

**AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA
ANEEL**

**METODOLOGIA DO CÁLCULO DAS
TARIFAS DE USO DOS SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO**

Revisão das Tarifas Publicadas na

Resolução ANEEL nº 286/99

ÍNDICE ANALÍTICO

CAPÍTULO I	1
Introdução	1
1.1 Objetivo.....	1
1.2 Breve Histórico	2
CAPÍTULO II.....	5
Receita de Distribuição	5
2.1 Determinação da Parcela D/C	5
2.2 Abertura da Parcela D/C em D e C	7
2.3 Determinação da Receita de Distribuição	8
CAPÍTULO III	9
Estrutura Tarifária	9
3.1 Custos Marginais de Expansão	9
3.2 Responsabilidade do Consumidor.....	14
CAPÍTULO IV.....	18
Determinação das Tarifas	18
4.1 Ajuste à Receita de Distribuição.....	18
4.2 Ajuste aos Postos Tarifários.....	18
4.3 Ajuste à Demanda Faturada	19
CAPÍTULO V	20
Implementação das Tarifas.....	20
CAPÍTULO VI.....	22
Caso Exemplo.....	22
6.1 Etapa 1 – Cálculo da Receita de Distribuição.....	22
6.2 Etapa 2 – Abertura da Receita de Distribuição,	29
6.3 Etapa 3 – Cálculo das Tarifas de Uso	36

CAPÍTULO I

Introdução

1.1 Objetivo

O objetivo deste trabalho é apresentar a metodologia a ser utilizada nas revisões das tarifas de uso dos sistemas de distribuição. É importante destacar que há espaço para melhorias no que se refere à metodologia aqui proposta. Entretanto, na atual conjuntura do setor elétrico, esta proposta tende a ser a mais factível. Como exemplo, pode-se citar a utilização de metodologia nodal para as redes de 138 kV a 69 kV, que não foi adotada circunstancialmente no presente trabalho, mas que continua a ser objeto de estudo pela ANEEL.

Muitos dos conceitos aqui apresentados já fazem parte do arcabouço utilizado para a estruturação das tarifas técnicas de fornecimento atuais.

Devem ser enfatizados alguns aspectos que norteiam os princípios básicos relativos à definição da estrutura tarifária, em particular, o caso da tarifa de uso da rede de distribuição:

- a) É de interesse dos agentes que atuam no setor de energia elétrica que a estrutura das tarifas de uso das redes de distribuição reflitam, da forma mais aderente possível, os custos de atendimento específicos do serviço de distribuição nos diversos pontos de conexão a estas redes;
- b) Se o encargo de uso da distribuição estiver abaixo do custo adicional da concessionária para atender um determinado agente, além do prejuízo localizado que é imputado à concessionária existirá uma sinalização econômica errada para o consumidor. Eventualmente, o prejuízo localizado pode ser absorvido por excedentes em outros segmentos da companhia, o que denota um subsídio cruzado;
- c) Se, ao contrário, o encargo de uso da distribuição estiver acima do custo adicional da concessionária para atender um determinado agente, corre-se o risco deste agente, interessado em utilizar a rede, construir um circuito em paralelo à rede, havendo uma fuga de usuários ao sistema de distribuição. Este circuito em paralelo poderá ser de um nível de tensão para outro mais a montante dentro da própria distribuidora, ou para um da rede básica. Esta fuga de usuários da rede não é saudável, visto que o uso compartilhado das redes de transmissão e distribuição tende a apresentar um custo global menor beneficiando diretamente o consumidor final;
- d) Os consumidores potencialmente livres poderão avaliar o benefício econômico de optar por outro comercializador de energia, confrontando o custo dos serviços prestados pela distribuidora na condição de cativos com o custo resultante da agregação das tarifas de uso dos sistemas de transmissão e de distribuição, e dos preços de geração e comercialização, estes dois últimos sendo negociados livremente no mercado;
- e) Se as tarifas de uso das redes de distribuição representarem efetivamente os custos que os clientes imputam ao sistema elétrico, no ponto de conexão à rede, caso um cliente venha a optar por outro fornecedor de energia, o resultado econômico para a distribuidora, no que se refere à atividade regulada de distribuição, deverá ser neutro.

A Figura 1-1 apresenta esquematicamente a seqüência de atividades empreendidas na elaboração das tarifas de uso da distribuição, que pode ser descrita simplificada pelas seguintes etapas:

Etapa 1 Cálculo da receita de distribuição;

Etapa 2 Abertura da receita de distribuição, por nível de tensão, utilizando os custos marginais de capacidade;

Etapa 3 Cálculo das tarifas de uso utilizando a receita de distribuição a ser recuperada.

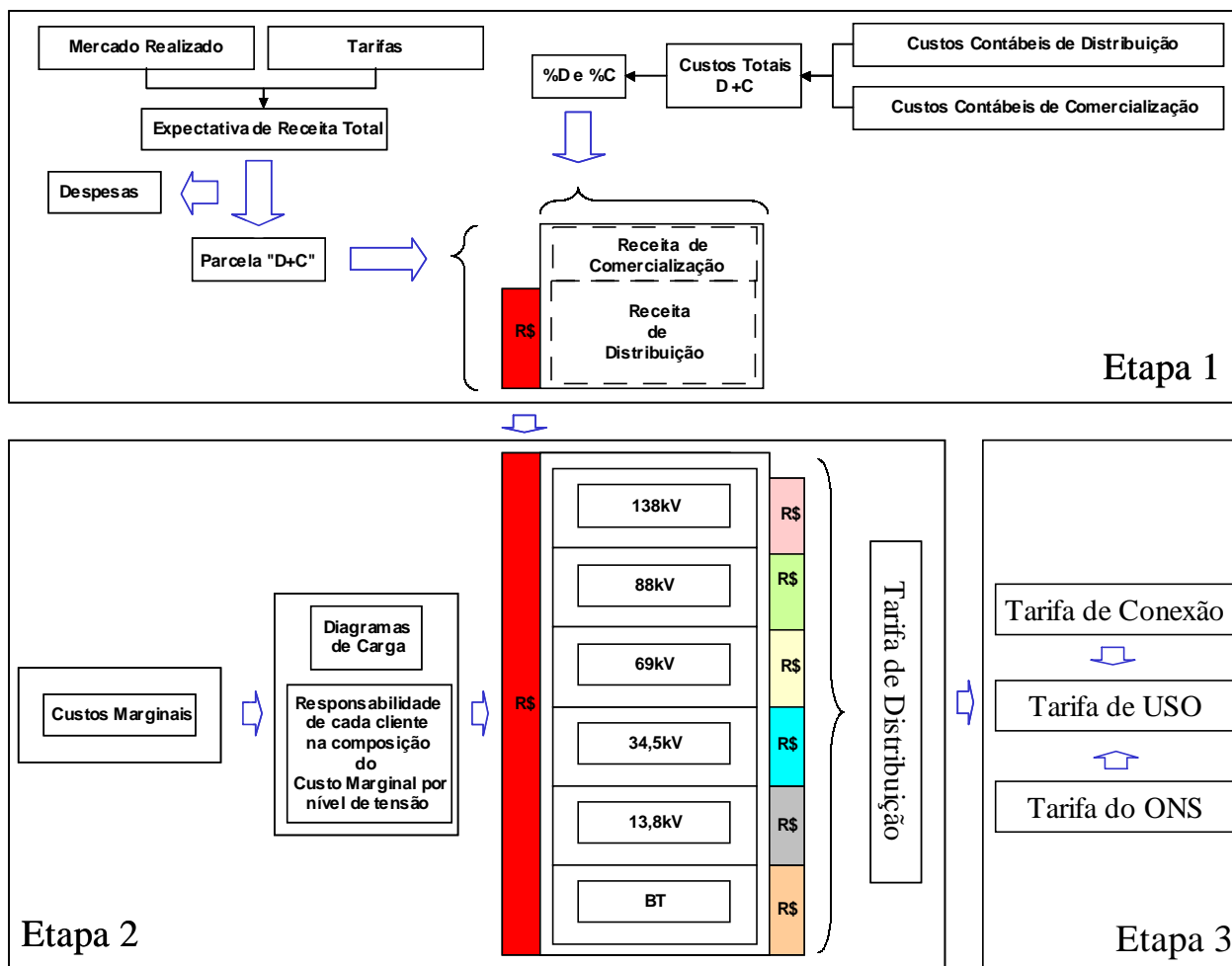


Figura 1-1 - Resumo do Processo de Cálculo de Tarifa de Uso

Um breve histórico dos principais eventos que ocorreram antes do desenvolvimento deste trabalho é apresentado ainda neste capítulo. Nos Capítulos II a V, discorre-se sobre a determinação dos valores das tarifas de forma seqüencial. Finalmente, no Capítulo VI, apresenta-se um caso exemplo, para uma empresa fictícia, onde os conceitos apresentados nos capítulos precedentes poderão ser verificados numericamente.

1.2 Breve Histórico

A Resolução ANEEL nº 286/99 estabeleceu os valores das tarifas de uso dos sistemas de distribuição de energia elétrica a serem praticados para os consumidores livres e geradores conectados a estes sistemas. Com o propósito de melhor identificar os custos incorridos com o uso das redes de distribuição, essa resolução determinou que as concessionárias deveriam, no

prazo de 6 (seis) meses, contados a partir da sua publicação, em 4 de outubro de 1999, apresentar à ANEEL proposta de Tarifas de Uso para suas redes de distribuição. Esta proposta deveria estar baseada nas seguintes diretrizes:

- Estudos e justificativas de fixação dos valores atribuíveis aos serviços de distribuição, em cada nível de tensão, tendo como base as suas tarifas de fornecimento e a separação das atividades de distribuição e comercialização;
- Proposta de sinalização horária para a tarifa de uso dos sistemas de distribuição, estabelecendo, por nível de tensão, a relação entre os horários de ponta e fora de ponta;
- Proposta de tarifação de uso das instalações de distribuição para os barramentos com tensão entre 138 kV e 69 kV com base na metodologia nodal, considerando as interligações com outros sistemas de distribuição e as instalações de transmissão não componentes da Rede Básica;
- Proposta de estrutura tarifária para as tarifas de uso nos demais níveis de tensão, observando os diversos tipos de consumidores, com base nos custos marginais de expansão de cada um desses níveis.

Estes estudos deveriam ser submetidos à ANEEL para dar suporte aos trabalhos a serem realizados periodicamente pela Agência.

Na definição dos valores publicados na Resolução ANEEL nº 286/99, a ANEEL construiu a tarifa das distribuidoras através de um processo denominado “top-down”, ou seja, a construção dos valores de tarifa a partir do valor global da receita obtida com as tarifas atualmente cobradas dos consumidores retirando desta receita as atividades não relacionadas com a distribuição. Assim, adotou-se o seguinte procedimento:

- Determinação da receita de fornecimento, por subgrupo tarifário, utilizando o mercado declarado no sistema PLANTE e as tarifas de fornecimento vigentes em setembro de 1999. Na composição dessa receita foram utilizados somente os mercados dos consumidores faturados pela Tarifa Horosazonal Azul;
- Identificação dos custos, por subgrupo tarifário, com: geração, transmissão, encargos setoriais (RGR e CCC) e tributos (COFINS, PIS /PASEP e ICMS);
- Determinação da parcela conjunta de distribuição (D) e de comercialização (C), para cada subgrupo tarifário, obtida pela diferença entre a receita de fornecimento e os custos identificados no item anterior;
- Fixação da receita líquida associada ao segmento da distribuição em cerca de 70% da parcela “D + C”, para cada subgrupo tarifário;
- Determinação da receita líquida total, associada à distribuição, obtida pelo somatório das receitas líquidas de cada subgrupo tarifário;
- Desagregação da receita líquida total, por nível de tensão, com base em dados históricos de custos marginais de fornecimento;
- Cálculo das tarifas de uso das redes de distribuição.

Em 31 de março de 2000, considerando as dificuldades encontradas para elaboração dos trabalhos pelas distribuidoras, manifestadas através de inúmeras correspondências, a ANEEL publicou a Resolução ANEEL nº 076/2000, prorrogando para 31 de maio de 2000 o prazo de envio da proposta de tarifas de uso.

Em 31 de maio de 2000, por meio da Resolução ANEEL nº 171/2000, o prazo de encaminhamento das propostas de tarifas de uso de distribuição foi novamente prorrogado para 17 de julho de 2000.

Durante o ano 2000, as concessionárias de distribuição apresentaram seus estudos relativos à tarifação do uso dos sistemas de distribuição e também uma série de sugestões à metodologia estabelecida pela Resolução ANEEL nº 286/99.

Tais fatos resultaram, em 2001, na elaboração pela ANEEL desta Nota Técnica que, sendo uma consolidação dessas contribuições, discorre sobre metodologias e conceitos a serem aplicados na definição da estrutura da tarifa de uso da distribuição. Com o intuito de dar publicidade ao processo de cálculo e de implementação das tarifas de uso da distribuição, esta nota foi submetida à audiência pública AP003/01 na modalidade intercâmbio documental, quando novas contribuições foram apresentadas pelas empresas concessionárias e pelos diversos agentes do setor e avaliadas pela ANEEL.

Este trabalho, finalmente, representa o estágio atual da metodologia a ser adotada na estruturação das tarifas de uso dos sistemas de distribuição que deverá ser observada pela ANEEL na definição dessas tarifas.

