TOTAL	79	180			4	263		263
	C.TUCUMAN	S.M.TUCUMAN		110			110			110
		C.TUCUMAN		144			144			144
	AVE FENIX	AVE FENIX		160			160			160
		C.CORRAL							101	101
	NOA HIDR.	ESCABA							24	24
P.VIEJO								15	15	
CADILLAL								12.6	13	
R.HONDO								15	15	
L.QUIROGAS								2	2	
	TOTAL AREA		340	594		4	938		169	1107

ANEXO A.1 - POTÊNCIA INSTALADA NA GERAÇÃO DE ELETRICIDADE [MW]  
ARGENTINA - ANO 1996

AREA	EMPRESA	CENTRAL	TV	TG	CC	DI	TER	NU	HID	TOTAL	
CENTRO	EPEC	PILAR	214				214			214	
		DEAN FUNES	32	32			64			64	
		SUR OESTE		140			140			140	
		VILLA MARIA		48			48			48	
		RIO CUARTO		32			32			32	
		SAN FRANCISCO		39			39			39	
		LEVALLE		46			46			46	
		CASSAFOUSTH							16.2	16	
		REOLIN							33	33	
		LA VIÑA							16	16	
		SAN ROQUE							22	22	
		FITZ SIMON							10	10	
		LOS MOLINOS							52.5	53	
		CRUZ DEL EJE							1.1	1	
		LA CALERA							4.4	4	
		PIEDRAS MORAS							6.3	6	
	TOTAL			246	337			583		155	738
	ARCOR	M.MARANZANA				60	60			60	
	R.GRANDE	R.GRANDE							750	750	
	N.A.S.A.-CNE	C.N.EMBALSE									
								648		648	
	TOTAL AREA		246	337	60		643	648	912	2203	
GBA-LI-ESEB	C.COSTANERA	COSTANERA	1131				1131			1131	
		C.BAS		204			204			204	
		C.PUERTO	589				589			589	
		NUEVO PUERTO	395				395			395	
			TOTAL	984				984		984	
	DIQUE	DIQUE			79			79			79
		DOCK SUD	DOCK SUD		210			210			210
	PMZA	P.D.MENDOZA	33	59			92			92	
	ESEBA	PIEDRABUENA	610				610				610
		NECOCHEA	199				199				199
		9 DE JULIO	56	95			151				151
		V. GESELL		28			28				28
		JUNIN		15			15				15
		MAR DE AJO		30			30				30
		PEHUAJO		10			10				10
		TOTAL	865	178			1043				1043
		S.NICOLAS	S.NICOLAS	642				642			642
SORRENTO		SORRENTO	212				212			212	
C.T.LIT.	CALCHINES	30				30				30	
	S.F.OESTE		40			40				40	
	PARANA		17			17				17	
	TOTAL	30	57			87				87	
	N.A.S.A.-CNA	C.N.ATUCHA							357	357	
	TOTAL AREA		3897	787			4684	357		5041	
NEA	C.T.NEA	BARRANQUERAS	25	59			84			84	
		CORRIENTES		12			12			12	
		FORMOSA		13			13			13	
		S.CATALINA		69			69			69	
		GOYA		13			13			13	
		TOTAL	25	166			191				191
	CTMSG Arg.	SALTO GRANDE							945	945	
YACYRETA	YACYRETA							1222	1222		
	TOTAL AREA		25	166			191		2167	2358	
MEM			4783	2943	144	4	7874	1005	8230	17109	

**ANEXO A.1 - POTÊNCIA INSTALADA NA GERAÇÃO DE ELETRICIDADE [MW]  
ARGENTINA - ANO 1996**

AREA	EMPRESA	CENTRAL	TV	TG	CC	DI	TER	NU	HID	TOTAL	
PATAG.	ERSA	SIERRA Grde.		32			32			32	
		Pto. MADRYN		42			42			42	
	CTPAT	C.RIVADAVIA		125			125			125	
		P.TRUNCADO		56			56			56	
		TOTAL		223			223			223	
	EDELSUR	C.T.PATAGONIA		76			76			76	
	H.FUTALEUFU	FUTALEUFU							448	448	
H.AMEGHINO	F.AMEGHINO							46	46		
MEMSP				331			331		494	825	
TOTAL MEM + MEMSP				4783	3274	144	4	8205	1005	8724	17934

TV: Turbo Vapor.

TER: Geração Térmica.

TG: Turbo Gás.

NU: Geração Nuclear.

CC: Ciclo Combinado.

HID: Geração Hidráulica.

DI: Motor a Diesel.

Fonte: CAMMESA, Informe anual 1996.

**ANEXO A.2 - BALANÇO ANUAL DE ENERGIA ELÉTRICA [GWh] NO MEM - ARGENTINA**

	ANO						
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
GERAÇÃO TÉRMICA	20005	24287	24141	25115	24920	27999	31067
GERAÇÃO HIDRÁULICA	15730	13291	16505	20320	24660	24853	22287
GERAÇÃO NUCLEAR	7280	7771	7091	7750	8290	7118	6921
IMPORTAÇÃO	100	782	2267	1212	334	310	275
GERAÇÃO NETA TOTAL	43114	46132	50004	54396	58204	60279	60549
EXPORTAÇÃO	51	0	12	15	15	191	311
BOMBEIO	440	389	354	491	609	254	130
OFERTA NETA DE GERAÇÃO	42622	45742	49638	53890	57580	59834	60107
RACIONAMENTO TENSÃO	164	357	122	43	9	5	1
RACIONAMENTO CORTES	0	0	3	14	15	14	4
GER.NETA PARA COBRIR A DEMANDA	42786	46100	49762	53947	57603	59853	60112
GERAÇÃO HIDRAULICA							
ÁREA COMAHUE	4489	5923	6195	10359	14250	14374	9185
SALTO GRANDE	7937	3976	6166	5844	6015	3216	4154
YACIRETÁ	----	----	----	----	355	3789	6332
RESTO HIDRÁULICO	2780	2851	3574	3575	3449	3110	2615

Fonte : CAMMESA, Informe anual 1996.



## ANEXO A.3 - CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS NA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NA ARGENTINA

### EVOLUÇÃO MENSAL DO CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS - ANO 1996 PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

COMBUSTÍVEL		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
GÁS	[Mm3]	779,5	622,5	810,0	599,0	690,3	574,1	545,7	672,7	739,1	664,3	629,9	723,2
GAS OIL	[t]	1,6	1,1	0,7	0,1	0,4	9,3	12,2	3,7	6,6	1,2	5,5	1,2
FUEL OIL	[t]	15,4	32,1	34,0	3,5	16,9	177,8	216,5	88,2	28,7	1,1	0,0	0,7
CARVÃO	[t]	0,0	0,0	0,0	25,6	66,8	84,4	91,9	62,1	71,7	51,3	54,1	45,1

### EVOLUÇÃO ANUAL DO CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

COMBUSTÍVEL		ANO				
		1992	1993	1994	1995	1996
GÁS	[Mm3]	5250	5495	5600	6640	8050
GAS OIL	[t]	320	140	80	20	43
FUEL OIL	[t]	1500	1300	600	480	615
CARVÃO	[t]	230	380	900	708	553

### EVOLUÇÃO DO CONSUMO ESPECÍFICO DO PARQUE TÉRMICO GERADOR HISTÓRICO (1992-1996) e PROJETADO (1997-2010)

Ce	[kcal/kWh]	ANO											
		1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2002	2005	2010
		2610	2540	2440	2381	2381	2310	2050	1950	1800	1850	1820	1770

### EVOLUÇÃO ANUAL DO CONSUMO DE GÁS NATURAL

CONSUMO		ANO					
		1990	1991	1992	1993	1994	1995
TOTAL PAÍS	[Mm3]	23018	24643	25043	26663	27697	29450
NA GERAÇÃO ENERGIA ELÉTRICA	[Mm3]	5000	5100	5250	5495	5600	6640
PARTICIPAÇÃO NO TOTAL	[%]	22%	21%	21%	21%	20%	23%

Fonte: CAMMESA, Informe anual 1996.

## ANEXO A.4 - GÁS NATURAL CONSUMO E PREÇOS

### CONSUMO SETORIAL DE GÁS NATURAL E PROJEÇÃO PARA OS ANOS 1995 - 2010 (milhões de m3 de 9300 kcal)

SETOR	Projetado			
	1995	2000	2005	2010
Residencial	5760	7051	8414	9874
Comercial e Público	1265	1515	1710	1902
Industrial	7930	10120	11875	13724
Usinas (1)	7248	6819	9369	13380
GNC	1007	1326	1647	2013
SDB	262	329	388	451
<b>Total</b>	<b>23472</b>	<b>27160</b>	<b>33403</b>	<b>41344</b>

(1) As projeções do consumo de gás foram feitas para hidrologia média.

Também inclui uma estimativa do consumo de gás para centrais no MEMSP.

Fonte: Secretaria de Energia "Informe de Prospectiva 1996".

### PROJEÇÕES DE PREÇOS DO GÁS NATURAL PARA USO EM CENTRAIS DE GERAÇÃO ELÉTRICA NA ARGENTINA (Preços em US\$ / MBTU)

ÁREA	ANO							
	1997		2000		2005		2010	
	Verão	Inverno	Verão	Inverno	Verão	Inverno	Verão	Inverno
Metropolitana	1,7342	1,7884	1,9648	2,0262	2,1587	2,2262	2,2632	2,3340
Bs. As. Norte	1,7342	1,7884	1,9564	2,0175	2,1441	2,2112	2,2424	2,3125
Pampeana	1,7342	1,7884	1,9904	2,0526	2,1868	2,2551	2,2757	2,3468
Litoral	1,6123	1,6665	1,8162	1,8772	1,9905	2,0574	2,0663	2,1357
Cuyana	1,3684	1,4768	1,5481	1,6708	1,6967	1,8311	1,7613	1,9008
Neuquina	0,9619	1,1516	0,9999	1,1971	0,1148	1,3744	1,2066	1,4445
Noroeste	1,3819	1,4361	1,4515	1,5084	1,6745	1,7402	0,1773	1,8426

Fator de conversão 27,0968 x 106 Btu/m3

Cenário : alta exportação de gás, hidrologia média e exportação de energia elétrica firme de 2000 MW para o Brasil.

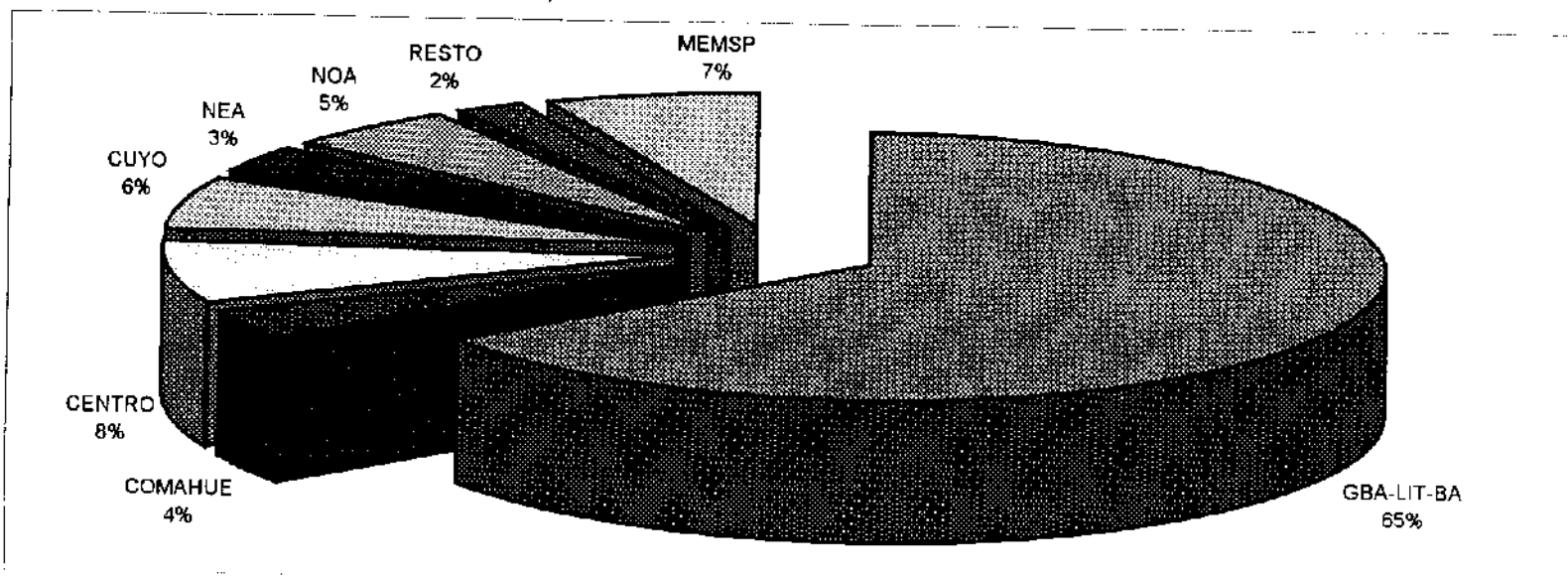
Fonte: Secretaria de Energia "Informe de Prospectiva 1996".

- B O consumo de energia elétrica na Argentina
  - B.1 Previsões do consumo de energia elétrica na Argentina
  - B.2 Consumo setorial de energia
  - B.3 Caracterização do consumo por usos finais

**ANEXO B.1 - PREVISÃO DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA NA ARGENTINA [GWh] (1)**

ANO	ÁREA									ERCADO			TOTAL
	GBA	LITORAL	BA	GBA-LIT-BA	COMAHUE	CENTRO	CUYO	NEA	NOA	RESTO	MEMSP	MEM	
1996	25.162	7.530	8.276	40.968	2.266	4.763	4.061	2.117	3.413	1500	4.168	57.588	63.256
1997	26.185	8.133	8.643	42.961	2.790	5.022	4.202	2.608	4.222	1159	4.357	61.805	67.321
1998	27.271	8.471	8.977	44.719	3.095	5.266	4.437	2.688	4.731	1204	4.405	64.936	70.545
1999	28.646	8.945	9.437	47.028	3.233	5.511	4.658	2.862	4.955	1248	4.453	68.248	73.949
2000	30.032	9.446	9.922	49.400	3.377	5.767	4.889	3.048	4.190	1291	4.502	71.671	77.464
2005	37.994	12.401	12.741	63.136	4.200	7.239	6.233	4.175	6.541	1481	4.756	91.524	97.761
2010	47.957	16.281	16.362	80.600	5.223	9.086	7.945	5.718	8.244	1708	5.023	116.817	123.548

(1): Faturamento de energia mais perdas na distribuição e transmissão.  
 Fonte :Secretaria de Energia Argentina "Informe de Prospectiva Anual 1996".



## ANEXO B.2 - CONSUMO SETORIAL

### PARTICIPAÇÃO SETORIAL NO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA Ano 1995 - Total Argentina

SETORES	Consumo [GWh]	Participação [%]
Industrial e Outros	21707	42,2%
Residencial	17088	33,2%
Comercial e Público	9689	18,8%
Agropecuário	456	0,9%
Transportes	302	0,6%
Iluminação Pública	2192	4,3%
<b>TOTAL</b>	<b>51434</b>	<b>100,0%</b>

Fonte: Secretaria de Energia "Informe de Prospectiva 1996".

### PREVISÃO DO CONSUMO SETORIAL DE ENERGIA ELÉTRICA NA ARGENTINA

SETOR	ANO							
	1992 [GWh]	1993 [GWh]	1994 [GWh]	1995 [GWh]	2000 [GWh]	2002 [GWh]	2005 [GWh]	2010 [GWh]
Residencial	13366	14675	15895	17088	22916	25315	29546	37890
Comercial	9065	9542	11003	11881	15864	17562	20553	26357
Industrial	18264	19670	20368	21707	26493	29324	34022	43805
Agropecuário	390	384	442	457	816	994	1109	1698
Transporte	278	264	279	302	337	349	384	430
<b>TOTAL</b>	<b>41363</b>	<b>44535</b>	<b>47987</b>	<b>51435</b>	<b>66426</b>	<b>73544</b>	<b>85614</b>	<b>110180</b>

Fonte: Secretaria de Energia "Informe de Prospectiva 1996".

