

ANDERSON DA SILVA JUCÁ

**O CUSTO DA REGULARIZAÇÃO DAS COOPERATIVAS DE
ELETRIFICAÇÃO RURAL COMO PERMISSIONÁRIAS DE SERVIÇO
PÚBLICO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Monografia apresentada à Escola
Politécnica da Universidade de São Paulo
como trabalho de conclusão do curso de
MBA Energia do Programa de Educação
Continuada.

Orientador:

Prof. Dr. Marcelo Aparecido Pelegrini

São Paulo
2007

MBA/EN

2007

J 877 c

DEDALUS - Acervo - EPEL



31500017603

M2007AH

FICHA CATALOGRÁFICA

1650803

Jucá, Anderson da Silva

O custo da regularização das cooperativas de eletrificação rural como permissionária de serviços públicos de distribuição de energia elétrica / Anderson da Silva Jucá. -- São Paulo, 2007. 159p.

Monografia - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.
Curso MBA Energia do Programa de Educação Continuada.

- 1.Cooperativas de eletrificação rural
- 2.Regularização
3. Regulação de serviços públicos de energia elétrica
4. Distribuição de energia elétrica.

I.Universidade de São Paulo.

Aos meus pais, Joaquim e Isaura, pelo amor e constante apoio.

À Luciana, minha eterna fonte de amor e inspiração.

E para Raquel, minha pequena, minha grande paixão.

A mais pura dedicação do autor.

AGRADECIMENTOS

À Comissão de Serviços Públicos de Energia – CSPE, por ter me concedido o privilégio de realizar o curso e por todas as oportunidades que tem me dado para aprender o difícil ofício da regulação. Pelas amizades e por ter disponibilizado dados para o estudo.

Ao Professor Aderbal de Arruda Penteado Junior, pelo apoio e incentivo para que eu perseverasse nesse estudo.

Aos professores Marcos Roberto Gouvêa e Carlos Márcio Vieira Tahan pelos ensinamentos e oportunidade de trabalhar com a questão das cooperativas de eletrificação rural.

Ao amigo João Carlos Martins de Carvalho, meu companheiro nos trabalhos de sistematização dos dados tarifários e nos estudos do processo de regularização das cooperativas de eletrificação rural.

Aos amigos da Agência Nacional de Energia Elétrica, Jandir Amorin Nascimento, Leonardo Govastki, Márcio Ribeiro de Barros e Gilberto Amaral Batista, pelos ensinamentos e pelas importantes discussões sobre o tema.

Aos companheiros da Unesp e da USP, pelo importante trabalho de inspeção das cooperativas de São Paulo, em especial aos Professores Guilherme Eugênio Filippo Fernandes Filho e Fernando Selles Ribeiro, incansável batalhador pela universalização da eletrificação rural.

A meu irmão, Clodoaldo da Silva Jucá, pelo importante trabalho realizado de demarcação de áreas das cooperativas paulistas.

Aos companheiros do cooperativismo de eletrificação rural, em particular a João Bosco Ribeiro, pela ajuda na compreensão do papel das cooperativas.

Ao Professor Marco Antônio Saidel, pelo brilhante trabalho na coordenação do curso.

Aos colegas de curso, pela amizade e pelo compartilhamento do saber.

E, sobretudo, ao amigo e orientador Professor Marcelo Aparecido Pelegrini, pela imensa paciência, dedicação e apoio.

O agradecimento sincero do autor.

RESUMO

Este é um trabalho que reflete o exercício pleno das funções de regulação do setor de energia elétrica: o processo de regularização das cooperativas de eletrificação rural brasileiras.

A recente reestruturação do setor elétrico brasileiro estabeleceu a necessidade de nova regulamentação dos serviços prestados pelas cooperativas de eletrificação rural, visando adequá-las às novas orientações jurídicas e regulatórias, de forma a garantir os direitos dos seus consumidores, tais como qualidade assegurada e modicidade tarifária.

Dentre as providências necessárias para a regularização, destaca-se, como principal, a definição de tarifas às cooperativas a serem enquadradas como permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

Seguindo os caminhos do processo de regularização das cooperativas, foram relatados os conflitos e obstáculos enfrentados, as ações tomadas para solução, as dificuldades para a aplicação da metodologia convencional utilizada para o estabelecimento de tarifas, destacando a metodologia alternativa desenvolvida para o estabelecimento das tarifas iniciais, que garante a manutenção da condição econômica vigente de cada cooperativa.

Os resultados tarifários da aplicação dessa metodologia alternativa aos dados de mercado das cooperativas previstas para serem regularizadas como permissionárias foram avaliados e destacados os custos adicionais de encargos setoriais e de ampliação do subsídio na tarifa de compra de energia pelas cooperativas.

O custo social total, correspondente à manutenção das cooperativas mais representativas, quais sejam, as previstas para serem permissionárias, foi apresentado e comparado com o custo, caso esse conjunto de cooperativas fosse incorporado à concessão de uma grande concessionária.

Demonstrou-se que a regularização não aumentará os custos sociais e, se forem somados outros benefícios que a regularização poderá trazer, este custo será reduzido.

Por fim, chega-se à conclusão de que a regularização das cooperativas é promissora, representando um enorme avanço da regulação do setor elétrico, corrigindo uma situação que atinge cerca de 400.000 consumidores, não esquecendo de destacar que as futuras permissionárias deverão realizar adequações em seus processos técnicos e administrativos para se adequarem ao novo ambiente regulatório.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 2.1 – Mensagem em discurso realizado nos EUA em julho de 1935	6
Figura 2.2 – Área de abrangência dos serviços prestados pelas cooperativas de eletrificação rural americanas.....	6
Figura 3.1 – Limites naturais: matas, plantações de eucaliptos e áreas de preservação.	30
Figura 3.2 – Limites naturais: rios, córregos e ribeirões.	30
Figura 3.3 – Pontes e estradas rurais.	30
Figura 3.4 – Rodovias	31
Figura 3.5 – Ferrovias	31
Figura 3.6 – Linhas de transmissão	31
Figura 3.7 – Pontos extremos da rede de distribuição.....	32
Figura 3.8 – Divisas de loteamentos.....	32
Figura 3.9 – Divisas de propriedades	32
Figura 3.10 – Marco de divisa de municípios	33
Figura 3.11 – Cruzamentos de redes de distribuição.....	33
Figura 3.12 – Redes Paralelas: concessionária e cooperativa – estrada como divisa	34
Figura 3.13 – Áreas de concessão onde há atuação das cooperativas paulistas.....	36
Figura 5.2 – Tela principal do Módulo de Simulação de Tarifas do SINCOOR.....	57
Figura 5.3 – Fluxograma das etapas conclusivas previstas do processo de regularização.....	63
Figura 5.4: Algoritmo de cálculo das tarifas pelo SINCOOR	65
Figura 5.5: Parâmetros limitadores para o cálculo das tarifas pelo SINCOOR.....	68
Figura 5.6 – Metodologia de processamento e atualização das tarifas básicas de fornecimento em iniciais.....	71
Figura 6.1 - Quantidades de consumidores das cooperativas permissionárias por estado.	72
Figura 6.2 – Distribuição por estado das 50 cooperativas permissionárias que tiveram suas tarifas processadas pelo SINCOOR.	73
Figura 6.3 – Mercado (MWh/ano-2003) atendido pelas 50 cooperativas permissionárias por estado.	73
Figura 6.4 – Índice de perdas percentuais da energia adquirida pelas 50 cooperativas permissionárias por estado.	74
Figura 6.5 – Número de consumidores (2003) por cooperativa permissionária.	74
Figura 6.6 – Mercado (MWh/ano-2003) por cooperativa permissionária.	75
Figura 6.7 – Perdas percentuais da energia adquirida por cooperativa permissionária.	75
Figura 6.8 – Relação proporcional entre receita, despesa de compra de energia e custos gerenciáveis apresentados pelos dados de 2003 das cooperativas permissionárias por estado.....	76
Figura 6.9 – Relação proporcional, resultado de processamento dos dados (2003) no SINCOOR, antes de serem ajustados os custos gerenciáveis, entre receita, despesa de compra de energia, encargos setoriais e custos gerenciáveis das cooperativas permissionárias por estado.	79
Figura 6.10 – Relação proporcional, resultado de processamento dos dados (2003) no SINCOOR, com os custos gerenciáveis ajustados, entre receita, despesa de compra de energia, encargos setoriais e custos gerenciáveis das cooperativas permissionárias por estado.	80
Figura 6.11 – Proporção da despesa de compra de energia e custos gerenciáveis (2003) das cooperativas permissionárias, antes da proposição de tarifas.	81
Figura 6.12 – Proporção da distribuição da receita auferida em 2003 entre despesa de compra de energia e custos gerenciáveis, por cooperativa permissionária, antes da proposição de tarifas.....	82
Figura 6.13 – Proporção entre a quantidade de consumidores/cooperados que teriam aumento e redução tarifária com a aplicação das tarifas propostas (SINCOOR) em relação ao preço que pagaram em 2003, por cooperativa permissionária.	83
Figura 6.14 – Proporção do mercado (MWh/ano-2003) que teriam aumento e redução tarifária com a aplicação das tarifas propostas (SINCOOR) em relação ao preço de 2003, por cooperativa permissionária.	84
Figura 6.15 – Percentuais médios dos aumentos e das reduções no custo de energia aos consumidores/cooperados com a aplicação das tarifas propostas (SINCOOR) em relação ao preço que pagaram em 2003, por cooperativa permissionária.	85
Figura 6.16 – Percentual proposto (SINCOOR) de desconto adicional na tarifa de compra de energia e de aumento na tarifa de fornecimento em relação à tarifa de referência (concessionária supridora), necessários para a cobertura dos custos gerenciáveis e dos encargos setoriais adicionados, por cooperativa permissionária.	86

Figura 6.17 – Comparativo entre a receita auferida pelas cooperativas em 2003 com as receitas resultado da aplicação das respectivas tarifas de fornecimento de referência (da concessionária supridora) e proposta pelo SINCOOR após recomposição dos custos gerenciáveis.	143
Figura 6.18 – Percentual de aumento e redução de custo da energia aos consumidores / cooperados com a aplicação das tarifas propostas pela metodologia SINCOOR.	144

LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1 – Evolução histórica dos descontos tarifários às cooperativas.	44
Tabela 7.1 – Comparativo entre os valores de mercado e receita do ano de 2003 da concessionária Elektro e das 50 cooperativas previstas para serem permissionárias.	88
Tabela 7.2 - Subsídios pagos pelos consumidores das concessionárias e cooperativas antes e após a regularização, com a adoção das tarifas propostas pela metodologia SINCOOR, com o mercado de 2003 e a preços de 31/12/2003.	91
Tabela 7.3 - Custo Social de manutenção das cooperativas antes e após a regularização, caso sejam adotadas as tarifas propostas pela metodologia SINCOOR, com o mercado de 2003 e a preços de 31/12/2003.	93
Tabela 8.1 – Posicionamento das cooperativas sobre a aceitação ou não das tarifas básicas propostas.	99

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO.....	1
CAPÍTULO 2 – A CONSOLIDAÇÃO DAS COOPERATIVAS DE ELETRIFICAÇÃO RURAL NO SÉCULO XX.....	4
2.1 AS COOPERATIVAS DE ELETRIFICAÇÃO RURAL.....	4
2.2 A REGULAÇÃO DAS COOPERATIVAS: DO CÓDIGO DE ÁGUAS À CONSTITUIÇÃO DE 1988.....	9
2.3 A CONSTITUIÇÃO DE 1988 E O REGIME JURÍDICO DAS COOPERATIVAS	13
CAPÍTULO 3 – A ORDEM PARA REGULARIZAÇÃO.....	18
3.1 AS PROPOSTAS DO PROJETO RESEB PARA AS COOPERATIVAS DE ELETRIFICAÇÃO RURAL	19
3.2 A RESOLUÇÃO ANEEL 333/99.....	25
3.3 O PROCESSO DE REGULARIZAÇÃO	26
3.4 AS DEMARCAÇÕES DE ÁREAS EM SÃO PAULO.....	28
3.5 CONCLUSÕES DA CSPE SOBRE O ENQUADRAMENTO DAS COOPERATIVAS DE SÃO PAULO	37
3.6 CONCLUSÕES GERAIS DA ANEEL SOBRE O ENQUADRAMENTO DAS COOPERATIVAS BRASILEIRAS ..	38
CAPÍTULO 4 – O PROBLEMA DA REGULAÇÃO ECONÔMICA... 40	40
4.1 A SITUAÇÃO TARIFÁRIA DAS COOPERATIVAS DE ELETRIFICAÇÃO RURAL.....	40
4.2 O MECANISMO DE DESCONTO TARIFÁRIO ÀS COOPERATIVAS E OS PODERES DA ANEEL.....	41
4.3 A NECESSIDADE DE MECANISMOS COMPENSATÓRIOS PARA REGULARIZAÇÃO	45
CAPÍTULO 5 - METODOLOGIA PARA O ESTABELECIMENTO DE TARIFAS INICIAIS ÀS COOPERATIVAS PERMISSIONÁRIAS 52	52
5.1 METODOLOGIA CONVENCIONAL PARA O ESTABELECIMENTO DE TARIFAS.....	52
5.2 A NECESSIDADE DE UMA METODOLOGIA PARTICULAR	54
5.3 A PROPOSIÇÃO DE UMA METODOLOGIA PARTICULAR	55
5.4 O ALGORITMO APLICADO PARA O PROCESSAMENTO DAS TARIFAS	63
5.4.1 <i>O algoritmo</i>	63
5.4.2 <i>Parâmetros Limitadores</i>	65
5.5 A APLICAÇÃO DA METODOLOGIA DO SINCOOR.....	69
CAPÍTULO 6 – CARACTERIZAÇÃO ECONÔMICA DAS COOPERATIVAS PERMISSIONÁRIAS..... 72	72
6.1 ESTRUTURA DAS COOPERATIVAS EM PROCESSO DE REGULARIZAÇÃO COMO PERMISSIONÁRIAS.....	72
6.2 RESULTADO DOS CÁLCULOS TARIFÁRIOS PELA METODOLOGIA SINCOOR	76
CAPÍTULO 7 – OS BENEFÍCIOS DA REGULARIZAÇÃO..... 87	87
7.1 AVALIAÇÃO DO CUSTO DA REGULARIZAÇÃO	87
7.2 OS BENEFÍCIOS COMPLEMENTARES, INDIRETOS E INTANGÍVEIS.	94
CAPÍTULO 8 – O ESTÁGIO ATUAL..... 96	96
8.1 RELATO DAS REUNIÕES REALIZADAS PELA ANEEL COM AS COOPERATIVAS.....	96
8.2 RESULTADO DAS REUNIÕES E DA PROPOSTA TARIFÁRIA	97
8.3 PROCEDIMENTOS COMPLEMENTARES	100
8.4 PERSPECTIVAS DA CONTINUIDADE DO PROCESSO DE REGULARIZAÇÃO	101
8.5 CONCLUSÕES	103
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	107

ANEXO 1:	113
-----------------------	------------

RELAÇÃO DAS COOPERATIVAS DESTACADAS PARA SEREM REGULARIZADAS COMO PERMISSONÁRIA DE SERVIÇO PÚBLICO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.113

ANEXO 2:	118
-----------------------	------------

RELAÇÃO DAS COOPERATIVAS QUE APRESENTARAM REQUERIMENTO À ANEEL PARA REGULARIZAÇÃO E O RESPECTIVO NÚMERO DO PROCESSO ADMINISTRATIVO DE REGULARIZAÇÃO. 118

ANEXO 3:	128
-----------------------	------------

DADOS DAS COOPERATIVAS PERMISSONÁRIAS E RESULTADO DO PROCESSAMENTO TARIFÁRIO NO SINCOOR. 128

ANEXO 4:	149
-----------------------	------------

PROCEDIMENTOS PARA CÁLCULO DOS ENCARGOS SETORIAIS NO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA..... 149

ANEXO 5:	152
-----------------------	------------

PARTICIPAÇÃO DA GERAÇÃO PRÓPRIA DE ENERGIA NO ATENDIMENTO DO MERCADO DAS COOPERATIVAS QUE POSSUEM PLANTAS DE GERAÇÃO..... 152

ANEXO 6:	155
-----------------------	------------

CUSTO DE GERAÇÃO PRÓPRIA DE ENERGIA DAS COOPERATIVAS A PREÇO DA ENERGIA ADQUIRIDA E CUSTOS GERENCIÁVEIS DA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA. 155

ANEXO 7:	157
-----------------------	------------

GRÁFICOS DOS RESULTADOS DO PROCESSAMENTO DE DADOS TARIFÁRIOS NO SINCOOR. 157

CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO

Desde o início do século passado, a energia elétrica já era percebida como insumo de extrema importância para o desenvolvimento.

No meio rural, os fazendeiros já almejavam a eletricidade como fonte de força motriz para máquinas de beneficiamento de produtos agrícolas e de madeira. Assim, em muitas regiões brasileiras, o uso da eletricidade teve início na zona rural. Os sistemas elétricos de geração eram instalados nas fazendas por iniciativa dos próprios fazendeiros, aproveitando a energia potencial de pequenas quedas d'água.

A importância da luz elétrica, simultaneamente, passou a ser crescente nas cidades. Logo se percebeu interesses capitalistas na exploração econômica desse serviço na zona urbana. O mesmo não ocorreu na zona rural, sendo que, mesmo nos países mais desenvolvidos, nos anos 30 do século passado, a zona rural permanecia às escuras.