CAPÍTULO II

Receita de Distribuição

Este capítulo apresenta a sistemática utilizada para a definição da receita atribuída ao serviço de distribuição. Esta receita é fundamental para todo o estudo que se segue, uma vez que definirá o montante de receita a ser recuperado quando da aplicação das tarifas de uso propostas aos mercados das concessionárias.

O procedimento para a definição da Receita de Distribuição envolve três fases:

- Determinação da parcela D/C;
- Abertura da parcela D/C nos seus componentes de Distribuição e Comercialização;
- Determinação da receita de Distribuição.

2.1 Determinação da Parcela D/C

Com o objetivo de não alterar o equilíbrio econômico - financeiro estabelecido nos contratos de concessão, a receita de cada distribuidora é definida de modo a preservar tal condição.

Para a definição da parcela D/C, inicialmente é realizado o cálculo da Receita Total (inclui Fornecimento, Suprimento e Uso), a partir do mercado de referência do último reajuste tarifário da empresa, aplicando-lhe as tarifas em vigor. Entende-se como mercado de referência, o mercado realizado nos 12 meses anteriores ao último reajuste tarifário contratual da concessionária. O montante assim obtido é compatível com a receita resultante dos cálculos do último Índice de Reajuste Tarifário Contratual anual (IRT).

O cálculo da Receita Total é apresentado no formato de tabela, aberta por nível de tensão e tipo de tarifa, como ilustrado a seguir nas Figuras 2-1 a 2-6. Por exemplo, para a Figura 2-1, a parcela da receita oriunda dos consumidores de tarifa azul é resultado da soma dos produtos do mercado e da tarifa para a demanda de ponta (DP), para a demanda fora de ponta (DFP), para a energia na ponta seca (EPS), para a energia fora de ponta seca (EFPS), para a energia de ponta úmida (EPU) e energia fora de ponta úmida (EFPU). Para os demais tipos de tarifas, o processo se repete, porém alguns itens são simplificados. Por exemplo, para a tarifa verde, a tarifa de demanda fora da ponta não existe.

TARIFA AZUL		Grupo: A4	
Atividade Econômica:			
Serviço Público - Água Esgoto			
	Mercado	Tarifa	Receita (R\$)
DP (kW):	364.939	16,07	5.864.569,73
DFP(kW):	390.998	5,36	2.095.749,28
EPS (MWh):	10.300	105,38	1.085.414,00
EFPS (MWh):	107.039	50,11	5.363.724,29
EPU (MWh):	6.379	97,52	622.080,08
EFPU (MWh):	68.356	44,27	3.026.120,12

Figura 2-1 - Cadastro da Receita de Fornecimento (13,8kV – AZUL)

TARIFA VERDE		Grupo: A4	
Atividade Econômica:			
Serviço Público			
	Mercado	Tarifa	Receita (R\$)
D (kW):	3.907	4,15	16.206,24
EPS (MWh):	89	368,95	32.836,55
EFPS (MWh):	1.077	38,76	41.744,52
EPU (MWh):	27	362,89	9.798,03
EFPU (MWh):	699	34,26	23.947,74

Figura 2-2 - Cadastro da Receita de Fornecimento (13,8kV – VERDE)

TARIFA CONVENCIONAL		Grupo: A4	
Atividade Econômica:			
Industrial			
	Mercado	Tarifa	Receita (R\$)
D (kW):	3.351	4,63	15.515,13
E (MWh):	680	67,73	46.058,40

Figura 2-3 - Cadastro da Receita de Fornecimento (13,8kV – CONVENCIONAL)

Além das receitas obtidas através dos consumidores propriamente ditos, em algumas concessionárias de distribuição há uma receita proveniente do suprimento para outra concessionária, conforme exemplificado na Figura 2-4.

TARIFA SUPRIMENTO		Grupo: A2	
Empresa Suprida:			
Furnas			
	Mercado	Tarifa	Receita (R\$)
D (kW):	4.000	12,00	48.000,00
E (MWh):	12.000	40,00	480.000,00

Figura 2-4 - Cadastro da Receita de Suprimento (138kV – SUPRIMENTO)

Outro tipo de receita é aquela oriunda das tarifas de uso da rede de distribuição, que são arrecadadas dos consumidores livres e geradores conectados à rede, conforme exemplificado nas Figuras 2-5 e 2-6. Esta parcela corresponde exclusivamente à atividade de distribuição.

TARIFA USO		Grupo: A3	
Tipo de Uso:			
<input checked="" type="radio"/> Carga <input type="radio"/> Geração			
Empreendimento:			
SARNA d			
	Mercado	Tarifa	Receita (R\$)
DP (kW):	100	4,00	400,00
BFP (kW):	250	3,00	750,00

Figura 2-5 - Cadastro da Receita de Uso (69kV – CARGA)

Montante de Uso Controlado(kW)	Tarifa de Uso [Tg]	Receita (R\$)
1.000	1,00	1.000,00

Figura 2-6 - Cadastro da Receita de Uso (69kV – GERAÇÃO)

Para o cálculo e definição da parcela D/C, identificam-se os custos não pertinentes ao transporte de potência nas linhas e redes de distribuição, ou seja, os custos a serem subtraídos da Receita Total, quais sejam:

- O pagamento às Geradoras pela compra de energia e demanda de geração, inclusive os custos atribuíveis à geração própria. Os custos de geração própria são calculados mediante o uso da tarifa de geração definida para a empresa ou pelo “mix” de compra;
- O pagamento às transmissoras pelo uso do sistema de transmissão;
- O pagamento a FURNAS pelo transporte no tronco de transmissão de Itaipu no caso de empresas compradoras de energia de Itaipu;
- Os pagamentos: CCC – Conta de Consumo de Combustíveis, MAE – Mercado Atacadista de Energia, ONS – Operador Nacional do Sistema e Compensação Financeira;
- O pagamento da quota anual de RGR - Reserva Global de Reversão;
- O pagamento de encargos sobre a Receita Total: PIS/PASEP, COFINS e taxa de fiscalização da ANEEL;
- Os pagamentos às Transmissoras pelo aluguel dos sistemas de conexão de uso exclusivo da Distribuidora.

2.2 Abertura da Parcela D/C em D e C

Para definir as tarifas de uso das redes de distribuição das concessionárias, é necessário conhecer os valores contabilizados com ativos e despesas operacionais para promover a sua correta segregação nas atividades de distribuição e comercialização. As tarifas de uso são calculadas a partir dos valores destinados às atividades de distribuição.

A ANEEL definiu que os valores da distribuição, atualmente registrados de acordo com o Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica – PCSPEE, serão segregados em distribuição e comercialização, tomando por base um exercício concluído. Esta segregação deve ser compatibilizada com os valores constantes na Prestação Anual de Contas – PAC do referido exercício.

Embora o PCSPEE contemple, dentro da atividade de distribuição, a subatividade de comercialização, esta não é aplicada integralmente ao novo modelo setorial, uma vez que existem valores ali alocados que pertencem às atividades de distribuição. Visando tornar o PCSPEE aderente ao novo enfoque setorial a ANEEL instituiu recentemente o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica - MCSPEE que incorporou, entre outros

aspectos, uma adequação na PAC visando identificar contabilmente as atividades relacionadas à Distribuição e a Comercialização e que vai vigorar a partir de janeiro de 2002.

Considerando a atual inadequação do PCSPEE ao novo modelo, foi dada a liberdade para que cada concessionária identificasse a sua estrutura de custo. Entretanto, a ANEEL apresentou uma abertura mínima orientativa para a separação contábil das atividades de distribuição e comercialização, conforme apresentado na Figura 2-7.

As empresas que optarem por realizar uma separação dos valores diferentemente da orientação apresentada deverão justificar esta separação.

Distribuição – D	Comercialização - C
Medição (leitura de energia e uso, aferição de equipamentos, etc.).	Pedido de fornecimento
Conexão e ligação dos usuários	Cadastro
Corte e religação	Contratos
	Faturamento
Expansão, operação e Manutenção da Rede	Atendimento a consumidores

Figura 2-7 - Atividades de “D” e “C”

2.3 Determinação da Receita de Distribuição

Após a abertura da parcela D/C, nas suas componentes de distribuição (D) e comercialização(C), devem ser adicionados à componente de distribuição os custos referentes a:

- RGR, deduzidos anteriormente da Receita Total, conforme descrito no Item 2.1 anterior. No caso de empresas integradas, com atividades de geração, transmissão e distribuição, a quota de RGR considerada deve ser somente aquela referente aos ativos da distribuição;
- total de perdas técnicas no sistema de distribuição;
- PIS/COFINS e taxa de fiscalização da ANEEL associados as parcelas exclusivas de distribuição.

CAPÍTULO III

Estrutura Tarifária

Calculada a receita associada à atividade de distribuição, é necessário que sejam definidas as tarifas para subgrupo tarifário, que venham a recuperar esta receita.

O critério utilizado para a definição das tarifas de uso para cada tipo de consumidor baseia-se na estrutura estabelecida pelos custos marginais de expansão e pela respectiva responsabilidade deste tipo de consumidor quanto à expansão da rede. A conjugação destes fatores resulta na definição dos custos marginais de capacidade que necessitam das seguintes informações para sua obtenção:

- Planejamento de expansão e projeção de mercado (em MW), ambos anuais, por nível de tensão, em um horizonte não inferior a 7 anos, para tensões maiores do que 13,8kV e 5 anos para tensões iguais ou inferiores a 13,8kV;
- Histórico de obras e mercados anuais, por nível de tensão, em um período de tempo não inferior a 7 anos;
- Curvas de carga de unidades consumidoras e de instalações de transformação, obtidas por meio de campanhas de medição;
- Diagrama unifilar simplificado de fluxo de carga na condição de carga máxima do ano do estudo tarifário.

3.1 Custos Marginais de Expansão

Os custos marginais de expansão podem ser obtidos utilizando-se:

- O Custo Incremental Médio de Longo Prazo (CIMLP), realizado a partir de um estudo de planejamento de expansão;
- A Lei de Quantidade de Obras (LQO), elaborada a partir de dados históricos de agregados de obras e consumo.

O primeiro utiliza informações do futuro enquanto o segundo, informações do passado. Seria interessante que os dois métodos produzissem resultados semelhantes, entretanto, isto não é regra, principalmente no caso brasileiro onde a reestruturação do setor elétrico mudou a política de investimentos das distribuidoras ocorrendo diferenças entre a política do passado e a política atual.

3.1.1 Custo Incremental Médio de Longo Prazo

No cálculo dos CIMLP's, o seguinte procedimento é observado:

- a) Uma vez selecionado um plano de investimentos em um horizonte de planejamento, são estimados os valores anuais de despesas relacionadas com estes investimentos. Esta estimativa é obtida determinando o valor anual do investimento previsto em um ano, durante a vida útil do equipamento, a uma taxa de remuneração que contemple além das

despesas de financiamento (DF), as taxas de depreciação dos ativos (DEP) e uma taxa anual de despesas operacionais (O&M). Dessa forma, tem-se uma aproximação das despesas totais anuais (DT_t) a partir dos investimentos propostos;

- b) De posse das despesas totais anuais e da evolução do crescimento de carga, relacionam-se essas despesas ao incremento de demanda máxima de energia elétrica (Dm_t). O custo incremental (CI) é obtido ano a ano, através da relação das despesas sobre o incremento de demanda, ver Figura 3-1. Dado que o CI pode variar significativamente de um ano para outro em virtude da indivisibilidade dos investimentos, é mais prudente, sob o ponto de vista tarifário, que se busque uma média dentro do horizonte de planejamento. Este custo médio passa a ser denominado de custo incremental médio de longo prazo (CIMLP) e pode ser obtido através da seguinte expressão:

$$CIMLP = \frac{\sum_t \frac{DT_t}{(1+TMA)^t}}{\sum_t \frac{Dm_t}{(1+TMA)^t}}$$

onde:

TMA é a taxa mínima de atratividade de cada empresa.