## ANEXO B.3 - CARACTERIZAÇÃO DO CONSUMO POR USOS FINAIS

### CARACTERIZAÇÃO DO CONSUMO RESIDENCIAL DE ENERGIA ELÉTRICA NA ARGENTINA - Ano 1995

Uso Final da Energia	Participação	Potencial de Conservação
	[%]	[%]
Conservação de Alimentos	44,1	40-60
Iluminação	16,3	80
Eletrodomésticos	29,3	10-50
Refrigeração e Ventilação	5,3	26-48
Aquecimento Ambiental	2,1	26-48
Motores e Bombeamento de Água	0,8	-
Aquecimento de Água	1,9	10-20
Cocção	0,1	10-20

Fonte: Secretaria de Energia "Informe de Prospectiva 1996".

### CARACTERIZAÇÃO DO CONSUMO COMERCIAL E PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA NA ARGENTINA - Ano 1995

Uso Final da Energia	Participação	Potencial de Conservação
	[%]	[%]
Iluminação	55	21-44
Ar condicionado	16,5	26-48
Aquecimento ambiental	5,6	26-48
Força Motriz	22,9	27-42

Fonte: Secretaria de Energia "Informe de Prospectiva 1996".

### CONSERVAÇÃO DE ENERGIA NO SETOR RESIDENCIAL [GWh / Ano]

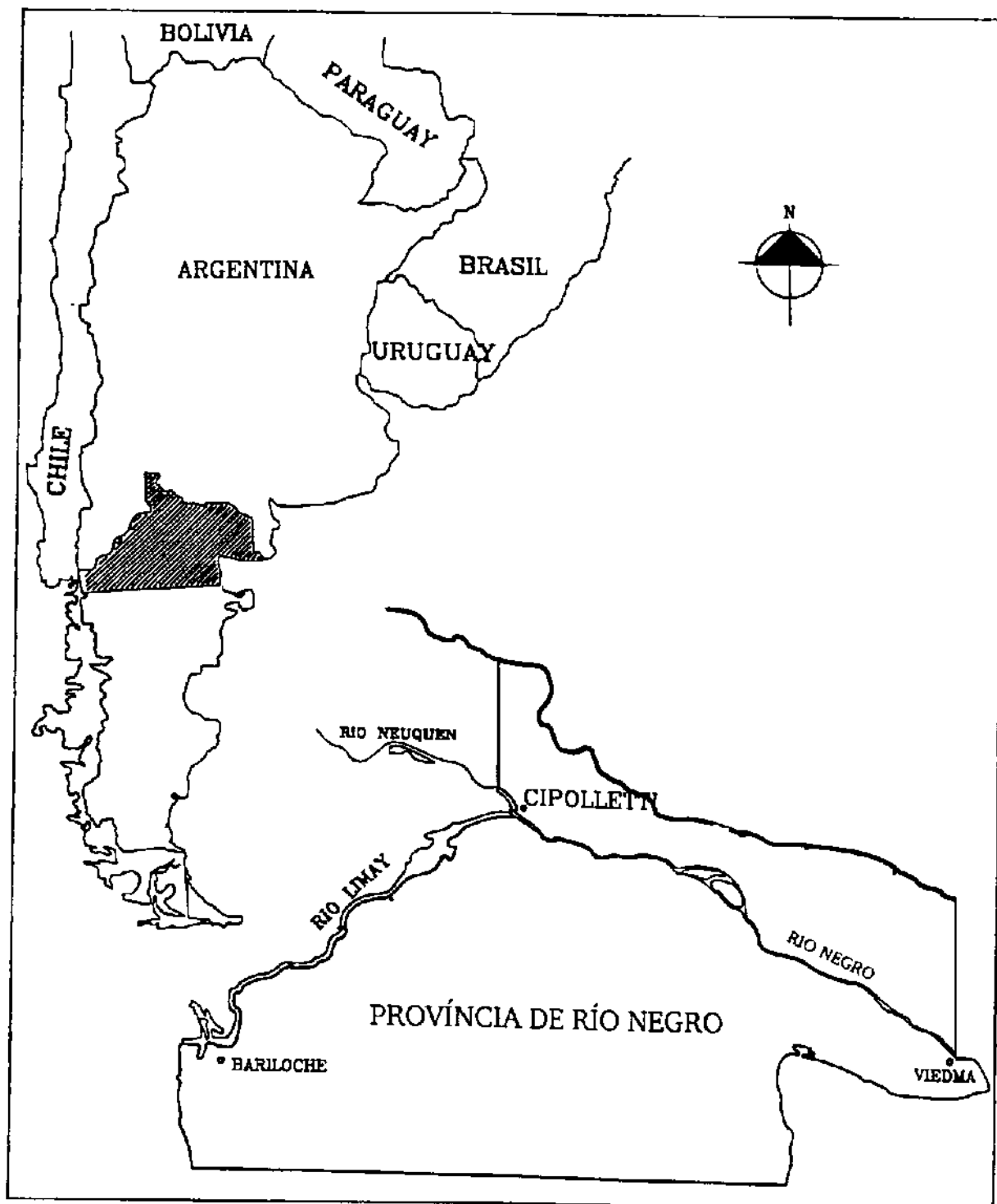
<b>a) Uso final iluminação</b>				
Medidas Possíveis	2000	2002	2005	2010
Publicidade	130	150	200	310
Reintegros na conta	750	850	1020	1380
<b>Total</b>	<b>880</b>	<b>1000</b>	<b>1220</b>	<b>1690</b>

<b>b) Uso final conservação de alimentos</b>				
Medidas Possíveis	2000	2002	2005	2010
Programa de "Etiquetagem"	80	130	220	380
Programa de Eficiência Mínima a partir do ano 2000	1100	1330	1620	1910
<b>Total</b>	<b>1180</b>	<b>1460</b>	<b>1840</b>	<b>2290</b>

Fonte: Secretaria de Energia "Informe de Prospectiva 1996".

- C A concessionária EdERSA
  - C.1 Localização geográfica
  - C.2 Balanço de energia da concessionária EdERSA
  - C.3 Quantidade de usuários e consumo de energia para a concessionária EdERSA
  - C.4 Regime tarifário para concessionária de distribuição EdERSA
  - C.5 Quantidade de usuários e consumo de energia para a cidade de Cipolletti

## ANEXO C.1 LOCALIZAÇÃO GEOGRÁFICA





ANEXO C.2 - BALANÇO EdERSA [MWh] ANO 1995

	JANEIRO	FEVEREIRO	MARÇO	ABRIL	MAIO	JUNHO	JULHO	AGOSTO	OUTUBRO	SETEMBRO	NOVEMBRO	DEZEMBRO	TOTAL
Energia comprada CAMMESA S.A.D.I.	63346,2	65732,0	37147,1	1907,5	-57,7	2590,1	476,3	629,4	3143,5	-207,2	-1298,5	-2180,7	171228,0
Energia comprada YPF S.A. (1) S.A.D.I.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2013,4	2253,9	2253,7	6521,0
Energia comprada T.P.C. (2) S.A.D.I.	0,0	0,0	36229,4	65587,0	68916,4	65521,1	66697,7	65577,8	57344,5	54326,7	52616,0	54301,6	587118,2
Energia comprada CAMMESA S.P.	7598,5	6521,9	7154,6	7185,7	7371,5	4104,7	1696,8	2545,9	2480,0	2461,0	2477,1	2703,7	54301,4
Energia comprada FUTALEUFLU (2) S.P.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2446,5	5389,4	4652,6	4060,4	3875,0	3783,5	4022,8	28230,2
Generación Hidráulica R.N. Ger. (2) S.A.D.I.	12326,7	9674,0	9865,4	10742,3	1338,0	3128,8	3383,5	4282,5	6081,5	11089,3	12069,7	11553,7	95535,4
Generación Hidráulica Propia S.A.	360,5	379,0	403,0	233,5	402,9	370,6	365,7	729,9	676,4	700,0	700,0	700,0	6021,5
Generación Térmica S.A.	1928,3	1728,3	2012,5	1895,0	1928,8	1854,7	1862,1	1862,4	1842,6	1853,3	1853,3	1853,3	22474,6
Energia Disponible	85560,2	84035,2	92812,0	87551,0	79899,9	80016,5	79871,5	80280,5	75628,9	76111,5	74455,0	75208,2	971430,4
Energia Facturada	73689,9	79805,7	86984,3	83788,9	75183,7	74922,7	75775,6	74429,9	68063,8	70415,0	66364,4	66857,5	896301,4
Energia Vendida	74322,7	77944,1	85705,7	81929,4	75766,3	75454,6	77014,3	71919,8	68010,9	71078,8	67450,6	65352,7	891949,9
Pérdidas	11237,5	6091,1	7106,3	5621,6	4133,6	4561,9	2857,2	8360,7	7618,0	5032,8	7004,4	9855,5	
Pérdidas %	13.13%	7.25%	7.66%	6.42%	5.17%	5.70%	3.58%	10.41%	10.07%	6.61%	9.41%	13.10%	

PARTICIPAÇÃO SETORIAL

SETOR	JANEIRO	FEVEREIRO	MARÇO	ABRIL	MAIO	JUNHO	JULHO	AGOSTO	OUTUBRO	SETEMBRO	NOVEMBRO	DEZEMBRO	TOTAL
Residencial	12571,1	15358,6	13123,3	14015,6	11976,3	14412,4	13189,2	15098,1	11742,3	14522,8	11603,4	13936,8	161549,9
Geral	10503,8	9274,8	11647,4	9089,8	9560,0	7785,4	9429,3	7733,4	8665,7	7494,9	8787,0	7548,8	107520,3
Iluminação Pública	2244,3	2335,9	2246,2	2421,2	2378,0	2646,2	2560,2	2810,8	2458,1	2666,1	2369,3	2443,7	29580,1
Grandes Usuários	38853,4	43886,9	50617,0	48725,1	40740,8	40432,6	39414,4	37908,7	38786,5	36509,2	34980,6	33262,1	484117,3
Distribuidores	9604,4	9049,6	9260,6	9683,5	9609,9	9700,8	11157,0	10898,0	10173,2	9661,9	8701,3	9660,0	117160,2
<b>TOTAL</b>	<b>73777,0</b>	<b>79905,8</b>	<b>86894,5</b>	<b>83935,2</b>	<b>74265,1</b>	<b>74977,4</b>	<b>75750,0</b>	<b>74448,9</b>	<b>71825,8</b>	<b>70855,0</b>	<b>68441,7</b>	<b>66851,3</b>	<b>899927,8</b>

(1): Grande Usuário

(2): Produtoras Independentes

S.A.D.I.: "Sistema Argentino de Interconexión".

S.P.: Sistema interligado Patagónico.

S.A.: Sistemas Isolados.

Fonte: Gerencia Comercial EdERSA - 1996.

**ANEXO C.3 - QUANTIDADE DE USUÁRIOS E CONSUMO DE ENERGIA PARA A CONCESSIONÁRIA EDESA**

SUBSETOR	Evolução mensal no ano 1995												TOTAL	
	[KWh]												ENERGIA	USUÁRIOS
	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ		
001-Resid.Comun	12641239	14861578	13308298	13488936	12229677	13990610	13482854	14682678	12143000	13941638	11928865	13250267	159749828	87617
002-Resid.Rural	680437	1041058	576322	1033377	682291	1046292	675991	1046505	657428	1015794	643751	1042214	10141460	6904
003-Resid.Empleados	12170	12972	11076	14146	12200	14348	18201	12767	16253	14307	643751	15221	12592	58
004-Resid.Empleados		405		433		1002		986		289		668	3783	2
005-Resid.Jubilados	1042485	1210653	1111484	1092686	100874	1091885	111836	1159725	989308	1146225	1022176	1118712	11198049	8382
006-Resid.Jubilados Rural	35897	64893	28344	62506	32201	64192	34292	65024	32474	60590	34260	69565	584058	405
007-Ex.Combat.Mat.Minas	3244	3692	3571	3214	3322	3743	4004	3551	3523	3893	3697	3687	43221	22
011-Comercial	4858567	3520074	5414659	3164516	4306327	2747080	4538468	2716885	4010256	2661344	4058748	2887724	44884646	11829
021-Industrial	1135787	986859	1331743	1015788	1241410	811188	1107665	810269	910383	743826	981768	735321	11812007	1792
022-Industrial Zona Sur	49494	9880	51859	8746	52078	9469	37182	9407	38296	9154	43962	8020	327527	69
023-Portuario S.A.E.	29035		32822		53704		57692		53750		29038		255841	4
025-Consor/Planes Habt	40157	11869	23109	8415	23609	8907	25138	11169	25674	8006	32902	10381	229336	59
026-Riego Agricola	1455352	1680051	1519804	1177317	624461	432368	275146	373185	491849	798715	970193	1158348	10957789	696
027-Hoteles	86501	62394	90436	61458	59019	44273	83215	52228	75405	48330	69826	47787	780882	88
028-Rural	1065210	1243172	1448711	1857422	1411954	1680945	1178059	1397525	1089476	1276231	922964	1121930	15671599	1394
030-Resid.Gob.Nacional	975		1061		1029		1485		1239		1301		7070	2
031-Entid.S/F.L.Gob.Nac	64032	124943	60948	115392	65001	184447	68964	218529	101132	169850	69792	163012	1405842	125
033-Comerc.Gob.Nac.	73350	73461	85305	70744	62296	69931	83511	87135	78542	77321	65340	59353	886289	67
034-Indust.Gob.Nac.	15050	185	21948	197	14689	478	15757	511	15476	566	12224	453	97532	7
040-Resid.Gob.Provinc.				841			947		836		757		3381	3
041-Entid.S/F.L.Gob.Pro	635401	573260	553040	685424	697733	874392	915246	105846	880784	947526	662826	671175	8182753	1172
043-Comerc.Gob.Prov.	214805	69568	198182	51794	149934	48351	171168	54240	159534	48089	150147	37013	1352803	112
044-Indust.Gob.Prov	201316	150862	202147	111205	216946	86132	221333	94789	184854	93678	183243	110095	1866410	88
050-Resid.Gob.Municipal			40			248		277		529	217	355	1664	4
051-Entid.S/F.L.Gob.Mun	172922	172813	164570	202747	176711	223222	208020	249528	194407	244067	161300	193416	2363523	523
053-Comerc.Municipal	27938	230595	28782	208084	39177	231755	47367	257718	34855	52807	33441	43250	1235569	81
054-Indust.Municipal	105958	113906	117710	104143	105941	97306	81232	97480	66057	88804	75356	81383	1135076	162
071-Alumbrado Publico	2244259,0	2335856,0	2248221,0	2421177,0	2378046,0	2646222,0	2560238,0	2810772,0	2458126,0	2668125,0	2369312,0	2443724,0	29580078	153
080-Entid.Sim/Fin.Lucro	11117	10083	10642	8498	13282	6956	19115	12308	17168	7992	17545	7964	145668	41
091-Entid.Sim/Fin.Lucro	301946	252919	314293	246291	269191	234105	322195	24217	293722	227216	279319	221529	2986943	1143
112-Industrial Partic.4BT	1911381	1694163	1733153	1560252	1600559	1615833	1740326	1846977	1782170	1720163	1853407	2081726	21143110	113
113-Industrial Partic.4MT	1036246	1156039	1271971	1155858	1331643	1397619	1326147	1256291	1298736	1267626	1268593	1385144	15151913	33
122-Industrial Partic.4BT	2875838	7522972	10965629	8526812	6089334	4701490	3759163	3589443	3263234	3194084	2874532	2370262	59732793	260
123-Industrial Partic.4MT	2569099	6716362	9884042	8862072	8531746	5100133	3787718	3679798	3452113	2761859	2522866	2359504	58229312	78
132-Gob.Nacional 4BT					16056		15912		11520		11520	10658	94392	2
133-Gob.Nacional 4MT	39105	40043	57089	58442	35862	38308	33181	36955	50604	23227	21552	52145	480513	4
134-Gob.Nac. Agro ind.4MT	8880	7776	8736	8616	972	9024	9816	10416	8952	7992	7152	7752	96084	2
142-Gob.Provincial 4BT	183145	149584	144234	127515	149212	148427	151278	156243	118176	102003	108097	136250	1674164	30
152-Gob.Municipal 4BT	16436	13128	13591	12004	10599	11171	10384	13113	7972	13756	13587	14625	150366	4
165-Serv.Pub.Sanitar 4BT	700075	581053	524475	435542	437123	387592	389818	440451	454234	501254	546914	637015	6035546	24
186-Serv.Pub.Sanitar.4MT	498960	461280	419400	334440	356840	331860	342660	323940	338880	376812	416316	533034	4734222	6
193-Riego agricola 4BT	405847	359413	246610	140796	87601	21727	21343	20164	221726	186625	256621	360070	2310542	24
194-Riego agricola 4MT	638864	521544	341948	162636	111536	40632	12112	94428	334556	205464	382624	620084	3466428	8
206-Coop.Serv.Public.4BT	3114	2046	1248	548	528	354	288	366	57	654	966	1908	12075	2
693-GobProvRiego Agr 4MT	98368	57928	87800	131544	116568	45108	40572	60748	106800	148764	106488	87128	1087816	6
Grandes Usuarios Especiales	37302499	33514811	34044086	36778579	33401922	36164343	38725556	37137652	37432561	35517665	33160627	32113072	425293373	36