Os altos custos da implantação, operação e manutenção das redes elétricas na zona rural, associados à baixa densidade de carga, por um lado, não atraía investimentos capitalistas e, por outro, inibia a população rural na busca pelo sonho de conforto que a eletricidade iria lhes proporcionar.

Os governos, cientes da importância da energia elétrica como meio de aumento da produtividade rural e da melhoria do conforto das moradias, e que o acesso a esse insumo atuaria como um vetor redutor do alto índice de êxodo rural, percebido em meados do século passado, passaram a estudar e implementar modelos de gestão para viabilizar a eletrificação rural.

As cooperativas de eletrificação rural, que hoje atuam, de certa forma, às margens do imponente setor elétrico brasileiro, são resultado de um modelo copiado e implementado no Brasil a partir de meados do século passado. Este modelo contribuiu para viabilizar a eletrificação rural em muitas regiões brasileiras, impulsionando o desenvolvimento sócio-econômico destas.

A despeito do exemplo de sucesso que justificou sua implementação no Brasil, esse modelo, muitas vezes, contrariou o que se entende por cooperativismo. Não partiu da

cotização dos agricultores, e sim do Estado, que fez tal esforço, entregando a gestão para líderes regionais, muitas vezes imbuídos de interesses políticos.

O setor elétrico se desenvolveu. O crescimento do mercado causado pelo adensamento populacional e a rápida urbanização acabaram mudando o perfil de atuação de muitas cooperativas, tornando-as possuidoras de características semelhantes às das concessionárias. Ao mesmo tempo, começaram a surgir interferências mútuas entre redes de distribuição de cooperativas e concessionárias, ocasionando conflitos entre esses agentes.

As rotas desse modelo não foram pavimentadas. As cooperativas rumaram por um caminho pontilhado por ingerências políticas e por dificuldades econômicas, conduzindo, as que não pereceram, para serem concorrentes das concessionárias locais. Verdadeiras prestadoras de serviço público de distribuição de energia elétrica sem regulação: um problema da distribuição de energia elétrica premente para ser equacionado e resolvido. Uma correção de rota do modelo de eletrificação rural por cooperativas.

A recente reestruturação do setor elétrico, em seu arcabouço legal, previu a necessidade de regulamentação dos serviços prestados pelas cooperativas, visando adequá-las às novas orientações regulatórias e de direito da eletricidade.

Em 1999, iniciou-se um processo, de âmbito nacional de regularização das cooperativas de eletrificação rural. O ordenamento legal estabeleceu a possibilidade de duas formas de enquadramento: como Autorizadas, continuando a serem consideradas como um consumidor de energia para uso privativo de seus associados, para aquelas cujas unidades consumidoras atendidas são predominantemente rurais, e como Permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica, para aquelas que atendem a público indistinto, ou seja, que já é significativo o atendimento das diversas classes e subclasses de consumidores.

Evoluindo pela descrição das ações que estão sendo promovidas para a resolução do problema, por meio da regularização, ou seja, do enquadramento aos recentes entendimentos das figuras jurídicas: permissão de serviço público e autorização para uso privativo, este trabalho propõe avaliar o custo da regularização das cooperativas mais representativas, aqui pensado como custo social necessário para que sejam mantidas operacionalmente, no setor elétrico, as cooperativas que atendem à público indistinto, ascendidas à condição de permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

O custo da assunção das principais cooperativas de eletrificação rural à condição de permissionária, a ser estudado, está relacionado com a perda de escala que a manutenção das cooperativas como agentes do setor elétrico representa e com os descontos aplicados na tarifa de compra de energia, aqui considerados como sendo a soma dos existentes com os possíveis descontos adicionais necessários para que a cooperativa possa ter tarifas de fornecimento reguladas módicas.

CAPÍTULO 2 – A CONSOLIDAÇÃO DAS COOPERATIVAS DE ELETRIFICAÇÃO RURAL NO SÉCULO XX

2.1 As cooperativas de eletrificação rural

A eletrificação de áreas rurais sempre foi um dos maiores desafios para o desenvolvimento econômico e para o serviço público de distribuição de energia elétrica. Os sistemas de distribuição, em todo o mundo, inicialmente, se viabilizaram em núcleos urbanos.

O pioneirismo, tipicamente, se deu no interior. A primeira rede de distribuição brasileira foi instalada em Campos dos Goitacazes, Rio de Janeiro. Em São Paulo, a primeira cidade com energia elétrica foi Rio Claro, pouco depois da Lei Áurea.

A finalidade primeira dos sistemas de energia elétrica foi concorrer com os sistemas de iluminação a gás. A primeira aplicação da energia elétrica foi na iluminação de centros urbanos, primeiro com lâmpadas a arco voltaico e, posteriormente com lâmpadas incandescentes. Logo, o sistema utilizado para fornecer energia às lâmpadas que iluminavam as ruas e praças estava sendo usado para levar energia às casas e indústrias, onde as crescentes aplicações da energia elétrica (principalmente força motriz, aquecimento e iluminação) transformaram, juntamente com os vários usos do petróleo e do automóvel, o modo de vida da sociedade, marcando a chamada 2ª Revolução Industrial.

O atendimento de concentrações populacionais urbanas traz ganhos de escala à indústria, e barateia o acesso e o uso da energia pelas pessoas. Já o atendimento a núcleos esparsos ou rurais demanda investimentos cujo retorno é bem menor e este é um dos principais motivos da má vontade das concessionárias e das próprias cooperativas de eletrificação rural com investimentos para atender um público pobre e disperso. (RIBEIRO, 1993)

No início da década de 30 do século passado já estava bastante difundido o uso da eletricidade, mas, na maioria dos países desenvolvidos, o campo permanecia às escuras.

A grande crise do sistema capitalista acontecera em 1929. O modelo liberal de organização econômica tinha chegado ao colapso e não conseguia dar respostas à Grande Depressão. Foi quando, nos EUA, o recém-eleito governo Roosevelt implantou, em 1933, o *New Deal programs*, um plano que preconizava a intervenção do Estado como empreendedor

e incentivador de obras públicas para reerguer a economia e combater os efeitos da grande crise.

Um dos principais aspectos do *New Deal* era o uso de recursos públicos para realizar obras que empregassem a população, de modo a reativar os processos produtivos da economia.

Na área rural, foi dada grande prioridade à eletrificação de todo o interior americano. Num primeiro momento, tentou-se que as empresas distribuidoras locais realizassem a expansão do serviço. Como se tratava de explorar um mercado pouco rentável, não houve interesse delas na questão. A saída encontrada foi, através da criação, em 1935, de um órgão federal, a REA¹ (*Rural Electrification Administration*), incentivar a formação de cooperativas que construíssem, operassem e mantivessem o sistema de distribuição de energia elétrica para grupos de agricultores interessados.

O incentivo governamental vinha na forma de apoio técnico e financiamento com juros baixos e prazos de 30 anos (TEIXEIRA, 1988). Logo surgiram centenas de cooperativas espalhadas por todo o território dos EUA. Em 1953, mais de 90% das propriedades rurais americanas estava eletrificada. Ainda hoje, o sistema cooperativista de eletricidade americano tem um porte considerável.

A figura 2.1 ilustra o discurso idealista da época. O cooperativismo como forma de viabilizar a eletrificação rural, ou seja, possibilitar redução de custos.

¹ Hoje *Rural Utilities Service* - RUS

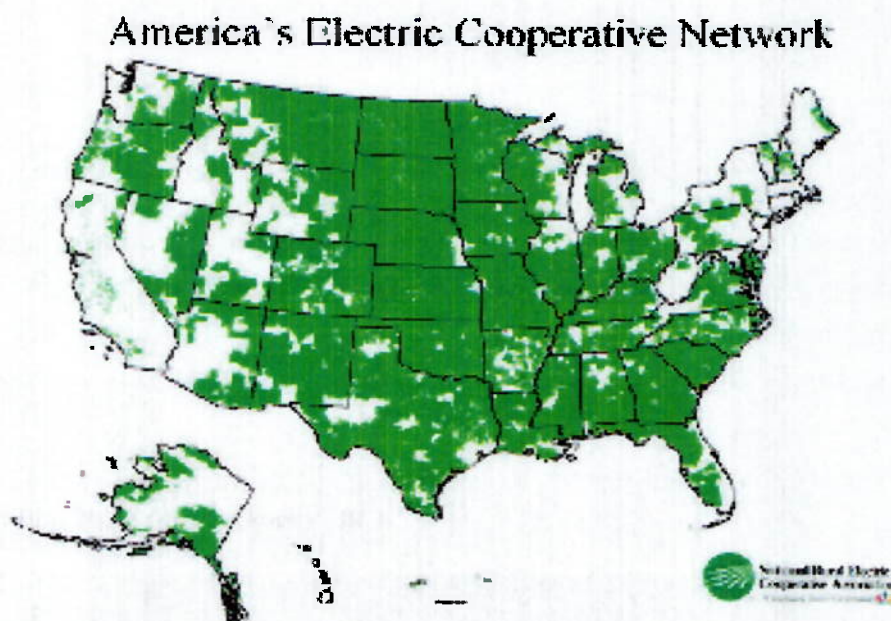
Figura 2.1 – Mensagem em discurso realizado nos EUA em julho de 1935



Fonte: NRECA, disponível em: www.nreca.org

Segundo a *National Rural Electric Cooperatives Association* - NRECA, associação das cooperativas americanas, o sistema cooperativista dos EUA é composto por mais de 900 cooperativas de distribuição de energia elétrica e cerca de 65 de geração e transmissão, atendendo cerca de 40 milhões de americanos, em 47 estados, com faturamento anual superior a 76 bilhões de dólares. A figura 2.2 apresenta a área atendida pelas cooperativas de eletricidade americanas.

Figura 2.2 – Área de abrangência dos serviços prestados pelas cooperativas de eletrificação rural americanas.



Fonte: NRECA, disponível em: www.nreca.org

De uma forma ou de outra, as cooperativas americanas recebem subsídios federais para a prestação do serviço. O motivo principal é a baixa densidade de carga ou de ligações. São, em média, apenas 7 ligações por milha de rede elétrica (4,35 ligações por quilômetro), enquanto as concessionárias que atendem grandes centros urbanos têm média de 50 ligações por milha.

A experiência americana, bem como de alguns países da Europa, fez surgir cooperativas de eletrificação rural em toda a América Latina, inclusive no Brasil. Antes ainda na década de 20 já haviam sido realizadas as primeiras tentativas de se organizar a eletrificação por cooperativas:

A eletrificação chegou ao meio rural brasileiro atendendo a uma demanda do imigrante europeu, na década de 20. As comunidades étnicas do interior do sul do país tentaram organizar as primeiras cooperativas de eletrificação rural. Possivelmente proprietários agrícolas, do estado de São Paulo, tenham sido os primeiros atendidos, buscando infra-estrutura, água potável, luz, escolas e mecanização da atividade rural. A primeira cooperativa só foi fundada vinte anos depois, em 1941. Foi em Quatro Irmãos, Rio Grande do Sul, estado onde essa prática se expandiu e é estável até hoje. (RIBEIRO, 1993, pg. 29ss)

Segundo TENDRIH (1990) “as primeiras iniciativas de discussão para solucionar o problema da eletrificação rural no país aconteceram na segunda metade da década de 50”. Em 1959 surge no estado de São Paulo o SEER – Serviço Especial de Eletrificação Rural e em 1962 a ERMIG – Eletrificação Rural de Minas Gerais, subsidiária da CEMIG. “Ambas as iniciativas se inspiraram no modelo norte-americano, com preocupações de redução de custos e organização dos consumidores em forma de cooperativas”. (RIBEIRO, 1993).

TENDRIH (1990) aponta uma característica da eletrificação rural brasileira neste período: a expansão realizada através da formação de cooperativas com o incentivo do Estado e até das concessionárias. Ora, porque não a realização direta de investimentos pelas próprias concessionárias estatais que estavam se constituindo? A razão é a facilidade com que esse mecanismo permitia obter recursos externos, já que:

os financiadores estrangeiros consideravam essa forma (cooperativismo) como a mais adequada à eletrificação rural. Este seria, aliás, mais um caso de tentativa de transposição de experiências bem sucedidas em outros países para o Brasil. (TENDRIH, 1990, pg. 67)

Há que se salientar uma diferenciação, que perdura até hoje, entre as cooperativas do Sul/Sudeste e do Nordeste. Enquanto as do Sul/Sudeste nasceram também marcadas por um esforço comunitário e associativo regional, as do Nordeste nasceram principalmente por

estímulo das próprias concessionárias, que utilizaram as cooperativas como veículos para captação de recursos 'marcados', a baixo custo, e dirigidos à expansão da eletrificação no campo. (COOPERS & LYBRAND, 1997, pg. 13)

Em 1964, o Estatuto da Terra estabelecia a estrutura de cooperativas como a principal forma de promoção da eletrificação rural, instituindo também incentivos, como isenção do empréstimo compulsório então vigente, prioridade de financiamento, e a possibilidade de receberem auxílios do poder público (TENDRIH, 1990). Em 1970 foi lançado o I PNER – Plano Nacional de Eletrificação Rural, com recursos do Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID, que exigia que o tomador fosse uma cooperativa de eletrificação rural. Em São Paulo, o governo paulista implantava, através do Departamento de Águas e Energia Elétrica – DAEE, novas cooperativas com esses recursos. Em 1978 foi lançado o II PNER. Ao mesmo tempo, a Eletrobrás desenvolvia programas próprios, financiando as concessionárias.

RIBEIRO (1993) aponta os problemas dessa época:

Havia, pois, a política de eletrificação rural do Ministério de Minas e Energia, imposta pela Eletrobrás ao setor elétrico (...) movimentando recursos do próprio e poderoso setor.

Havia, também, a política de eletrificação rural do Ministério da Agricultura, (...) através do II PNER, aplicando recursos captados junto ao BID.

Aquela a das concessionárias, Esta, a política das cooperativas.

A eletrificação rural do Brasil tornou-se uma grande confusão institucional. Estabeleceu-se uma dualidade de competências e programas. Como as concessionárias estaduais acabam manipulando o poder concedente de maneira peculiar e circunstâncias próprias, a distribuição rural tornou-se palco de conflitos, divergências e luta pelo poder entre as diferentes concessionárias e as cooperativas de eletrificação rural. (RIBEIRO, 1993, pg. 36ss)

Na década de 80, por conta de toda essa movimentação, consolida-se um sistema cooperativista de eletrificação rural, e começam a aflorar os conflitos entre cooperativas e concessionárias. Em 1985, o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE – aponta, em um documento, os principais problemas (RIBEIRO, 1993):

- Indefinição das áreas de atuação dos agentes (concessionárias e cooperativas) e do mercado possível de ser atendido;

- Custos de fornecimento de energia e implantação de redes díspares, fazendo com que o consumidor da cooperativa pague mais pela energia que o seu vizinho da concessionária, provocando também uma rejeição ao sistema de cooperativas.

No início da década de 90, as cooperativas de eletrificação rural brasileiras formavam um sistema organizado em duas grandes confederações, existentes até hoje: a Infracoop (Confederação Nacional das Cooperativas de Infra-Estrutura), que congregava as cooperativas do Sul/Sudeste, e a Conbrac (Confederação Brasileira das Cooperativas de Energia, Telefonia e Desenvolvimento Rural), reunindo as cooperativas do Nordeste. Nos Estados, as cooperativas de eletrificação rural se organizaram em federações, como a Fecoeresp (Federação das Cooperativas de Eletrificação Rural do estado de São Paulo), Fecoerpa (Paraná), Fecoergs (Rio Grande do Sul), Fecoerusc (Santa Catarina), Fecoerpe (Pernambuco), entre outras.

2.2 A regulação das cooperativas: do Código de Águas à Constituição de 1988

As cooperativas de eletrificação rural floresceram junto com o fortalecimento do Estado brasileiro, atuando em um setor que foi sendo paulatinamente dominado pelo Estado. “As cooperativas eram um elo entre a engrenagem estatal, técnica no discurso e política no comando, e a fina flor da dominação econômica local, marcada pela iniciativa privada agrícola.” (PELEGRINI, 2003)

As cooperativas foram uma solução para o acesso à luz elétrica. Com a aproximação das concessionárias, aprofundou-se um conflito existencial.

A primeira menção que um texto legal específico do setor elétrico faz às cooperativas de eletrificação rural é o Art. 154, inciso III do Decreto 41.019/57, que regulamenta o Código de Águas, referindo-as como agentes atuantes no processo de expansão dos sistemas elétricos. A menção a suas atividades, porém, viria com o Decreto 1.033, de 22/05/62, que é o primeiro marco regulatório específico para as cooperativas de eletrificação rural.

O Decreto 1.033/62 veio realizar uma ação comum no Direito: transformar uma situação de fato em uma situação de direito. No caso, trazer para a regulamentação do setor elétrico um agente existente, a cooperativa de eletrificação rural, e dar-lhe um caráter legal.

A finalidade do Decreto era permitir que as cooperativas existentes se registrassem no Ministério de Minas e Energia sob uma das duas condições (Art. 1º), permitir o requerimento para produzir energia elétrica (Art. 4º) e, mais importante, que ficassem sujeitas aos direitos e deveres impostos em lei para as duas categorias jurídicas (Art. 5º). Este Decreto traz a origem de uma contradição que perdura até hoje: a prestação de um serviço público por um agente de uso exclusivo. Cooperativa prestadora de serviço público de distribuição de energia elétrica ou Sociedade de Propósito Específico (SPE) prestadora de serviço público de distribuição de energia elétrica?