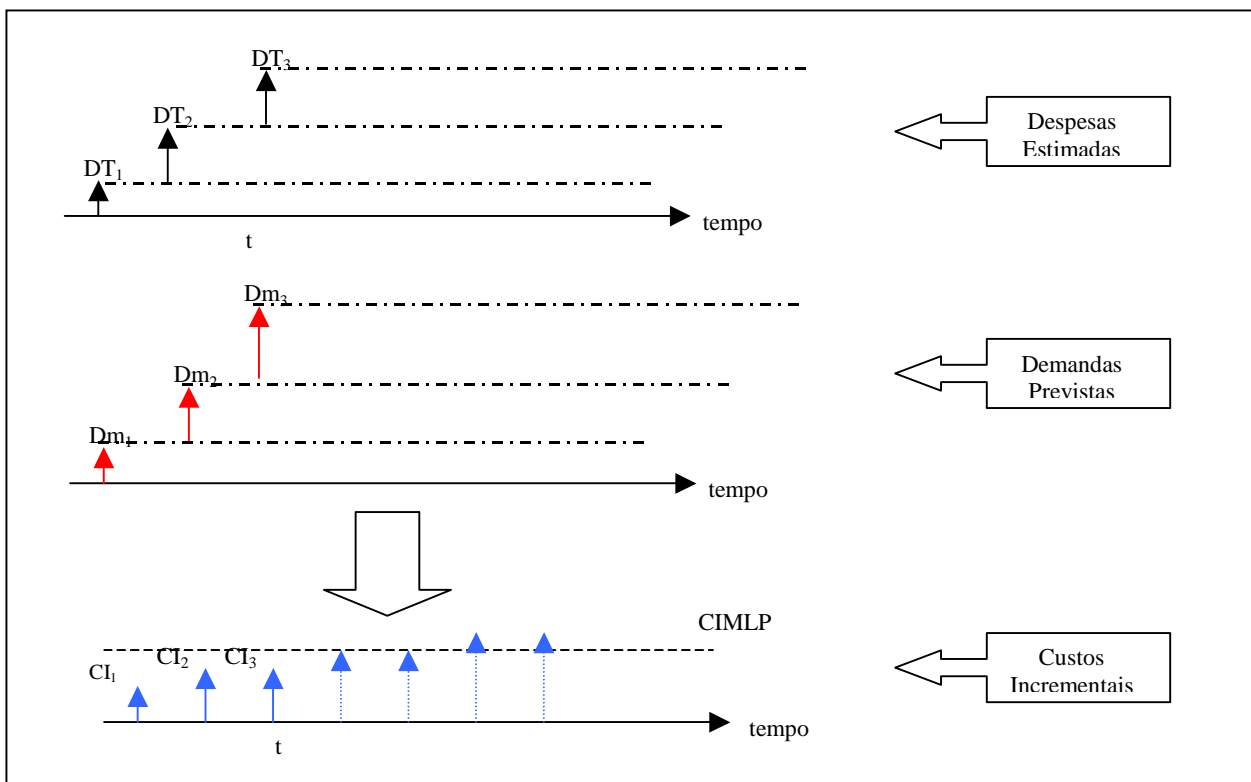


Figura 3-1 - Procedimento de Cálculo do CIMLP

Dado que a estrutura tarifária vigente é estratificada por nível de tensão, o cálculo dos custos marginais de capacidade a partir dos CIMLP's está sujeito, em alguns casos, a resultados indesejáveis. Nos casos em que o CIMLP de um determinado nível de tensão é zero ou negativo, os custos marginais de capacidade resultantes neste nível serão baixos. Ao transportar este efeito para as tarifas, haverá um estímulo por parte dos consumidores em migrar suas instalações para este nível de tensão.

Na realidade, a razão pela qual este custo é zero ou negativo deve-se ao fato de a empresa não estar mais investindo neste nível de tensão. Por exemplo, uma empresa prefere descontinuar a expansão do 34,5 kV, ocasionando um CIMLP para o 34,5 kV de valor nulo. Ocorrendo estas situações, tratamentos estatísticos devem ser utilizados visando dar mais coerência aos sinais econômicos obtidos.

Ao utilizar o CIMLP deve-se observar que:

- O valor total do investimento previsto deve ser alocado no ano de entrada de operação da obra;
- As taxas de depreciação serão os valores dispostos na Resolução ANEEL nº 44 de 17 de março de 1999.

Um exemplo de cálculo do CIMLP é apresentado na Figura 3-2.

Faixa de Tensão: 88kV a 138kV					
	Vida Útil (anos):	34			
	TMA:	12,00%			
	Depreciação:	2,96%			
	O & M:	4,00%			
	i:	18,96%			
Ano:	Total por Faixa de Tensão:	Valor Anualizado:	Valor Presente:	Variação MW:	VP MW:
2000	R\$ 4.133.800,00	R\$ 785.972,92	R\$ 785.972,92	53,000	53.000,00
2001	R\$ 5.720.800,00	R\$ 1.087.714,43	R\$ 971.173,60	68,000	60.714,29
2002	R\$ 7.654.500,00	R\$ 1.455.375,14	R\$ 1.160.216,15	64,000	51.020,41
2003	R\$ 3.866.600,00	R\$ 735.169,31	R\$ 523.279,00	60,000	42.706,81
2004	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	61,000	38.766,60
2005	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	69,000	39.152,45
2006	R\$ 5.690.100,00	R\$ 1.081.877,34	R\$ 548.112,73	71,000	35.970,81
2007	R\$ 10.161.900,00	R\$ 1.932.115,31	R\$ 873.990,84	74,000	33.473,84
2008	R\$ 2.090.500,00	R\$ 397.473,61	R\$ 160.532,92	77,000	31.099,01
2009	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00		0,00
		Total:	R\$ 5.023.278,17	597,000	385.904,22
				CIMLP (R\$/KW):	13,02

Figura 3-2 – Exemplo do cálculo do CIMLP (redes de 138 kV)

Está disponível na página da ANEEL (www.aneel.gov.br) um banco de dados onde é possível a empresa informar o planejamento de expansão de suas redes de distribuição. **Estes dados devem ser revistos anualmente.**

3.1.2 Lei de Quantidade de Obras

As LQO's são funções que correlacionam valores históricos de agregados de obras com a potência instalada (MVA) ou energia elétrica consumida (MWh).

As variáveis explicativas podem ser tanto a potência instalada quanto o consumo de energia faturado ao longo dos anos, enquanto que as variáveis explicadas, ou seja, os agregados de obras podem ser :

- km de rede;
- transformadores;
- “bays” de linha;
- “bays” de transformação.

Uma vez determinada a LQO para cada agregado de obra, calcula-se o custo médio de desenvolvimento anual, também denominado de custo marginal de expansão. Este custo resulta do produto da derivada da LQO pelo custo unitário anualizado do referido agregado.

Para anualizar o custo unitário dos agregados é utilizado uma taxa que é obtida pela soma da TMA com as taxas de operação e manutenção e de depreciação econômica dos ativos avaliados.

Um exemplo de cálculo do LQO é apresentado na Figura 3-3:

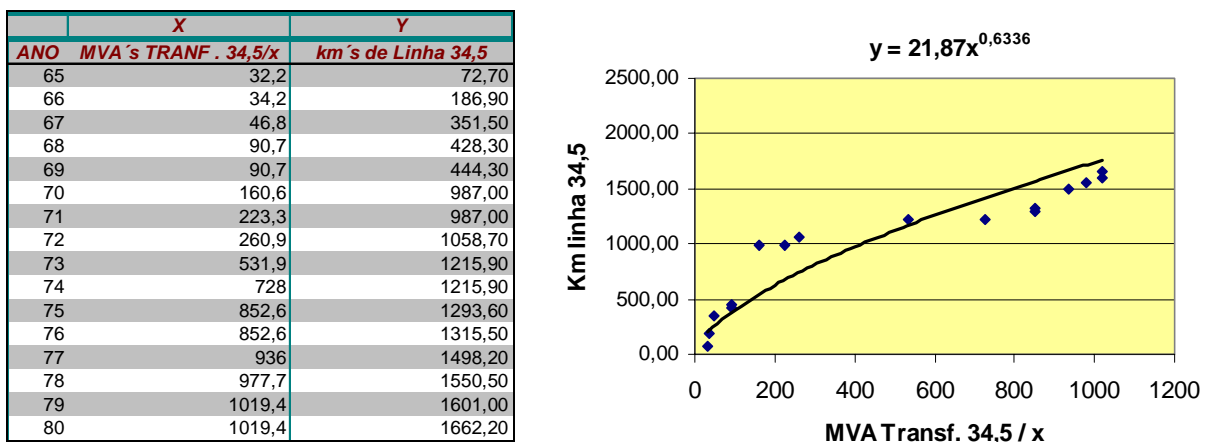


Figura 3-3 - Cálculo de uma LQO

✓ Dada uma função que define uma LQO $\left\{ \begin{array}{l} O_{br}(t) = K * [P(t)]^\alpha \end{array} \right.$

✓ Derivando a função:

$$\frac{d(O_{br}(t))}{d(P(t))} = \alpha * K * [P(t)]^{\alpha-1} = \frac{\alpha * (K * [P(t)]^\alpha)}{P(t)} = \alpha * \frac{O_{br}(t)}{P(t)}$$

✓ Multiplicando esta derivada definida para um determinado ano, pelo custo unitário do agregado neste ano, tem-se o investimento marginal IM(t):

$$IM(t) = \frac{d(O_{br}(t))}{d(P(t))} * I_0 = \alpha * \frac{O_{br}(t)}{P(t)} * I_0$$

✓ Finalmente, anualizando o IM (t), obtém-se o custo marginal CM(t) no ano considerado:

$$CM(t) = IM(t) * [TMA + dp + O\&M] \quad \leftarrow \text{Custo Marginal}$$

Onde “dp” é a taxa de depreciação e “O&M” é a taxa de operação e manutenção

Está disponível na página da ANEEL (www.aneel.gov.br) um banco de dados onde é possível a empresa informar os dados necessários para o cálculo das LQO's. **Estes dados devem ser revistos anualmente**

3.1.3 Procedimento Adotado pela ANEEL

Nos itens 3.1.1 e 3.1.2 anteriores foram apresentadas duas técnicas de cálculo dos custos marginais de expansão. Considerando que os valores obtidos a partir destas técnicas trazem inúmeros aspectos circunstanciais e especificidades das empresas, conforme já explicado anteriormente, a ANEEL adotará custos padrão para o setor, calculados a partir de médias entre as várias empresas.

3.2 Responsabilidade do Consumidor

As tipologias associadas às curvas de carga são obtidas por meio da realização de campanhas de medição que utilizam técnicas de amostragem probabilística na definição de uma amostra representativa do universo de consumidores e das instalações de transformação de tensão.

A partir da caracterização da carga é possível obter a responsabilidade de cada consumidor típico na expansão da rede de distribuição. Essa responsabilidade é traduzida pelo custo marginal de capacidade.

3.2.1 Caracterização da Carga

A inviabilidade prática da construção de tarifas a partir da análise do comportamento individual da curva de carga dos consumidores e das instalações de transformação de tensão torna necessária a definição de um número conveniente de curvas de carga típicas. Um conjunto de curvas de carga deve representar a totalidade dos consumidores e das instalações de transformação de tensão da concessionária.

As medições das curvas de carga dos consumidores e de instalações de transformação de tensão, consideradas neste estudo tarifário, passam por um tratamento estatístico para formar curvas típicas, relevantes para o estabelecimento da responsabilidade dos consumidores nos custos ao longo da rede de distribuição de energia. Esta etapa é dividida em três fases:

- Identificação de curvas características;
- Agregação de curvas de carga;
- Ajustes das tipologias ao mercado.

Identificação de Curvas Características

Para a identificação de curvas de carga características, convencionou-se tratar os três dias mais representativos, ou seja, um dia útil, um sábado e um domingo. Inicialmente são identificadas as curvas de carga para os dias escolhidos, representando o comportamento típico. Este procedimento está ilustrado na Figura 3-4 e é realizado para cada consumidor e unidade de transformação pertencente à amostra. Ao final, cada consumidor e transformação estão associados a três curvas características associadas aos três dias representativos mencionados.

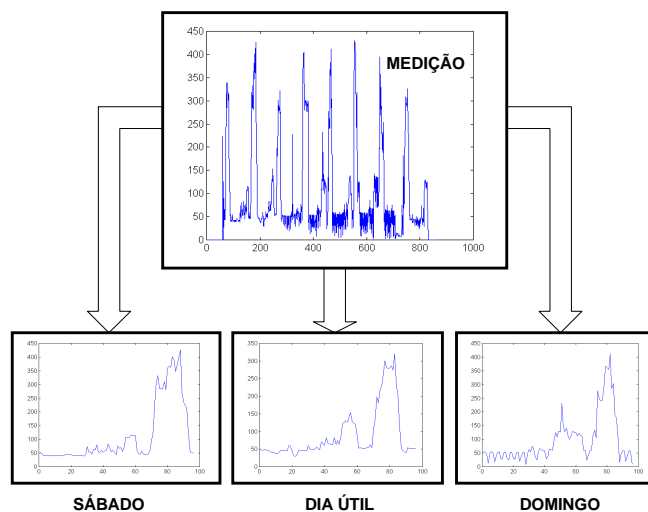


Figura 3-4 - Identificação das curvas características

Agregação de Curvas de Carga

As curvas características dos consumidores representam o universo de consumidores de um nível de tensão, subgrupo tarifário, classe ou faixa de consumo. Por sua vez, as curvas características das transformações do sistema representam o universo das transformações entre dois níveis de tensão ou subgrupos tarifários.

Na agregação das curvas características que irão identificar os clientes tipo e redes tipo são empregadas técnicas de agrupamento estatístico como a de “cluster analysis”.

De forma geral, dado um conjunto de curvas características, a técnica de “cluster analysis” segrega este conjunto em subconjuntos ou “clusters”, de tal forma que as curvas de um mesmo subconjunto apresentem uma grande semelhança entre si, mas as curvas de subconjuntos diferentes apresentem uma baixa similaridade. No final, cada subconjunto será representado por uma curva típica, ou melhor, por uma tipologia.

Como exemplo, a Figura 3-5 mostra as curvas características, em p.u. da média, que compõem cada “cluster”, enquanto que a Figura 3-6 mostra as tipologias que representam cada “cluster”.