SETOR	Usuários	[GWh]
RESIDENCIAL	103389	182
ILUMINAÇÃO PÚBLICA	153	30
COMERCIAL	15255	79
GRANDES USUÁRIOS (1)	4097	610
<b>TOTAL</b>	<b>122804</b>	<b>900</b>

(1) inclui venda de energia aos distribuidores nas cidades de Banteche e Rio Colorado  
Fonte: Gerencia Comercial - EDESA, 1996

**ANEXO C.4 - REGIME TARIFARIO PARA CONCESSIONÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO EDERSA**  
**VALORES DAS DIFERENTES VARIÁVEIS PARA CÁLCULO DAS TARIFAS**

TARIFA	FPP	FPE	CD	K1	K2	GC	K3p	K3v	K3r	K4	E	U	EMP	FC	RDDN
											kWh		kWh		
Tarifa 1-R1	1.1430	1.1280	13.00	0.3590	0.0150	1.4	0.268	0.275	0.456	0.0041	10727320	64206			
Tarifa 1-R2											17395358	38860	300		
Tarifa 1-G1	1.1430	1.1280	13.00	0.5560	0.0278	2.0	0.351	0.314	0.333	0.0044	3838391	15956			
Tarifa 1-G2											6992642	2988	1000		
Tarifa 1-AP	1.1430	1.1280	13.00			0.003	0.250	0.600	0.150						
Tarifa 2	1.1430	1.1280	13.00		80.0000	12.5	0.140	0.210	0.650					41.66	
Tarifa 3-BT	1.1430	1.1280	13.00			40.0								45.00	1.15
Tarifa 3-MT	1.0790	1.0720	6.29			200.0									
Tarifa 3-AT	1.0300	1.0280	0.86			500.0									

**Pr: Faturamento teórico da tarifa "P".**

628569.4 P<sub>R1</sub> =  
788733.0 P<sub>R2</sub> =  
1415302.4 P<sub>R</sub> =  
236413.7 P<sub>D1</sub> =  
268481.5 P<sub>D2</sub> =  
504895.2 P<sub>D</sub> =

**Custo de abastecimento da concessionária (Cac)**

PP 3.048 US\$/kWhs Cac de Potência  
Pep 0.038 US\$/kWh Cac de Energia nas horas de ponta  
Pev 0.018 US\$/kWh Cac de Energia nas horas de vale  
Per 0.023 US\$/kWh Cac de Energia nas horas restantes

TARIFA	CF	CV	CP	CPP	CPM	CVp	CVv	CVr
	us\$	us\$/kWh	us\$/kW	us\$/kW	us\$/kW	us\$/kWh	us\$/kWh	us\$/kWh
Tarifa 1-R1	5.7894	0.082						
Tarifa 1-R2	9.8546	0.069						
Tarifa 1-G1	8.5969	0.087						
Tarifa 1-G2	33.62	0.062						
Tarifa 1-AP		0.084						
Tarifa 2	12.5	0.035	15.44					
Tarifa 3-BT	40.0			3.48	13.00	0.0431	0.0205	0.0264
Tarifa 3-MT	200.0			3.29	6.29	0.0410	0.0195	0.0251
Tarifa 3-AT	500.0			3.14	0.86	0.0393	0.0187	0.0241

**Sensibilidade das tarifas às variações no custo de abastecimento da concessionária**

VALOR	Variação no Custo de abastecimento da concessionária EDERSA											
	-5%	0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%	40%	45%	50%
Cac na ponta	0.036	0.038	0.040	0.042	0.044	0.046	0.048	0.050	0.052	0.054	0.055	0.057
Cac no vale	0.017	0.018	0.019	0.020	0.021	0.022	0.023	0.024	0.025	0.025	0.026	0.027
Cac no resto	0.022	0.023	0.025	0.026	0.027	0.028	0.029	0.030	0.032	0.033	0.034	0.035
Tarifa 1-R1	0.081	0.082	0.084	0.085	0.087	0.088	0.090	0.091	0.093	0.094	0.095	0.097
Tarifa 1-R2	-1.8%	0.0%	1.7%	3.4%	5.1%	6.6%	8.2%	9.6%	11.1%	12.4%	13.8%	15.1%
Tarifa 1-G1	-2.2%	0.0%	2.1%	4.1%	6.0%	7.9%	9.6%	11.4%	13.0%	14.6%	16.1%	17.6%
Tarifa 1-G2	-1.8%	0.0%	1.7%	3.4%	5.0%	6.5%	8.0%	9.4%	10.8%	12.2%	13.5%	14.8%
Tarifa 1-AP	-2.4%	0.0%	2.3%	4.5%	6.5%	8.5%	10.4%	12.3%	14.0%	15.7%	17.4%	18.9%
Tarifa 2	-1.6%	0.0%	1.6%	3.1%	4.6%	6.0%	7.4%	8.8%	10.1%	11.4%	12.6%	13.8%
Tarifa 3-AT	-4.0%	0.0%	3.7%	7.2%	10.4%	13.4%	16.3%	18.9%	21.4%	23.7%	25.9%	28.0%

Nota: Os valores fixos não apresentam sensibilidade às variações no custo de abastecimento da concessionária.  
Fonte: Elaboração própria, com base no contrato de concessão EDERSA, Set. 1996

**ANEXO C.5 - QUANTIDADE DE USUARIOS E CONSUMO DE ENERGIA PARA A CIDADE DE CIPOLLETTI**

SUBSETOR	Evolução mensal no ano 1996											
	[kWh]											
	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
001-Resid.Comun	2486395	3103668	2354106	2807338	2475467	2997993	254537	2862934	2354357	2725576	2203686	2748293
002-Resid Rural	170808	553	174832	525	166515	581	157641	603	260943	1136	247165	598
003-Resid.Empleados	10657	10344	9547	8895	12045	10216	13151	10064	10486	8362	4351	4033
005-Resid.Jubilados	242345	305023	230259	267675	234201	28016	230565	259306	209993	255079	199144	257581
006-Resid.Jubilados Rural	2568		2417		2329		1883		1646		1526	
007-Ex Combat. Malvinas	237	984	313	871	470	827	576	902		824		908
011-Comercial	819273	732453	744751	612462	749819	599161	706674	628516	669054	576081	649023	600781
021-Industrial	23063	11283	225964	91658	23911	96721	217238	94571	181058	86225	169117	84909
025-Consor/Planes Habit	105	1122	159	1112	137	132	98	1076	118	719	355	445
026-Riego Agricola	153548		120033		5565		37567		37642		101602	
027-Hoteles	23247	9653	19634	10889	15587	8374	15802	11275	18955	9633	15991	10853
028-Rural	413924		419652		437636		398741		223364		181763	
031-Entid.S/F.L.Gob.Nac	895	2197	717	1617	1512	1895	1743	2303	1399	2027	1208	1434
033-Comerc.Gob.Nac.	50	7829	55	6096	82	878	87	7663	99	7004	111	571
040-Resid.Gob.Provinc.	588		529		570		646		588		433	
041-Entid.S/F.L.Gob.Pro	33125	72509	21861	80116	52703	10602	70423	109903	61371	10324	56138	87449
043-Comerc.Gob.Prov.	1857	5324	1739	6549	1796	6845	2268	6714	1836	5454	1601	5981
044-Indust.Gob.Prov.	82566		78971		88327		83647		77725		78419	
051-Entid.S/F.L.Gob.Mun	23351	23136	12509	24932	17116	33181	22376	30932	23185	26562	20228	23278
053-Comerc.Municipal	5986	10	88	6	7804	1	8501		8095		8406	
054-Indust.Municipal	40417	673	3941	6137	26205	5152	20268	3384	24884	6494	31082	7875
071-Alumbrado Publico				165702		215062		23689		243161		234796
090-Entid.Sin/Fin.Lucro	2256		1908		1201		105		980		1192	
091-Entid.Sin/Fin.Lucro	82046	5416	70024	43759	65746	56219	70301	45036	69317	48379	62576	41627
112-Industrial Partic.4BT	580604	505200	526294	436949	459391	453994	477364	528348	492983	547515	544416	530382
113-Industrial Partic.4MT	79716	82044	88639	73055	72570	122451	74284	75804	70426	69406	85759	101346
122-Industrial Partic.4BT	475717	1163715	1848840	1339162	1053085	743967	685303	715003	681986	545732	398560	331512
123-Industrial Partic.4MT	756716	1911416	2154843	1587099	1220200	918868	805361	828089	788562	755508	673370	827401
142-Gob.Provincial 4BT	13330	12890	16665	14005	17298	19358	16244	17064	14420	15220	19757	14011
185-Serv.Pub.Sanitar.4BT	52569	45619	47522	34272	36878	33828	32231	35631	39350	41200	41974	50751
186-Serv.Pub.Sanitar.4MT	123390	110034	112086	91080	92394	91170	90180	94482	93798	104670	122778	110880
Grandes Usuarios Especiales	1529664	1820736	1550976	1202208	1176912	1188048	1301064	727552	1827380	1020096	1492608	871680
FATURAMENTO TOTAL	8403518	9983132	10888112	8916936	9265075	794844	802678	7332429	8247657	7207283	7421004	6934112

SETOR	ANO							
	1993		1994		1995		1996	
	Usuários	[MWh]	Usuários	[MWh]	Usuários	[MWh]	Usuários	[MWh]
RESIDENCIAL	16609	30804	16372	31462	17725	34813	18141	33410
ILUMINAÇÃO PÚBLICA	1	4252	1	5263	1	4798	1	5263
COMERCIAL	2189	10609	2171	10601	2291	13051	2182	12248
IRRIGAÇÃO	50	478	52	469	58	522	53	469
INDUSTRIAL	681	43878	642	48599	701	52620	482	48599
TOTAL	19530	90021	19238	96394	20776	105804	20859	99989

- D O setor da I.P. em Cipolletti
  
- D.1 Consumo bimestral total estimado na I.P.
- D.2 Consumo bimestral de energia elétrica para I.P.
- D.3 Tarefas de manutenção na I.P.
- D.4 Custos da operação e manutenção

**ANEXO D.1 - CONSUMO BIMESTRAL TOTAL ESTIMADO NA I.P.  
CADASTRO DE LÂMPADAS NA I.P. POR SETOR DA CIDADE DE CIPOLLETTI**