Num momento em que o setor elétrico se consolidava, rumando de um modelo privado para um estatal, parece conveniente que a expansão na área rural se desse por intermédio de cooperativas. Ainda mais dentro de um contexto de incentivos internacionais e experiências bem sucedidas.

Em 1968, o Decreto 62.655 veio substituir o Decreto 1.033/62, definindo e limitando a atuação das cooperativas de eletrificação rural. Qual a sua motivação? Tudo leva a crer que, com a expansão do sistema de eletrificação rural por cooperativas, surgiam já os primeiros conflitos entre estes e as concessionárias. As empresas distribuidoras reclamavam de um agente que se implantava e, de certa maneira, competia por um mercado que, mesmo que elas não tivessem interesse em atender, no futuro poderia se mostrar rentável. O Decreto possuía, então, a intenção de delimitar, de modo mais preciso, a atuação das cooperativas. Para tanto, logo em seu Art. 1º, define com bastante precisão (até espantosa), o que é eletrificação rural:

Art. 1º - É considerada eletrificação rural a execução de serviços de transmissão e distribuição de energia elétrica destinada a consumidores localizados em áreas fora dos perímetros urbanos e suburbanos das sedes municipais e aglomerados populacionais com mais de 2.500 habitantes, e que se dediquem a atividades ligadas diretamente à exploração agropecuária, ou a consumidores localizados naquelas áreas, dedicando-se a quaisquer tipos de atividades porém com carga ligada de até 45 kVA².

Quanto às cooperativas, são tratadas no Art. 2º, de modo oblíquo, através do instrumento da permissão.

Art. 2º - Depende de permissão federal, por ato do Ministro das Minas e Energia, a execução de obras de transmissão e distribuição de energia elétrica destinada ao uso privativo de consumidores rurais, individualmente ou associados.

² O limite de 45 kVA foi posteriormente aumentado para 75 kVA, em 2000 e em seguida para 112,5 kVA, em 2004.

Este Decreto (62.655/68) passou a ser um marco, na medida em que define e limita claramente o campo de atuação das cooperativas. A intenção seria o fomento às cooperativas que, à medida que tivessem o mercado expandido, fossem absorvidas pelas concessionárias.

Os marcos normativos citados se prestaram à formação de cooperativas segundo duas visões.

Na primeira, e que foi basicamente implantada no Nordeste, as cooperativas eram criadas pelas próprias concessionárias, visando o acesso ao financiamento do BID. Geralmente, nessas cooperativas, a rede de média tensão pertence às concessionárias, e as cooperativas detêm a propriedade e são responsáveis pelas redes de baixa tensão, pela medição e pelo relacionamento com o consumidor/cooperado. É um modelo que ainda vigora em concessionárias daquela região.

Na segunda visão, foram criadas cooperativas que possuíam a propriedade e a gestão de toda a rede, de média e baixa tensão. Este é o modelo que foi implantado no Sudeste e no Sul.

O fomento à atuação das cooperativas se completa com a criação, em 1970, através do Decreto 67.052, do FUER (Fundo de Eletrificação Rural das Cooperativas) e GEER (Grupo Executivo de Eletrificação Rural das Cooperativas), que eram encarregados de coordenar o Programa Nacional de Eletrificação Rural, programa este que foi definido de forma mais ampla no Decreto 79.898/77.

Este Decreto, que previa a eletrificação rural por meio do incentivo à formação de cooperativas, supervisionado pelo Ministério da Agricultura, falava em seu Art. 2º:

Art. 2º. A programação no artigo 1º (Programa Nacional de Eletrificação Rural) deverá assumir:

I - Caráter de complementação, entre a ação nacional desenvolvida pelo conjunto das empresas concessionárias, sob a coordenação da ELETROBRÁS e o esforço realizado em certas áreas, pelas cooperativas de eletrificação rural, dentro do Programa supervisionado pelo Ministério da Agricultura.

II - Sentido dinâmico, a fim de permitir que à medida que a atuação das empresas concessionárias se amplie, naturalmente, de áreas urbanas para as áreas rurais, a atuação das cooperativas se concentre nas regiões menos atendidas.

De certa forma, o conjunto narrativo formado por estes decretos define claramente o campo de atuação das cooperativas, devidamente tutelado pelo poder público e pelas

concessionárias. A intenção seria o fomento a cooperativas que, à medida que tivessem o mercado expandido, fossem absorvidas pelas concessionárias, visto que sua atuação estava restrita aos consumidores definidos no Art. 1º do Decreto 62.655/68. Uma situação que é assim resumida por BUENO, apud SOUTO; LOUREIRO (1999):

A cooperativa (...) forma inequivocamente um sistema bastante razoável, porquanto permite a congregação dos esforços, sem atritos com o esquema do serviço público. Isto, em razão da indesejável vinculação das cooperativas às concessionárias, em uma engrenagem em que as últimas tutelando as primeiras, serão sempre o ponto inicial e básico.

Então, evitando-se o complexo problema da existência de concorrência na área, como se dá nos Estados Unidos, permanecendo sempre com as concessionárias o controle dos planejamentos e projetos, alcançando-se inevitavelmente melhores resultados. (BUENO, apud SOUTO; LOUREIRO, 1999, pg. 79)

Em São Paulo, particularmente, o Departamento de Águas e Energia Elétrica - DAEE tinha, nas décadas de 60 e 70, um programa bastante agressivo de formação de cooperativas. Existiam equipes de organização, projeto e implantação, constituindo verdadeiras “fábricas” de cooperativas, que se espalhavam por todo o estado. Chegou-se a mobilizar um grande contingente de engenheiros, técnicos e advogados, exclusivamente dedicados à eletrificação rural que, na época, era sinônimo de implantação de cooperativas.

As cooperativas implantadas logo desenvolveram um mercado que passou a se expandir. O crescimento natural, tanto do campo como das cidades, propiciou oportunidades para que elas atendessem consumidores que o Decreto 62.655/68 não permitia.

O órgão fiscalizador era o DNAEE, autarquia federal que não possuía estrutura para efetuar esse trabalho. Na prática, eram as concessionárias distribuidoras que poderiam “executar” esse papel.

Ai vem uma nova contradição. A despeito de terem, por raras vezes, a intenção de frear a expansão das cooperativas, as concessionárias não o fizeram, pois, como estatais, em sua maioria, não poderiam se opor a uma política incentivada pelo seu próprio controlador. Na prática, as cooperativas se expandiam conforme o mercado exigia, fazendo dos dispositivos legais letra quase morta.

Essa convivência estava longe de ser desinteressada. O mercado rural nunca foi interessante para as distribuidoras e, mesmo com programas próprios de eletrificação rural,

bancados pelo Estado, a expansão das cooperativas era conveniente, enquanto não abordassem mercados mais rentáveis.

Na década de 80, começaram a refluir os incentivos às cooperativas. O modelo não foi suficientemente capaz de eletrificar toda a zona rural, o Estado passou a viver com uma crise de investimentos e as concessionárias passaram a implantar diretamente seus próprios programas de eletrificação rural, mesmo porque politicamente era mais vantajoso.

Sem a tutela do Estado, e vítimas, da mesma forma que as concessionárias, de uma política de contenção tarifária utilizada para minimizar o processo inflacionário, muitas cooperativas acabaram se inviabilizando. Em Minas Gerais, quase todas (34) foram encampadas pela CEMIG, tradicionalmente uma concessionária agressiva na área da eletrificação rural, assim como a COPEL, que encampou a maioria das cooperativas do Paraná. Em São Paulo, das 33 cooperativas criadas, restaram dezessete.

Mesmo com essa desmobilização, permaneceram ativas um grande número de cooperativas de eletrificação rural no Brasil, transitando por um espaço jurídico meio nebuloso. Em geral, prestando um serviço público, em uma área de atuação mais ou menos definida, com a concessionária estatal fornecendo energia com desconto e pronta para assumir o serviço caso houvesse problemas na cooperativa.

2.3 A Constituição de 1988 e o regime jurídico das cooperativas

A Constituição Federal de 1988 trouxe uma importante modificação no regime de prestação de serviços públicos pelo Estado. O Art. 21, inciso XII, alínea b, institui os conceitos de autorização, permissão e concessão para os serviços de energia elétrica:

Art. 21. Compete à União: (...)

XII - explorar, diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão: (...)

b) os serviços e instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos de água, em articulação com os Estados onde se situam os potenciais hidroenergéticos;

O Art. 175 faz outra inovação: a obrigatoriedade de licitação para a outorga de concessão e permissão de todos os serviços públicos:

Art. 175. Incumbe ao poder público, na forma da lei, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos.

Parágrafo único. A lei disporá sobre:

I - o regime das empresas concessionárias e permissionárias de serviços públicos, o caráter especial de seu contrato e de sua prorrogação, bem como as condições de caducidade, fiscalização e rescisão da concessão ou permissão;

II - os direitos dos usuários;

III - política tarifária;

IV - a obrigação de manter serviço adequado.

O Art. 175 permaneceu sem regulamentação durante um bom tempo. Somente em 1995 foi publicada a lei 8.987, conhecida como Lei de Concessões, no conjunto de dispositivos constantes do projeto de reforma do Estado e do projeto de reestruturação do setor elétrico brasileiro.

A lei 8.987 regulamentou, com maior precisão, os conceitos de concessão e permissão. Estes conceitos, em conjunto com o da autorização, são objeto de controvérsia entre os doutrinadores, tanto brasileiros como estrangeiros (GIRARDI, 2000)³.

A concessão de serviço público pode ser definida como a delegação, a um particular ou a um ente público, da gestão ou execução de um serviço público, por sua conta e risco, mediante remuneração, via tarifa, pelos usuários. Ela é uma forma indireta de prestação de serviço público, onde, no seu ato, constam cláusulas que disciplinam a organização e funcionamento do serviço público e, no contrato, se assegura o seu equilíbrio econômico-financeiro. A lei 8.987 a define assim:

Art. 2º

(...)

II – concessão de serviço público: a delegação de sua prestação, feita pelo poder concedente, mediante licitação, na modalidade de concorrência, à pessoa jurídica ou consórcio de empresas que demonstre capacidade para seu desempenho, por sua conta e risco e por prazo determinado.

³ A esse respeito, GIRARDI, 2000, comenta “a controvérsia é própria do Direito, o qual não sendo uma ciência exata oferece sempre a possibilidade de entendimentos e definições não convergentes no tocante ao resultado final. Por isso, o uso do vocábulo concessão, em acepções mais amplas ou mais restritas, é motivo de dificuldade na fixação do seu conceito” (GIRARDI, 2000, pg.3)

A permissão de serviço público aproxima-se bastante do conceito de concessão, distinguindo-se apenas pelo seu caráter de precariedade. A lei 8.987 define assim permissão:

Art. 2º

(...)

IV – permissão de serviço público: a delegação, a título precário, mediante licitação da prestação de serviços públicos, feita pelo poder concedente à pessoa física ou jurídica que demonstre capacidade para seu desempenho, por sua conta e risco.

Segundo COOPERS & LYBRAND (1998), a permissão tem as seguintes características:

- Possui caráter precário e discricionário⁴.
- Admite condições e prazos para a exploração dos serviços, a fim de garantir rentabilidade e assegurar a recuperação do investimento do permissionário, visando a atrair a iniciativa privada na consecução dos serviços delegados.
- É formalizada através de um contrato de adesão⁵ (Art. 40 da lei 8.987), e sobre ela aplicam-se os mesmos dispositivos da concessão (Art. 40, parágrafo único da mesma lei)⁶

A distinção entre os dois instrumentos está definida em COOPERS & LYBRAND (1998):

Apesar de serem semelhantes em vários aspectos conceituais e legais, a concessão e a permissão são institutos diversos. Em geral, a concessão representa um regime mais estável, com maior segurança ao concessionário, por não estar revestida de caráter precário. No entanto, tal segurança se dá porque a delegação dos serviços é feita por contrato bilateral, gerando direitos e obrigações a ambas as partes, e envolvendo investimentos de grande monta. Segundo Marçal Justen Filho, a concessão é o instituto adequado a transferir a prestação do serviço público para a órbita privada, quando tal transferência importar atuação de médio e longo prazo, exigindo investimentos em bens reversíveis ao patrimônio público⁷. Já a permissão

⁴ "(...) a permissão (é) um ato precário e discricionário, ou seja, rescindível em qualquer tempo unilateralmente pela Administração se assim o interesse público recomendar." (BLANCHET, 1999, pg. 26)

⁵ Embora formalizada por contrato, a permissão não perde o seu caráter precário.

⁶ Entretanto, MEIRELLES, apud COOPERS & LYBRAND (1998) sustenta que "tal aplicação somente será feita no que couber, uma vez que a concessão e permissão são figuras assemelhadas, mas distintas, não podendo ser equiparadas." (MEIRELLES, apud COOPERS & LYBRAND, 1998, pg. 29).

⁷ Todo bem que faz parte do serviço público de energia elétrica, por princípio, não pertence à concessionária, e sim à concessão. O ato de implantar um poste em área de domínio público e estender uma rede sobre ele já configura a prestação do serviço público, ilegal se não houver anuência do poder concedente, e sobre o qual o concessionário não tem posse dos bens utilizados. Ao se encerrar a concessão, todo o patrimônio do concessionário pertence então à União que, no entanto, deve restituir ao agente o valor econômico dos bens, calculado através de procedimentos contábeis definidos pelo poder concedente. O mesmo se aplica à permissão.

*é mais propícia para delegações cujo prazo para a remuneração do investimento for curto. Não há transferência de patrimônio do particular à Administração*⁸. (COOPERS & LYBRAND, 1998, pg. 30)

A autorização é matéria mais controversa. Apesar de citada no Art. 21 da Constituição, o art. 175 não permite que seja utilizado este instrumento para delegação de serviços públicos.

A autorização é a outorga da Administração ao interessado para a prática de determinada atividade que, sem a mencionada anuência do poder público, seria proibida. O ato administrativo indica os direitos e obrigações do autorizado e também as hipóteses de revogação. HELY LOPES MEIRELLES, apud GIRARDI (2000), define a autorização como:

é o ato administrativo discricionário e precário pelo qual o Poder Público torna possível ao pretendente a realização de certa atividade, serviço, ou a utilização de determinados bens particulares ou públicos, de seu exclusivo ou predominante interesse, que a lei condiciona à aquiescência prévia da Administração, tais como o uso especial de bem público, o porte de arma, o trânsito por determinados locais, etc. Na autorização, embora o pretendente satisfaça as exigências administrativas, o poder público decide discricionariamente sobre a conveniência ou não do atendimento da pretensão do interessado⁹, ou da cessação do ato autorizado, diversamente do que ocorre com a licença e admissão, em que, satisfeitas as prescrições legais, fica a Administração obrigada a licenciar ou admitir (MEIRELLES, apud GIRARDI, 2000, pg. 8)

E os serviços autorizados como:

aqueles que o Poder Público, por ato unilateral, precário e discricionário, consente na sua execução por particular para atender a interesses coletivos instáveis¹⁰ ou emergência transitória. (...) São serviços delegados e controlados pela Administração autorizante, normalmente sem regulamentação específica, e sujeitos, por índole, a constantes modificações do modo de sua prestação ao público e a supressão a qualquer momento, o que agrava a sua precariedade. (MEIRELLES, apud COOPERS & LYBRAND, 1998, pg. 28)

Segundo COOPERS & LYBRAND (1998), a autorização não pressupõe a prestação de serviço público à comunidade, mas sim “autoconsumo” pelo particular das utilidades que produzir. Enseja a prestação de um serviço público por um particular em seu próprio benefício. Também, a contratação desse regime deriva de uma relação de Direito privado. No entanto, o Poder Público tem a prerrogativa de regulá-lo e fiscalizá-lo, aplicando sanções cabíveis em caso de faltas por parte do autorizatário, sob pena de ter cassada a autorização;

⁸ Embora essa seja a interpretação do renomado doutrinador, não é esse o entendimento que a Aneel dá à permissão no processo de regularização das cooperativas, baseado na lei 8.987. Na permissão também há reversibilidade dos bens afetos ao serviço.

⁹ “A solicitação do interessado, mero antecedente do ato, funciona como agente catalítico, não se incorporando à anuência estatal.” (GIRARDI, 2000, pg. 7).

¹⁰ Que podem não ser permanentes.

A autorização, ao contrário da concessão e permissão, não implica obrigação contratual e, por conseguinte, não garante o equilíbrio econômico-financeiro do empreendimento autorizado.

Nesse contexto, o que se pode dizer do regime jurídico das cooperativas? Elas operam autorizadas por atos de permissão do DNAEE¹¹; são classificadas como consumidor rural e distribui energia privativamente para seus associados. Grande parte delas atende não associados e a público indistinto. A resposta é: não são autorizadas e nem permissionárias. São apenas cooperativas de eletrificação rural que estão operando sem regulação e necessitam ter a prestação de seus serviços regularizadas nesses regimes jurídicos.