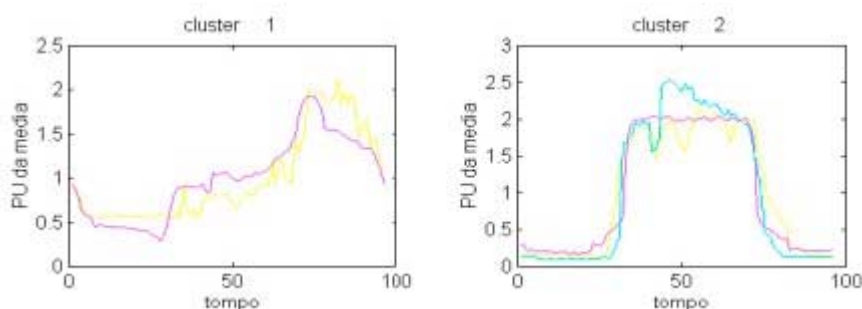


Figura 3-5 - Curvas Características, em p.u. da média, que compõem os clusters

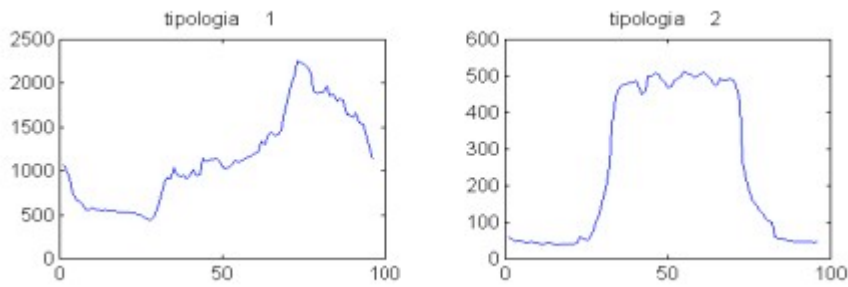


Figura 3-6 – Curvas Representantes dos Clusters ou Tipologias

Ajuste das Tipologias ao Mercado

Nesta fase, as tipologias dos clientes-tipo são ajustadas ao mercado anual do subgrupo tarifário, classe ou faixa de consumo que eles representam. Da mesma forma, as tipologias das redes-tipo são ajustadas ao consumo anual das instalações de transformação que elas representam.

A Figura 3-7 exemplifica a seqüência de construção da tipologia. Inicialmente é feita a análise de “cluster” para formar os agregados de curvas de carga e, em seguida, é feito o ajuste dos agregados ao mercado do universo que representam.

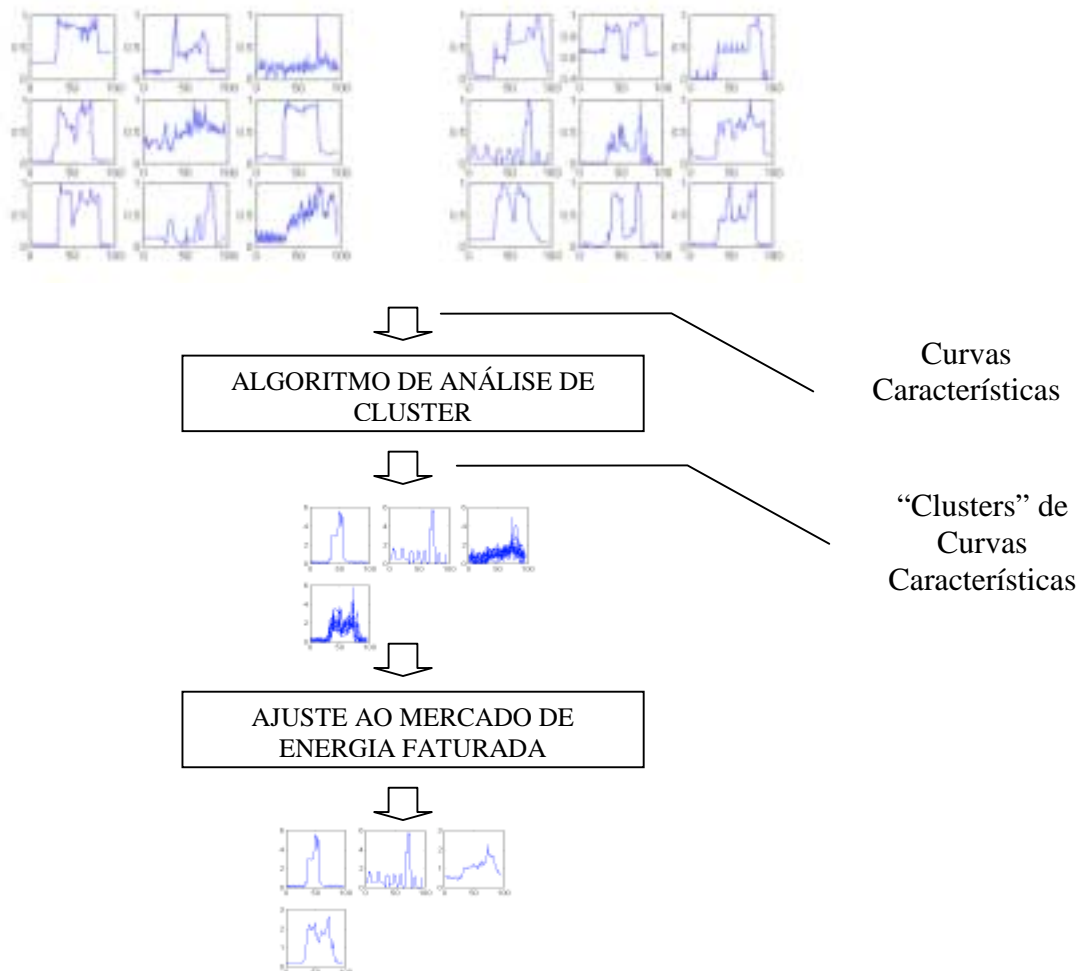


Figura 3-7 - Análise de “cluster” e ajuste da tipologia ao mercado

As tipologias ajustadas aos mercados de energias faturadas serão utilizadas para o cálculo dos custos marginais de capacidade e devem refletir a condição de operação do sistema. As

demandas máximas identificadas nestas tipologias irão definir as **demandas teóricas** responsáveis pelas ampliações e custos dos sistemas de distribuição.

3.2.2 Custos Marginais de Capacidade

De acordo com a teoria econômica, os custos marginais constituem um sinal adequado para orientar o consumo no sentido de uma alocação eficiente dos recursos no sistema. A utilização destes custos proporciona uma estrutura tarifária racional onde cada consumidor é responsabilizado pelo custo imputado à distribuidora para o seu atendimento.

Considerando que o sistema de distribuição é expandido em função das demandas máximas e essas demandas são resultantes da composição das tipologias dos diversos clientes conectados à rede, define-se custo marginal de capacidade como sendo as responsabilidades dos clientes-tipo nos custos de expansão desse sistema. Salienta-se que estes custos dependem da coincidência das demandas máximas dos clientes com as demandas máximas das redes-tipo nos diversos segmentos do sistema de distribuição.

O custo marginal de capacidade reflete a contribuição do cliente-tipo na formação da demanda máxima da rede-tipo. Estes custos são calculados para os postos tarifários definidos em cada concessionária.

Existem atualmente dois postos tarifários estabelecidos para as empresas de distribuição de energia:

- ✓ O posto tarifário ponta: estabelecido para o período definido pela concessionária e composto por 3 (três) horas diárias consecutivas, exceção feita aos sábados, domingos e feriados nacionais, considerando as características do seu sistema elétrico;
- ✓ O posto tarifário fora de ponta: estabelecido para o período composto pelo conjunto de horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas para o posto tarifário ponta.

Os custos marginais de capacidade definem as Tarifas de Referência de Demanda.

CAPÍTULO IV

Determinação das Tarifas

Uma vez calculados os custos marginais de capacidade, calcula-se uma **receita teórica**. A receita teórica é o somatório dos produtos dos custos marginais de capacidade pelas demandas teóricas identificadas nas tipologias ajustadas.

A receita teórica, ajustada aos custos reais incorridos pelas empresas (operacionais, de expansão, de remuneração e em impostos), define as tarifas de distribuição a serem praticadas, caso não houvesse a necessidade de uma definição de subsídios entre os níveis de tensão.

Considerando que as tarifas aqui definidas devem preservar o equilíbrio econômico-financeiro contratual, torna-se necessário definir tarifas de uso que recuperem a receita de distribuição e compensem as despesas com Conexão e ONS de cada empresa.

As despesas com ONS e Conexão não guardam nenhuma relação com os custos marginais de capacidade das redes de distribuição. Assim, no caso das receitas destinadas a esses elementos de despesas, serão calculadas respectivas tarifas selo para cada concessionária em função da demanda total faturada.

As tarifas de distribuição, que recuperam a receita de distribuição, resultam de 3 (três) ajustes nos custos marginais de capacidade:

- Ajuste à Receita de Distribuição;
- Ajuste aos Postos Tarifários;
- Ajuste à Demanda Faturada.

4.1 Ajuste à Receita de Distribuição

Uma vez calculada a receita teórica, realiza-se um ajuste dos custos de capacidade de forma que a receita total ajustada seja igual à Receita de Distribuição mensal. Os seguintes cálculos são realizados:

- ✓ $\text{Receita Teórica} = \text{Custos de Capacidade} \times \text{Demandas Teóricas}$;
- ✓ $\text{Fator de Ajuste} = \text{Receita de Distribuição mensal} / \text{Receita Teórica}$;
- ✓ $\text{Custos de Capacidade Ajustados} = \text{Custos de Capacidade} \times \text{Fator de Ajuste}$;

Os Custos de Capacidade Ajustados são aqui denominados de “Tarifas Preliminares” e correspondem às primeiras tarifas determinadas para o sistema.

4.2 Ajuste aos Postos Tarifários

No intuito de manter nas relações entre as tarifas de uso de ponta e fora de ponta àquelas relações existentes nas atuais tarifas de fornecimento do grupamento tarifário horazonal azul, um novo ajuste é realizado.

Este ajuste muda a relação dos custos de capacidade dos postos tarifários, mantendo, no entanto, a Receita Teórica Ajustada inalterada em cada nível de tensão.

Estas tarifas, cujas relações de ponta e fora de ponta foram alteradas, são denominadas de “Tarifas Preliminares P/FP”.

4.3 Ajuste à Demanda Faturada

Como as demandas faturadas carregam intrinsecamente informações de comportamentos atípicos dos consumidores, e são estes comportamentos que efetivamente definem os montantes anuais de receita faturada, é necessário verificar se é nula a diferença entre a Receita de Distribuição (D) e a Receita de Distribuição Recuperada (RDR), onde:

$$\checkmark \text{ RDR} = \text{Tarifa Preliminar P/FP} \times \text{Demandas Faturadas}$$

Caso essa diferença não seja nula, calcula-se um fator de ajuste, dividindo D por RDR. Uma vez determinado esse fator, cada Tarifa Preliminar P/FP é multiplicada por ele, obtendo-se assim a “Tarifa de Distribuição”.

Para os demais consumidores sujeitos a tarifas verdes, convencionais e monômias, as demandas faturadas são obtidas através de constantes de ajuste.

A tarifa verde é uma modalidade estruturada para aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano, bem como de uma única tarifa de demanda de potência.

A tarifa convencional é uma modalidade estruturada para aplicação de tarifas de consumo de energia elétrica e demanda de potência independente das horas do dia e dos períodos do ano.

Para determinar a demanda de ponta, tanto para a tarifa verde quanto para a tarifa convencional, adota-se a demanda faturada na referida modalidade tarifária dividida pela relação de demanda de ponta e fora de ponta de sua respectiva curva de carga típica representativa. Em ambos os casos, para determinar a demanda fora de ponta, adota-se a própria demanda faturada.

Para os consumidores sujeitos unicamente às tarifas monômias, as demandas de ponta e fora de ponta adotadas são as mesmas das tipologias de carga.

Ao incluir os valores das despesas com ONS e Conexão às “Tarifas de Distribuição” já definidas, obtém-se finalmente as Tarifas de Uso de Distribuição.

CAPÍTULO V

Implementação das Tarifas

As tarifas de uso obtidas a partir do processo descrito anteriormente, incorporam os seguintes aspectos:

- Reajustes tarifários (IRT) concedidos após a edição da Resolução ANEEL nº 286/99;
- Uma nova estrutura tarifária que eventualmente pode sinalizar uma migração de receita entre os níveis de tensão;
- Uma alteração dos percentuais, em relação à Resolução ANEEL nº 286/99, dos custos totais atribuídos a atividades de Distribuição e Comercialização;
- A obtenção da Receita Total a partir do faturamento do suprimento e de todas as unidades consumidoras.

Durante a elaboração deste trabalho, os seguintes fatos, que são fundamentais na definição dos valores das tarifas de uso a serem praticadas pelas empresas, foram observados:

- A grande maioria das concessionárias não apresentou tipologias oriundas de campanhas de medidas realizadas em sua área de concessão;
- A maioria dos dados de planejamento e LQO encaminhados para a ANEEL é resultado de um estudo superficial contendo significativas inconsistências;
- Existe uma grande divergência entre as concessionárias nas definições das atividades que constituem os serviços de distribuição e comercialização.

As implementações das tarifas de uso sujeitas a estes fatos podem apresentar distorções que comprometeriam uma alocação eficiente de recursos. Assim, considerando as fragilidades circunstanciais dos dados utilizados, os fatos supracitados e o disposto no art 7º do Decreto nº 2.655/98, as novas Tarifas de Uso da Distribuição serão implantadas a partir de valores médios dos custos marginais e percentuais de distribuição.