SETOR	LOCALIZAÇÃO	MEDIDOR	Lâmpada Tipo						CONSUMOS ESTIMADOS (kWh)						TOTAL (kWh)		
			I	II	III	IV	V	VI	I	II	III	IV	V	VI			
			Lâmpada						Consumos								
			DIAS = 60						HORAS POR DIA = 11								
			LÂMPADA						POTÊNCIA (W)								
			REATOR						TOTAL								
			I VHg II VHg III VNa IV VNa V VNa VI INC						125 250 150 250 220 200								
			15 30 25 30 30 0						140 280 175 280 250 200								
A	Los Arrayanes y Las Araucarias	1034683	20						0	3698	0	0	0	0	0	3698	
A	Los Ceibos y Los Olmos	1034687	35						0	8468	0	0	0	0	0	8468	
A	Arrayanes y Araucarias	C/Est	30						0	5544	0	0	0	0	0	5544	
A	Los Arrayanes y Chacabuco	847643	93						0	17186	0	0	0	0	0	17186	
A	Chacabuco y Los Coihues	55201	28						0	5174	0	0	0	0	0	5174	
A	Los Coihues (D. Martinez)	81369	98						0	18110	0	0	0	0	0	18110	
A	Las Acacias y Araucarias	419317					55		0	0	0	0	9075	0	0	9075	
A	Las Heras y San Lorenzo	1289566	25						0	4620	0	0	0	0	0	4620	
A	Las Heras y Chacabuco	1033385	25						0	4620	0	0	0	0	0	4620	
A	Toschi 220	1034880				5	50		0	0	0	924	8250	0	0	9174	
A	General Paz	C/Est	22						0	4066	0	0	0	0	0	4066	
A	Uruguay 45 (Gato Negro)	37108	58						5359	0	0	0	0	0	0	5359	
A	San Martin y Córdoba	57528	95						0	17556	0	0	0	0	0	17556	
A	Río Santiago y San Martin	130528	80						0	14784	0	0	0	0	0	14784	
A	Puerto Belgrano 350	440902	42						0	7762	0	0	0	0	0	7762	
A	Irigoyen y Uruguay	628428	42						0	7762	0	0	0	0	0	7762	
A	Agote y Kennedy	441014	38						0	7022	0	0	0	0	0	7022	
A	Alem y Puerto Belgrano	788528					22		0	0	0	0	3630	0	0	3630	
A	Irigoyen 1800	125837	30						0	5544	0	0	0	0	0	5544	
A	Río Limay (Los Tilos)	591739	30						0	5544	0	0	0	0	0	5544	
A	Circunvalación y Borges	592028	24						0	4435	0	0	0	0	0	4435	
A	Crisol	429176	92						0	17002	0	0	0	0	0	17002	
A	Río Neuquén y Panamá	1300107	43		18				3973	0	2079	0	0	0	0	6052	
A	Alem y Villano	C/Est	16						0	2957	0	0	0	0	0	2957	
A	Alem y Kennedy	C/Est	16						0	2957	0	0	0	0	0	2957	
A	Barrio Los Tordos	C/Est	18						0	3326	0	0	0	0	0	3326	
B	J Paris y Primeros Pobladores	1232025	10				5		0	1848	0	0	0	660	0	2508	
B	Tte Ibañez y M. Estrada	419198	11	57					1016	10534	0	0	0	0	0	11550	
B	Naciones Unidas y Chile (76 Viv.)	891260	21			2			0	3881	0	370	0	0	0	4250	
B	Río Negro y J. Paris	57539	40						0	7392	0	0	0	0	0	7392	
B	Río Limay y Chile	1338408	36						0	6653	0	0	0	0	0	6653	
B	Bolivia y M. Estrada	1034559	22	18			10		2033	3326	0	0	0	1320	0	6679	
B	Don Bosco y Bolivia	1034688	47				8		0	8686	0	0	0	1056	0	9742	
B	D. Alighieri y Brasil	1478212	45						0	8316	0	0	0	0	0	8316	
B	Venezuela y M. Estrada	1034878	36					15	3326	0	0	0	0	1980	0	5306	
B	Río Neuquén y Río de La Plata	1139044						97	0	0	0	0	0	12804	0	12804	
B	P. Bowdler y Colomba	1036396						100	0	0	0	0	0	13200	0	13200	
B	Don Bosco y Falucho	847417	17						0	3142	0	0	0	0	0	3142	
B	Chimpay y Río Neuquén	125894						45	0	0	0	0	0	5940	0	5940	
B	Cinco Saltos y Río Neuquén	1038421	47						0	8686	0	0	0	0	0	8686	
B	Juan XXIII y Circunvalación	428356	33						0	6098	0	0	0	0	0	6098	
C	Tres Arroyos y Estado de Israel	1187360	48						0	8870	0	0	0	0	0	8870	
C	Mengelle 1655	1269204	28						0	4805	0	0	0	0	0	4805	
C	Fernandez Oro y Sarmiento	1493139	50						0	9240	0	0	0	0	0	9240	
C	Fernandez Oro y Villegas	1493126	51						0	9425	0	0	0	0	0	9425	
C	San Martin y Brentana	419197	38			4			0	7022	0	739	0	0	0	7762	
C	Mengelle 140 (EdERSA)	400116	39						0	7207	0	0	0	0	0	7207	
C	Roca y Belgrano	36105	7			8			0	1294	0	1478	0	0	0	2772	
C	España 255 (Plaza)	400166	19				20		0	3511	0	0	3300	0	0	6811	
C	Ingoyen 370 (CVC)	414565	34			4			0	6283	0	739	0	0	0	7022	
C	Sarmiento e Irigoyen	419323	44						0	8131	0	0	0	0	0	8131	
C	Belgrano y 9 de Julio	400116	52						0	9610	0	0	0	0	0	9610	
C	Brentana 465	591833	38						0	7022	0	0	0	0	0	7022	
C	Alem y España	1492957					28		0	0	0	0	4620	0	0	4620	
C	Mengelle 480 (DPA)	125873	10				16		0	1848	0	0	2640	0	0	4488	
C	Tte Ibañez y Belgrano	1034906	40						0	7392	0	0	0	0	0	7392	
C	Urquiza y Belgrano	628455	43						0	7946	0	0	0	0	0	7946	
C	Urquiza y España	125944	64	16					5914	2957	0	0	0	0	0	8870	
C	Brown y Belgrano	1231832	36						3326	0	0	0	0	0	0	3326	
C	Mengelle 1655	62470	13						0	2402	0	0	0	0	0	2402	
C	Mengelle 1505 (Barrio Caracas)	978109	14			6			0	2587	0	1109	0	0	0	3696	
C	Mengelle 1505 (Barrio Bogotá)	1300172	15			7			0	2772	0	1294	0	0	0	4066	
C	Mengelle 1550 (350 Viv.)	60863	33						0	6098	0	0	0	0	0	6098	
C	Arenales y Almaguer	880057	25						0	4620	0	0	0	0	0	4620	
C	Venezuela y Almaguer	591748	30						0	5544	0	0	0	0	0	5544	
C	Esmeralda y Arenales	591764					27		0	0	0	4990	0	0	0	4990	
C	Barrio 10 de Marzo	847532	34						0	6283	0	0	0	0	0	6283	
C	Turin y Discépolo (Hidronor)	419200	28						0	5174	0	0	0	0	0	5174	
C	100 Viv. (Los Pinos)	1139231	29			6	9		0	5359	0	1109	0	1188	0	7656	
C	J. Newery y Turin	1300082	66						0	12197	0	0	0	0	0	12197	
C	1200 Viviendas	1269281	110						0	20328	0	0	0	0	0	20328	
C	1200 Viv. (Estrada y Turin)	10300427	104						0	19219	0	0	0	0	0	19219	
C	Tte Ibañez y M. Muñoz	441480	48						4435	0	0	0	0	0	0	4435	
C	Esmeralda y Bolivia	591795	8			43			739	0	0	7946	0	0	0	8686	
D	204 Esq. 207 (Barrio Prieto)	1034897	80				1	4	0	11088	0	0	165	528	0	11781	
D	302 Esq. 203 (3 Ases)	1289655	26					1	0	4805	0	0	185	0	0	4970	

SETOR	LOCALIZAÇÃO	MEDIDOR	Lâmpada Tipo						CONSUMOS ESTIMADOS [kWh]						TOTAL [kWh]
			I	II	III	IV	V	VI	I	II	III	IV	V	VI	
D	Pacheco y L de La Torre	1034875			6	18	12		0	1109	0	3326	1980	0	6415
D	116 Esq 201 (Masselli)	965478			4		25		0	739	0	0	4125	0	4864
D	América y Artiga	845938			31		3		0	5729	0	0	495	0	6224
D	A. Storni y O'Higgins	847639		9	45				832	8316	0	0	0	0	9148
D	O'Higgins y Rivadavia	847504		83	19				7569	3511	0	0	0	0	11180
D	M. Moreno y Rivadavia	1034834			14		19		0	2587	0	3511	0	0	6098
D	O'Higgins y Uspallata	125892			45				0	8316	0	0	0	0	8316
D	B. Parera (Plaza Rosauer)	1300342			23				0	4250	0	0	0	0	4250
D	M. Moreno y Rotonda C C	S/M			30		6		0	5544	0	1109	0	0	6653
D	M. Moreno y Tucumán	440905			31				0	5729	0	0	0	0	5729
D	Saavedra y C. Namuncura	1187445	117		3				10811	554	0	0	0	0	11365
D	Pagano y Alberti	55199	110		4				10164	739	0	0	0	0	10903
D	12 de Set. (A. Storni y J. J. Paso)	44916			36				0	6653	0	0	0	0	6653
D	Castelli y Pagano (38 Viv.)	846026			8				0	1478	0	0	0	0	1478
D	Castello y Santa Cruz (42 Viv.)	846023			8				0	1478	0	0	0	0	1478
D	Castello y Santa Cruz	S/M			15				0	2772	0	0	0	0	2772
D	Buenos Aires y San Rafael	1035149	30		31				2772	5729	0	0	0	0	8501
D	Pagano y Posadas (Magister)	1289651			28				0	5174	0	0	0	0	5174
D	Mengelle (Escuela Industrial)	419208			26			13	0	4805	0	0	0	1716	6521
D	Mengelle (Escuela Industrial) CM	845940			14		2		0	2587	0	370	0	0	2957
D	Fern 3 200	1034555			36				0	6653	0	0	0	0	6653
D	Barrio La Paz (Mengelle y Acc)	429191			11				0	2033	0	0	0	0	2033
D	Mengelle y Perú	125866			8			40	0	1478	0	0	6500	0	8078
E	Barrio Costa Norte	S/M						22	0	0	0	0	0	2904	2904
E	Barrio Costa Sur	S/M						22	0	0	0	0	0	2904	2904
E	Barrio Labraña	S/M						23	0	0	0	0	0	3036	3036
E	Calle Ciega	S/M				1		11	0	0	0	185	0	1452	1637
E	Ruta 22 (altura 120)	350719		10					0	1848	0	0	0	0	1848
E	Parque Industrial	1492943		15					0	2772	0	0	0	0	2772
E	Calle Quadani	S/M		10					0	1848	0	0	0	0	1848
E	Puente 83	S/M		8					0	1478	0	0	0	0	1478
E	La Falda	S/M		8					0	1478	0	0	0	0	1478
E	Tres Luces	S/M		10					0	1848	0	0	0	0	1848
E	Puente de Madera	S/M		10					0	1848	0	0	0	0	1848
E	Plaza Fortín Phmera División	S/M		16					0	2957	0	0	0	0	2957
E	Loteo Parril	S/M		8					0	1478	0	0	0	0	1478
E	Ruta 22 (al lado La Viga)	846022					30		0	0	0	0	4950	0	4950
E	Acceso Rutas	S/M				25			0	0	0	4620	0	0	4620
E	Venezuela y Primeros Pobladores	S/M						27	0	0	0	0	0	3564	3564
E	J. Newbery y G. Larrosa	S/M		12					0	2218	0	0	0	0	2218
E	Calle Bolivia	S/M		18					0	3326	0	0	0	0	3326
E	Isla Jordan	399970		7			3		0	1294	0	0	495	0	1789
E	Club Municipal	399970		10					0	1848	0	0	0	0	1848
E	La Rotonda (Parque)	1289653		5					0	924	0	0	0	0	924
E	Los Olmos y Los Nires	626973		6					0	1109	0	0	0	0	1109
E	Irigoyen y Soldi (Universidad)	Interno		16					0	2957	0	0	0	0	2957
E	A. Mapu (Bowdler y Lamarque)	891087	113						10441	0	0	0	0	0	10441
E	Barrio Parque La Esmeralda	S/Hab	24						2218	0	0	0	0	0	2218
E	Barrio Dorrego	S/Hab	45						4158	0	0	0	0	0	4158
E	Mza del Sol 16 Esq 40	1187525	90						8316	0	0	0	0	0	8316
E	Barrio Manzanar V	S/Hab	90						8316	0	0	0	0	0	8316
E	Cooperativa Natania I	S/Hab	25						2310	0	0	0	0	0	2310
E	Cooperativa Natania II	S/Hab	25						2310	0	0	0	0	0	2310
E	Cooperativa La Esmeralda II	Hab	18						1663	0	0	0	0	0	1663
E	Barrio CGT	130495				80			0	0	9240	0	0	0	9240
E	Barrio Don Bosco (Castro)	S/Hab	74						6838	0	0	0	0	0	6838
E	Barrio Don Bosco (Locaciatto)	S/Hab	20						1848	0	0	0	0	0	1848
<b>QUANTIDADE TOTAL DE LAMPADAS</b>			1199	3057	98	183	306	411							
<b>CONSUMOS TOTAIS POR TIPO DE LÂMPADA</b>			[MWh]						111	566	11	34	50	54	
<b>CONSUMO ESTIMADO POR BIMESTRE</b>			[MWh]												826

## ANEXO D.2 - CONSUMO BIMESTRAL DE ENERGIA ELÉCTRICA PARA I.P.

SETOR	LOCALIZAÇÃO	MEDIDOR Nro	BIMESTRE					
			1/96	2/96	3/96	4/96	5/96	6/96
A	Uruguay 45 (Gato Negro)	37108	1028	1169	1368	1543	1303	857
A	Circunvalación y Borges	592028	3028	2932	2834	2926	2238	1584
A	Estado de Israel 250	880076	3340	4320	4650	4990	3969	2741
A	Irigoyen 1800	125937	3778	5283	7280	7725	6016	4183
A	Río Limay (Los Tilos)	591739	4600	6197	6460	6583	5205	3446
A	Chacabuco y Los Cohiues	55201	4792	6079	6069	6080	4803	23342
A	Las Heras y Chacabuco	1033385	5113	6575	7669	6921	7923	4207
A	Los Arrayanes y Las Araucarias	1034683	5311	7127	7587	7979	6304	4306
A	Río Neuquén y Panamá	1300107	5616	5811	6683	6956	5421	3573
A	Las Heras y San Lorenzo	1289566	5942	8543	8197	9350	7147	4993
A	Las Acacias y Las Araucarias	419317	6350	9193	8786	8786	7264	4405
A	Irigoyen y Uruguay	628428	6365	8433	8889	9199	7311	4864
A	Chacabuco y C. Cipolletti	125890	6703	9423	10240	10663	8141	5556
A	Agote y Kennedy	441014	6952	8767	9019	9891	7259	4742
A	Los Arrayanes y Chacabuco	847643	7005	9105	9774	10125	7951	5236
A	Toschi 220	1034880	7161	9257	10077	10716	8244	5690
A	Los Ceibos y Los Olmos	1034687	7418	9087	10056	10230	8189	14802
A	Puerto Belgrano 350	440902	7904	10339	10557	8943	7202	8057
A	Río Santiago y San Martín	130528	8839	11859	12443	12676	9996	6390
A	Los Cohiues (D. Martínez)	81389	11976	15544	16652	18127	14111	9430
A	San Martín y Córdoba	57528	14211	18853	19298	19044	14940	10081
A	Naciones Unidas y C. Gomez	130788	-	-	-	-	2345	3485
A	Afem y Puerto Belgrano	788528	-	-	6297	7334	5084	3489
B	Naciones Unidas y Chile (76 Viv	891260	2859	3835	4206	4132	3204	2143
B	Perú y D. Alighieri	1187378	3503	4623	4820	5135	4090	2705
B	Primeros Pobladores y Perú	1269330	3979	5305	5520	5759	5100	3356
B	Colombia y Don Bosco	978092	4144	5440	5909	6105	4895	3231
B	Chimpay y Río Neuquén	125894	4153	7392	8803	5545	3997	2564
B	Don Bosco y Falucho	847417	4623	6128	6510	6864	5279	3345
B	Primeros Pobladores y Chile	1493141	5001	6552	8321	6793	5823	3942
B	Juan XXIII y Circunvalación	429356	5015	6401	7799	7599	5771	3800
B	D. Alighieri y Brasil	1478212	6360	8256	9173	9741	7782	5164
B	Bolivia y M. Estrada	1034559	7596	9989	10869	10224	7557	4906
B	Río Neuquén y Río de La Plata	1139044	7815	10022	9006	11496	8530	6349
B	J. Paris y Primeros Pobladores	1232025	7887	9960	10862	11175	8649	5620
B	Cinco Saltos y Río Neuquén	1038421	8299	10978	11832	12172	9231	6089
B	Venezuela y M. Estrada	1034878	8823	11641	12353	12861	9865	6614
B	Río Limay y Chile	1338408	8902	11610	22353	2861	10094	6876
B	Don Bosco y Bolivia	1034688	9134	12057	12730	14161	11299	7624
B	P. Bowdler y Colombia	1035396	10493	11889	16781	15465	12222	8591
B	Tte Ibañez y M. Estrada	419198	12626	16953	18089	19482	14987	10418
B	Río Negro y J. Paris	57539	17072	18282	21544	22369	14932	7898
C	Mengelle 480 (DPA)	125873	-	2760	7299	8097	6338	4220
C	Mengelle 1655	62470	282	266	213	212	345	320
C	Mengelle 1505 (Barrio Bogotá)	1300172	652	485	1017	857	641	933
C	Mengelle 1655	1269204	2138	2824	3014	3272	2341	1595
C	Mengelle 1505 (Barrio Caracas)	978109	2321	4264	4057	4502	3120	2227
C	Mengelle 1550 (350 Viv.)	60863	2615	3496	3690	4227	103014	2222
C	Fernandez Oro y Sarmiento	1493139	3450	4330	5220	7369	6789	4462
C	Arenales y Almafuerte	880057	3531	4730	4890	5422	3698	2563
C	Fernandez Oro y Villegas	1493126	3934	5202	5630	11106	13481	8793
C	Esmeralda y Arenales	591764	3976	5237	5620	6057	4361	2991
C	Urquiza y España	125944	4223	5640	6197	7080	5557	3952
C	Fernandez Oro y Villegas	591895	4349	5733	6056	10050	-	-
C	Turrin y Discépolo (Hidronor)	419200	4659	6398	7062	7702	5217	3794
C	Venezuela y Almafuerte	591748	4701	6159	6653	7228	5347	3737
C	Irigoyen 370 (CVC)	414565	5043	9398	10859	16428	10510	5842
C	Fernandez Oro y Sarmiento	400165	5067	6583	5485	8050	-	-