¹¹ Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica. Atualmente suas atribuições foram assumidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

CAPÍTULO 3 – A ORDEM PARA REGULARIZAÇÃO

O status jurídico das concessões existentes antes de 1995 era bastante confuso. Existiam casos de contratos de concessão em vigor, outros já expirados e até áreas sem concessão. Num ambiente onde quase todos os agentes eram estatais, não havia preocupação em realizar este ordenamento. Entretanto, um novo ambiente, onde se desejava a privatização das empresas, exigia um status jurídico adequado. Em 1995, foi editada uma Medida Provisória (MP), estabelecendo regras para o reagrupamento e prorrogação das concessões existentes, visando atingir as distribuidoras estatais.

Nas discussões a respeito da MP, surgiu a questão das cooperativas de eletrificação rural. Como a MP tratava de questões referentes à concessão de áreas para as empresas distribuidoras, foi incorporado um artigo que definiu as regras para o poder concedente compatibilizar as áreas de atuação das concessionárias de distribuição e as cooperativas de eletrificação rural, bem como regularizar as cooperativas como permissionárias de distribuição de energia elétrica.

O artigo, não constante do texto original, foi fruto da atuação parlamentar da bancada cooperativista. A intenção inicial, apoiada pelas distribuidoras, era simplesmente promover a extinção das cooperativas de eletrificação rural, e a encampação de suas instalações (e mercado) pelas respectivas concessionárias que lhes forneciam energia elétrica (supridoras). Para evitar essa situação, o embate político produziu o seguinte texto legal, convertido em artigo da Lei 9.074, resultante da MP convertida:

Art. 23. Na prorrogação das atuais concessões para distribuição de energia elétrica, o poder concedente diligenciará no sentido de compatibilizar as áreas concedidas às empresas distribuidoras com as áreas de atuação de cooperativas de eletrificação rural, examinando suas situações de fato como prestadoras de serviço público, visando enquadrar as cooperativas como permissionárias de serviço público de energia elétrica.

Parágrafo único. Constatado, em processo administrativo, que a cooperativa exerce, em situação de fato ou com base em permissão anteriormente outorgada, atividade de comercialização de energia elétrica a público indistinto, localizado em sua área de atuação, é facultado ao poder concedente promover a regularização da permissão.

Tornou-se possível transformar para a área de atuação da cooperativa uma situação de prestação de serviço público de fato em uma situação de direito, como permissionária de energia elétrica. Movimento semelhante ao que, em 1962, havia acontecido por conta do

Decreto 1.033. É claro que, agora, sob novo ordenamento jurídico, sob regras novas, adaptadas ao contexto atual.

O instrumento da permissão atual tem diferenças em relação ao anterior, dado pelo Decreto 62.655/68. Ele obriga a obediência dos dispositivos da Lei de Concessões, ou seja, a obrigação de se ter um contrato regendo a permissão, uma área de atuação definida, com exclusividade no serviço de distribuição, e tarifas e serviços regulados pelo Estado. É um status jurídico muito mais abrangente, com direitos e deveres estabelecidos quase como uma concessão.

3.1 As propostas do projeto RESEB para as cooperativas de eletrificação rural

Em 1997 foi constituída a Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, em substituição ao DNAEE, e com novas e mais importantes atribuições.

A Aneel, juridicamente estabelecida pela Lei 9.427, faz parte do conjunto de ações decorrentes da Reforma do Estado, que criou, no processo de privatização das empresas prestadoras de serviços públicos, órgãos reguladores desses serviços.

O Estado saía de uma forma de intervenção direta para uma nova forma de intervenção estatal, através das agências reguladoras.

O processo de regularização de cooperativas de eletrificação rural é um processo de regulação, estando inserido nas atribuições da Aneel e, portanto, consubstanciado na edição de regulamentos que norteiam o processo. Particularmente, é um exercício completo e pleno da regulação em estado puro.

Sendo a Aneel um órgão cuja responsabilidade é de abrangência nacional – na indústria elétrica o poder concedente é a União - torna-se difícil a sua presença constante em todos os locais onde é necessária. Por essa razão, o legislador, na edição da Lei 9.427, de 26 de dezembro de 1996, que instituiu a Aneel, dispôs que é dever da agência apoiar a criação de agências estaduais e descentralizar as atividades de fiscalização, além de acolher intenções de apoio à regulação. Convênios com órgãos estaduais aptos a desempenhar algumas funções que a lei permite que sejam delegadas foram assinados. É um modelo único do setor elétrico que,

ao contrário de outros setores federais com agências reguladoras, não realiza a descentralização através da abertura de escritórios regionais.

No estado de São Paulo, o órgão que faz esse papel é a Comissão de Serviços Públicos de Energia (CSPE), autarquia especial vinculada ao governo do estado, criada pela Lei Complementar Estadual nº833/97. A CSPE foi criada dentro do processo de reestruturação do setor elétrico paulista, que envolveu a desverticalização e a privatização das atividades de geração, distribuição e, mais recentemente, de transmissão de energia elétrica. A CSPE também atua, como reguladora e fiscalizadora, no setor de distribuição de gás canalizado, atividades cujos poderes concedentes são os estados.

No Rio Grande do Sul, quem faz esse papel é a Agência Estadual de Regulação dos Serviços Públicos Delegados do Rio Grande do Sul – Agergs. A Agergs é uma agência múltipla, como quase todas as outras agências estaduais, isto é, além de serviços de energia, regula também serviços de transporte e saneamento.

Inserido no processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro, o projeto RESEB estudou a questão das cooperativas e da eletrificação rural. As conclusões deste estudo estão descritas no Relatório VI-2, de dezembro de 1997.

O relatório realiza um diagnóstico das cooperativas brasileiras e analisa os aspectos jurídicos, regulatórios e econômico-financeiros para a regularização, além de dedicar uma parte do estudo aos mecanismos necessários para expandir a eletrificação rural. Os principais pontos do relatório são (COOPERS & LYBRAND, 1997):

Diagnóstico:

- O Brasil apresenta índices muito baixos de penetração de energia elétrica no meio rural.
- Existem cerca de 200 cooperativas atendendo aproximadamente 460.000 consumidores em todo o Brasil. Sua atuação varia muito de Estado para Estado, sendo predominantes na região Sul.

- As cooperativas são bastante díspares, com porte variando de uma centena de consumidores até mais de 30.000, e com *mix* de mercado entre 100 % rural e 100 % não-rural.
- Há um problema crônico de relacionamento institucional entre as cooperativas e concessionárias, sendo que o ponto de maior atrito é o de superposição de áreas de atuação, gerando disputas injustificadas por mercados e onerando o consumidor final.
- Grande parte das dificuldades pode ser atribuída a um grande hiato regulatório, na definição dos direitos e obrigações de uma permissionária de energia elétrica, bem como na diferenciação entre concessão e permissão.

Aspectos Jurídicos

- Recomendação para que o Poder Concedente defina áreas exclusivas de atuação para concessionárias e permissionárias, para reduzir conflitos e determinar o agente que terá obrigação de servir os clientes cativos da área.
- Recomendação para regularização das cooperativas de eletrificação rural como permissionárias de serviço público, celebrando um Contrato de Adesão com o Poder Concedente.
- Dificuldade jurídica de conciliar o papel de cooperativa de eletrificação rural com o de uma prestadora de serviços públicos. O ideal seria que fossem transformadas em empresas, ou seja, que a parte da cooperativa concernente exclusivamente à distribuição de energia fosse gerida por uma Sociedade de Propósito Específico – SPE, segundo o Código Civil, e esta seria a responsável pela assinatura do Contrato de Permissão.

Aspectos Regulatórios

- As permissionárias devem seguir as regulamentações do serviço público. As de menor porte, inferiores a 1.000 consumidores estariam isentas dessas obrigações e as de porte médio (abaixo de 10.000 consumidores) teriam algumas simplificações, como: obrigação de manter contabilidade separada somente entre atividades do setor elétrico e outras; processo de revisão tarifária simplificado; procedimentos simplificados de

medição de desempenho e aplicação de penalidades; simplificação da estrutura tarifária; padrões técnicos adaptados à realidade gerencial e ao mercado; padrões para atendimento ao consumidor menos exigente.

Aspectos Econômico-Financeiros

- Recomenda-se que se estabeleça uma taxa de retorno sobre os investimentos. É sugerido o valor de 6 %.
- Recomenda-se fornecer descontos nas tarifas de suprimento somente para os mercados rurais. Os mercados não-rurais não devem ter desconto. O ônus dos descontos deve incidir sobre a concessionária local.
- A política de preços que for praticada para as cooperativas deve ser transparente, criando ao mesmo tempo incentivos regulatórios para melhoria da eficiência.

A principal recomendação do Relatório é a regularização das cooperativas de eletrificação rural como permissionárias, e o reconhecimento de que o principal problema é a compatibilização de áreas de atuação. É bastante enfatizada a grande diversidade existente entre as cooperativas, e termina com um receituário contraditório: apesar da recomendação de enquadrar todas as cooperativas como permissionárias, sugere-se a isenção e simplificação das exigências regulatórias para as de menor porte.

Durante o ano de 1998, o consórcio do projeto RESEB continuou o trabalho sobre as cooperativas, elaborando dois Working Papers, visando orientar a Aneel sobre a regulamentação, inclusive dispondo sobre o conteúdo de uma resolução de regularização e de um modelo de contrato de adesão.

Aparentemente, foi solicitada ao consórcio uma análise jurídica mais aprofundada da questão da regularização, pois o primeiro Working Paper (WP 98/4/1-1) visava “elencar os problemas legais e econômicos que envolvem as cooperativas de eletrificação rural para que seja proposta uma forma de regularização das mesmas.” (COOPERS & LYBRAND, 1998, pg. 4)

No WP 98/4/1-1, além de uma análise bastante extensa sobre o histórico das cooperativas e dos instrumentos legais, aparece pela primeira vez a sugestão do uso do

instrumento da autorização para a regularização de algumas cooperativas de eletrificação rural. Segundo o documento

(...) o título de Autorizadas de Serviços e Instalações de Energia Elétrica para Uso Privativo deveriam ser outorgados às CER¹², nos termos do Decreto 62.655, de 3 de maio de 1968, que regulamenta a execução de serviços de eletrificação rural para uso privativo. Por sua vez, o título de Permissionária de Serviços Públicos de Energia Elétrica, deveria ser outorgado às CER nos termos do Art. 23 da Lei 9.074, de 8 de julho de 1995, que prevê a regularização das CER que prestam serviço público a público indistinto.

O Consórcio (...) enfatiza que a aplicação prática de ambos os conceitos dependerá de ajustes a serem feitos na legislação vigente. O Consórcio também vislumbra a necessidade da definição de áreas não superpostas na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica para as CER regularizadas como permissionárias, como sendo a única maneira de solução dos conflitos hoje existentes e para melhor traçar a obrigação de servir das permissionárias. (COOPERS & LYBRAND, 1998, pg. 5)

Há uma clara mudança de posição, eliminando a contradição apontada. O reconhecimento da existência de duas classes de cooperativas, as que atendem público predominantemente rural e as que atendem a público indistinto, serve agora para diferenciá-las também no regime legal de atuação, como autorizada ou como permissionária. Conforme o documento, seriam enquadradas como autorizadas as cooperativas que atendessem os seguintes critérios:

- CER, indivíduos ou associações, que preencham os requisitos do Art. 1º do Decreto 62.655/68;
- Comprovação da aquisição de energia para **USO PRIVATIVO** (grifo original) das CER, indivíduos ou associações, que não importe na execução de atividades de distribuição e comercialização desta energia a terceiros, como forma de exploração de atividade econômica;
- Comprovação da detenção de ativos de serviços e instalações de energia elétrica (subestações, redes predominantemente de baixa tensão - inferior a 13,8kV, transformadores, medidores, etc); e
- Apresentação da documentação e das declarações constantes do Art. 4º do Decreto 62.655/68. (COOPERS & LYBRAND, 1998, pg. 27)

Como permissionárias, seriam enquadradas as cooperativas com os seguintes critérios:

- CER que já prestavam, em julho de 1995, serviços de distribuição e comercialização de energia elétrica a público indistinto (grifo nosso), sejam cooperados ou terceiros;

¹² CER: Cooperativa de Eletrificação Rural.

- *Comprovação de capacidade técnica e porte suficiente para o atendimento de seus consumidores, apresentando, para tanto, número total de consumidores, número de empregados da CER, tensões de utilização, estruturas para os serviços de manutenção, normas e procedimentos utilizados;*
- *Comprovação da detenção de ativos, incluindo-se ativos de transmissão e distribuição de energia elétrica;*
- *Demonstração de autonomia administrativa e operacional.* (COOPERS & LYBRAND, 1998, pg. 28)

Fica claro, principalmente pelo terceiro critério apresentado, detenção de propriedades de redes predominantemente de baixa tensão, que a figura da autorizada destina-se principalmente à regularização das cooperativas do Nordeste, que são as que possuem estas características. Assim, volta-se a usar a permissão como um instrumento muito semelhante à concessão.

A novidade é a abertura para que a Aneel promova a efetivação de outras Autorizadas, que não sejam cooperativas ou indivíduos cobertos pelo Decreto 62.655/68, ou seja, que a autorização possa ser outorgada a consumidores não rurais. Para justificar esse ponto, o trabalho baseia-se no Art. 66, “c” do Decreto 41.019, de 26.02.1957, que regulamentou os serviços de energia elétrica nos termos do Código de Águas (Decreto 24.643, de 10.07.1937), e que estabelece:

Art. 66 - Depende de autorização federal a execução dos serviços:

(...)

c) de transmissão e distribuição de energia elétrica, quando se destinem ao uso exclusivo do permissionário.

(...)

§ 2º - São considerados de uso exclusivo dos respectivos permissionários a iluminação elétrica de estradas, ruas e logradouros, e os consumos domésticos em vilas operárias de indústrias providas de serviços próprios de energia e construídas em terrenos pertencentes a essas mesmas indústrias.

Para justificar a utilização desse artigo para abrir novas autorizações, o consórcio usa o seguinte argumento:

Embora o parágrafo segundo deste artigo tenha, de certa forma, restringido o conceito de uso exclusivo, entendemos que este rol não é exaustivo, podendo, portanto, ser ampliado.

Diferentemente das concessões e permissões, não é necessário lei autorizativa para outorga de autorizações, embora na legislação recente sobre a matéria, esteja

constando as hipóteses de outorga de autorização pelo poder concedente.
(COOPERS & LYBRAND, 1998, pg. 31)

Uma argumentação que não é muito consistente, e que foi a causa de vários questionamentos posteriores.

3.2 A Resolução Aneel 333/99

Em julho de 1999, a Aneel coloca em audiência pública uma proposta de resolução, já incorporando o instrumento da autorização, conforme sugerido pelo projeto RESEB. Optou-se então, por uma resolução de caráter abrangente, que não incluísse apenas a regularização de cooperativas, mas também regulamentasse, em caráter geral, os instrumentos da permissão e autorização na distribuição de energia elétrica.

Em dezembro de 1999, a Aneel emitiu a Resolução 333/99, disciplinando o processo de regularização das cooperativas previsto na lei 9.074. O escopo da resolução era formado pelo seguinte:

- Definição do instrumento da autorização.
- Definição do instrumento da permissão.
- Descrição dos procedimentos para regularização das cooperativas.
- Descrição dos procedimentos para definição das áreas de atuação.

Assim, a resolução definiu que, a partir da análise da documentação a ser enviada pela cooperativa, e de diligências realizadas pelo poder concedente, ela poderia ser regularizada de duas maneiras:

- Como autorizada para implantação de instalações de uso privativo, onde a cooperativa continuaria com quase o mesmo status e procedimentos como os existentes hoje, ou seja, com tarifas e serviços não-regulados. Esse enquadramento só vale para aquelas que não possuem atendimento a público indistinto, sendo predominantemente rurais. Assim, não é permitida a comercialização de energia elétrica, e sim apenas o rateio dos custos com a compra de energia e a operação e manutenção do sistema. A autorizada também não possui exclusividade de atendimento, podendo a concessionária atender consumidores na

área da cooperativa. A autorizada, em princípio, mantém os descontos a que tem direito hoje na compra de energia.

- Como permissionária de serviço público: nesta modalidade, a cooperativa deve assinar um contrato de adesão à permissão, onde se submete às normas do poder concedente. Em contrapartida, é garantido o equilíbrio econômico-financeiro da permissão. O instrumento é semelhante ao da concessão, tendo um grau de precariedade maior, em relação aos procedimentos de extinção ou cassação da permissão. Serão enquadradas as cooperativas que atendem a público indistinto. Em princípio, uma permissionária deveria competir no mercado livre, porém as cooperativas permissionárias não possuem um mercado que lhes dê escala para isso, assim, foi prevista a existência de mecanismos compensatórios.

Para a cooperativa permissionária, é necessária a definição de uma área de atuação para fins de regularização. Nesta área, a cooperativa deverá possuir as prerrogativas e a obrigação de prestar o serviço de distribuição de modo exclusivo. Para tanto, a resolução prevê o estabelecimento de uma poligonal envolvente, em comum acordo com a(s) concessionária(s) onde a cooperativa atua. Ou seja, significa “recortar” um pedaço da área de concessão da concessionária e defini-la como área de permissão da cooperativa.

A Resolução 333/99 representou o que se imaginava como marco legal definitivo para a regularização das cooperativas de eletrificação rural. A partir daí iniciou-se o processo de conhecimento e formalização de sua inserção no novo modelo do setor. Também foi, a partir daí, que realmente ficou claro para a agência as dificuldades do processo.