Para os consumidores livres existentes cujas tarifas de uso de distribuição forem inferiores aos valores publicados nas resoluções específicas, será estabelecida uma transição gradual das tarifas de uso publicadas na Resolução ANEEL nº 286/99 para as tarifas de uso calculadas segundo a metodologia descrita nesta nota. Essa transição dar-se-á em 4 anos, considerando um acréscimo de 25% ao ano à diferença entre a tarifas de uso publicadas na Resolução ANEEL nº 286/99 e as tarifas de uso publicadas nas resoluções específicas. A transição das tarifas de uso dar-se-á concomitantemente com a data de reajuste tarifário contratual ou revisão periódica de tarifas de cada concessionária

Para os demais consumidores livres, as tarifas de uso serão aquelas calculadas segundo a metodologia descrita nesta nota.

Conforme previsto na Resolução ANEEL nº 281/99, as concessionárias deverão apresentar anualmente para a Agência seus custos marginais de expansão. Além disso, cada empresa

também deverá apresentar à ANEEL, as informações necessárias para o cálculo dos custos marginais de capacidade, em períodos compatíveis com os seus reajustes tarifários. Isto concorrerá para melhorar a qualidade dos dados a serem apresentados para estudos de definição de tarifas de uso de distribuição.

A ANEEL instituiu recentemente o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica - MCSPEE que incorporou, entre outros aspectos, uma adequação na PAC visando identificar contabilmente as atividades relacionadas à Distribuição e a Comercialização.

Os custos marginais de capacidade, oriundos do processo de definição de tarifas de uso, serão insumos utilizados na redefinição da estrutura da tarifas de fornecimento.

Considerando as dificuldades encontradas pela maioria das empresas na elaboração de propostas de tarifas nodais para as redes de 138 a 69kV, esta metodologia não será implementada nesta etapa de revisão das tarifas de uso. No entanto, considerando a necessidade de sua implementação futura, todos os dados necessários para o referido cálculo deverão ser enviados à ANEEL pelas empresas. Assim, nesta etapa permanece para estes níveis de tensão a atual metodologia, ou seja, uma tarifa de ponta e fora de ponta para todos os consumidores livres independente do seu posicionamento quanto à conexão elétrica nas redes de distribuição.

Para as unidades geradoras conectadas nas redes de distribuição, será utilizado um procedimento similar ao já adotado para a definição das tarifas de geração publicadas na Resolução ANEEL nº 286/99, ou seja, na determinação do cálculo dos encargos devidos por unidades geradoras, utilizou-se o menor valor dos custos marginais de capacidade das redes das concessionárias em níveis de tensão maiores ou iguais a 2,3 kV.

CAPÍTULO VI

Caso Exemplo

Este capítulo apresenta um “Caso Exemplo” para uma empresa fictícia, que será utilizado para ilustrar os aspectos apresentados e discutidos nos capítulos anteriores. Este caso exemplo foi construído a partir de dados reais de concessionárias de distribuição de energia elétrica e retrata uma empresa de porte médio com um sistema de distribuição malhado composto pelos seguintes níveis de tensão: 138 kV, 69kV, 34,5kV, 13,8kV e menor do que 2,3 kV

As tabelas, quadros e figuras, apresentadas neste capítulo, foram extraídas de sistemas computacionais desenvolvidos e disponibilizados na página da ANEEL (www.aneel.gov.br).

Esses sistemas poderão ser obtidos observando os seguintes passos:

- No item Tarifas, clicar em Tarifas do Sistema de Distribuição;
- Clicar no anexo “Tarifas do Uso do Sistema de Distribuição”;
- Clicar no link específico para efetuar o “download” do arquivo desejado.

As etapas apresentadas na Figura 1-1 do Capítulo I serão reproduzidas aqui para acompanhar o exemplo.

6.1 Etapa 1 – Cálculo da Receita de Distribuição

Determinação da Parcela D/C e da Receita de Distribuição

As Figuras 6-1 a 6-5 apresentam, por subgrupo tarifário, os totais de energia, demanda e receita da empresa em questão.

Estes dados irão compor a Receita Total, as demandas e as energias que serão utilizadas nas Etapas 2 e 3.

A2		
Azul	Mercado	Receita(R\$)
DP(kW):	1.385.706	13.261.206,42
DFP(kW):	1.669.866	3.673.705,20
EPS(MWh):	45.116	2.425.887,32
EFPS(MWh):	432.825	16.676.747,25
EPU(MWh):	31.870	1.596.589,20
EFPU(MWh):	305.090	10.778.829,70
Demanda Total(kW):		3.055.572
Energia Total(MWh):		814.901
Receita Demanda(R\$):		16.934.911,62
Receita Energia(R\$):		31.460.063,47
Receita Total:		48.414.975,09
TOTAIS DO NÍVEL		
Energia (MWh):		814.901
Demanda Ponta(kW):		1.385.706
Demanda Fora de Ponta(kW):		1.669.866
Consumidores:		15

Figura 6-1 - Mercado Faturado em A2 azul

A3		
Azul	Mercado	Receita(R\$)
DP(kW):	1.465.107	18.826.824,96
DFP(kW):	1.957.519	6.851.316,50
EPS(MWh):	47.138	2.871.646,96
EFPS(MWh):	508.139	21.331.675,22
EPU(MWh):	34.322	1.853.731,22
EFPU(MWh):	375.830	13.612.562,60
Demanda Total(kW):		3.422.626
Energia Total(MWh):		965.429
Receita Demanda(R\$):		25.677.941,46
Receita Energia(R\$):		39.669.616,00
Receita Total:		65.347.557,46
TOTAIS DO NÍVEL		
Energia (MWh):		965.429
Demanda Ponta(kW):		1.465.107
Demanda Fora de Ponta(kW):		1.957.519
Consumidores:		20

Figura 6-2 - Mercado Faturado em A3 azul

A3a		
Convencional	Mercado	Receita(R\$)
D(kW):	1.088	5.690,24
E(MWh):	667	50.131,72
Demanda Total(kW):		1.088
Energia Total(MWh):		667
Receita Demanda(R\$):		5.690,24
Receita Energia(R\$):		50.131,72
Receita Total:		55.821,96
TOTAIS DO NÍVEL		
Energia (MWh):		667
Demanda Ponta(kW):		783
Demanda Fora de Ponta(kW):		1.088
Consumidores:		6

Figura 6-3 - Mercado Faturado em A3a convencional

BT		
Fornecimento	Mercado	Receita(R\$)
E(MWh):	5.004.260	746.984.832,88
Demanda Total(kW):		0
Energia Total(MWh):		5.004.260
Receita Demanda(R\$):		0,00
Receita Energia(R\$):		746.984.832,88
Receita Total:		746.984.832,88
TOTAIS DO NÍVEL		
Energia (MWh):		5.004.260
Demanda Ponta(kW):		0
Demanda Fora de Ponta(kW):		0
Consumidores:		1.739.684

Figura 6-4 - Mercado Faturado em Baixa Tensão

A4		
Azul	Mercado	Receita(R\$)
DP(kW):	3.262.641	50.486.087,00
DFP(kW):	4.340.032	22.357.678,50
EPS(MWh):	101.728	10.326.149,72
EFPS(MWh):	1.079.801	52.107.000,30
EPU(MWh):	70.948	6.660.040,25
EFPU(MWh):	760.231	32.403.653,61
Demanda Total(kW):		7.602.673
Energia Total(MWh):		2.012.708
Receita Demanda(R\$):		72.843.765,50
Receita Energia(R\$):		101.496.843,89
Receita Total:		174.340.609,39
Convencional	Mercado	Receita(R\$)
D(kW):	6.479.977	33.507.786,52
E(MWh):	1.912.042	137.562.767,28
Demanda Total(kW):		6.479.977
Energia Total(MWh):		1.912.042
Receita Demanda(R\$):		33.507.786,52
Receita Energia(R\$):		137.562.767,28
Receita Total:		171.070.553,79
Suprimento	Mercado	Receita(R\$)
D(kW):	399.269	4.132.434,15
E(MWh):	188.336	4.870.368,96
Demanda Total(kW):		399.269
Energia Total(MWh):		188.336
Receita Demanda(R\$):		4.132.434,15
Receita Energia(R\$):		4.870.368,96
Receita Total:		9.002.803,11
Verde	Mercado	Receita(R\$)
D(kW):	2.734.956	14.133.629,74
EPS(MWh):	22.990	10.609.244,79
EFPS(MWh):	463.146	22.425.968,40
EPU(MWh):	17.708	8.029.306,11
EFPU(MWh):	357.123	15.277.356,83
Demanda Total(kW):		2.734.956
Energia Total(MWh):		860.967
Receita Demanda(R\$):		14.133.629,74
Receita Energia(R\$):		56.341.876,13
Receita Total:		70.475.505,88
TOTAIS DO NÍVEL		
Energia (MWh):		4.974.053
Demanda Ponta(kW):		8.138.606
Demanda Fora de Ponta(kW):		13.554.965
Consumidores:		6.989

Figura 6-5 - Mercado Faturado em A4 azul, convencional, suprimento e verde

A Figura 6-6 apresenta o cálculo da Receita de Distribuição a ser utilizada na determinação das tarifas de uso utilizando um percentual hipotético médio de 85%.

BADOS E PARAMETROS ANTES DE ENTRADA	Tx ANEEL:	PS-COFINS:	Distribuição	Cessão	ONS	RSR	COMPENSAÇÃO FINANCEIRA	Consolidação	Transmissão	CCC	ITAPU	TRANSPORTE (TAPU)	Perdas Técnicas	Perdas Capacitativas	Energia:	Costo Médio de Consolidação
Impostos e Encargos:																
IRPJ	R\$	28.958.938	R\$	105.731	R\$	904.912	R\$	30.154.650								
PS-COFINS	R\$	40.327.703	R\$	179.231												
ICMS	R\$	352.749.801	R\$		R\$	11.077.030										
CCC	R\$	26.417.412	R\$	328.774	R\$	2.472.041				R\$	26.417.412					R\$
ONS	R\$	37.958	R\$		R\$	2.035										
MAE	R\$	1.729.703	R\$		R\$	80.061										
COMPENSAÇÃO FINANCEIRA	R\$		R\$		R\$		R\$								R\$	1.729.703
Tx. Fiscalização ANEEL %		2.901.300	R\$		R\$	72.981										
PS-COFINS %		1,39%														
Perdas																
Mercado de Campo (MCM)		13.053.372														
Mercado de Venda (MVM)		11.780.623														
Perdas MCM		1.312.709														
Perdas (Zonas S)		10,03%														
Perdas (Zonas N)		7,03%														
Perdas Consorcio e R.B. %		1,07%														
P. Consorcio e R.B. Toleradas %		1,07%														
Limite Máximo Tolerado (P) %		30,00%														
Tarifa Campo (H-MCM)		91,07														
Despesas com Perdas Globais	R\$	61.288.872	R\$	1.884.283												
Despesas com Perdas Técnicas	R\$	36.827.968	R\$	1.036.300									R\$	36.827.968	R\$	36.827.968
Despesas com Perdas Consorcio	R\$	15.479.334	R\$	447.945									R\$	15.479.334	R\$	15.479.334
Despesas:																
Gestão de Gestão	R\$	33.982.177	R\$	6.365.137												
Gestão de ITAPU	R\$	177.825.294	R\$	4.673.031							R\$	177.825.294				R\$
Gestão Patrimonial	R\$	12.634.830	R\$	329.003												
Transmissão	R\$	66.018.737	R\$	2.479.444					R\$	66.018.737						R\$
Transporte de ITAPU	R\$	4.291.873	R\$	271.888								R\$	4.291.873			
Conexões	R\$	8.432.000	R\$	284.030			R\$	8.432.000								
Reservas e Margens:																
Receita de Funcionários/Suprimento	R\$	1.268.992.985														
Margem D-C Líquida	R\$	636.479.247	R\$	1.806.264	R\$	14.626.933										R\$
D %		50,20%														
Lucro de Consolidação %		3,03%														
Margem O Líquida	R\$	429.927.307			R\$	429.927.307										
Margem C Líquida	R\$	75.821.807					R\$	75.821.807								R\$
VALORES CALCULADOS																
PS-COFINS	R\$	22.381	R\$	25,16%	R\$	89	R\$	4,10%	R\$	1,69%	R\$	18.137	R\$	308	R\$	7,06%
TAXA ANEEL	R\$	176.221	R\$	41,28%	R\$	1.262	R\$	12,10%	R\$	6,01%	R\$	25.361	R\$	1.129	R\$	7,06%
PS-COFINS (ONS)	R\$	11.827.036	R\$	3.025.092	R\$	25.201	R\$	818	R\$	252,28%	R\$	618.552	R\$	300,81%	R\$	158,86%
Lucro COMERC	R\$		R\$		R\$		R\$		R\$		R\$		R\$		R\$	
RESUMO																
R.Funcionários	Tx ANEEL:	PS-COFINS:	Distribuição	Cessão	ONS	RSR	COMPENSAÇÃO FINANCEIRA	Consolidação	Transmissão	CCC	ITAPU	Transporte de ITAPU	Perdas Técnicas	Perdas Capacitativas	Energia:	Costo Médio de Consolidação
R\$	1.268.992.985	R\$	1.201.608	R\$	6.521.781	R\$	28.017.280	R\$	6.018.737	R\$	35.451.417	R\$	37.325.294	R\$	29.493.311	R\$

Figura 6-6 - Cálculo da Receita de Distribuição utilizando um percentual médio

Abertura da Parcela D/C nos componentes de Distribuição e Comercialização

O Quadro 6-1 apresenta a segregação das atividades relativas aos serviços de Distribuição e Comercialização.