SETOR	LOCALIZAÇÃO	MEDIDOR Nro	BIMESTRE					
			1/96	2/96	3/96	4/96	5/96	6/96
C	Mengelle 140 (EdERSA)	400116	5093	6916	7487	7796	5491	3346
C	Paraguay y M. Muñoz	125882	5298	6882	7668	8160	6047	4376
C	100 Viv. (Los Pinos)	1139231	5313	6910	8054	8050	6415	4265
C	Barrio 10 de Marzo	847532	5508	7727	8131	8924	6324	12862
C	Urquiza y Belgrano	628455	5888	7805	8667	8849	6439	4569
C	Tte Ibañez y M. Muñoz	441480	6051	9062	9651	8757	6294	4290
C	España 255 (Plaza)	400166	6361	6048	6614	5975	3491	2154
C	San Martín y Brentana	419197	6713	8650	10080	9877	6994	4217
C	Tres Arroyos y Estado de Israel	1187360	6917	8576	9450	9930	7801	5406
C	Tte Ibañez y Belgrano	1034906	7539	7705	9278	9025	7379	5157
C	Esmeralda y Bolivia	591795	7567	10085	10557	11243	17165	8394
C	1200 Viv. (Estrada y Turrin)	10300427	7609	12587	13051	13350	10328	12642
C	Brentana 465	591833	7638	10113	11375	12194	9686	6397
C	Brown y Belgrano	1231632	7922	10303	14790	9012	9000	6269
C	Roca y Belgrano	36105	8484	11492	12285	10374	5011	1651
C	Sarmiento e Irigoyen	419323	9090	9500	10270	10344	6388	3900
C	Belgrano y 9 de Julio	400115	9577	12755	13578	15104	10634	7263
C	1200 Viviendas	1269281	10109	13803	14772	14329	11438	7256
C	J. Newery y Turrin	1300082	11345	15145	16245	17612	13081	7729
C	Primeros Pobladores (Rotari)	976589	-	-	-	2742	2991	2074
C	Roca y Sarmiento	130573	-	-	-	-	2363	2962
C	Roca y España	847438	-	-	-	-	3133	4695
C	Alem y Brentana	7435244	-	-	3224	6567	5160	3414
C	Alem y España	1492957	-	-	9983	8267	6823	4572
D	Castelli y Pagano (38 Viv.)	846026	452	584	636	697	486	350
D	Castello y Santa Cruz (42 Viv.)	846023	909	1020	6351	6011	4389	3257
D	Mengelle (Escuela Industrial) C	845940	2394	2442	2508	2811	539	-
D	C. Namuncura y Rosario	125878	3877	4986	5624	6236	3878	2618
D	302 Esq. 203 (3 Ases)	1289655	4171	5171	5927	5835	4491	3306
D	116 Esq. 201 (Masselli)	965478	4674	5520	6130	6321	5042	3677
D	Pagano y Posadas (Magister)	1289651	4786	6831	7987	12844	1836	2788
D	Pacheco y L. de La Torre	1034875	4907	6345	7075	7124	5309	3941
D	Ferri 3 200	1034555	5058	6792	7471	8168	5707	4002
D	M. Moreno y Rivadavia	1034834	5348	7020	7490	7961	5591	4068
D	América y Artiga	845938	5820	5175	7335	3020	9976	4152
D	12 de Set. (A. Storni y J.J. Paso)	125901	6027	7999	9100	9946	6918	4976
D	Saavedra y C. Namuncura	1187445	6148	8071	8655	9859	7214	9241
D	Buenos Aires y San Rafael	1035149	7229	9321	10146	11116	7874	5739
D	O'Higgins y Uspallata	125892	7530	9887	10000	11695	8595	5612
D	A. Storni y O'Higgins	847639	7781	10121	10621	11439	8155	6228
D	M. Moreno y Tucumán	440905	7887	9845	11455	11555	8759	6374
D	Mengelle (Escuela Industrial)	419208	8368	11015	12067	14238	8886	5614
D	O'Higgins y Rivadavia	847504	8626	11788	13033	14188	10036	6992
D	Mengelle y Perú	125866	9213	11716	12629	13854	9749	7025
D	Pagano y Alberti	55199	10209	13191	14406	14747	10284	7420
D	204 Esq. 207 (Barrio Prieto)	1034897	10709	13728	15862	15601	12078	4660
D	Sucre (Plaza Morosin)	111359	-	-	-	-	241	221
D	Mengelle (Escuela Industrial)	1035524	-	-	-	-	3130	3802
E	La Rotonda (Parque)	1289653	2159	1419	404	19	3	-
E	A. Mapu (Bowdler y Lamarque)	891087	4425	6039	5239	5272	4615	3143
E	Parque Industrial	1492943	4478	5443	5721	5703	5238	3316
E	Mza del Sol 16 Esq. 40	1187525	4529	5925	6154	6543	4943	1532
E	Ruta 22 (al lado La Viga)	846022	5221	6553	7528	6582	4874	3399
E	<b>CONSUMO ESTIMADO</b>	S/M	92646	92646	67253	61630	61630	61360
E	Ruta 22 (altura 120)	350719	-	-	-	2595	1460	888
E	Barrio CGT	130495	-	-	-	5917	9978	7009
<b>Total [kWh]</b>			<b>710047</b>	<b>893416</b>	<b>975834</b>	<b>1010393</b>	<b>900202</b>	<b>604915</b>
<b>CONSUMO MEDIO POR BIMESTRE [MWh]</b>								<b>849</b>

### ANEXO D.3 - TAREFAS DE MANUTENÇÃO NA I. P. - ANO 1995

TAREFA	SETOR					TOTAL ANUAL	FREQ.
	A	B	C	D	E		
Rep. conexões ou fusível	368	358	426	383	64	1599	37.4%
Troca capac. 10	0	5	10	0	0	15	0.4%
Troca capac. 16	9	8	1	6	0	24	0.6%
Troca capac. 33	17	0	0	3	8	28	0.7%
Troca fotocélula	16	11	9	15	26	77	1.8%
Troca ignitor	15	1	0	3	8	27	0.6%
Troca lâmp. Incan. 200	5	361	21	25	206	618	14.5%
Troca lâmp. VHg 125	74	102	46	65	13	300	7.0%
Troca lâmp. VHg 250	213	270	346	220	26	1075	25.1%
Troca lâmp. VNa 150	2	0	9	1	0	12	0.3%
Troca lâmp. VNa 220	34	13	57	28	5	137	3.2%
Troca lâmp. VNa 250	12	3	5	11	18	49	1.1%
Troca reator VHg 125	0	10	13	3	0	26	0.6%
Troca reator VHg 250	34	76	34	32	5	181	4.2%
Troca reator VNa 250	12	1	0	4	8	25	0.6%
Troca soquete	15	21	10	18	10	74	1.7%
Troca vidro	1	3	5	0	0	9	0.2%
						4276	100%

**PREMISSAS**  
 HORAS POR ANO = 4015  
 HORAS POR DIA = 11

#### CALCULO DA VIDA DA LÂMPADA

$$\text{Vida Real [hs.]} = (\text{Horas funcion. ao ano} * \text{Quantid. existente}) / \text{Substituições reais ao ano}$$

TIPO LÂMPADA		INC.200	VHg.125	VHg.250	VNa.150	VNa.220	VNa.250
SUBSTITUIÇÕES / ANO	catalogo	4.015	0.16729	0.16729	0.16729	0.33458	0.16729
HORAS DE VIDA	catalogo	1000	24000	24000	24000	12000	24000
HORAS DE VIDA	real	2612	16047	11410	32789	8968	14995
QUANTIDADES EXISTENTES		402	1198	3055	98	306	183
TROCA TEORICA ANUAL		1814	201	511	16	102	31

**Nota:** A vida real calculada para as lâmpadas de descarga não é representativa dado que, o periodo de um ano registrado é curto relativamente a sua vida. No caso das lâmpadas incandescentes o periodo de um ano é suficiente.

## ANEXO D.4 - CUSTOS DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO

TAREFA						
I	TROCA DE LÂMPADAS					
II	MANUTENÇÃO E REPARAÇÃO DE LUMINÁRIAS E EQUIPAMENTOS AUXILIARES					
III	MANUTENÇÃO DE SOPORTES DE ILUMINAÇÃO PÚBLICA					
IV	MANUTENÇÃO E RENOVAÇÃO DE LINHAS DE BAIXA TENSÃO					
V	MANUTENÇÃO E INSTALAÇÃO DE SISTEMAS DE COMANDO PARA I.P.					
		TAREFA				
		I	II	III	IV	V
		US\$/Mês	US\$/Mês	US\$/Mês	US\$/Mês	US\$/Mês
1.	<b>EQUIPAMENTOS</b>					
1.1.	Amortização	0,0	230,0	50,0	100,0	62,5
1.2.	Juros	0,0	80,5	17,5	35,0	21,9
1.3.	Reparações	150,0	150,0	50,0	100,0	62,5
1.4.	Pneus	125,0	50,0	20,0	40,0	25,0
1.5.	seguros	150,0	150,0	0,0	0,0	0,0
1.6.	combustível	122,0	115,0	50,0	100,0	62,5
1.7.	óleo	100,0	100,0	20,0	40,0	25,0
1.8.	outros	12,5	100,0	10,0	20,0	12,5
	Subtotal	659,5	975,5	217,5	435,0	271,9
2.	<b>MAO-DE-OBRA</b>					
2.1.	Funcionários de condução	540,0	360,0	360,0	270,0	140,0
2.2.	operários	1400,0	1400,0	400,0	650,0	200,0
2.3.	funcionários de administração	50,0	50,0	50,0	20,0	0,0
	Subtotal	1990,0	1810,0	810,0	940,0	340,0
3.	<b>MATERIAIS</b>					
	Subtotal	970,0	1250,0	500,0	1950,0	658,0
	<b>Total CUSTO DIRETO</b>	<b>3619,5</b>	<b>4035,5</b>	<b>1527,5</b>	<b>3325,0</b>	<b>1269,9</b>
4.	GASTOS GERAIS (1%)	36,2	40,4	15,3	33,3	12,7
5.	BENEFÍCIOS (5%)	181,0	201,8	76,4	166,3	63,5
6.	IMPOSTOS (Ingressos brutos 4,5% + Ganhos 3,5%)	289,6	322,8	122,2	266,0	101,6
7.	CUSTO FINANCEIRO (0,084% diário)	76,0	84,7	32,1	69,8	26,7
	Subtotal CUSTOS	4202,2	4685,2	1773,4	3860,3	1474,3
	<b>TOTAL CUSTOS [US\$ / Mês]</b>					<b>15895,5</b>

Fonte : Oferta EdERSA - Contrato de O&M da I.P. Cipolletti 10-1994.

- E As avaliações econômico-financeiras
  - E.1 Cálculo do custo de lúmen-hora para cada tecnologia
  - E.2 Custo de energia conservada e capacidade evitado
  - E.3 Análise de sensibilidade dos resultados as variações dos diferentes parâmetros
  - E.4 Análise de sensibilidade dos resultados as variações da taxa de desconto utilizada

## ANEXO E.1 - CALCULO DO CUSTO DE LUMEN-HORA PARA CADA TECNOLOGIA

DADOS DOS EQUIPAMENTOS UTILIZADOS			INCAN 200	V.HG 125	V.HG 250	V.NA 70	V.NA 100	V.NA 150	V.NA 220	V.NA 250
VIDA (t)	LÂMPADA	[h]	1000	18000	18000	24000	24000	24000	18000	24000
VIDA	REATOR	[h]	-	40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000
VIDA	LUMINÁRIA	[h]	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000
LUMENS		[lm]	2800	5300	13000	5800	9500	13500	18000	25000
POTÊNCIA	LÂMPADA	[W]	200	125	250	70	100	180	220	250
POTÊNCIA	REATOR	[W]	-	15.0	20.0	13.0	21.0	20.0	20.0	27.0
CUSTO	LÂMPADA	[US\$]	1.0	3.3	5.5	0.0	12.5	14.4	16.3	14.6
CUSTO	REATOR	[US\$]	-	9.3	14.5	12.0	15.5	15.5	14.6	20.2
CUSTO	LUMINÁRIA	[US\$]	8	32	50	80	60	50	65	65
CUS. INSTALAÇÃO		[US\$/Lâm.]	7	10	10	10	10	10	10	10
CUS. MANUTENÇÃO		[US\$/ano]	2	5	5	5	5	5	5	5
EFICIÊNCIA		[lm/W]	13	45	48	70	79	79	75	90

(1): considerando uma depreciação do fluxo luminoso de 20% em condições de laboratório.

Fonte: Catálogos de fabricantes, PHILIPS, OSRAM e SYLVANIA. Ano 1995.

## CUSTO DE LUMEN-HORA PARA CADA TECNOLOGIA

$$\text{CUSTO TOTAL}(Ct) = C.\text{CAPITAL}(Ci) + C.\text{ENERGIA}(Ce) + C.\text{MANUTENÇÃO}(Cm)$$

- E: Eficiência Luminosa [lm/W]
- S: Quantidade de lumens emitidos [Mlmh/ano]
- Ct: Custo total [US\$/Mlmh]
- Ci: Custo de investimento [US\$/Mlmh]
- Ce: Custo de energia [US\$/Mlmh]
- Cm: Custo de manutenção [US\$/Mlmh]

PREMISSAS			
Fator de Depreciação Luminoso	[%]	85%	
Taxa de desconto anual	[%]	12%	
Uso	[Horas/dia]	11	[Horas/ano] 4015
Tarifa eletricidade para I.P.	[US\$/Wh]	0.00085	[US\$/MWh] 85

QUANTIDADES CALCULADAS								
EQUIPAMENTO		Tecnologia da lâmpada						
		INCAND.200	V.Hg 125	V.Hg 250	V.Na 70	V.Na 150	V.Na 220	V.Na 250
LÂMPADA	Nj:	0.249	3.985	3.985	5.978	5.978	3.985	5.978
	FRC:	4.312	0.330	0.330	0.244	0.244	0.330	0.244
REATOR/IGNITOR	Nj:	0.000	9.963	9.963	9.963	9.963	9.963	9.963
	FRC:	-	0.177	0.177	0.177	0.177	0.177	0.177
LUMINÁRIA	Nj:	12.453	12.453	12.453	12.453	12.453	12.453	12.453
	FRC:	0.159	0.159	0.159	0.159	0.159	0.159	0.159
<b>RESULTADOS GLOBAIS</b>								
S:		8.873	21.500	44.366	19.794	45.072	61.430	85.319
Ci:		0.610	0.363	0.322	0.619	0.343	0.298	0.205
Ce:		7.692	2.222	2.077	1.431	1.259	1.333	1.108
Cm:		3.627	0.386	0.187	0.376	0.161	0.135	0.087
Ct:		11.929	2.971	2.586	2.426	1.763	1.766	1.400

FRC

Nj

Factor de recuperação do capital, dado para uma taxa de desconto anual  $i$  e um período  $Nj$ .  
Período de vida em anos.