Boa parte da experiência da Aneel com o processo de regularização que se iniciou aí veio de sua atuação em conjunto com a CSPE em São Paulo, fruto de um esforço comum de pesquisa entre as universidades UNESP e USP e as duas agências.

3.3 O processo de regularização

Só após a Resolução 333/99 ser emitida, iniciou-se, na prática, o processo de regularização das cooperativas de eletrificação rural.

A partir daí é que ficou claro para as concessionárias, o órgão regulador e as cooperativas, quais as dificuldades e os problemas desse processo.

A Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia Elétrica - Abradee, no início de 2001, entrou com ação junto à Justiça Federal pedindo a anulação da Resolução 333/99. A argumentação da ação era contra os instrumentos instituídos pela resolução, notadamente contra o instrumento da autorização para o setor de distribuição de energia elétrica. A ação da Abradee teve como resultado imediato a expedição de uma liminar suspendendo o processo de regularização em seus atos finais, isto é, a Aneel poderia prosseguir com os trâmites administrativos, mas não expedir os atos finais.

A Aneel contra-argumentou, pedindo a cassação da liminar, em junho de 2001, que não foi concedida.

Com a ação judicial proposta pela Abradee, criou-se um impasse: apesar da Aneel estar prosseguindo com o processo, analisando a documentação e propondo alternativas para a negociação das áreas, o ato final não podia ser expedido e as concessionárias se negavam a continuar com a negociação das áreas. No segundo semestre de 2001 foi realizado um processo de mediação, que resultou na Resolução Aneel 012, de 11 de janeiro de 2002. As principais modificações em relação à Resolução 333/99 foram:

- A Resolução 012/02 trata somente do processo de regularização de cooperativas de eletrificação rural, remetendo para outra ocasião a questão da regulamentação dos instrumentos da permissão e autorização de modo geral.
- Para as cooperativas permissionárias: abertura de novos prazos para envio de documentos; manutenção dos procedimentos de negociação e definição de áreas de atuação; detalhamento de alguns pontos em que havia dúvidas de interpretação; previsão de novo regulamento estabelecendo as condições de compra e venda de energia.
- Para as cooperativas autorizadas: restrição na atuação (a autorizada só pode atender consumidores rurais e no caso de industriais, somente até 112,5 kVA) e enquadramento; impossibilidade de atendimento às áreas urbanas; expansões condicionadas à aprovação da concessionária ou da Aneel.

As mudanças foram extremamente positivas. No status anterior, o uso do instrumento de autorização indistintamente poderia criar grandes confusões em uma área em que o monopólio natural é claro, que é o serviço de fio de transporte e distribuição de energia.

Poder-se-iam criar situações em que, numa determinada rede, alguns trechos fossem operados e mantidos por particulares, enquanto outros trechos seriam de responsabilidade da concessionária.

Na atual configuração, inexistia a figura do consumidor autorizado e, no caso das cooperativas autorizadas, o seu raio de ação fica restrito ao que era originalmente, ou seja, os termos do Decreto 62.655/68. Eventuais expansões que extrapolem os limites ditados por aquele decreto, só com a concordância da concessionária local. Assim, busca-se evitar que no futuro as autorizadas venham a atender público indistinto e tenha-se a repetição dos problemas encontrados hoje.

Com a publicação da Resolução 012/02 e revogação da Resolução 333/99, a Abradee retirou a ação judicial, ocasião em que pode retornar com o processo de regularização.

3.4 As demarcações de áreas em São Paulo

A publicação da Resolução 012/02 resolveu o impasse em relação à validade do processo de regularização, e das visões sobre os conceitos de permissionária e autorizada. Contudo, os impasses do processo de regularização continuaram, sobretudo no ponto crítico de definição de áreas de atuação.

A CSPE já havia iniciado a arbitragem das áreas das cooperativas onde não havia acordo, após todas as tentativas de negociação entre os agentes. Mesmo assim, deu um prazo para que houvesse novos entendimentos, o que não ocorreu. Continuou-se, assim, o processo de demarcação.

A arbitragem das áreas de atuação, através do traçado de poligonais, exigiu a contratação de uma equipe de campo, que ia pessoalmente aos extremos da rede de cada cooperativa, obtendo as coordenadas geográficas dos pontos de fronteira. Nos locais onde havia a coexistência das redes, a equipe decidia, na presença de representantes da cooperativa e concessionária, qual o agente responsável pelo atendimento. Foi um trabalho árduo que, em algumas cooperativas, demandou mais de seis semanas ininterruptas.

Para a realização dos trabalhos foi adotada a seguinte metodologia:

- Estabelecimento de critérios, de acordo com a legislação vigente.
- Análise cadastral das plantas eletro-geográficas das cooperativas e das concessionárias de distribuição de energia elétrica envolvidas.
- Análise das convergências e das divergências resultantes das negociações prévias entre as partes.
- Definição de roteiro a ser seguido para o levantamento em campo.
- Levantamento em campo:
 - Visita a todos os pontos considerados significativos para a definição da área de atuação das Cooperativas, inclusive os cruzamentos de redes de distribuição.
 - Coleta de informações necessárias para subsidiar a realização do estudo.
 - Obtenção das coordenadas UTM (Universal Transversa de Mercator) através de aparelho GPS (Global Positioning System).
 - Obtenção de fotos panorâmicas dos locais visitados.
 - Triagem das informações obtidas no levantamento de campo
- Estudo de demarcação das áreas de atuação

Como resultado da aplicação da metodologia, para cada cooperativa foi emitido um relatório contendo por área demarcada e por Município, as coordenadas dos vértices dos polígonos selecionados (pontos), descrição dos mesmos e fotos digitalizadas. Também foram elaborados mapas, de demarcação das áreas de atuação das Cooperativas, utilizando software AutoCAD.

JUCÁ et al. (2003) reportam alguns dados sobre os trabalhos realizados.

- O levantamento em campo levou 13 dias úteis em média por cooperativa.
- A elaboração do relatório e mapas em AutoCAD levou 12 dias úteis em média por cooperativa, totalizando um tempo médio total de 25 dias úteis por cooperativa, trabalhando-se em média 10 horas por dia, numa equipe de duas pessoas.

- Eram visitados 22 pontos em média por dia, percorrendo-se cerca de 145 km.

Os pontos de fronteira eram determinados segundo os critérios mostrados a seguir, com fotos ilustrando sua aplicação:

Figura 3.1 – Limites naturais: matas, plantações de eucaliptos e áreas de preservação.



Figura 3.2 – Limites naturais: rios, córregos e ribeirões.

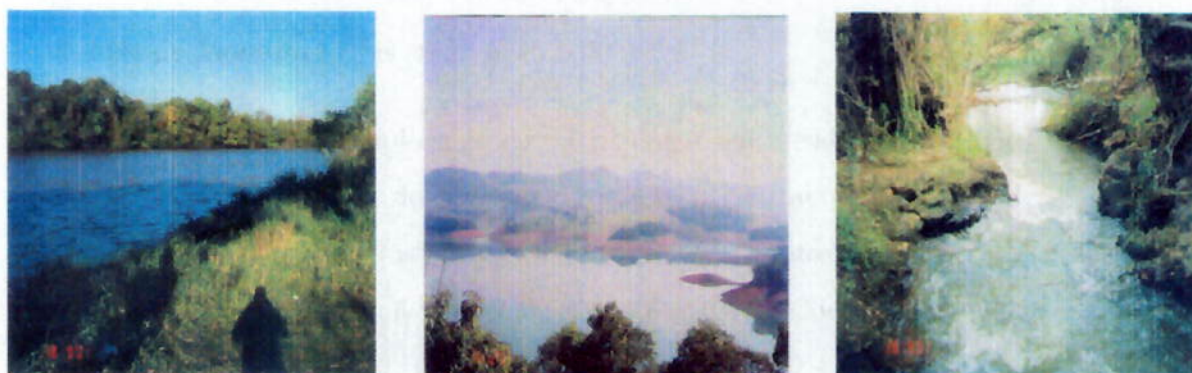


Figura 3.3 – Pontes e estradas rurais.



Figura 3.4 – Rodovias

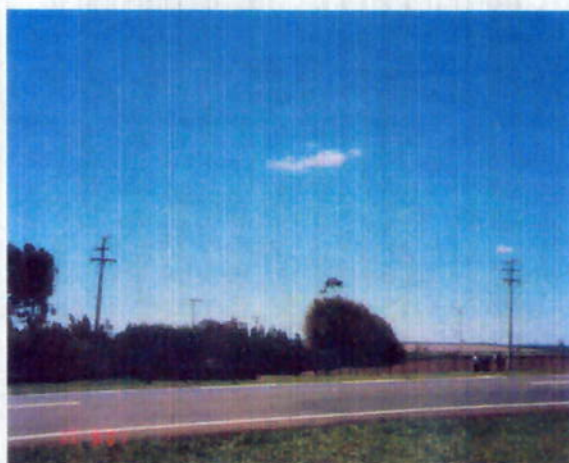


Figura 3.5 – Ferrovias



Figura 3.6 – Linhas de transmissão



Figura 3.7 – Pontos extremos da rede de distribuição



Figura 3.8 – Divisas de loteamentos



Figura 3.9 – Divisas de propriedades



Figura 3.10 – Marco de divisa de municípios



Figura 3.11 – Cruzamentos de redes de distribuição



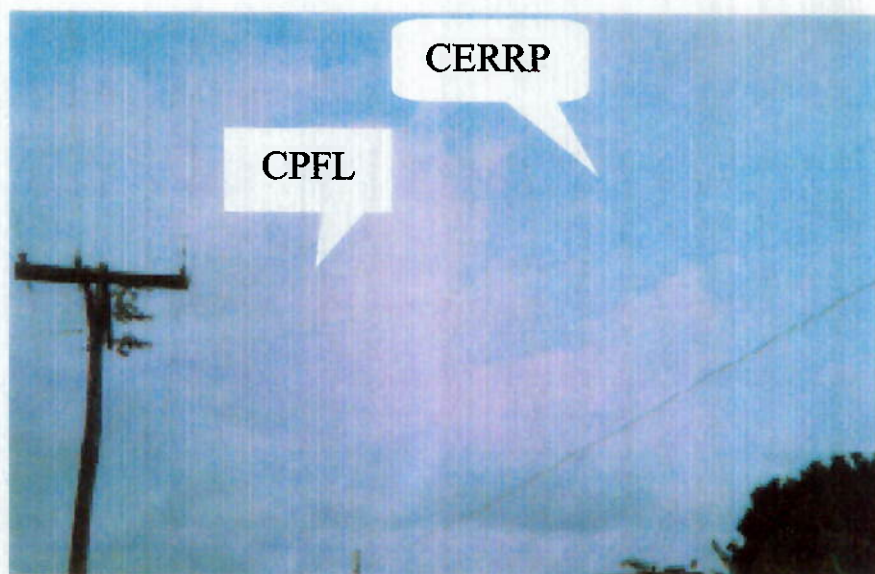
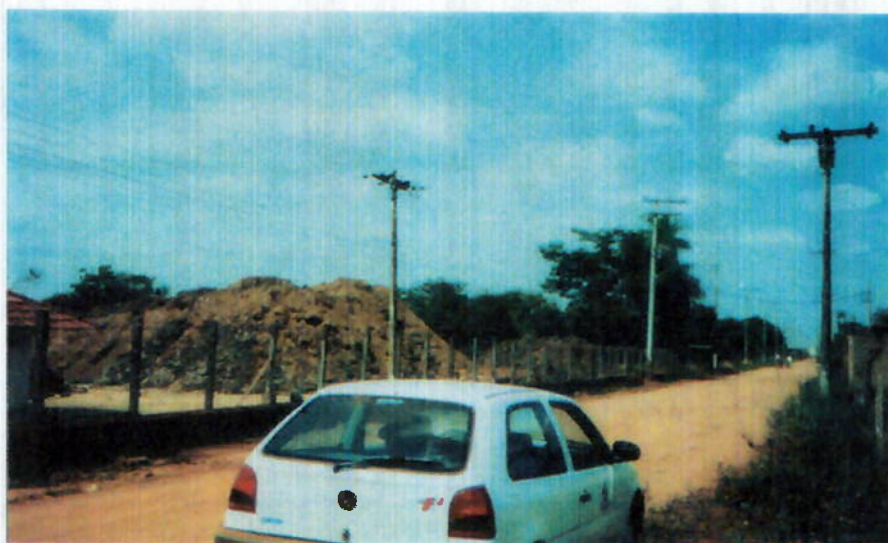


Figura 3.12 – Redes Paralelas: concessionária e cooperativa – estrada como divisa



JUCÁ et al. (2003), relatam as seguintes dificuldades encontradas nos levantamentos:

- Dificil acesso aos locais dos levantamentos: existência de obstáculos naturais, pontes quebradas, longas distâncias a serem percorridas.
- Interrupção do trabalho por causa de intempérie (mau tempo).

- Cadastros das redes de distribuição, tanto das cooperativas como das concessionárias, sem um grau adequado de confiabilidade, sendo necessárias análises criteriosas em campo (verificação de proximidades de redes, cruzamentos inexistentes, redes inexistentes, etc.).
- Realização de levantamentos em favelas, plantações clandestinas e desmanches de veículos.
- Existência de propriedades fechadas.

As demarcações foram iniciadas no 1º semestre de 2001, interrompidas no 2º semestre de 2001 e retomadas 6 meses após a edição da resolução Aneel nº 012, de 11 de janeiro de 2002, tendo, em virtude de limitação de recursos, que por ora havia sido contingenciados, sido concluídas somente no final de 2003.

A figura 3.13 apresenta em que áreas de concessão as 17 cooperativas do estado de São Paulo atuam. Descreve a forma em que foram definidas as áreas: acordo entre os agentes ou arbitragem. Destaca-se que, a homologação de áreas de permissão não será feita para as 4 cooperativas destacadas para serem regularizadas como autorizadas. Para essas, o acordo de área é apenas orientativo e tem por objetivo evitar conflitos e expansões territoriais de atuação da cooperativa.

Os relatórios de demarcação foram enviados aos agentes e anexados ao processo administrativo de regularização. As concessionárias CPFL e Elektro contestaram, de modo geral, a arbitragem, mas não ofereceram sugestões ou propostas para mudança dos pontos arbitrados. Alguns agentes já estão se antecipando à regularização, trocando ativos onde se indicou necessário.

Figura 3.13 – Áreas de concessão onde há atuação das cooperativas paulistas.

COOPERATIVA	ENQUADRAMENTO	PROCESSO ADMINISTRATIVO	STATUS	ELEKTRO	CPFL	BANDEIRANTE / PIRATININGA	ELETROPAULO	CFLSC	EEVP	CNEE	CAIUÁ	CJE
CERMESO	AUTORIZADA	ANEEL	REGUL.					Acordo				
CEROC		ANEEL	CONCL.						Acordo		Acordo	
CERPAL		ANEEL	CONCL.		Acordo				Acordo			
CERT		ANEEL	CONCL.		Acordo				Acordo		Acordo	
CERIM	PERMISSIONÁRIA	ANEEL	CONCL.	Acordo		Acordo						
CERIPA		ANEEL	CONCL.	Acordo	Acordo			Acordo				
CERMC		ANEEL	CONCL.			Acordo						
CEMIRIM		ANEEL	CONCL.	Delim	Delim							Acordo
CETRIL		dez/02	CONCL.	Delim		Acordo						
CERVAM		ANEEL	CONCL.	Delim	Delim							
CERRP		ANEEL	CONCL.		Delim					Delim		
CEDRAP		ANEEL	CONCL.	Delim		Acordo						
CERFRA		ANEEL	CONCL.		Delim							
CERIS		ANEEL	CONCL.				Delim					
CEDRI		ANEEL	CONCL.	Delim								
CERPRO		ANEEL	CONCL.		Delim							
CERNHE		ANEEL	CONCL.							Delim		
ANEEL	Processo Administrativo instruído e encaminhado para a SCT/ANEEL											
CONCL.	Procedimentos da CSPE concluídos											
REGUL.	Publicada Resolução de Regularização como Autorizada No. 197, de 15/04/03.											
Acordo	Acordo como Autorizada											
Acordo	Acordo como Permissionária - Área homologada pela ANEEL											
Delim	Área definida pela CSPE a partir de diligências a campo realizadas - Área homologada pela ANEEL											

Fonte: CSPE

A CSPE utilizou os dados da arbitragem para a resolução de conflitos e disputas entre as cooperativas e concessionárias por consumidores. Essas áreas demarcadas foram homologadas pela Aneel em 2005, sendo que, salvo poucas alterações pontuais, poderão compor os contratos de permissão.

A relação das Resoluções homologatórias de áreas para as respectivas cooperativas paulistas previstas para serem regularizadas como permissionárias é a seguinte:

- CEMIRIM: Resolução Homologatória N 1, de 10 de janeiro de 2005;
- CEDRAP: Resolução Homologatória N 2, de 17 de janeiro de 2005;
- CERIM: Resolução Homologatória N 46, de 21 de fevereiro de 2005;
- CETRIL: Resolução Homologatória N 47, de 21 de fevereiro de 2005;

- CERIS: Resolução Homologatória N 52, de 7 de março de 2005;
- CERIPA: Resolução Homologatória N 53, de 7 de março de 2005;
- CERRP: Resolução Homologatória N 54, de 7 de março de 2005;
- CERVAM: Resolução Homologatória N 55 de 14 de março de 2005;
- CERMC: Resolução Homologatória N 56, de 14 de março de 2005;
- CERNHE: Resolução Homologatória N 57, de 14 de março de 2005;
- CERPRO: Resolução Homologatória N 59, de 14 de março de 2005;
- CEDRI: Resolução Homologatória N 63, de 21 de março de 2005;
- CERFRA: Resolução Homologatória N 64, de 21 de março de 2005.