RELATÓRIO DE ANÁLISE DO CUSTO DO SERVIÇO		Código	CONSOLIDADO POR ATIVIDADE	
Concessionário: Empresa X				
DADOS REALIZADOS ATÉ O MÊS: JANEIRO A DEZEMBRO DE 1999		CUSTO POR ATIVIDADE (Em Real/ml)		
LN	DESCRIÇÃO	DETRUIÇÃO	COMERCIALIZAÇÃO	TOTAL
1	INVESTIMENTO NO SERVIÇO CONCEDIDO	4.399	1.621	6.021
2	Ativo Imobilizado em Serviço -AE:	10.639	2.533	13.172
3	Linhas, Redes e Subestações	10.639	-	10.639
4	Intangível	8	-	8
5	Máquinas e Equipamentos	9.790	-	9.790
6	Terrenos, Edificações, Obras Civis e Beneficiárias	435	-	435
7	Demais Ativos em Serviço	406	-	406
8	Comercialização	-	2.533	2.533
9	Intangível	-	2	2
10	Máquinas e Equipamentos	-	2.421	2.421
11	Terrenos, Edificações, Obras Civis e Beneficiárias	-	-	-
12	Demais Ativos em Serviço	-	110	110
13	Estoque	43	-	43
14	Ativo Diferido em Serviço	-	-	-
15	Amortização/Depreciação Acumulada	(3.780)	(902)	(4.682)
16	Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	(2.503)	(10)	(2.513)
17	DESPESA DO SERVIÇO	5.421	8.277	13.698
18	Custo de Operação e Manutenção	4.541	7.956	12.498
19	Depreciação/Amortização	488	144	633
20	Tributos	108	34	142
21	Outras Despesas	283	143	426
22	Variação Monetária em Função da Taxa de Câmbio - Suprimento em Preste Financeiro	-	-	-

Quadro 6-1 - Caso exemplo de segregação em "D" e "C"

O Quadro 6-2 possibilita justificar as eventuais divergências encontradas entre os Quadros 6-1 e 6-3, podendo também ser utilizado para detalhamento dos valores constantes no Quadro 6-1.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL
SUPERINTENDÊNCIA DE FISCALIZAÇÃO ECONÔMICA E FINANCEIRA - SFF

RELATÓRIO DE INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS - RII		RP - 111
Concessionário: Empresa X	Código:	ANO DE 1999
NOTAS EXPLICATIVAS		FOLHA: ___/___
Cada Nota deverá ser iniciada com o número de ordem, seguida do número do RP e da conta correspondente, quando for o caso		
QUADRO 1 - Segregação em "D" e "C" 1999		
DESPESA DO SERVIÇO		
No quadro 1 - Despesa do Serviço foram lançadas as despesas referentes ao Custo de Operação, Custo do Serviço Prestado a Terceiro, Operação com Energia e Outras Despesas.		
Dem onstrativo:		
	Detalhe	Distribuição Comerc. Total
DESPESA DO SERVIÇO TOTAL		5.421 8.277 13.698
Custo de Operação - 61503X1		4.624 1.093 5.716
Custo de Operação e Manutenção:		3.908 876 4.784
	Pessoal (*)	1.435 220 1.655
	Administradores (*)	1.324 194 1.519
	(-) Excesso de benefícios (*) (&)	(29) (4) (33)
	Material (*)	228 40 268
	Serviços de Terceiros (*)	949 426 1.375
Depreciação / Amortização:		488 144 633
	Depreciação	488 144 633
	Amortização	- - -
Tributos:		66 9 76
	Tributos	66 9 76
Outros:		161 63 224
	Arrendamentos e Aluguéis (+)	75 27 102
	Seguros (+)	18 3 21
	Doações, Contribuições e Subvenções (+)	- - -
	Provisão (+)	- - -
	(-) Reversão da Provisão (+)	- - -
	Perdas na Alienação de Materiais (+)	- - -
	(-) Recuperação de Despesas (+)	(27) (25) (53)
	Outros (+)	95 58 153
Custo do Serviço Prestado a Terceiro - 61503X2:		- - -
	Pessoal (*)	- - -
	Administradores (*)	- - -
	Material (*)	- - -
	Serviços de Terceiros (*)	- - -
	Outros (+)	- - -
Operação com Energia Elétrica - 61503X5:		- 7.056 7.056
	Energia Comprada (*)	- 7.056 7.056
	Encargos de Uso da Transmissão (*)	- - -
Outras Despesas - 61503X9:		788 115 903
	CCC (já incluída em O.despesas) (*)	620 - 620
	Taxa de Fiscalização (*)	14 24 38
	Tributos	41 25 66
	Doações, Contribuições e Subvenções (+)	4 2 6
	(-) Doações, Contribuições e Subvenções (+)	(4) (2) (6)
	Provisão (+)	113 79 192
	(-) Reversão da Provisão (+)	- (13) (13)
	Perdas na Alienação de Materiais (+)	- - -
	(-) Recuperação de Despesas (+)	- - -
	Outros (+)	- - -
Variação Monet. em Função da Tx. de Câmbio - Supr. - até o vcto.:		- - -
Variação Monet. em Função da Tx. de Câmbio - Em prêmios e Financiamentos - 61503X3:		- - -
Perdas na Desativação/Alienação de Bens e Direitos - 61503X1/2 (+)		9 14 23

vlr lançados no Qd. : segregação em "D" e "C" 99

Quadro 6-2 - Nota Explicativa

O Quadro 6-3 contém as informações consolidadas da PAC – Prestação Anual de Conta - do exercício encerrado e é utilizado para realizar a abertura apresentada no Quadro 6-1.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL
SUPERINTENDÊNCIA DE FISCALIZAÇÃO ECONÔMICA E FINANCEIRA - SFF

RELATÓRIO DE INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS - R II													RP - 101
Concessionário: Em presa X		Código:	ATIVIDADE : DISTRIBUIÇÃO (D + C)										EM REAL M IL
SALDOS ACUMULADOS		EXERCÍCIO DE 1999											
LN	DESCRIÇÃO	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
1	INVESTIMENTO NO SERVIÇO CONCEDIDO	528	1.012	1.499	1.990	2.493	2.995	3.501	4.006	4.509	5.010	5.515	6.021
2	Ativo Mobilizado em Serviço	1.062	2.124	3.192	4.269	5.364	6.463	7.569	8.680	9.795	10.912	12.038	13.172
3	Ativo Diferido em Serviço	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	Estoques	40	38	37	38	39	39	41	42	42	42	43	43
5	Capital de Giro (Positivo -RP-103)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6	Amortização/Depreciação Acumulada	(369)	(740)	(1.115)	(1.494)	(1.877)	(2.265)	(2.657)	(3.053)	(3.453)	(3.858)	(4.268)	(4.682)
7	Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	(205)	(410)	(615)	(823)	(1.032)	(1.242)	(1.452)	(1.663)	(1.874)	(2.086)	(2.298)	(2.513)
8	RECEITA DO SERVIÇO	1.339	2.566	3.951	5.342	6.689	8.125	9.626	11.233	12.709	14.159	15.588	17.060
9	Fornecimento	1.319	2.488	3.874	5.254	6.582	8.016	9.550	10.991	12.467	13.880	15.318	16.778
10	(-) Impostos e Contribuições Sobre a Receita - ICM S	(426)	(833)	(1.312)	(1.773)	(2.220)	(2.692)	(3.176)	(3.662)	(4.150)	(4.619)	(5.105)	(5.580)
11	(-) Impostos e Contribuições Sobre a Receita	(59)	(108)	(178)	(247)	(314)	(384)	(459)	(530)	(603)	(674)	(745)	(816)
12	Suprimento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13	Receita de Uso da Rede Elétrica	469	946	1.469	1.978	2.481	2.981	3.477	3.997	4.506	5.045	5.553	6.049
14	Serviço Taxado	19	38	55	75	94	114	135	155	177	196	215	237
15	Outras Receitas e Rendas	16	32	47	63	79	109	125	305	334	362	391	419
16	(-) Encargos do Consumidor - Quota para RGR	(12)	(24)	(36)	(48)	(60)	(73)	(85)	(98)	(110)	(122)	(135)	(147)
17	(-) Encargos do Consumidor - Outros Encargos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
18	Variação Monet. em Função da Tx. de Câmbio - Reven. - Até o vencimento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	Ganhos na Desativação/Alienação de Bens e Direitos	14	27	31	40	48	54	59	74	88	92	95	120
20	DESPESA DO SERVIÇO	980	1.925	2.939	4.326	5.533	6.655	7.724	8.829	9.900	11.095	12.216	13.698
21	Pessoal	249	484	691	1.126	1.502	1.817	2.039	2.258	2.468	2.676	2.902	3.174
	(-) Excesso de Benefícios	(1)	(3)	(5)	(6)	(6)	(6)	(6)	(6)	(6)	(21)	(29)	(33)
22	Material	19	30	54	74	100	122	146	172	203	235	252	268
23	Matéria-Prima e Insumos para Produção de Energia Elétrica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
24	Serviço de Terceiros	80	145	219	454	568	642	719	784	850	1.008	1.106	1.375
25	Subvenções - CCC	54	103	153	199	250	300	350	404	458	516	576	620
26	Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
27	Taxa de Fiscalização	3	6	10	13	16	19	22	25	29	32	35	38
28	Energia Elétrica Comprada para Revenda	518	1.024	1.603	2.171	2.731	3.313	3.924	4.564	5.183	5.829	6.451	7.056
29	Encargos de Uso da Rede Elétrica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
30	Depreciação/Amortização	33	65	99	156	215	274	333	392	452	512	572	633
31	Tributos	7	10	19	22	25	28	50	62	74	102	118	142
32	Outras	18	38	72	94	110	123	126	152	168	186	208	403
33	Variação Monet. em Função da Tx. de Câmbio - Supr. - Até o vencimento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
34	Variação Monet. em Função da Tx. de Câmbio - Em préstimos e Financiamentos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
35	Perdas na Desativação/Alienação de Bens e Direitos	(0)	23	23	23	23	22	22	21	21	21	24	23
36	RESULTADO	360	641	1.012	1.016	1.156	1.470	1.902	2.404	2.809	3.064	3.372	3.362

Quadro 6-3 - Exemplo do quadro Distribuição Consolidado

Considerando uma remuneração hipotética média de 12% ao ano, tem-se o seguinte percentual de distribuição e comercialização:

DESCRIÇÃO	D	C	Total
Investimento do Serviço Concedido - ISC ^{*1}	4.399	1.621	6.021
Remuneração de 12% sobre o ISC	528	195	723
Despesa do Serviço (exceto Energia Comprada) ^{*2}	5.421	1.221	6.642
Custo Total (mil R\$)	5.949	1.416	7.365
Percentual de Participação, D e C, no Investimento do Serviço Concedido	73%	27%	100%
Percentual de Participação, D e C, no Custo Total	81%	19%	100%

Quadro 6-4 -Exemplo de Cálculo da Separação D% e C%

^{*1} Informações disponíveis no Quadro 6-1 (linha 1).

^{*2} Informações disponíveis no Quadro 6-1 (linha 17) e na parcela de Comercialização é subtraída a Energia Comprada do Quadro 6-3 (linha 28).

Ao analisar os valores apresentados no Quadro 6-4, verifica-se a preponderância das despesas do serviço na formação do percentual atribuído tanto às atividades de distribuição como às de comercialização.

Para o cálculo das tarifas de uso deste caso exemplo foi adotado um percentual médio hipotético de 85%, obtido considerando o valor médio dos dados das concessionárias atualmente disponíveis na ANEEL. Assim, estabelece-se um percentual baseado num modelo de regulação por comparação.

6.2 Etapa 2 – Abertura da Receita de Distribuição,

Custos Marginais

Para o Caso Exemplo, admitiu-se que a empresa utiliza:

- Para os níveis de tensão 138, 69, 34,5 e 13,8 kV: CIMLP;
- Para o nível de baixa tensão (Menor que 2,3 kV): LQO.