## ANEXO E.2 - CUSTO DE ENERGIA CONSERVADA E CAPACIDADE EVITADO CEC / CCE

PREMISSAS						
Custo de potência	[US\$/kW]	3.048				
Custo de energia	[US\$/kWh]	0.027				
Tarifa da energia para I.P.	[US\$/kWh]	0.085	Impostos	12%		
Período de análise	[Anos]	10				
Taxa de desconto anual	[%]	12%				
Custo de expansão transmissão+distribuição	[US\$/kW]	1200.0	Vida [anos]	50	FRC	0.377
Custo de expansão geração	[US\$/kW]	800.0	Vida [anos]	25	FRC	0.124
Uso da iluminação pública	[Horas/dia]	11	[Horas/ano]	4015	FRC	0.127
Porcentagem do valor residual considerado		0%				
		T 1	T 2	T 3		
Custo de Troca	[US\$/Lum.]	25	25	27		

QUANTIDADES CALCULADAS						
EQUIPAMENTO		Tecnologia da lâmpada				
		INCAND.200	V.Hg 125	V.Hg 250	V.Na 70	V.Na150
<b>LÂMPADA</b>						
Vida	[anos]	0.25	3.99	3.99	5.98	5.98
# fracionário de lâmpadas		40.150	2.509	2.509	1.673	1.673
# lâmpadas para FRCef		40.00	2.00	2.00	1.00	1.00
Taxa de desconto efetiva		2.9%	57.1%	57.1%	96.9%	96.9%
FRC ef		0.042	0.960	0.960	1.969	1.969
Valor residual	[US\$]	0.82	1.60	3.24	2.94	4.71
Consumo	[kWh/ano]	803.00	501.88	1003.75	281.05	602.25
<b>REATOR / IGNITOR</b>						
Vida	[anos]	0.00	9.96	9.96	9.96	9.96
# fracionário de reatores/ignitores		0.000	1.004	1.004	1.004	1.004
# reatores/ignitores para FRCef		-	1.00	1.00	1.00	1.00
Taxa de desconto efetiva		0.0%	209.3%	209.3%	209.3%	209.3%
FRC ef		0.000	3.093	3.093	3.093	3.093
Valor residual	[US\$]	0.00	9.27	14.55	11.96	15.44
Consumo	[kWh/ano]	0.00	60.23	80.30	52.20	80.30
<b>LUMINÁRIA</b>						
Vida	[anos]	12.45	12.45	12.45	12.45	12.45
# fracionário de luminárias		0.803	0.803	0.803	0.803	0.803
# luminárias para FRCef		1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Taxa de desconto efetiva		310.1%	310.1%	310.1%	310.1%	310.1%
FRC ef		4.101	4.101	4.101	4.101	4.101
Valor residual	[US\$]	9.58	38.30	71.82	59.85	71.82
<b>RESULTADOS GLOBAIS</b>						
Valor Presente Gastos eletricidade CCVE	[US\$]	385.66	289.96	520.64	160.05	327.81
Valor Presente Custos não elétricos CCVNE	[US\$]	217.35	107.44	156.10	134.97	160.20
Valor Presente Total CCV	[US\$]	603.01	377.39	676.73	295.02	488.01
CCVA	[US\$/ano]	106.72	66.79	118.77	52.21	86.37
CCVANE	[US\$/ano]	38.47	19.01	27.63	23.89	28.35

# fracionário de lâmpadas  
# lâmpadas para FRCef  
FRC

= número de intervalos de tempo no período de análise  
= número de intervalos de tempo arredondado  
= Factor de recuperação do capital, para uma taxa  $i$  e um período  $N$ .

## Custo de Energia Conservada e Capacidade Evitado

TROCA	Eca	CC	CCp	CEC	CCE	Fcc	TRS
	[kWh/ano]	[kW]	[kW]	[US\$/MWh]	[US\$/kW]		[anos]
V.Hg 125 x V.Na 70 T1	228.9	0.026	0.057	34.4	138.1	0.458	2.644
V.Hg 250 x V.Na 150 T2	401.5	0.046	0.100	9.3	37.3	0.458	0.988
INC.200 x V.Na 70 T3	469.8	0.054	0.117	(24.1)	(96.9)	0.458	1.729

Eca : Energia conservada anual  
 $= (E_{cons\ conv} - E_{cons\ efic})_{anual}$   
 CC : Capacidade conservada de base  
 $= Eca / 8760$   
 CCp : Capacidade conservada na ponta  
 $= CC_{max} \cdot F_{pp}$   
 Fpp : Fator de participação na ponta  
 Fcc : Fator de carga da conservação  
 $= CC / CAPAC\ CONS.\ MAX$   
 CEC : Custo de energia conservada  
 $= (CCVANE_e - CCVANE_c + CUSTO\ de\ troca \cdot taxa\ desc\ anual) / Eca$   
 CCE : Custo de capacidade evitado  
 $= (CCVANE_e - CCVANE_c) / (CC_{max} \cdot F_{pp})$   
 TRS : Tempo de Retorno Simples

## ANEXO E.3 - ANÁLISE DE SENSIBILIDADE AS VARIAÇÕES DOS DIFERENTES PARÂMETROS

### PARA A TROCA T 1

#### RESULTADO DO CONSUMIDOR (MUNICÍPIO) CCVAcons.

Variação nos parâmetros considerados (%)	Custo de Abastecimento da Concessionária			Custo dos investimentos na tecnologia eficiente	
	Tarifa 1-AP (%)	Gen. [US\$/kWh]	CCVAcons [US\$/ano]	CCVANEef. [US\$/ano]	CCVAcons. [US\$/ano]
-10%		0.025		25.778	23.143
-5%	-1.6%	0.026	19.853	27.210	21.711
0%	0.0%	0.027	20.279	28.042	20.279
5%	1.6%	0.029	20.692	30.074	18.847
10%	3.1%	0.030	21.092	31.506	17.415
15%	4.6%	0.031	21.479	32.938	15.983
20%	6.0%	0.033	21.855	34.370	14.551
25%	7.4%	0.034	22.220	35.802	13.119
30%	8.8%	0.035	22.574	37.234	11.687
35%	10.1%	0.037	22.918	38.666	10.254
40%	11.4%	0.038	23.252	40.098	8.822
45%	12.6%	0.040	23.576	41.531	7.390
50%	13.8%	0.041	23.892	42.963	5.958

#### RESULTADO DA CONCESSIONÁRIA CCVAconca.

Variação nos parâmetros considerados (%)	Custo de Abastecimento da Concessionária			Custo dos investimentos na expans (Trans +Distr )	
	Tarifa 1-AP (%)	Gen. [US\$/kWh]	CCVAconca [US\$/ano]	CCVANEex [US\$/ano]	CCVAconca [US\$/ano]
-10%		0.025		9.163	14.170
-5%	-1.6%	0.026	(3.146)	9.672	(3.661)
0%	0.0%	0.027	(3.152)	10.183	(3.162)
5%	1.6%	0.029	(3.146)	10.690	(2.643)
10%	3.1%	0.030	(3.128)	11.199	(2.134)
15%	4.6%	0.031	(3.100)	11.708	(1.625)
20%	6.0%	0.033	(3.061)	12.217	(1.116)
25%	7.4%	0.034	(3.012)	12.727	(606)
30%	8.8%	0.035	(2.953)	13.236	(97)
35%	10.1%	0.037	(2.886)	13.745	412
40%	11.4%	0.038	(2.810)	14.254	921
45%	12.6%	0.040	(2.725)	14.763	1.430
50%	13.8%	0.041	(2.632)	15.272	1.939

#### RESULTADO DA SOCIEDADE CCVAsocie.

Variação nos parâmetros considerados (%)	Custo do combustível gás natural		Custo dos investimentos na expans.(Tra.+Dis.+Ger.)	
	Cgás [US\$/kWhtr.]	CCVAsocie [US\$/ano]	CCVANEexp [US\$/ano]	CCVAsocie [US\$/ano]
-10%	0.0036	13861	15.437	12429
-5%	0.0038	14002	16.295	13287
0%	0.0040	14143	17.152	14144
5%	0.0042	14285	18.010	15002
10%	0.0044	14428	18.867	15859
15%	0.0046	14569	19.725	16717
20%	0.0048	14711	20.583	17575
25%	0.0050	14853	21.440	18432
30%	0.0052	14995	22.298	19290
35%	0.0054	15137	23.155	20147
40%	0.0056	15278	24.013	21005
45%	0.0058	15420	24.871	21863
50%	0.0060	15562	25.728	22720

### PARA A TROCA T 2

#### RESULTADO DO CONSUMIDOR (MUNICÍPIO) CCVAcons.

Variação nos parâmetros considerados (%)	Custo de Abastecimento da Concessionária			Custo dos investimentos na tecnologia eficiente	
	Tarifa 1-AP (%)	Gen. [US\$/kWh]	CCVAcons. [US\$/ano]	CCVANEef. [US\$/ano]	CCVAcons. [US\$/ano]
-10%		0.025		30.596	123.213
-5%	-1.6%	0.026	112.646	32.295	118.882
0%	0.0%	0.027	114.251	33.995	114.551
5%	1.6%	0.029	116.398	35.695	110.220
10%	3.1%	0.030	118.183	37.395	105.890
15%	4.6%	0.031	119.916	39.094	101.559
20%	6.0%	0.033	121.596	40.794	97.228
25%	7.4%	0.034	123.227	42.494	92.897
30%	8.8%	0.035	124.810	44.194	88.566
35%	10.1%	0.037	126.347	45.894	84.235
40%	11.4%	0.038	127.840	47.593	79.904
45%	12.6%	0.040	129.291	49.293	75.573
50%	13.8%	0.041	130.702	50.993	71.242

#### RESULTADO DA CONCESSIONÁRIA CCVAconca.

Variação nos parâmetros considerados (%)	Custo de Abastecimento da Concessionária			Custo dos investimentos na expans (Trans +Distr )	
	Tarifa 1-AP (%)	Gen. [US\$/kWh]	CCVAconca [US\$/ano]	CCVANEex [US\$/ano]	CCVAconca [US\$/ano]
-10%		0.025		16.676	18.640
-5%	-1.6%	0.026	(14.062)	16.969	(16.364)
0%	0.0%	0.027	(14.068)	17.262	(14.089)
5%	1.6%	0.029	(14.062)	17.555	(11.813)
10%	3.1%	0.030	(13.983)	17.848	(9.538)
15%	4.6%	0.031	(13.856)	18.141	(7.262)
20%	6.0%	0.033	(13.682)	18.434	(4.987)
25%	7.4%	0.034	(13.463)	18.727	(2.711)
30%	8.8%	0.035	(13.202)	19.020	(435)
35%	10.1%	0.037	(12.900)	19.313	1.840
40%	11.4%	0.038	(12.559)	19.607	4.116
45%	12.6%	0.040	(12.181)	19.900	6.391
50%	13.8%	0.041	(11.767)	20.193	8.667

#### RESULTADO DA SOCIEDADE CCVAsocie.

Variação nos parâmetros considerados (%)	Custo do combustível gás natural		Custo dos investimentos na expans.(Tra.+Dis.+Ger.)	
	Cgás [US\$/kWhtr.]	CCVAsocie [US\$/ano]	CCVANEexp [US\$/ano]	CCVAsocie [US\$/ano]
-10%	0.0036	85860	69.005	79460
-5%	0.0038	86494	72.838	83294
0%	0.0040	87128	76.672	87128
5%	0.0042	87761	80.505	90961
10%	0.0044	88395	84.339	94795
15%	0.0046	89029	88.173	98629
20%	0.0048	89662	92.006	102462
25%	0.0050	90296	95.840	106296
30%	0.0052	90930	99.674	110129
35%	0.0054	91564	103.507	113963
40%	0.0056	92197	107.341	117796
45%	0.0058	92831	111.174	121630
50%	0.0060	93465	115.008	125464

### PARA A TROCA T 3

#### RESULTADO DO CONSUMIDOR (MUNICÍPIO) CCVAcons.

Variação nos parâmetros considerados (%)	Custo de Abastecimento da Concessionária			Custo dos investimentos na tecnologia eficiente	
	Tarifa 1-AP (%)	Gen. [US\$/kWh]	CCVAcons [US\$/ano]	CCVANEef. [US\$/ano]	CCVAcons. [US\$/ano]
-10%		0.025		25.778	24.799
-5%	-1.6%	0.026	23.548	27.210	24.319
0%	0.0%	0.027	23.638	28.042	23.839
5%	1.6%	0.029	24.123	30.074	23.359
10%	3.1%	0.030	24.398	31.506	22.879
15%	4.6%	0.031	24.665	32.938	22.398
20%	6.0%	0.033	24.924	34.370	21.918
25%	7.4%	0.034	25.175	35.802	21.438
30%	8.8%	0.035	25.418	37.234	20.958
35%	10.1%	0.037	25.655	38.666	20.478
40%	11.4%	0.038	25.885	40.098	19.998
45%	12.6%	0.040	26.108	41.531	19.518
50%	13.8%	0.041	26.325	42.963	19.037

#### RESULTADO DA CONCESSIONÁRIA CCVAconca.

Variação nos parâmetros considerados (%)	Custo de Abastecimento da Concessionária			Custo dos investimentos na expans (Trans +Distr )	
	Tarifa 1-AP (%)	Gen. [US\$/kWh]	CCVAconca [US\$/ano]	CCVANEex [US\$/ano]	CCVAconca [US\$/ano]
-10%		0.025		18.808	(2.870)
-5%	-1.6%	0.026	(2.165)	19.853	(2.519)
0%	0.0%	0.027	(2.169)	20.898	(2.168)
5%	1.6%	0.029	(2.165)	21.943	(1.819)
10%	3.1%	0.030	(2.153)	22.988	(1.468)
15%	4.6%	0.031	(2.133)	24.033	(1.118)
20%	6.0%	0.033	(2.106)	25.078	(768)
25%	7.4%	0.034	(2.073)	26.123	(417)
30%	8.8%	0.035	(2.033)	27.168	(67)
35%	10.1%	0.037	(1.986)	28.213	283
40%	11.4%	0.038	(1.934)	29.258	634
45%	12.6%	0.040	(1.875)	30.303	984
50%	13.8%	0.041	(1.812)	31.347	1.334

#### RESULTADO DA SOCIEDADE CCVAsocie.

Variação nos parâmetros considerados (%)	Custo do combustível gás natural		Custo dos investimentos na expans.(Tra.+Dis.+Ger.)	
	Cgás [US\$/kWhtr.]	CCVAsocie [US\$/ano]	CCVANEexp [US\$/ano]	CCVAsocie [US\$/ano]
-10%	0.0036	19422	10.624	18436
-5%	0.0038	19519	11.214	19027
0%	0.0040	19617	11.804	19617
5%	0.0042	19714	12.394	20207
10%	0.0044	19812	12.986	20797
15%	0.0046	19909	13.576	21387
20%	0.0048	20007	14.165	21978
25%	0.0050	20105	14.755	22568
30%	0.0052	20202	15.346	23158
35%	0.0054	20300	15.936	23748
40%	0.0056	20397	16.526	24338
45%	0.0058	20495	17.116	24929
50%	0.0060	20592	17.706	25519

## ANEXO E.4 - ANÁLISE DE SENSIBILIDADE AS VARIÇÕES NA TAXA DE DESCONTO UTILIZADA

### PARA A TROCA T 1

#### RESULTADO DO CONSUMIDOR (MUNICÍPIO) CCVAcons.

Varição nos parâmetros considerados [%]	Taxa de Desconto	CCVAcons [US\$/ano]	Investimento adicional Tecn.Efícic CCVANE [US\$/ano]
-33%	8.0%	20.824	5299
0%	12.0%	23.279	5844
33%	16.0%	19.595	6527
67%	20.0%	18.797	7325
100%	24.0%	17.908	8216
133%	28.0%	16.940	9183
167%	32.0%	15.912	10210
200%	36.0%	14.835	11288

#### RESULTADO DA CONCESSIONÁRIA CCVAconce.

Varição nos parâmetros considerados [%]	Taxa de Desconto	CCVAconce [US\$/ano]	Investimento Evitado CCVA [US\$/ano]
-33%	8.0%	(6.048)	7.285
0%	12.0%	(13.152)	10.181
33%	16.0%	(56)	13.277
67%	20.0%	3.139	16.472
100%	24.0%	6.381	19.714
133%	28.0%	9.644	22.977
167%	32.0%	12.917	26.250
200%	36.0%	16.194	29.527

#### RESULTADO DA SOCIEDADE CCVAsocie.

Varição nos parâmetros considerados [%]	Taxa de Desconto	CCVAsocie. [US\$/ano]	Investimento Evitado CCVA [US\$/ano]
-33%	8.0%	9944	12.407
0%	12.0%	14144	17.152
33%	16.0%	18552	22.244
67%	20.0%	23033	27.522
100%	24.0%	27516	32.897
133%	28.0%	31971	38.318
167%	32.0%	36388	43.793
200%	36.0%	40766	49.219