Observe-se que, apesar de estarem homologadas as áreas, legalmente, a validade só se dará com a assinatura dos Contratos de Permissão.

3.5 Conclusões da CSPE sobre o enquadramento das cooperativas de São Paulo

Em relação ao enquadramento das cooperativas de São Paulo, a CSPE concluiu e recomendou à Aneel, após o estudo do mercado e do processo administrativo, a seguinte forma de regularização:

- Como permissionárias – 13 cooperativas: CEDRAP, CEDRI, CEMIRIM, CERFRA, CERIM, CERIPA, CERIS, CERMC, CERNHE, CERPRO, CERRP, CERVAM e CETRIL.
- Como autorizadas – 4 cooperativas: CERMESO, CERPAL, CEROC e CERT.

Posteriormente, a CERT se manifestou contrária a essa decisão. Deste modo, o re-estudo do enquadramento ficou a cargo da Aneel, não havendo uma posição oficial até o momento.

3.6 Conclusões gerais da Aneel sobre o enquadramento das cooperativas brasileiras

De forma semelhante aos trabalhos desenvolvidos pela CSPE, no estado do Rio Grande do Sul, a AGERGS procedeu, destacando, dentre as 15 cooperativas atuantes no estado, 13 que preenchem os requisitos para serem regularizadas como permissionária. Dessa forma, promoveu-se a assinatura de acordos de área de atuação e realizaram-se demarcações.

Para outros estados, a Aneel realizou diretamente as ações, destacando mais 28 cooperativas que, também, preenchem os requisitos para serem regularizadas como permissionária. São 21 do estado de Santa Catarina, 2 do estado do Paraná, 4 do estado do Rio de Janeiro e 1 do estado de Sergipe.

Em suma, das 130 cooperativas de eletrificação rural brasileiras que apresentaram à Aneel requerimento para instauração de Processo Administrativo para regularização, 54 foram destacadas para serem regularizadas como permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica. São, para estas, imprescindível a realização de análises econômico-financeiras e crucial o estabelecimento de tarifas reguladas, tanto para a venda, denominadas tarifas de fornecimento, como para compra – das atuais concessionárias supridoras, denominadas tarifas de suprimento.

Esse grupo de cooperativas representa mais de 90 % do mercado atendido por cooperativas no Brasil e incorpora, em grande proporção, unidades consumidoras de cooperados ou, simplesmente, consumidores que desenvolvem atividades distintas à classe de enquadramento tarifário rural.

A relação dessas cooperativas destacadas para serem regularizadas como permissionária é apresentada no Anexo 1.

A relação das 130¹³ cooperativas de eletrificação rural brasileiras que a Aneel instaurou Processo Administrativo para regularização e o respectivo número do Processo Administrativo são apresentados no Anexo 2. Destaca-se que, nem todas as 76 cooperativas que não preenchem os requisitos para serem regularizadas como Permissionária serão regularizadas como Autorizada. Alguns fatores já destacados pela Aneel, dentre os quais, a inadimplência para com a concessionária supridora e problemas fiscais, impedirão algumas

¹³ Incluem-se as 54 cooperativas destacadas para serem regularizadas como permissionária.

cooperativas de terem convalidada sua autorização para distribuir energia para uso privativo dos associados.

CAPÍTULO 4 – O PROBLEMA DA REGULAÇÃO ECONÔMICA

4.1 A situação tarifária das cooperativas de eletrificação rural

Desde os estudos da Coopers & Lybrand (1997), formas de resolver a equação financeira têm sido tentadas para viabilizar a regularização das cooperativas como permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

Um ponto-chave quando o Estado delega, por meio de concessão ou permissão, a um terceiro a tarefa de realizar um serviço público, é o chamado equilíbrio econômico-financeiro.

Em troca do atendimento exclusivo de um mercado com tarifas reguladas, o Estado se compromete, contratualmente, possibilitar rentabilidade adequada aos investimentos prudentes e, além de permitir repasse automático das despesas com a energia comprada e encargos setoriais, denominada parcela A, estabelece margem financeira adequada para cobertura dos custos de operação e manutenção (O & M). Assim, a arrecadação da concessão deve permitir a prestação adequada do serviço, o investimento na expansão e atualização das instalações e a perspectiva de lucro nas operações. No regime atual, o Estado garante uma margem mínima, e a empresa tem incentivos para aumentá-la por meio de ganho de produtividade e eficiência.

As cooperativas de eletrificação rural, atualmente, mantêm-se equilibradas economicamente por dois mecanismos, o primeiro é o benefício de poder comprar energia, via concessionária local, na modalidade de fornecimento, com descontos. Atualmente, o desconto está em torno de 50%¹⁴ nas parcelas de energia e demanda. Soma-se a isso a liberalidade no pagamento da demanda contratada. Não há obrigação de pagamento de demanda contratada. Somente a demanda efetivamente registrada é faturada pela concessionária supridora. O segundo mecanismo é a liberdade de aplicação de critérios próprios para definir o preço da energia aos consumidores (cooperados). O desconto na compra é histórico e necessário, pois, apesar de ser constituído por público indistinto, o mercado das cooperativas possui uma parcela significativa de consumidores pertencentes à classe rural, tendo, portanto, uma baixa

¹⁴ Exceto no Rio Grande do Sul. Nesse estado, existem três faixas de desconto tarifário, de 62%, 70% e 80%. Um levantamento histórico detalhado desse desconto é apresentado no próximo item.

densidade de carga, o que, via de regra, diferencia-as das concessionárias. Por esse motivo, não há escala em suas atividades, possuindo um custo maior por MWh vendido ou por unidade consumidora atendida do que uma concessionária que, além de áreas rurais, atende também núcleos urbanos densos e grandes consumidores. Contudo, mesmo com o desconto, algumas cooperativas têm preços bastante superiores aos das tarifas de fornecimento das concessionárias locais, gerando grande insatisfação entre os cooperados, além de histórica rejeição a esse sistema.

Por exemplo, no estado de São Paulo, cooperativas menores, tais como a CERFRA e a CERT, chegaram a registrar faturas com preços de energia cobrados aos cooperados, cujas unidades de consumo são rurais, superiores ao dobro da tarifa da concessionária local.

4.2 O mecanismo de desconto tarifário às cooperativas e os poderes da Aneel

Os descontos, hoje, existentes nas tarifas de fornecimento às cooperativas derivam de um processo de incentivo às atividades econômicas no meio rural, das quais a energia elétrica é um insumo fundamental. Ao longo da história tarifária do setor elétrico, os descontos à categoria de consumidor rural e, por extensão, à categoria de cooperativa de eletrificação rural, estiveram sempre presentes. A par disso, vê-se que esses descontos não foram iguais ao longo do tempo.

Observa-se que as primeiras menções a descontos para a categoria cooperativa estão em Decretos Federais.

O Decreto 62.724/68, ainda em vigor, estabelece as normas gerais de tarifação para as empresas concessionárias de serviços públicos de energia elétrica. O Art. 18 fixa normas especiais para os consumidores rurais do grupo A; inclusive cooperativa.

Art. 18. Os consumidores sazonais e rurais do Grupo A serão faturados com base na demanda de potência e no consumo de energia efetivamente registrados no mês de faturamento.

§ 1º Os consumidores rurais pertencentes ao Grupo A, cuja potência contratada, for igual ou inferior à máxima demanda de potência permitida para ligação de consumidores do Grupo B, poderão optar por mudança de grupamento para efeito de medição da energia consumida e faturamento pela tarifa aplicável à classe residencial do Grupo B, com desconto de 20% (vinte por cento).

§ 2º Para que cooperativa de eletrificação rural, pertencente ao Grupo A, tenha o direito ao tratamento acima fixado, a potência posta à sua disposição deverá ser

igual ou inferior a 10 (dez) vezes a potência máxima permitida para ligação dos consumidores do Grupo B.

Em maio de 1975 este artigo foi modificado pelo Decreto 75.784, aumentando o desconto para 30 %:

Art. 1º O parágrafo primeiro do artigo 18 do Decreto nº. 62.724, de 17 de maio de 1968, passa a vigorar com a seguinte redação:

§ 1º - Os consumidores rurais pertencentes ao Grupo A, cuja potência contratada for igual ou inferior à máxima demanda de potência permitida para ligação de consumidores do Grupo B, poderão optar por mudança de grupamento para efeito de medição de energia consumida e faturamento pela tarifa aplicável à classe residencial do Grupo B, com desconto de 30% (trinta por cento).

Em junho de 1975 o Decreto 75.887 deu nova redação ao art. 18, sem alterar o potencial de desconto:

Art. 18. Os consumidores rurais do Grupo A serão faturados com base na demanda de potência e no consumo de energia efetivamente registrados no mês de faturamento.

§ 1º Os consumidores rurais pertencentes ao Grupo A, cuja capacidade de transformadores for igual ou inferior ao limite permitido para ligação de consumidores do Grupo B, poderão optar por mudança de grupamentos para efeito de medição da energia consumida e faturamento pela tarifa aplicável à classe residencial do Grupo B, com desconto de 30% (trinta por cento).

§ 2º Para que cooperativa de eletrificação rural, pertencente ao Grupo A, tenha direito ao tratamento retro fixado, a capacidade dos transformadores deverá ser igual ou inferior a 10 (dez) vezes o limite permitido para ligação dos consumidores do Grupo B.

Finalmente, em 1981, o Decreto 86.463, de 13 de outubro de 1981, deixa de fazer menção ao desconto, remetendo essa fixação à legislação do DNAEE:

Art. 2º - O § 1º do artigo 7º, o artigo 14, o caput do artigo 17 e o artigo 18 do Decreto nº 62.724, de 17 de maio de 1968, passam a vigorar com a seguinte redação:

(...)

Art. 18 - A demanda de potência faturável para os consumidores sazonais e rurais, será o maior dentre, os valores a seguir definidos:

1º) a maior Potência demandada, verificada por medição, integralizada no intervalo de 15 (quinze) minutos durante o período de faturamento;

2º) 10% (dez por cento) da maior demanda verificada em qualquer dos 11 (onze) meses anteriores.

Parágrafo único - As Cooperativas de eletrificação rural poderão exercer a opção de que trata o § 2º do art. 11, (opção pelo faturamento no grupo B) quando a soma das potências nominais de seus transformadores instalados for igual ou inferior a 10 (dez) vezes a capacidade a que alude o referido parágrafo.

Art. 3º - O Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE poderá:

a) estabelecer diferenciações nas tarifas, bem como modificar os métodos de medição e de faturamento, tendo em vista os períodos do ano, os horários de utilização da energia, ou sua destinação (grifo nosso);

b) fixar normas e condições relativas a casos de opção de consumidores por mudanças de grupamento, para efeitos de medição e aplicação de tarifas.

Vê-se que o art. 3º desse decreto dá poderes ao DNAEE para estabelecer condições especiais de tarifas, entre os quais os descontos, de acordo com a destinação da energia, que pode ser o uso por consumidor rural e também de cooperativa de eletrificação rural.

Assim, nas portarias tarifárias do DNAEE subseqüentes, observa-se, ao longo do tempo, uma variação nos descontos concedidos aos consumidores rurais do grupo A, de acordo com a tabela a seguir.

Observa-se também que houve uma tendência ao longo do tempo de aumento do desconto praticado às cooperativas de eletrificação rural. A tabela 4.1, apresentada a seguir, detalha essa evolução.

A partir de 1993, com a desqualização tarifária, cada concessionária passou a contar com uma tabela tarifária específica. Nas primeiras Portarias de Tarifas ainda se explicitava o desconto de 50 %. No entanto, logo a seguir, adotou-se o padrão de publicação das tabelas tarifárias sem explicitar esse desconto.

No Rio Grande do Sul, na ocasião da assinatura dos contratos de concessão da CEEE, RGE e AES-Sul, estas duas últimas resultantes da cisão da CEEE, houve uma negociação com a interveniência do Governo Estadual onde o desconto de 50% foi ampliado para as faixas: 62%, 70% e 80%.

Tabela 4.1 – Evolução histórica dos descontos tarifários às cooperativas.

tem	Descrição	Desconto %
1	Portaria DNAEE 066, de 17/05/80	25%
2	De 31/10/83 (Portaria DNAEE 129) até 05/02/85 (Portaria DNAEE 025). Mencionam a Portaria DNAEE 095 de 17/11/1981	32,2%
3	De 05/03/85 (Portaria DNAEE 040) até 19/08/85 (Portaria DNAEE 137)	35,4%
4	De 19/09/85 (Portaria DNAEE 152) até 04/03/86 (Portaria DNAEE 045)	39%
5	Portaria DNAEE 153, de 26/11/86	57,6%
6	Portaria DNAEE 027, de 11/03/87	39,5%
7	De 23/04/87 (Portaria DNAEE 048) até 10/12/87 (Portaria DNAEE 203)	44,54%
8	De 14/01/88 (Portaria DNAEE 011) até 21/04/88 (Portaria DNAEE 068)	40%
9	De 19/08/88 (Portaria DNAEE 156) até 22/01/92 (Portaria DNAEE 025)	45%
10	A partir de 20/02/92 – Portaria DNAEE 044, e Portaria MINFRA 042 (Ministério da Infra-Estrutura) de 19/03/92.	50%

Fonte: CSPE.

Ponto importante é a constatação de que a evolução dos descontos não parece obedecer a uma lógica econômica. Não há memória do cálculo que levou à fixação desses percentuais, o que leva a crer que foram razões de ordem política.

Atualmente, considerando o atendimento ao disposto no artigo 1º do Decreto Nº. 4.855, de 9 de outubro de 2003, que dispõe que o realinhamento tarifário gradativo, nos termos do Decreto Nº. 4.667, de 4 de abril de 2003, não é aplicável às tarifas de compra das cooperativas de eletrificação rural, perdeu-se a referência percentual em relação à classe tarifária de suprimento às cooperativas. Como, via de regra, o realinhamento conduz a um aumento das tarifas do grupo A em relação às do grupo B, os atuais descontos às cooperativas certamente são superiores a 50% da tarifa realinhada. Sendo assim, não se pode mais falar em descontos de forma percentual.

Pelo exposto, conclui-se que, tendo a Aneel assumido o papel do DNAEE, possui poderes para estabelecer descontos diferenciados nas tarifas de fornecimento às cooperativas, aumentar esses descontos ou até mesmo eliminá-los.

As avaliações de mercado de cada cooperativa dentro do processo de regularização deverão ditar como deverá ser aplicado esse mecanismo de desconto. De antemão, já é claro que deverá haver diferenciação de cooperativa para cooperativa.

4.3 A necessidade de mecanismos compensatórios para regularização

Como já abordado, o mecanismo de desconto, instituído desde a formação das cooperativas, não foi, em muitos casos, suficiente para produzir preços adequados aos consumidores/cooperados, e nem levou em consideração os diferentes estágios de desenvolvimento do mercado de cada cooperativa de eletrificação rural. Foi uma política cômoda, que se impôs ao longo do tempo. Agora é chegada a hora da revisão desta prática. Para as cooperativas que serão regularizadas como permissionárias terão que ser reanalisados os descontos. Mas de que forma?

Numa concessão de serviços públicos, dois princípios básicos de regulação econômica devem ser seguidos:

- O princípio do equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão (ou de permissão).
- O princípio da modicidade tarifária, descrito assim por PORTO NETO, apud GROTTI (2000):

o princípio da modicidade da contraprestação devida pelos usuários na fruição dos serviços públicos implica o dever do Estado de fixá-la em valor que viabilize o acesso da coletividade ao serviço e que seja compatível com a natureza social do serviço. (PORTO NETO, apud GROTTI, 2000)

A regulação procura equilibrar esses dois conceitos, através da fixação de tarifas aos usuários do serviço de energia elétrica, desde que preserve tanto o lado da concessionária ou permissionária, quanto do consumidor.

No caso das cooperativas de eletrificação rural, pelas características do seu mercado, se impostas as mesmas condições da concessionária (compra de energia sem desconto e encargos setoriais), corre-se o risco de duas coisas: ou a tarifa será demasiado alta, rompendo o princípio da modicidade tarifária, ou não haverá equilíbrio econômico-financeiro da permissão, impedindo a cooperativa de atuar. A conta não fecha, e a solução é apenas uma: subsídio. (PELEGRINI, 2003)

Nas concessionárias de distribuição, a classe de consumo rural já dispõe de descontos nas suas tarifas, pagos pelas demais classes de consumo por mecanismos de subsídios

cruzados. O desconto oferecido hoje às cooperativas já é uma forma de subsídio pago pelos consumidores da concessionária de quem a cooperativa compra energia.

Na Resolução 333/99, no Art. 27, a Aneel definiu a necessidade de introduzir mecanismos compensatórios para as cooperativas de eletrificação rural, impondo a si um prazo para definição desses mecanismos:

Art. 27. A Aneel estabelecerá, no prazo de até cento e oitenta dias, regulamentação específica definindo mecanismos compensatórios que considerem a dimensão e a estrutura dos mercados atendidos pelas permissionárias, visando permitir a prestação de serviço adequado.