Cálculo do CIMLP a partir dos investimentos declarados:

Faixa de Tensão: 88kV a 138kV					
Vida Útil (anos):	34				
TMA:	12,00%				
Depreciação:	2,96%				
O & M:	4,00%				
i:	18,96%				
Ano:	Total por Faixa de Tensão:	Valor Anualizado:	Valor Presente:	Varição MW:	VP MW:
2000	R\$ 4.133.800,00	R\$ 785.972,92	R\$ 785.972,92	53,000	53.000,00
2001	R\$ 5.720.800,00	R\$ 1.087.714,43	R\$ 971.173,60	68,000	60.714,29
2002	R\$ 7.654.500,00	R\$ 1.455.375,14	R\$ 1.160.216,15	64,000	51.020,41
2003	R\$ 3.866.600,00	R\$ 735.169,31	R\$ 523.279,00	60,000	42.706,81
2004	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	61,000	38.766,60
2005	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	69,000	39.152,45
2006	R\$ 5.690.100,00	R\$ 1.081.877,34	R\$ 548.112,73	71,000	35.970,81
2007	R\$ 10.161.900,00	R\$ 1.932.115,31	R\$ 873.990,84	74,000	33.473,84
2008	R\$ 2.090.500,00	R\$ 397.473,61	R\$ 160.532,92	77,000	31.099,01
2009	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00		0,00
Total:			R\$ 5.023.278,17	597,000	385.904,22
				CIMLP (R\$/KW):	13,02

Figura 6-7 - CIMLP do nível de Tensão 138 kV

Faixa de Tensão: 69kV					
Vida Útil (anos):	32				
TMA:	12,00%				
Depreciação:	3,11%				
O & M:	3,97%				
i:	19,07%				
Ano:	Total por Faixa de Tensão:	Valor Anualizado:	Valor Presente:	Varição MW:	VP MW:
2000	R\$ 5.196.100,00	R\$ 994.733,97	R\$ 994.733,97	30,000	30.000,00
2001	R\$ 8.581.100,00	R\$ 1.642.753,54	R\$ 1.466.744,23	39,000	34.821,43
2002	R\$ 7.660.500,00	R\$ 1.466.515,19	R\$ 1.169.096,93	37,000	29.496,17
2003	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	34,000	24.200,53
2004	R\$ 383.000,00	R\$ 73.320,97	R\$ 46.596,80	35,000	22.243,13
2005	R\$ 1.472.500,00	R\$ 281.893,30	R\$ 159.953,83	39,000	22.129,65
2006	R\$ 1.071.800,00	R\$ 205.183,86	R\$ 103.952,53	40,000	20.265,24
2007	R\$ 2.629.900,00	R\$ 503.464,30	R\$ 227.741,68	43,000	19.451,02
2008	R\$ 2.233.500,00	R\$ 427.578,05	R\$ 172.691,60	44,000	17.770,86
2009	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00		0,00
Total:			R\$ 4.341.511,57	341,000	220.378,03
				CIMLP (R\$/KW):	19,70

Figura 6-8 - CIMLP do Nível de Tensão 69 kV

Faixa de Tensão: 30kV a 44kV					
Vida Útil (anos):	31				
TMA:	12,00%				
Depreciação:	3,23%				
O & M:	3,90%				
i:	19,13%				
Ano:	Total por Faixa de Tensão:	Valor Anualizado:	Valor Presente:	Varição MW:	VP MW:
2000	R\$ 483.000,00	R\$ 92.827,17	R\$ 92.827,17	3,000	3.000,00
2001	R\$ 410.000,00	R\$ 78.797,39	R\$ 70.354,81	5,000	4.464,29
2002	R\$ 752.000,00	R\$ 144.525,95	R\$ 115.215,20	4,000	3.188,78
2003	R\$ 445.000,00	R\$ 85.524,00	R\$ 60.874,29	4,000	2.847,12
2004	R\$ 240.000,00	R\$ 46.125,30	R\$ 29.313,46	4,000	2.542,07
2005	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	5,000	2.837,13
2006	R\$ 527.700,00	R\$ 101.418,01	R\$ 51.381,52	5,000	2.533,16
2007	R\$ 913.200,00	R\$ 175.506,78	R\$ 79.390,35	5,000	2.261,75
2008	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	5,000	2.019,42
2009	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00		0,00
Total:			R\$ 499.356,81	40,000	25.693,71
				CIMLP (R\$/KW):	19,43

Figura 6-9 - CIMLP do Nível de Tensão 34,5 kV

Faixa de Tensão: 2,3kV a 25kV					
Vida Útil (anos):	32				
TMA:	12,00 %				
Depreciação:	3,15 %				
O & M:	3,92 %				
i:	19,07 %				
Ano:	Total por Faixa de Tensão:	Valor Anualizado:	Valor Presente:	Varição MW:	VP MW:
2000	R\$ 12.456.278,58	R\$ 2.384.847,43	R\$ 2.384.847,43	47,000	47.000,00
2001	R\$ 16.736.389,66	R\$ 3.204.306,62	R\$ 2.860.988,05	61,000	54.464,29
2002	R\$ 5.425.252,72	R\$ 1.038.705,09	R\$ 828.049,34	57,000	45.440,05
2003	R\$ 10.598.871,89	R\$ 2.029.233,07	R\$ 1.444.368,02	54,000	38.436,13
2004	R\$ 5.786.735,59	R\$ 1.107.913,69	R\$ 704.099,18	55,000	34.953,49
2005	R\$ 3.145.670,14	R\$ 602.262,01	R\$ 341.739,64	62,000	35.180,47
2006	R\$ 17.387.961,71	R\$ 3.329.054,95	R\$ 1.686.602,84	63,000	31.917,76
2007	R\$ 18.120.123,37	R\$ 3.469.232,76	R\$ 1.569.304,72	66,000	29.855,05
2008	R\$ 8.135.036,70	R\$ 1.557.513,45	R\$ 629.053,56	70,000	28.271,83
2009	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	0,000	0,00
Total:			R\$ 12.449.052,77	535,000	345.519,06
					CIMLP (R\$/KW):
					36,03

Figura 6-10 - CIMLP do Nível de Tensão 13,8 kV

Cálculo dos Custos Marginais de Expansão utilizando a metodologia de LQO:

LQO - Distribuição (Cálculos Detalhados)						
Empresa:						
Ano: 2000						
	KmRBT	KmRMT	NPT	MVAI		
Custo Unitário:	R\$ 18.700,00	R\$ 16.400,00	R\$ 870,00	R\$ 28.000,00		
O & M(%):	2,98	2,74	3,8	2,84		
Dep:	2,68	1,39	1,85	1,05		
	BT	MT	TMA(%)			
Fator de Carga (fc):	0,62	0,68	12			
H:	5.410,60	5.994,47				
TCSMC (u):	0,00	0,00				
Ano Hist.	CBT	CMT	KmRBT	NPT	MVAI	KmRMT
1990	2492000,00	3634000,00	9024,00	18602,00	892,90	6708,00
1991	2578000,00	3749000,00	9475,00	19337,00	928,20	6956,00
1992	2573000,00	3756000,00	9948,00	20386,00	982,00	7213,00
1993	2582000,00	3804000,00	10446,00	21413,00	1035,00	7479,00
1994	2642000,00	3861000,00	10968,00	22083,00	1091,00	7756,00
1995	3041000,00	4236000,00	11517,00	22805,00	1125,00	8043,00
1996	3235000,00	4457000,00	12092,00	23013,00	1180,00	8340,00
1997	3674000,00	5064000,00	12697,00	23960,00	1277,00	8648,00
1998	4391407,00	5877543,00	13727,00	27263,00	1450,00	9101,00
1999	4371710,00	5938742,00	15291,00	30505,00	1680,00	9481,00

Figura 6-11 - Dados da metodologia LQO

Evolução das Obras				Previsão de Consumo para 2000				Previsão de Obras para 2000 - BT	
KmRBT		MVAI		CBT(t)		CMT(t)			
$\alpha_1:$	0,72	$\alpha_3:$	0,86	gBT:	0,07	gMT:	0,06	KmRBT(2000):	14.919,13
$K_1:$	0,26	$K_3:$	0,00	cBT(t0):	2.111.190,76	cMT(t0):	3.166.113,63	NPT(2000):	28.885,37
NPT		KmRMT		$C(t) = C(t_0) \times e^{g(t-t_0)}$				MVAI(2000):	1.581,85
$\alpha_2:$	0,64	$\alpha_4:$	0,58	Como To=1989 e T=2000, tem-se				Previsão de Obras para 2000 - MT	
$K_2:$	1,71	$K_4:$	1,18	C(2000) BT:	4.509.843,39			KMRMT:	9.533,78
$O_{BT}(t) = k \times [C_{BT}(t)]^{F_n}$				P(2000) MT:	6.016.490,92				

Custos Marginais dos Agregados Físicos					
BT			MT		
CM(KmLT):	7,82 R\$/MWh	42,29 R\$/kW	CM(KmLT):	2,42 R\$/MWh	14,48 R\$/kW
MVAI:	1,34 R\$/MWh	7,24 R\$/kW			
NPTI:	0,62 R\$/MWh	3,38 R\$/kW			
CM do Nível BT kv:	52,90 R\$/kW		CM do Nível MT kv:	14,48 R\$/kW	

Figura 6-12 - Cálculo dos Custos Marginais de Expansão

Para o Caso Exemplo avaliado, os seguintes resultados foram obtidos:

Tabela 6-1 - Custos Marginais de Expansão do Caso Exemplo

Nível de Tensão (kV)	CIMLP (R\$/kW)	LQO (R\$/kW)
138	13,02	-
69	19,70	-
34,5	19,43	-
13,8	36,03	14,48
Menor 2,3	-	52,90

Para a obtenção dos custos marginais padrão, a ANEEL calculou o CIMLP médio, por nível de tensão, obtido a partir da média dos CIMLP's apresentados pelas empresas. No cálculo da média foram expurgados os valores extremos (além de 1,5 desvio padrão).

Tabela 6-2 - Custos Marginais Médios

Nível de Tensão (kV)	CIMLP (R\$/kW)
138	29,13
69	35,56
34,5	36,63
13,8	41,15
Menor 2,3	57,10

Responsabilidade do Consumidor Típico

O diagrama unifilar simplificado do caso estudado, conforme descrito no Capítulo III, é representado na. Figura 6-13.

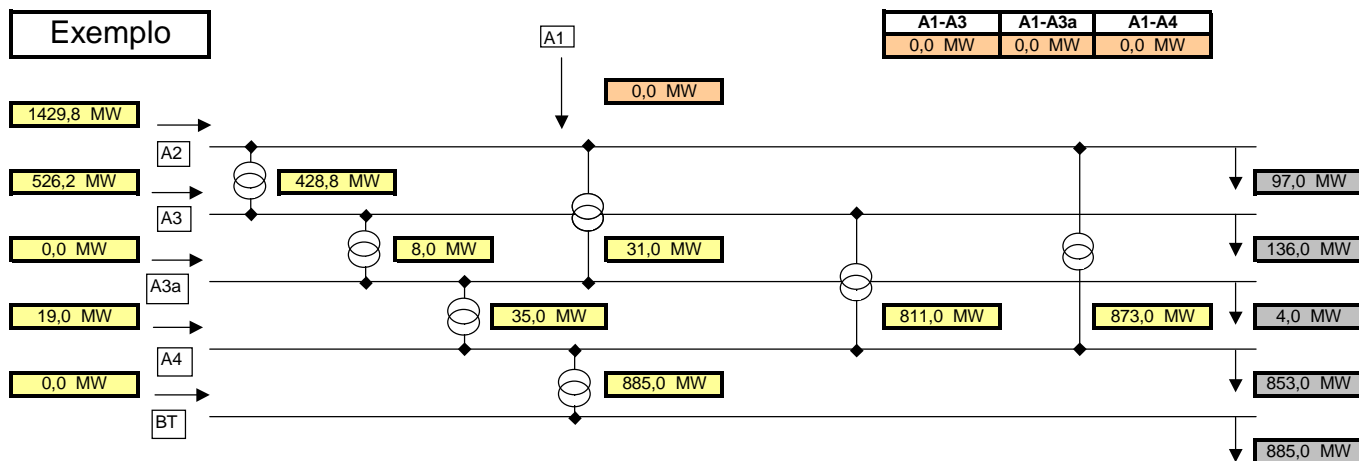


Figura 6-13 - Diagrama Unifilar Simplificado (Fluxo de Carga – Condição de Carga Máxima)

Caracterização da Carga

O diagrama unifilar simplificado do caso estudado, com os fluxos de energia, é representado na. Figura 6-14.

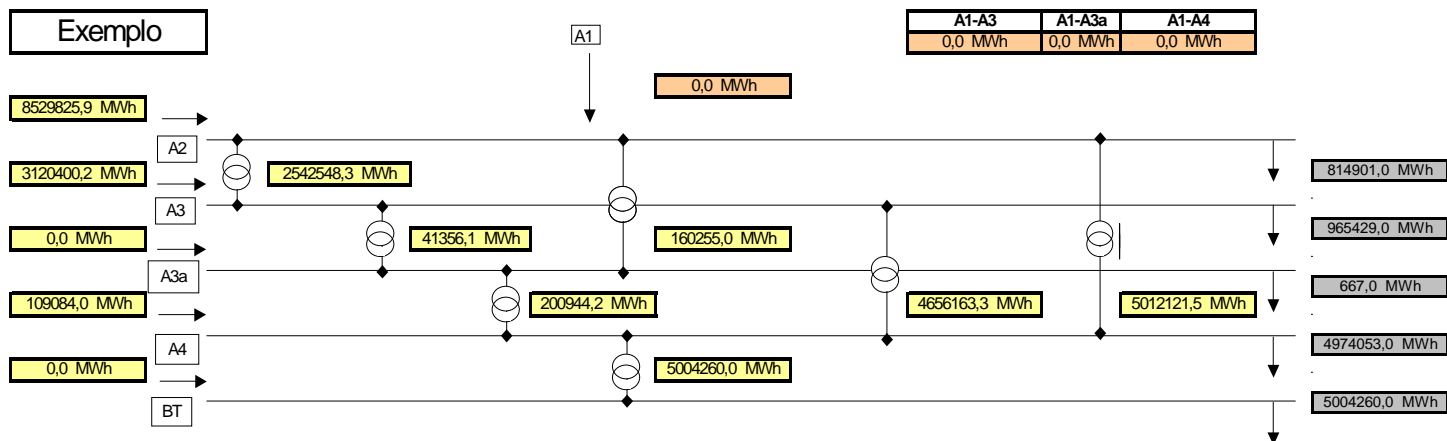


Figura 6-14 - Diagrama Unifilar Simplificado (Energias)

Neste caso, admitiu-se uma única tipologia para cada subgrupo tarifário (Clientes tipo) e também para cada uma das instalações de transformação entre níveis de tensão.