### PARA A TROCA T 2

#### RESULTADO DO CONSUMIDOR (MUNICÍPIO) CCVAcons.

Varição nos parâmetros considerados [%]	Taxa de Desconto	CCVAcons [US\$/ano]	Investimento adicional Tecn.Efícic CCVANE [US\$/ano]
-33%	8.0%	115.253	1517
0%	12.0%	144.651	2219
33%	16.0%	113.804	2968
67%	20.0%	113.014	3757
100%	24.0%	112.182	4588
133%	28.0%	111.313	5458
167%	32.0%	110.408	6363
200%	36.0%	109.471	7299

#### RESULTADO DA CONCESSIONÁRIA CCVAconce.

Varição nos parâmetros considerados [%]	Taxa de Desconto	CCVAconce [US\$/ano]	Investimento Evitado CCVA [US\$/ano]
-33%	8.0%	(27.036)	32.584
0%	12.0%	(44.088)	45.511
33%	16.0%	(253)	59.347
67%	20.0%	14.030	73.630
100%	24.0%	28.523	88.123
133%	28.0%	43.111	102.710
167%	32.0%	57.740	117.340
200%	36.0%	72.389	131.889

#### RESULTADO DA SOCIEDADE CCVAsocie.

Varição nos parâmetros considerados [%]	Taxa de Desconto	CCVAsocie. [US\$/ano]	Investimento Evitado CCVA [US\$/ano]
-33%	8.0%	66617	55.459
0%	12.0%	87129	76.672
33%	16.0%	109140	99.432
67%	20.0%	131946	123.028
100%	24.0%	155137	147.051
133%	28.0%	178502	171.286
167%	32.0%	201936	195.624
200%	36.0%	225389	220.013

### PARA A TROCA T 3

#### RESULTADO DO CONSUMIDOR (MUNICÍPIO) CCVAcons.

Varição nos parâmetros considerados [%]	Taxa de Desconto	CCVAcons [US\$/ano]	Investimento adicional Tecn.Efícic CCVANE [US\$/ano]
-33%	8.0%	24.243	(6.265)
0%	12.0%	23.838	(5.861)
33%	16.0%	23.303	(5.325)
67%	20.0%	22.658	(4.680)
100%	24.0%	21.923	(3.945)
133%	28.0%	21.113	(3.135)
167%	32.0%	20.241	(2.264)
200%	36.0%	19.320	(1.343)

#### RESULTADO DA CONCESSIONÁRIA CCVAconce.

Varição nos parâmetros considerados [%]	Taxa de Desconto	CCVAconce [US\$/ano]	Investimento Evitado CCVA [US\$/ano]
-33%	8.0%	(4.182)	5.013
0%	12.0%	(2.189)	7.007
33%	16.0%	(39)	9.137
67%	20.0%	2.160	11.336
100%	24.0%	4.391	13.567
133%	28.0%	6.637	15.813
167%	32.0%	8.890	18.085
200%	36.0%	11.145	20.321

#### RESULTADO DA SOCIEDADE CCVAsocie.

Varição nos parâmetros considerados [%]	Taxa de Desconto	CCVAsocie. [US\$/ano]	Investimento Evitado CCVA [US\$/ano]
-33%	8.0%	16755	8.538
0%	12.0%	19917	11.804
33%	16.0%	22585	15.308
67%	20.0%	25573	18.941
100%	24.0%	28536	22.640
133%	28.0%	31457	26.371
167%	32.0%	34333	30.118
200%	36.0%	37167	33.873



## APÉNDICES

## I Figuras de mérito utilizadas

## I Figuras de mérito utilizadas

### a) Custo de lumem.h emitido pela fonte Cn

$$\text{Custo total} = \text{C. de Investimento} + \text{C. de Energia} + \text{C. Manutenção}$$

$$(C_t) \qquad (C_i) \qquad (C_e) \qquad (C_m)$$

Ct: Custo total da produção dos mega-lum.hora, calculado em: [\$/M Lm h].

Ci: Custos de capital ou investimento.

Ce: Custos de energia e demanda de potência.

Cm: Custo de mão de obra empregada na instalação do sistema eficiente, e manutenção ao longo de sua vida útil.

Custo de Investimento Ci:

$$C_i = \sum_{j=1}^M I_j * FRC_j(i, N) / S$$

I<sub>j</sub>: Custo de investimento do componente j.

FRC<sub>j</sub>: Fator de recuperação do capital do componente j. Usa-se para calcular o custo anual equivalente de um investimento com uma determinada taxa de desconto.

O FRC é dado pela expressão:

$$FRC(i, N) = i / [1 + (1+i)^{-N}]$$

i: taxa de desconto anual.

N: períodos em anos.

Para a análise da iluminação:

i: taxa efetiva de desconto.

N': período corrigido = Vd / (HD \* 365)

Vd: Vida em horas ou período de substituição.

HD: horas de uso diário.

$$S = (P_e + P_r) * E * 365 * HD * 10^{-6} * FD$$

S: Milhões de Lumem.hora no ano.

P<sub>e</sub>: Potência da Lâmpada.

P<sub>r</sub>: Perda no reactor.

E: Eficiência luminosa Lm/w.

FD: Fator de deprecição do fluxo luminoso

Custo de energia C<sub>e</sub>:

$$C_e = (\$e + \$d) / S$$

\$e: Valor do consumo faturado em energia.

\$d: Faturamento da demanda de potência correspondente.

Custo de instalação e manutenção C<sub>m</sub>:

$$C_m = \sum_{j=1}^n \$H_j * D_j * F_j / S$$

\$H: valor do serviço em \$/hora.

D: Tempo de duração da atividade

F: Frequência anual da atividade.

j: Atividade.

### **b) Custo de energia conservada CEC**

Representa o custo equivalente dos investimentos com conservação, por unidade de energia conservada. Esta figura serve para comparar projetos de conservação com projetos de geração. Calcula-se, levando em conta a taxa de desconto e a vida útil dos investimentos.

Resulta dado pela relação dos investimentos adicionais anualizados com conservação de energia e pela energia anual conservada.

$$CEC = \frac{[FRC (i, N) * (CCVNEte - CCVNEtc)] + Co * i + (Cmte - Cmtc)}{(Etc - Ete)}$$

CCVNEte: CCV dos investimentos não energéticos com tecnologia eficiente.

CCVNEtc: CCV dos investimentos não energéticos com tecnologia convencional.

Co: Custo inicial de implementação.

Cmte: Custo anual de mão-de-obra do sistema com a tecnologia eficiente.

Cmtc: Custo anual de mão-de-obra do sistema com a tecnologia convencional.

Etc: Consumo anual com tecnologia convencional.

Ete: Consumo anual com tecnologia eficiente.

### c) Custo de capacidade conservada CCE

Análoga à figura anterior, representa o custo equivalente dos investimentos em conservação, por unidade de potência.

$$CCE = \frac{[FRC (i, N) * (CCVNEte - CCVNEtc)] + Co * i + (Cmte - Cmtc)}{CC}$$

Onde CC é capacidade conservada :

$$CC = (CCm * Fpp) / [(1 - Perdas) * Fd]$$

CCm: Capacidade conservada máxima.

Fpp: Fator de participação na ponta de carga do sistema elétrico.

Perdas: No que tange transmissão e distribuição.

Fd: Fator de disponibilidade da potência.

Os custos dos projetos de suprimento (geração, transporte, transformação ou distribuição) são calculados como custos nivelados ao longo da vida do

investimento. No cálculo do CCE, presupõe-se que as horas da utilização de iluminação eficiente coincide com a ponta do diagrama de carga do sistema ( $F_{pp} = 1$ ).

#### **d) Custo do ciclo de Vida CCV**

O CCV de uma alternativa energética é o valor presente de todas as receitas e despesas relacionadas com essa alternativa.

$$CCV = I_i + \sum_{n=1}^N E_n * p_n * (1+i)^{-n} + \sum_{n=1}^N N E_n * (1+i)^{-n}$$

- li: Investimento inicial.
- En: Energia consumida no período n.
- p<sub>n</sub>: Preço da energia no período n.
- NE<sub>n</sub>: Custo não energético no período n.
- i: Taxa de desconto.
- N: Vida do equipamento.

#### **e) Custo de ciclo de Vida anualizado CCVA**

$$CCVA = FRC(i, N) * CCV$$

#### **f) Taxa interna de retorno TIR**

Define-se como a taxa de desconto na qual duas alternativas do investimento têm igual valor presente (CCV).

#### **g) Tempo simples do retorno TSR**

Define-se como 2 relações entre o investimento adicional (tecnologia eficiente) para conservação e o custo da energia conservado no ano.

$$\text{TSR} = \frac{\text{Ite}}{[p_e * (Ete - Etc)]} = \frac{\text{Investimento adicional tecnologia eficiente}}{\text{Ganhos anuais ( redução nos custos operacionais)}}$$

Ite: Investimento inicial para implementação da tecnologia eficiente.

$p_e$ : Preço da energia.

Etc: Consumo de energia anual com tecnologia convencional.

Ete: Consumo de energia anual com tecnologia eficiente.

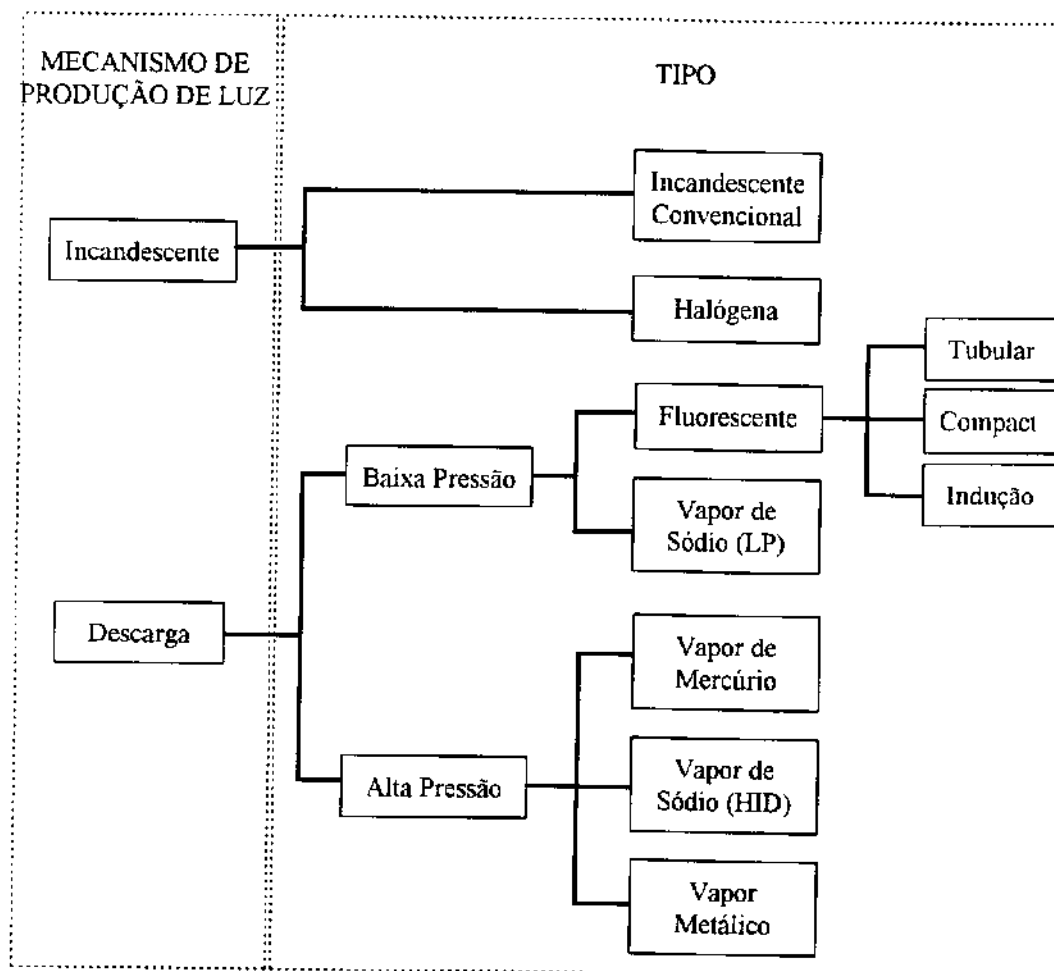
## **II As tecnologias utilizadas**



## II As tecnologias utilizadas

Em geral, as fontes de luz são agrupadas segundo o seu mecanismo de produção de luz. A figura a seguir apresenta uma classificação simples :

**Figura II.1 Classificação das fontes de luz**



Fonte: elaboração própria.

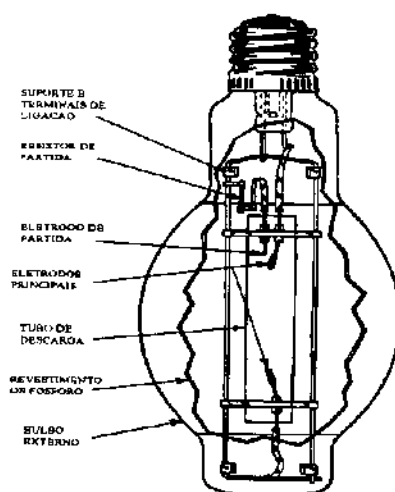
No caso em estudo são utilizadas lâmpadas incandescentes convencionais e lâmpadas de descarga de alta pressão.

A lâmpada incandescente foi a primeira a ser desenvolvida e é a mais difundida. No caso em estudo, são utilizadas lâmpadas incandescentes de 200 W. Ela produz luz através de um filamento (de tungstênio) aquecido a uma temperatura capaz de produzir uma radiação na parte visível do espectro devido à passagem de uma corrente elétrica.

A luz das lâmpadas de descarga é produzida pela passagem de corrente elétrica em um gás ou vapor ionizado.

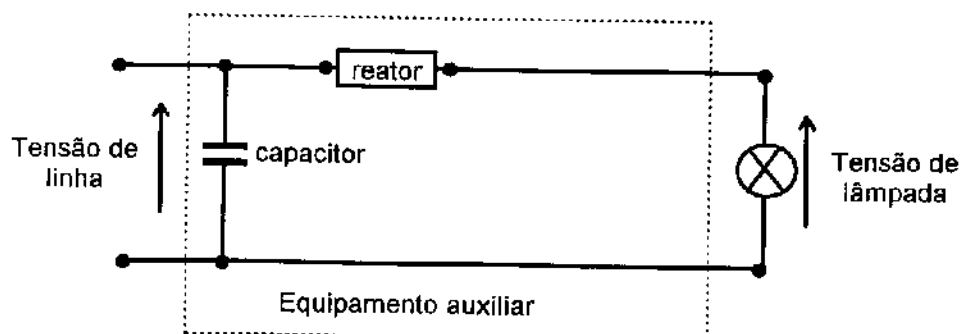
A lâmpada de vapor de mercúrio (figura II.2) de alta pressão contém, em seu bulbo interior (silica fundida), eletrodos (principais e auxiliar) que quando ligados produzem uma luminiscência, provocando assim a formação de ions e elétrons suficientes para iniciar a descarga. A luminiscência é limitada por um resistor.

**Figura II.2** Lâmpada de vapor de mercúrio de alta pressão



Fonte: [IES,1984]

**Figura II.3** Circuito da lâmpada de vapor de mercúrio



Fonte: Catálogo "Italavia", 1994.