Desde que surgiram os primeiros debates sobre regularização, as cooperativas ficaram em grande expectativa em relação a esses mecanismos. Nas reuniões realizadas entre as cooperativas de São Paulo e a Aneel, esse tema, além dos esclarecimentos sobre permissão ou autorização, era sempre questionado. A Aneel não tinha respostas conclusivas, afirmando que a questão estava sendo estudada.

Durante o ano de 2000, a Aneel iniciou alguns estudos nessa área. Foi pedido às cooperativas o preenchimento de um documento denominado MAEP (Modelo de Avaliação Econômica de Permissionárias), visando a coleta de dados para estudo das isenções que poderiam ser feitas. É interessante notar que houve relutância por parte das cooperativas em fornecer os dados. Julgavam elas que a Aneel, com o documento, definiria as tarifas da cooperativa sem levar em conta outros atributos. No fundo, isso refletia o receio dos gestores das cooperativas ao novo, ou melhor, à perda de poder. Segundo PELEGRINI (2003), ainda havia uma grande desconfiança, por parte das cooperativas, do órgão regulador. Essa tentativa de “esconder o jogo” mostra que a característica de resolver politicamente os problemas, fruto do mandonismo tradicional, se fazia revigorada em tempos de agência reguladora.

Por fim, foram enviados os dados pedidos. Nesse tempo, as cooperativas, assessoradas por uma empresa de consultoria, estavam se reorganizando contabilmente. Em quase todas foram feitas reavaliação de ativos e tentou-se iniciar a adequação da contabilidade ao Plano de Contas do Setor Elétrico.

A equipe técnica da Aneel realizou alguns estudos, com base nos dados disponíveis, traçando alternativas. Não houve o acesso aos estudos, mas, em contatos informais, sabe-se

que foram aventados mecanismos como a isenção de encargos setoriais (RGR¹⁵, CCC¹⁶, TFSEE¹⁷, CFURH¹⁸, CDE¹⁹, entre outros) e redução das tarifas de suprimento. As propostas chegaram a ser levadas à diretoria, mas nenhuma delas foi aprovada. Impossibilidades legais ditaram a decisão.

Nessa época, já se iniciava o questionamento jurídico da Resolução 333/99. Esse fato, aliado à falta de informação das cooperativas em geral²⁰, seguramente contribuiu para a indefinição.

Além do questionamento sobre as figuras da permissão e autorização de maneira ampliada, começaram a surgir dúvidas jurídicas a respeito da competência da Aneel em definir os mecanismos compensatórios. Chegou-se, dentro da própria agência, à conclusão de que, sem uma lei que autorizasse explicitamente à Aneel a definir esses mecanismos, eles não poderiam ser estabelecidos por ato da agência. Começam as discussões sobre o alcance das ações da Aneel nessa questão. Há algumas controvérsias: quais as responsabilidades e competências exatas da agência? Até que ponto ela pode ir, sem ter suas ações questionadas pelo Judiciário, nem invadir competências de governo?

Quando da revisão da Resolução 333/99, que resultou na Resolução 012/02, essa posição foi explicitada. A Resolução 012/02 condicionou a definição dos mecanismos compensatórios a uma autorização legal, definindo, em seu Art. 25:

Art. 25. A Aneel estabelecerá, no prazo de até noventa dias após a edição de lei autorizativa, regulamentação específica definindo mecanismos compensatórios que considerem a dimensão e a estrutura dos mercados atendidos pelas permissionárias, visando permitir a prestação de serviço adequado.

No processo de negociação que levou à publicação da Resolução 012/02, a Aneel assumiu o compromisso de atuar para que, dentro do processo de revitalização do setor elétrico, a autorização legal fosse contemplada.

¹⁵ Reserva Global de Reversão.

¹⁶ Conta de Consumo de Combustíveis.

¹⁷ Taxa de Fiscalização do Serviço de Energia Elétrica.

¹⁸ Compensação Financeira pelo Uso dos Recursos Hídricos.

¹⁹ Conta de Desenvolvimento Energético.

²⁰ Lembrando que as únicas agências estaduais que trabalhavam com regularização de cooperativas de eletrificação rural eram a de São Paulo e do Rio Grande do Sul. A Aneel possui uma equipe reduzida para tratar, além da regularização, dos demais conflitos. Na prática, o processo avançava mesmo nestes dois estados.

Assim, na discussão da Medida Provisória 14, que definiu as bases para o Acordo Geral do Setor, com as compensações às empresas decorrentes do racionamento, o relator, no Congresso, acrescentou itens referentes às cooperativas que incluem a autorização para a Aneel definir os mecanismos compensatórios. A Lei 10.438, originada desta Medida Provisória, autorizou então a Aneel a fazer essa definição.

Era de se esperar que, em 90 dias, a partir de abril de 2002, quando a Lei 10.438 foi publicada, houvesse a definição dos mecanismos compensatórios. Entretanto, isso não ocorreu. A ANEEL não tinha como levantar as informações necessárias nesse prazo e nem as cooperativas conseguiriam preparar as informações necessárias, que muitas vezes, eram indisponíveis e desconhecidas.

A Lei 10.438 define explicitamente, em seu Art. 17, que entre as competências da Aneel está:

Art. 17. (...)

XI - estabelecer tarifas para o suprimento de energia elétrica realizado às concessionárias e permissionárias de distribuição, inclusive às Cooperativas de Eletrificação Rural enquadradas como permissionárias, cujos mercados próprios sejam inferiores a 300 GWh/ano²¹, e tarifas de fornecimento às Cooperativas autorizadas, considerando parâmetros técnicos, econômicos, operacionais e a estrutura dos mercados atendidos;

O Decreto Federal nº 4.541, de 23 de dezembro de 2002, entre outros assuntos, direciona um pouco mais como devem ser as tarifas de suprimento para as permissionárias, nos artigos 51 e 52. O artigo 50 repete o texto da Lei 10.438, acima.

Art. 51. As concessionárias, permissionárias e cooperativas referidas no Art. 50 deverão celebrar contratos distintos para a conexão, uso dos sistemas de transmissão ou distribuição e compra de energia elétrica.

Parágrafo único. Na definição do valor das tarifas para os contratos de conexão e de uso dos sistemas de transmissão ou distribuição de que trata este artigo, serão consideradas as parcelas apropriadas dos custos de transporte e das perdas de energia elétrica, bem como os encargos de conexão e os encargos setoriais, conforme regulamentação existente, admitida uma redução, quando necessária, em relação às tarifas de transmissão e de distribuição.

Art. 52. As tarifas de energia elétrica aplicáveis aos contratos de venda para os agentes de que trata o Art. 50 poderão ser estabelecidas na forma monômia ou binômia e serão determinadas, até a data contratual dos respectivos reajustes ou revisões tarifárias das concessionárias de distribuição vendedora, com base no

²¹ Limite alterado pela Lei 10.848, de 15 de março de 2004, para 500 GWh/ano.

custo da energia disponível para venda, acrescido do custo de comercialização e, onde couber, de encargos setoriais e tributos.

§ 1º A Aneel poderá definir desconto sobre as tarifas que trata o caput, aplicáveis às permissionárias e autorizadas citadas no Art. 50, quando necessário para garantir a mesma condição econômica dos contratos de suprimento atuais.

§ 2º O desconto mencionado no § 1º será fixado de forma decrescente, a cada ano e para cada permissionária, de modo a estimular o incentivo à eficiência.

Esses dispositivos legais trazem os seguintes pontos importantes:

- Há uma equiparação no tratamento de pequenas concessionárias (com mercado abaixo de 500 GWh/ano – Lei 10.848, de 15 de março de 2004), permissionárias e autorizadas, nos seguintes aspectos: que não valem para as cooperativas não regularizadas:
 - Obrigação de firmar contratos distintos de uso do sistema, conexão e compra de energia.
 - Tais contratos são plenamente regulados pela Aneel, inclusive quanto aos valores.
- A opção para os mecanismos compensatórios para as cooperativas permissionárias deve garantir às cooperativas, no mínimo, a mesma condição econômica existente hoje, e deve ser reduzido a cada ano, de modo diferenciado para cada permissionária.

Passou-se mais de um ano da publicação da Lei 10.438 sem que a Aneel tivesse feito qualquer avaliação econômico-financeira com o objetivo de definir as bases tarifárias às cooperativas permissionárias. Por pressões dos representantes das próprias cooperativas, em 9 de outubro de 2003, o executivo federal publicou o Decreto nº. 4.855, que, em seu Art. 2º, dispõe:

A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL deverá, no prazo de trezentos e sessenta dias a contar da data de publicação deste Decreto, proceder à avaliação econômico-financeira das cooperativas de eletrificação rural, bem como definir seus respectivos enquadramentos jurídicos, conforme estabelecido no art. 23 da Lei Nº 9.074, de 7 de julho de 1995.”

Também, no art. 3º. dispõe:

“A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL estabelecerá a regulamentação necessária à aplicação do disposto neste Decreto.

A publicação do Decreto nº. 4.855/03 fez a pasta das cooperativas subir de posição no escaninho dos assuntos prioritários da Aneel.

O equacionamento da questão tarifária, que a Aneel fugia há tempos, teve que ser enfrentado. Susto maior tiveram ao iniciar o conhecimento da questão. A equação tinha mais variáveis que as costumeiramente conhecidas.

Há evidências que a imposição de prazo à Aneel dada pelo Decreto foi motivada por pressões das próprias cooperativas, uma vez que a Aneel não havia cumprido o prazo dado a si mesma na Resolução 012/02.

A partir deste comando legal, iniciou-se na ANEEL o estudo dos pontos que eram necessários para a promoção definitiva da regularização das cooperativas. O principal entrave foi a questão da definição das tarifas iniciais de fornecimento e de compra de energia. Na tentativa de se ter parâmetros para análise, a CSPE, em apoio à ANEEL, realizou simulações com base em dados disponibilizados pelas cooperativas à ANEEL, referentes ao período de Julho/2002 a Junho/2003. Constatou-se que os dados disponíveis eram incompletos, insuficientes e de difícil certificação, portanto, os estudos tiveram apenas caráter orientativo.

Observou-se, adicionalmente, nas disposições do Decreto nº. 4.855/03 que, ao determinar que a avaliação econômico-financeira das cooperativas deveria ser feita previamente ao seu enquadramento jurídico (Permissionária ou Autorizada), criou-se um enorme conflito procedimental. O disposto na Resolução Aneel nº 012/02, seguindo orientação do disposto no *Working Paper* WP98/4/1-1, elaborado pela consultoria do REBEB (COOPERS & LYBRAND, 1998), definiu que o enquadramento, inicialmente, levasse em questão outros atributos, como o público atendido pela cooperativa.

As atividades já desenvolvidas haviam definido a classificação inicial como permissionária de 54 cooperativas, que tiveram então sua área de atuação demarcada.

Claramente, percebeu-se que as disposições do Decreto não levaram em consideração o entendimento da Agência e seus avanços. Foi matéria plantada pelos representantes das cooperativas no Ministério de Minas e Energia²². Tudo indica que a intenção foi a de transferir à Aneel o problema de grande parte das cooperativas, principalmente as do nordeste do país, com predominância de atendimento a unidades consumidoras rurais e inviáveis

²² Nessa época, a mudança de governo havia trazido para o MME um grande apoio político para as pretensões das cooperativas, tornando-o um interlocutor privilegiado desses agentes.

economicamente no ambiente regulado. É a costumeira transferência de problema para a mãe Aneel resolver.

A Aneel decidiu trabalhar, inicialmente, apenas com a avaliação econômico-financeira das 54 cooperativas, onde, segundo normas procedimentais dadas pela Resolução 012/02, recomendava-se o enquadramento como permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica, devendo, obrigatoriamente, serem definidas tarifas de fornecimento (venda), além de revisão da tarifa de compra.

CAPÍTULO 5 - METODOLOGIA PARA O ESTABELECIMENTO DE TARIFAS INICIAIS ÀS COOPERATIVAS PERMISSIONÁRIAS

5.1 Metodologia convencional para o estabelecimento de tarifas

Necessariamente, antes de qualquer detalhamento da metodologia, frisa-se que a metodologia de estabelecimento de tarifas pelo “custo do serviço”, praticada antes da reforma do setor elétrico e pleiteada por algumas cooperativas, não é mais aceita.

Legalmente, para o estabelecimento das tarifas, é usado o conceito de “serviço pelo preço”. Distinguem-se duas parcelas de custos que devem ser cobertos pela tarifa: as parcelas “A” e “B”. A parcela “A”, denominada custos não gerenciáveis, é composta pela soma dos custos relativos com a aquisição e transporte de energia (rede básica e encargos de transmissão e distribuição) e encargos setoriais. Para esta parcela, adota-se o “pass through”, ou seja, o repasse automático para a tarifa dos custos incorridos. A parcela “B”, denominada custos gerenciáveis, muitas vezes entendida como margem da concessionária, fundamentalmente, deve possibilitar adequada remuneração aos investimentos prudentes, cobrir custos eficientes de operação e manutenção (O & M) e quota de reintegração regulatória.

Na determinação da parcela “B” encontram-se as maiores dificuldades. É para esta parcela que em cada revisão tarifária periódica são recompostos os custos. Normalmente, as revisões tarifárias periódicas das concessionárias distribuidoras são realizadas a cada 4 anos. Nos anos em que não são realizadas as revisões, na data de aniversário, as tarifas são reajustadas, recompondo a parcela “A” e apenas reajustando a parcela “B” pelo índice inflacionário IGP-M da FGV do período, menos um fator redutor do índice de inflação, denominado “fator X”. Esse “fator X”, determinado nas revisões tarifárias periódicas, busca dividir os ganhos de eficiência também com os consumidores, além, de certa forma, incentivar o concessionário a melhorar, continuamente, a qualidade do serviço.

Para a determinação dos custos eficientes de operação e manutenção (O & M), que compõem a parcela “B”, adota-se a metodologia da empresa de referência. Cria-se uma empresa espelho virtual e, com o auxílio de mecanismos que incorporam o histórico setorial, legislações, etc, determina-se qual a estrutura necessária, ou melhor dizendo, suficiente para a

adequada operação e manutenção do sistema. Essa estrutura é a que deverá ser reconhecida na tarifa, independentemente do concessionário operar com maior ou menor estrutura. No que concerne aos recursos humanos da estrutura determinada, utilizam-se referências de mercado para a determinação dos limites salariais a serem reconhecidos na composição dos custos.

A determinação dos montantes necessários para a adequada remuneração aos investimentos prudentes das concessionárias de distribuição teve, para o primeiro ciclo de Revisão Tarifária Periódica das concessionárias de distribuição, a metodologia definida nas Resoluções Aneel 493/02 e 055/04, que estabelecem:

Resolução Aneel 493/02:

“Art. 1º (...) a metodologia e os critérios gerais para definição da base de remuneração, visando a revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica.”

“Art. 2º A base de remuneração será composta da seguinte forma:

I – ativo imobilizado em serviço, avaliado e depreciado conforme critérios estabelecidos nesta Resolução;

II – almoxarifado de operação, conforme critérios estabelecidos no Anexo X;

III – ativo diferido, conforme critérios estabelecidos no Anexo XI;

IV – obrigações especiais, proporcionalmente ao valor do investimento da concessionária; e

V – capital de giro estritamente necessário à movimentação da concessionária, conforme critérios estabelecidos no Anexo XII.

§ 1º No caso em que a concessionária não estiver de posse dos dados que estabeleçam a relação dos ativos vinculados a obrigações especiais com os recursos efetivamente investidos, caberá a ANEEL arbitrar o montante que será considerado para compor a base de remuneração.

§ 2º São considerados ativos vinculados a obrigações especiais:

I – os provenientes de recursos recebidos de Municípios, de Estados, do Distrito Federal, da União e de consumidores em geral;

II – os relativos a doações; e

III – os resultantes de investimentos feitos com a participação financeira do consumidor.”

O Art. 3º estabelece o método do custo de reposição para a avaliação dos ativos que comporão a base de remuneração da concessionária.

A Nota Técnica nº. 148/2002/SRE/SFF/ANEEL e a Nota Técnica nº. 178/2003/SFF-SRE/ANEEL explicam e detalham pontos da Resolução 493/02, informando como a agência optou pelo método de custo de reposição pelo valor de mercado.

Atualmente, para o segundo ciclo de Revisão Tarifária Periódica (2007-2010), a metodologia está estabelecida na Resolução Normativa Aneel nº. 234, de 31 de outubro de 2006. Essa nova resolução muda alguns pontos, mas a base de remuneração definida no primeiro ciclo está blindada. Para a definição da nova base de remuneração, parte-se da anterior, subtraindo-se as baixas e depreciações, atualizando pelo IGP-M até a data da 2ª revisão.

Às adições (novos investimentos), aplica-se a metodologia descrita na Resolução (234/06), que estabelece um banco de preços, sendo que, os juros sobre as obras em andamento são aplicados com base em juros regulatórios. O capital de giro, que antes (493/02) era considerado, sai da base de remuneração. Também se retiram as obrigações especiais.

5.2 A necessidade de uma metodologia particular

As disposições do Decreto 4.855/03 delegaram à Aneel a responsabilidade de definir o enquadramento de cada cooperativa e de definir os mecanismos compensatórios a serem aplicados caso uma cooperativa permissionária não conseguisse o equilíbrio econômico-financeiro, aplicando tarifas de fornecimento módicas.