A Tabela 6-3 apresenta as tipologias dos clientes tipo de cada subgrupo tarifário utilizadas no caso, ajustadas aos respectivos mercados.

Tabela 6-3 - Tipologias em pu da Demanda Média

Horas	Tipologias de Clientes Tipo				
	BT	A4	A3A	A3	A2
1	0,7475	0,8299	0,8283	1,0239	0,993
2	0,6885	0,8312	0,822	1,0045	0,9944
3	0,6762	0,8261	0,8119	0,978	0,9886
4	0,667	0,7984	0,8095	0,9691	1,0025
5	0,6471	0,7864	0,8032	0,9901	0,9819
6	0,6602	0,7807	0,8433	1,0085	1,0291
7	0,7041	0,8398	0,9034	0,9905	1,0166
8	0,9297	1,0055	1,0085	1,0304	1,0405
9	0,9792	1,2248	1,0474	1,074	1,0804
10	0,9943	1,2797	1,0639	1,0674	1,0944
11	1,0344	1,3033	1,0843	1,0756	1,123
12	1,0889	1,1919	1,0579	1,0079	1,1194
13	0,7901	1,1585	1,0227	1,0603	1,118
14	0,943	1,254	1,0677	1,0537	1,1285
15	1,0685	1,2634	1,0748	1,0816	1,0803
16	0,996	1,26	1,0634	1,0914	1,0674
17	1,053	1,1898	1,0708	1,0884	1,0257
18	1,334	1,0383	1,152	1,0406	0,9732
19	1,7786	0,9044	1,1902	0,749	0,7727
20	1,5869	0,8733	1,1466	0,748	0,7349
21	1,3868	0,8261	1,1125	0,7654	0,6779
22	1,3032	0,8439	1,091	1,0228	0,8587
23	1,0645	0,8423	0,0549	1,0301	1,0224
24	0,874	0,8457	0,0485	1,0298	1,0575
Energia (MWh)	5004260	4974053	543	965429	814901
Demanda Média (MW)	571,26	567,81	0,06	110,21	93,03

A Tabela 6-4 apresenta as tipologias das instalações de transformações utilizadas no Caso Exemplo.

Tabela 6-4 -Tipologias das Transformações em pu da Demanda Média

Horas	Curvas de carga das Transformações							
	A4/BT	A3A/A4	A3/A4	A2/A4	A2/A3A	A3/A3A	A2/A3	A1/A2
1	0,747	0,789	0,789	0,789	0,789	0,789	0,795	0,810
2	0,688	0,760	0,760	0,760	0,760	0,760	0,770	0,785
3	0,676	0,751	0,751	0,751	0,752	0,752	0,761	0,777
4	0,667	0,733	0,733	0,733	0,733	0,733	0,746	0,762
5	0,647	0,717	0,717	0,717	0,717	0,717	0,731	0,746
6	0,660	0,720	0,720	0,720	0,721	0,721	0,741	0,756
7	0,704	0,772	0,772	0,772	0,772	0,772	0,794	0,802
8	0,930	0,967	0,967	0,967	0,968	0,968	0,974	0,977
9	0,979	1,102	1,102	1,102	1,102	1,102	1,092	1,097
10	0,994	1,137	1,137	1,137	1,136	1,136	1,124	1,129
11	1,034	1,168	1,168	1,168	1,168	1,168	1,154	1,160
12	1,089	1,140	1,140	1,140	1,140	1,140	1,126	1,134
13	0,790	0,974	0,974	0,974	0,974	0,974	0,982	0,990
14	0,943	1,098	1,098	1,098	1,098	1,098	1,093	1,099
15	1,068	1,166	1,166	1,166	1,165	1,165	1,150	1,153
16	0,996	1,128	1,128	1,128	1,128	1,128	1,117	1,119
17	1,053	1,121	1,121	1,121	1,121	1,121	1,113	1,110
18	1,334	1,187	1,187	1,187	1,186	1,186	1,181	1,164
19	1,779	1,343	1,343	1,343	1,341	1,341	1,317	1,281
20	1,587	1,231	1,231	1,231	1,230	1,230	1,217	1,179
21	1,387	1,107	1,107	1,107	1,106	1,106	1,108	1,066
22	1,303	1,074	1,074	1,074	1,074	1,074	1,077	1,054
23	1,067	0,956	0,956	0,956	0,956	0,956	0,967	0,966
24	0,876	0,862	0,862	0,862	0,862	0,862	0,869	0,883
Energia (MWh)	13710,30	550,53	12756,61	13731,84	439,05	113,30	6965,89	23369,39

Observa-se na Tabela 6-3 que as tipologias dos clientes tipo foram ajustadas aos mercados faturados dos agrupamentos tarifários do caso em estudo, conforme consta nas Figuras de 6-1 a 6-5 e 6-14. Para a Tabela 6-4, observa-se que as tipologias de instalações de transformação foram ajustadas com base nos dados da Figura 6-14.

Cálculo dos Custos Marginais de Capacidade

A partir dos custos marginais e das tipologias ajustadas aos mercados faturados, obtêm-se os custos marginais de capacidade por tipo de cliente e nível de tensão.

A Tabela 6-5 apresenta os custos marginais de capacidade, os mercados de demanda agregada e as receitas obtidas em cada nível de tensão. Os valores dos custos de capacidade obtidos são oriundos da utilização de valores médios dos percentuais de separação de distribuição e dos custos marginais.

Para facilitar a visualização dos cálculos para cada nível de tensão, são utilizadas cores para distinguir mais claramente os dados de cada grupo tarifário analisado.

Tabela 6-5 - Custos Marginais de Capacidade do Caso Exemplo

Nível de Tensão	Clientes - Tipo	Custo Marginal de Capacidade (R\$ / kW)		Demandas Teóricas (kW)		Receita (R\$)	
		Posto Tarifário		Posto Tarifário		Posto Tarifário	
		Ponta	F. Ponta	Ponta	F. Ponta	Ponta	F. Ponta
138 kV	T1	0,00	27,69	71.880	104.982	R\$ 247,78	R\$ 2.907.362,76
Receita da Faixa						R\$ 2.907.610,54	
69 kV	T2	39,25	8,29	84.353	120.280	R\$ 3.310.444,13	R\$ 997.019,74
Receita da Faixa						R\$ 4.307.463,88	
34,5 kV	T3	59,99	7,64	91	88	R\$ 5.436,32	R\$ 669,95
Receita da Faixa						R\$ 6.106,27	
13,8 kV	T4	37,41	39,90	513.536	740.041	R\$ 19.213.781,25	R\$ 29.527.822,67
Receita da Faixa						R\$ 48.741.603,93	
Menor 2,3 kV	T5	133,31	1,43	1.016.063	762.058	R\$ 135.451.552,00	R\$ 1.092.374,50
Receita da Faixa						R\$ 136.543.926,50	
RECEITA TEÓRICA						R\$ 192.506.711,11	

6.3 Etapa 3 – Cálculo das Tarifas de Uso

As Tabelas 6-6 e 6-7 e a Figura 6-15 apresentam, conforme descrito no Capítulo IV, o processo de transformação dos custos marginais de capacidade em tarifas de uso.

Tabela 6-6 - Fator de Ajuste

Receita de Distribuição (D) - Anual	R\$	514.147.123,38
Receita de Distribuição (D) - Mensal	R\$	42.845.593,62
Receita Teórica	R\$	191.877.668,35
Fator de Ajuste		0,22

Tabela 6-7 - Custo de Capacidade Ajustado

Nível de Tensão	Clientes - Tipo	Custo de Capacidade Ajustado (R\$ / kW)		Demanda Teórica (kW)		RECEITA (R\$)	
		Posto Tarifário		Posto Tarifário		Posto Tarifário	
		Ponta	F. Ponta	Ponta	F. Ponta	Ponta	F. Ponta
138 kV	T1	0,00	6,16	71.880	104.982	R\$ 55,15	R\$ 647.082,29
Receita Recuperada na Faixa						R\$ 647.137,44	
69 kV	T2	8,73	1,84	84.353	120.280	R\$ 736.794,80	R\$ 221.903,45
Receita Recuperada na Faixa						R\$ 958.698,25	
34,5 kV	T3	13,35	1,70	91	88	R\$ 1.209,94	R\$ 149,11
Receita Recuperada na Faixa						R\$ 1.359,05	
13,8 kV	T4	8,33	8,88	513.536	740.041	R\$ 4.276.348,91	R\$ 6.571.911,61
Receita Recuperada na Faixa						R\$ 10.848.260,52	
Menor 2,3 kV	T5	29,67	0,32	1.016.063	762.058	R\$ 30.147.012,11	R\$ 243.126,25
Receita Recuperada na Faixa						R\$ 30.390.138,36	
Receita de Distribuição (D) - Mensal						R\$ 42.845.593,62	

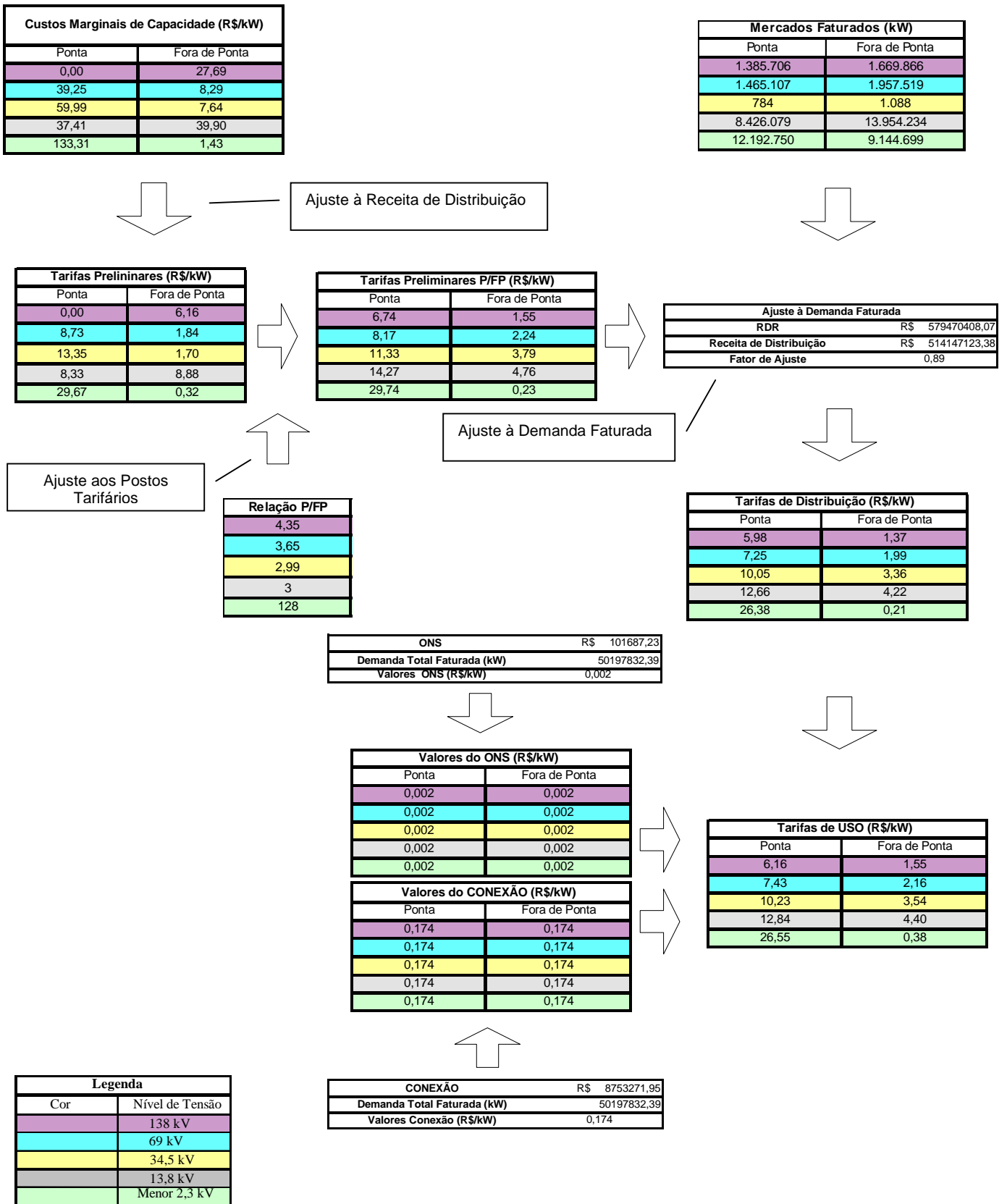


Figura 6-15 – Processo Cálculo.

© 2001,

- ✓ Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD
- ✓ Superintendência de Regulação Econômica – SRE
- ✓ Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF

Ficha Catalográfica

ANEEL

**METODOLOGIA DO CÁLCULO DAS TARIFAS DE USO DOS SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO**

**Revisão das Tarifas Publicadas na
Resolução ANEEL nº 286/99**