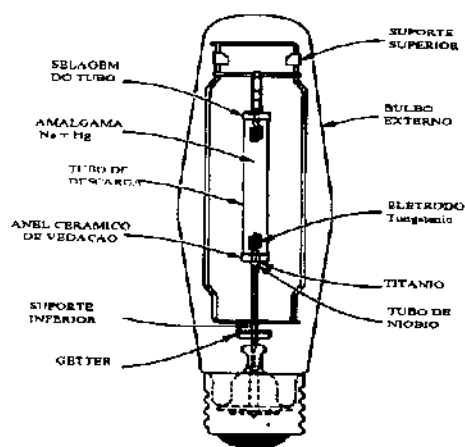
O bulbo externo (vidro) com revestimento de fósforo para correção de cor contém um gás (nitrogênio) para isolamento térmico que mantém a

temperatura da lâmpada constante. Estas lâmpadas de descarga utilizam um equipamento auxiliar, composto por um reator e um capacitor, como mostra a figura II.3.

A função do reator é limitar o valor da corrente, sua capacidade de ajuste é pobre. Uma flutuação de 5% na tensão da linha causa uma variação na potência da lâmpada de 12%. Portanto, não é recomendável seu uso em redes com variações na tensão maiores do que 5%. A corrente de ativação é aproximadamente 50% maior do que a de funcionamento. O capacitor não afeta as condições da lâmpada mas modifica as condições da rede, já que eleva o fator de potência a 0.90, diminuindo as perdas nas linhas. No caso em estudo são utilizadas lâmpadas de vapor de mercúrio de 125 e 250 W.

As lâmpadas de vapor de sódio de alta pressão (figura II.4) também têm dois bulbos, o interior é o de descarga (de alumina policristalina). O tubo de descarga contém xenônio (gás inerte) para a partida e uma pequena quantidade de amálgama de mercúrio-sódio. Ela é parcialmente vaporizada quando atinge a temperatura de operação.

**Figura II.4** Lâmpada de vapor de sódio de alta pressão

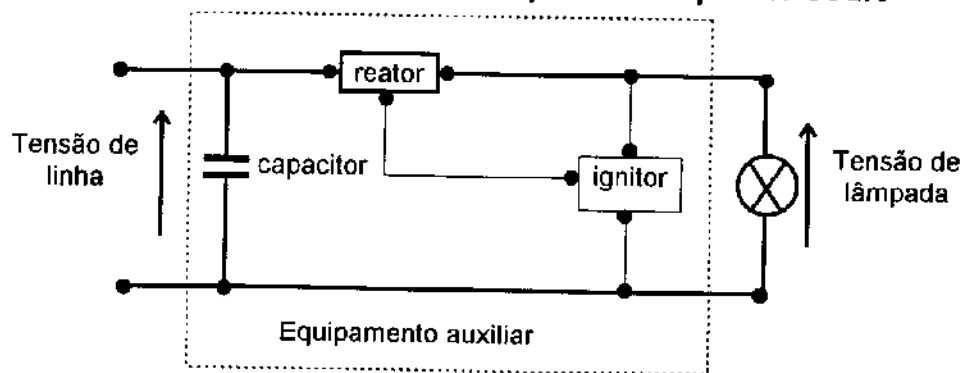


Fonte: [IES, 1984]

O vapor de mercúrio atua como gás moderador, elevando a pressão e tensão no tubo de descarga até o ponto de operação, no qual sódio emite luz com a distribuição espectral adequada. Além do reator e capacitor a lâmpada

necessita de um ignitor externo pois, como mostra a figura II.5, não possui eletrodo auxiliar. O ignitor tem a finalidade de produzir um pulso de alta tensão (e alta frequência) que consiga ionizar o gás xenônio e iniciar a descarga. Iniciada a descarga, a lâmpada esquenta e atinge a condição de operação nominal em aproximadamente 10 minutos. Como a pressão de operação destas lâmpadas é menor do que as de vapor de mercúrio AP, o tempo de reacendimento (depois de um desligamento) é mais curto, ocorrendo em aproximadamente 1 minuto e atingindo a condição de operação nominal em 3-4 minutos (para vapor de mercúrio AP 3-7').

**Figura II.5** Circuito da lâmpada de vapor de sódio

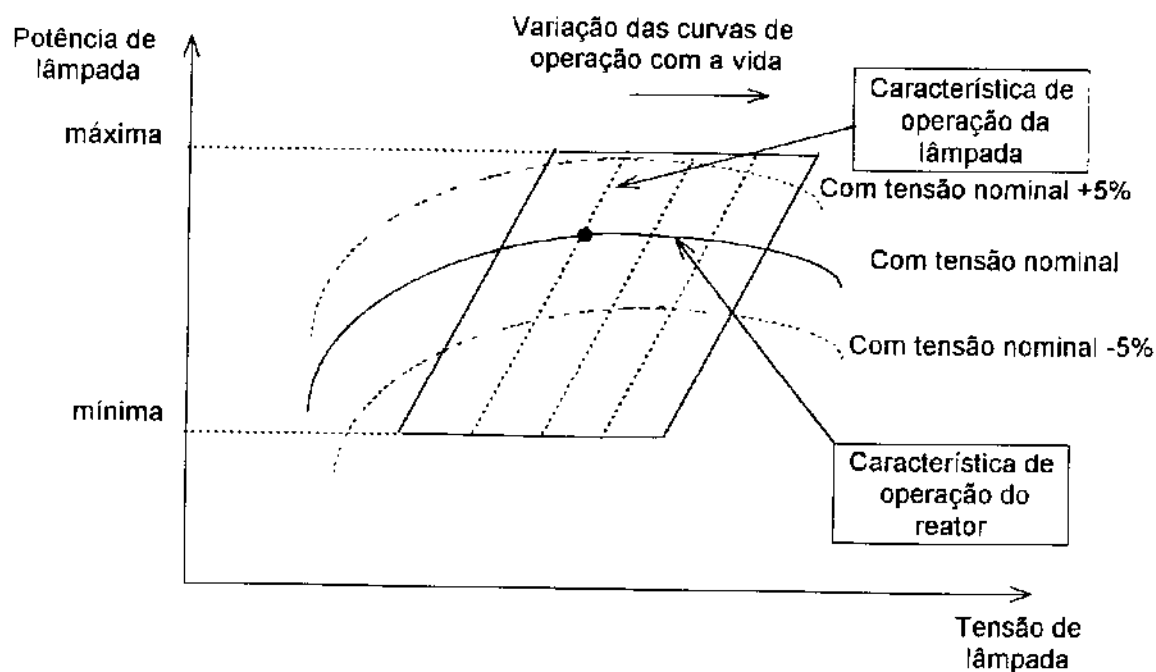


Fonte: Catálogo "Italavia", 1994.

O circuito com reator indutivo da figura II.5 é o mais econômico na operação de uma lâmpada de vapor de sódio AP e é usado atualmente em Cipolletti. Estes reatores tem uma baixa capacidade de ajuste e admitem uma variação da tensão de linha do 5%. Isto significa que se tem tres curvas: uma +5%, uma para tensão nominal e outra para -5%. A característica de operação das lâmpadas de vapor de sódio AP é dada pelo fabricante e tem forma de trapezoide, conforme mostra a figura II.6.

Para que o reator seja adequado, suas três curvas características devem cortar somente as linhas laterais do trapezóide (tensão mínima e máxima), ficando entre as linhas horizontais (potencia mínima e máxima).

**Figura II.6** Curvas de operação da lâmpada de vapor de sódio



Fonte: Catálogo "Italavia", 1994.

No caso em estudo, são utilizadas lâmpadas de vapor de sódio de alta pressão de 150 W e 250 W, e propõe-se, no futuro, de 70 W. Outro tipo de lâmpada de vapor de sódio de alta pressão é a com ignitor interno. Ela foi desenvolvida para a substituição direta das lâmpadas de vapor de mercúrio. Sua construção é similar à da lâmpada mencionada anteriormente. A diferença principal é que possui alguns enrolamentos próximos a uma das extremidades do tubo de descarga. Ele produz a ionização do gás e, quando a lâmpada esquenta, uma chave térmica (disjuntor) desconecta o dispositivo de partida. No caso em estudo, são instaladas lâmpadas de 220 W em substituição das de vapor de mercúrio de alta pressão de 250 W.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABALSAMO, C. A.; ALCADE, H. P. **Luminarias para vías públicas características fotométricas**. LUX. I Conferência Panamericana de Iluminação. p 234-247, São Paulo, ago. 1992.
- ALVIM de FARIA, Rui. **Financiamento por Terceiros na UE - Um instrumento financeiro para aumentar os investimentos em Eficiência Energética**. Comissão Européia. International Seminar on Restructuring of the Energy Sector and Energy Efficiency Institute of Economics. Rio de Janeiro, nov. 1996.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDÚSTRIA DA ILUMINAÇÃO (ABILUX). **Uso Racional de Energia em Edificação**. São Paulo, p.11-42, 1992.
- BALDIK, Ross; KAHN, Edward. **Transmission Planning in a Competitive Economic Environment**. IEEE Transactions on Power Systems. v.8, nº4, p.1497-1503, nov. 1993.
- BERNSEN, Else. **Recent development of Energy Efficiency Policy - Denmark**. COWI. International Seminar on Restructuring of the Energy Sector and Energy Efficiency Institute of Economics. Rio de Janeiro, nov. 1996.
- BIRKS, Michael. **Recent developments in UK Energy Efficiency Politics: Financing, Technologies and Instruments**. ETSU. International Seminar on Restructuring of the Energy Sector and Energy Efficiency Institute of Economics. Rio de Janeiro, nov. 1996.
- BOGGIO M., Gustavo A. **Criterios de racionalización en instalaciones de Alumbrado Público**. LUX. I Conferência Panamericana de Iluminação. p 203-212, São Paulo, ago. 1992.
- BOYLE, Stewart. **DSM progress and lessons in the global context**. Energy Policy. v.24, nº4, p.345-359, apr. 1996.
- BURINI JUNIOR, E.; CAUVILLA, P.; SAUER, I. **Análise Econômica de Alternativas para Iluminação**. São Paulo, 1993.
- CAMMESA. **Informe Anual 1996**. Cammesa, Buenos Aires, 1997.
- CAMMESA. **Mercado Eléctrico Argentino**. Cammesa Home Page, <http://www.cammesa.com.ar/>, 1997.
- CAMMESA. **Procedimiento para la Operación y Programación**. Cammesa, Buenos Aires, 1996.
- CAMMESA. **Simulaciones de Operación de Mediano y Largo Plazo 1997-2005**. Cammesa, Buenos Aires, jun. 1996.

- CHAMBERLIN, Jonh; HERMAN, Patricia. **How much DSM is really there?. A market perspective.** Energy Policy.v.24, n°4, p.323-330, apr. 1996.
- CHEDID, Sergio A.; DURÁN, Marcelo F. **Optimización de la curva de carga a través de señales tarifarias.** CIRED (Congreso Internacional de Redes Eléctricas de Distribución).v.7, p.45-49, Buenos Aires, dic. 1996.
- CHEDID, Sergio A. **La inversión privada en el sector de generación eléctrica y sus efectos sobre el consumo de gas.**GEA. II Congreso Latinoamericano. Generación y Transporte de Energía Eléctrica. p 1-10, Mar del Plata, nov.1995.
- DUBROVSKY, Hilda. **Estrategia de uso racional de la energía en cogeneración.** IEE. II Congreso Latinoamericano. Generación y Transporte de Energía Eléctrica. p 1-17, Mar del Plata, nov.1995.
- DUTT, Gautam S.; TANIDES, Carlos G.; BRUGNONI, Mario S. **DSM (Demand-Side Management) y Empresas Distribuidoras en Mercados Derregulados: Posibilidades para Argentina.** CIRED (Congreso Internacional de Redes Eléctricas de Distribución).v.7, p.39-44, Buenos Aires, dic. 1996.
- DUTT, Gautam S.; TANIDES, Carlos G.; BRUGNONI, Mario S. **Megawatts o Negawatts: Alternativas para Minimizar Inversiones en el Sector Eléctrico.** GEA. II Congreso Latinoamericano. Generación y Transporte de Energía Eléctrica.p 1-13, Mar del Plata, nov.1995.
- EdERSA. **Contrato de Concesión Cipolletti,** ago. 1996.
- FUNDING AND ADMINISTERING PUBLIC INTEREST ENERGY EFFICIENCY PROGRAMS. **The Report of the Energy Efficiency Working Group.** California, aug. 1996.
- GLAZER, Amihai. **Inducing investments and regulating externalities by command versus taxes.** Communication. Energy Policy. v.25, n°2, p.255-257, apr. 1997.
- GELLINGS, Clark W. **The perspective of the man who coined the term 'DSM'.** Then and Now. Energy Policy.v.24, n°4, p.285-288, apr. 1996.
- GIRALDO, Jesús M. **Un futuro escenario para la distribución.** CIRED (Congreso Internacional de Redes Eléctricas de Distribución).v.7, p.57-62, Buenos Aires, dic. 1996.
- GUNN, Calum. **New Zealand electricity sector reform in the context of the national energy policy objective.** Energy Efficiency vs Economic Efficiency?. Energy Policy. v.25, n°2, p.241-254, apr. 1997.



- HILL, Lawrence; BROWN Marilyn. **Issues in assessing the cost-effectiveness of coordinated DSM programs.** Energy Policy. v.25, n°1, p.47-53, jan. 1995.
- HIRST, Eric; CAVANAGH, Ralph; MILLER, Peter. **The future of DSM in a restructured US electricity industry.** Energy Policy.v.24, n°4, p.303-315, apr.1996.
- ILUMINATING ENGINEERING SOCIETY OF NORTH AMERICA (IESNA). **Lighting Handbook.** New York, 1993.
- KEATING, Kenneth M. **What roles for utility sponsored DSM in a competitive environment?.** Energy Policy.v.24, n°4, p.317-321, apr. 1996.
- KRAUSE, Florentin; ETO, Joseph. **The Demand side: Conceptual and Methodological Issues.** Least-cost utility planning handbook for public utility commissioners. National Association of Regulatory Utility Commissioners. California, dec. 1988.
- LOHANI, B. N.; AZIMI, A. M. **Barriers to energy end-use efficiency.** Energy Policy.p.533-545, jun. 1992.
- LOVINS, Amory B. **Twelve transitions, eight improvements and one distraction.** Negawatts. Energy Policy.v.24, n°4, p.331-343, apr. 1996.
- MOREIRA, José R. **Efficient illumination in Brazil: Opportunities and Limits.** Energy for Sustainable Development. IEI.v.II, n°6,p.42-48, mar. 1996.
- NADEL, Steven; GELLER, Howard. **What have we learned? Where are we going?.** Utility DSM. Energy Policy.v.24, n°4, p.289-302, apr. 1996.
- OLIVERO, Fabio. **La Reconversión del Sector Eléctrico Argentino.** CIER, p.6-27, set. 1995.
- OSRAM. **Catálogo Geral.** s.d.
- PHILIPS. **Manual de Iluminação.** s.d.
- QUN HE, Yi; DAVID, Kumar; FERNANDO, Preminda. **The effect of short recovery period investments on least-cost generation system expansion.** Energy Policy. v.25, n°2, p.87-93, apr. 1995.
- REDDY K. N, Amulya. **Barries to improvements in Energy Efficiency.** Energy Policy. p.953-961, dec. 1991.

- SAUER, I. et. al. **Métodos de Análise Energética a partir dos Usos Finais.** Workshop. Textos de Apoio. São Paulo, 1994.
- SECRETARIA DE ENERGIA-ARGENTINA. **Informe de Prospectiva del Sector Eléctrico.** 1996.
- SHUTERLAND, R. **The Economics of Energy Conservation Policy.** Energy Policy. v.24, nº4, p.361-370, apr. 1996
- SWISHER J. and ORANS R. **The Use of area-specific utility cost to target intensive DSM campaign.** Utilities Policy. v.5, nº3/4, p.185-197, 1995.
- SYLVANIA. **Catálogo de Lâmpadas.** s.d.