Qualquer metodologia a ser estudada deveria ter como objetivo central a regulamentação das cooperativas de eletrificação rural no menor tempo possível. Deveria também, além de buscar o equilíbrio econômico-financeiro, resultar em tarifas módicas.

Há essa época, a exigência de prazo dado pelo Decreto 4.855/03 fez com que a Aneel identificasse que o caminho crítico do processo de regularização era a regulação econômica, ou seja, a definição das tarifárias iniciais às cooperativas permissionárias. Contudo, cotidianamente, a superintendência da Aneel, responsável pela definição das tarifas, estando atarefada com os densos processos de revisão tarifária das concessionárias, por vezes se mostrou não estar adequadamente estruturada para processar volume tão grande de trabalho, que representaria a condução do processo de definição de tarifas às cooperativas pela

aplicação da metodologia convencional de revisão tarifária. Em termos burocráticos, representaria adicionar 54 distribuidoras às 64 concessionárias então existentes.

Nesse cenário de conflitos de prioridades, na Aneel passou a ser analisada a aplicação plena da metodologia adotada às concessionárias nas revisões tarifárias periódicas. Logo se constatou não factível às cooperativas.

Levantar os dados e informações em tão pouco tempo, na forma necessária à aplicação desta metodologia, não era razoável. Por outro lado, a Aneel também não conseguiria, em curto prazo, certificar a veracidade das informações a serem prestadas pelas cooperativas e estruturar o processamento de um volume tão grande de dados. Certamente, a Aneel não tinha condições de reestruturar, em pouco tempo, sua área de tarifas, para suportar o adicional de trabalho, principalmente, por já ter constatado que deveria realizar aprimoramentos na metodologia aplicada às concessionárias, para poder viabilizar sua aplicação às cooperativas.

Não sendo possível, em um primeiro momento, aplicar, na íntegra, a metodologia convencional para o estabelecimento das tarifas iniciais das cooperativas e nem tempo para estudos necessários para o aprimoramento desta metodologia, da forma necessária para que a Aneel pudesse garantir o equilíbrio econômico-financeiro das permissões, alternativas viáveis deveriam ser estudadas.

Contando com o apoio da CSPE, foram estudadas várias alternativas e chegou-se a uma de melhor aderência às necessidades situacionais, dos cidadãos cooperados e das cooperativas de eletrificação rural.

5.3 A proposição de uma metodologia particular

Em 2004 e 2005, a Aneel, com o apoio da CSPE, definiu uma metodologia simplificada para fixação das tarifas iniciais aplicáveis às cooperativas permissionárias. Essa metodologia foi consolidada em um aplicativo denominado “Sistema de Informações de Mercado das Cooperativas de Eletrificação rural a serem regularizadas como permissionárias – SINCOOR”, com a finalidade de ser utilizado para o recebimento, a certificação e o processamento dos dados tarifários das cooperativas pela ANEEL.

Nessa metodologia foram detalhados os critérios e premissas a serem adotados e definidas as informações que deveriam ser solicitadas às cooperativas para subsidiar o cálculo das tarifas iniciais, os quais fizeram parte da minuta de Resolução Normativa da ANEEL, objeto da Audiência Pública nº 040, realizada pela ANEEL em 25 de novembro de 2004, cujo objetivo foi:

Estabelecer os critérios, procedimentos e condições gerais referentes aos aspectos técnicos, operacionais, econômicos, comerciais e tarifários aplicáveis às cooperativas de eletrificação rural, enquadradas como permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica, aprovar o modelo de Contrato de Permissão e estabelecer os procedimentos aplicáveis às cooperativas autorizadas para operação de instalações de distribuição de energia elétrica de uso privativo, em área rural.

Nesse ínterim, reconhecendo a intrínseca dificuldade da matéria e conhecendo os avanços promovidos pela Aneel em prol da necessária avaliação econômico-financeira das cooperativas, em 28 de fevereiro de 2005, o Decreto nº. 5.381, de 28 de fevereiro de 2005, deu nova redação ao art. 2º do Decreto nº. 4.855/03, estabelecendo novo prazo para a Aneel efetuar a avaliação econômico-financeira das cooperativas: 28 de fevereiro de 2006.

Como resultado da Audiência Pública nº 040/2004 foi publicada, em 22 de dezembro de 2005, a Resolução Aneel nº. 205. Essa resolução mudou os termos da Resolução 012/02, explicitando que as cooperativas não mais teriam que apresentar uma proposta de tarifas de fornecimento. A Aneel é quem tem essa competência e assim deveria proceder à definição de tais tarifas.

No período compreendido entre a realização da Audiência Pública nº. 040 e publicação da Resolução Aneel nº. 205/05, com base nos critérios já levados à Audiência Pública, a Aneel avançou nos trabalhos. Sobretudo, intensificou, com o suporte técnico da CSPE, o desenvolvimento e operacionalização do SINCOOR. Chegou até a solicitar dados estruturados pelo SINCOOR às cooperativas e processá-los no SINCOOR.

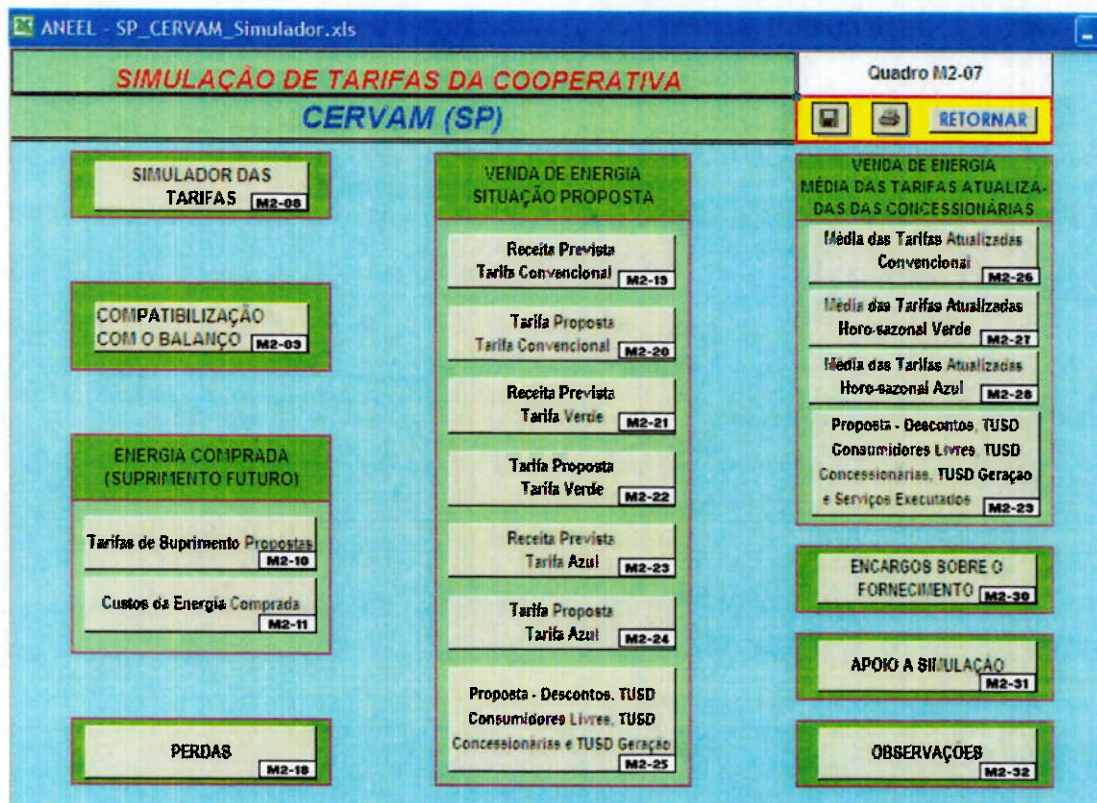
As figuras 5.1 e 5.2 (fonte: CSPE) ilustram as tela principais dos módulos de Coleta de Dados e de Simulação de Tarifas do SINCOOR. Identificam-se pelas figuras simplesmente os itens que compõe o SINCOOR.

Figura 5.1 – Tela principal do Módulo de Coleta de Dados do SINCOOR



Fonte: Aneel

Figura 5.2 – Tela principal do Módulo de Simulação de Tarifas do SINCOOR



Fonte: Aneel

Como premissa, a Resolução nº. 205/05 adotou que:

- Na assinatura do Contrato de Permissão deverá, inicialmente, ser garantida à permissionária a manutenção da situação econômico-financeira vigente. Até a primeira revisão tarifária periódica e nos períodos compreendidos entre as revisões tarifárias periódicas subseqüentes, as tarifas deverão ser reajustadas anualmente com base em fórmula paramétrica a ser estabelecida no Contrato de Permissão.

- Quando da primeira revisão tarifária periódica, a partir da análise dos custos operacionais eficientes e da remuneração dos investimentos prudentes, as tarifas de fornecimento deverão ser reposicionadas para garantir o equilíbrio econômico-financeiro da permissão.

- As permissionárias, com mercado próprio inferior a 500 (quinhentos) GWh/ano, têm o direito garantido de continuar adquirindo energia elétrica do atual agente supridor, com tarifa regulada.

Para o estabelecimento das tarifas de compra de energia e de uso dos sistemas de distribuição, a Resolução nº. 205/05 adotou as seguintes premissas:

- Para fixação das tarifas de compra de energia, a cooperativa a ser enquadrada como permissionária deverá informar à ANEEL, quando solicitado:

I –Cópia completa do Balanço Patrimonial e da Demonstração de Resultados dos dois últimos exercícios, devidamente registrados;

II – Cópia dos contratos de compra e venda de energia elétrica destinada ao atendimento do mercado em sua área de atuação; e

III - As informações referentes à energia comprada em 2003.

- As tarifas iniciais de compra de energia e uso dos sistemas de distribuição e/ou transmissão serão determinadas pela ANEEL, utilizando como referência as atuais tarifas de fornecimento de energia elétrica das concessionárias aplicadas à cooperativa, deduzidos dos encargos não devidos àquela modalidade.

- As tarifas de compra de energia serão objeto de Resolução específica e reajustadas, com base nas regras estabelecidas no contrato de compra e venda, e na mesma data definida no Contrato de Permissão para as tarifas de fornecimento da permissionária.

Para o estabelecimento das tarifas de fornecimento de energia, a Resolução nº. 205/05 adotou as seguintes premissas:

- Para fixação das tarifas de fornecimento de energia, a cooperativa a ser enquadrada como permissionária deverá apresentar à ANEEL, quando solicitado:

I - As informações referentes a sua atual estrutura de mercado e receita de fornecimento de energia elétrica aos seus cooperados em 2003.

II - A estrutura de mercado adequada às condições de fornecimento de energia elétrica estabelecidas na Resolução nº. 456/2000.

- Os valores para cada subgrupo tarifário de tarifas de fornecimento serão definidos pela ANEEL, tomando como parâmetro as tarifas de fornecimento vigentes das concessionárias distribuidoras de energia elétrica que fornecem energia elétrica à permissionária. Até a primeira revisão tarifária periódica e nos períodos compreendidos entre as revisões tarifárias periódicas subseqüentes, as tarifas de fornecimento serão reajustadas anualmente com base em fórmula paramétrica a ser estabelecida no Contrato de Permissão.

Para o estabelecimento das tarifas de uso do sistema de distribuição da permissionária, a Resolução nº. 205/05 adotou as seguintes premissas:

- As tarifas de uso dos sistemas de distribuição serão determinadas por faixa de tensão, com valores aplicáveis às demandas de potência ativa, e ao encargo referente à energia elétrica, para os postos tarifários ponta e fora da ponta, quando couber.

- Os valores iniciais das tarifas de uso do sistema de distribuição da permissionária deverão corresponder ao maior valor das tarifas de uso das concessionárias supridoras da permissionária.

- Até a primeira revisão tarifária periódica e nos períodos compreendidos entre as revisões tarifárias periódicas subseqüentes, as tarifas de uso do sistema de distribuição serão

reajustadas anualmente com base em fórmula paramétrica a ser estabelecida no Contrato de Permissão, na mesma data do reajuste das tarifas de fornecimento da permissionária.

Quando da primeira revisão tarifária periódica, as tarifas de uso do sistema de distribuição da permissionária serão definidas com base nas informações a serem encaminhadas à ANEEL.

Como mecanismo compensatório, a Resolução nº. 205/05 definiu as seguintes premissas:

- Calculadas as tarifas iniciais de compra de energia e de fornecimento da permissionária, conforme as premissas descritas anteriormente e identificado que a receita obtida não é suficiente para a cobertura dos custos gerenciáveis vigentes (Parcela B), da despesa com energia comprada e dos novos encargos e tributos incidentes sobre o fornecimento de energia elétrica aos consumidores da permissionária (Parcela A), a ANEEL poderá aplicar descontos sobre as tarifas de compra de energia elétrica pela permissionária, de acordo com o estabelecido no § 1º do Art. 52 do Decreto nº. 4.541, de 23 de dezembro de 2002.

- O desconto de que trata o parágrafo anterior será compensado nas tarifas de fornecimento de energia elétrica dos demais consumidores da concessionária supridora, por ocasião do reajuste tarifário anual ou revisão tarifária periódica, aquela que ocorrer primeiro. Esse desconto será fixado de forma decrescente, a cada ano e para cada permissionária, de modo a estimular o incentivo à eficiência.

Atendendo a recursos administrativos interpostos pela Organização das Cooperativas Brasileiras - OCB, Confederação Nacional das Cooperativas de Infra-estrutura - INFRACOOOP e Federação das Cooperativas de Energia, Telefonia e Desenvolvimento Rural do Rio Grande do Sul - FECOERGS, em 10 de março de 2006, a ANEEL emitiu a Resolução Normativa nº. 213, alterando a redação de alguns artigos da Resolução Normativa ANEEL no 205/2005.

Assim, o art. 4º da Resolução Aneel nº. 205/05 que exigia das cooperativas a criação de SPE:

A cooperativa de eletrificação rural, para ser regularizada na condição de permissionária do serviço público de distribuição de energia elétrica, deverá criar, obrigatória e antecipadamente à outorga de permissão, uma Sociedade de

Propósito Específico – SPE, observando, em particular, a adequação dos respectivos atos constitutivos, conforme o caso, à situação correspondente.

passou a ter a seguinte redação dada pela Resolução Aneel n°. 213/06:

A cooperativa de eletrificação rural, para ser regularizada na condição de permissionária de serviço público de distribuição de energia elétrica, deve restringir seus objetivos sociais de forma que não remanesçam quaisquer atividades estranhas ao serviço público de que se incumba, sendo expressamente vedado à permissionária o desempenho de atividades outras, ressalvada a excepcionalidade estabelecida no § 6º do art. 4º da Lei n°. 9.074/95.

Parágrafo único. A cooperativa deverá, previamente à outorga da permissão, promover a adequação dos respectivos atos constitutivos, em cumprimento às condições referidas no caput deste artigo.

A alteração foi realizada sob pressão das cooperativas que, caso não fossem atendidas, criariam mais dificuldades para o prosseguimento do processo de regularização. Tomaram, também, proveito de um descuido da Aneel, após a assinatura do Contrato de Concessão com a Cooperaliança²³ que, apesar de ter estabelecido que esta devesse criar uma SPE, a Aneel, só tardiamente, na primeira revisão tarifária, constatou que a Cooperaliança não havia cumprido essa exigência contratual. As coisas continuaram como antes: uma cooperativa concessionária.

Claramente se constata que a intenção dos atuais gestores das cooperativas é poder contar com certas regalias fiscais e tributárias possíveis enquanto cooperativa. Assim, poderão transitar conduzidos por interesses próprios, entre as leis e normas do setor elétrico e a Lei Geral das Cooperativas – Lei 5.764, de 16 de dezembro de 1971. Há entendimentos de que para os consumidores cooperados (sócios da cooperativa) os tributos PIS/COFINS não são aplicáveis sobre a conta de energia, sendo isso um fator de incentivo para que os novos consumidores e mesmo atuais não cooperados venham a se associarem.

Outra alteração promovida pela Resolução Aneel n°. 213/06, no artigo 13 da Resolução Aneel n°. 205/05, democratizou mais o procedimento de estabelecimento das tarifas iniciais, ampliando a situação de conforto em que se encontram os gestores das cooperativas, na prestação desse serviço público sem regulação:

Art. 13

²³ Uma cooperativa concessionária do estado de Santa Catarina – Cooperativa Aliança.

§ 3º Em atendimento ao disposto no art. 3º, inciso XI, da Lei nº 9.427/96 e no Decreto nº 5.381/05, a ANEEL comunicará a cada cooperativa, por Nota Técnica da Superintendência de Regulação Econômica – SRE, o resultado preliminar da apuração das tarifas básicas calculadas de acordo com os fundamentos e premissas estabelecidas no “caput” deste artigo.

§ 4º Com base em cronograma elaborado pela ANEEL, será estabelecido um prazo às Cooperativas passíveis de enquadramento como permissionárias para manifestação formal quanto aos resultados preliminares apresentados.

§ 5º Não havendo contestação ou acaso superadas, ainda na fase de instrução, eventuais divergências em torno dos resultados apresentados, as tarifas básicas das cooperativas serão, desde logo, fixadas pela ANEEL, mediante Resolução Homologatória, após deliberação em reunião ordinária da sua Diretoria.

§ 6º Subsistindo a discordância da cooperativa em relação às tarifas básicas propostas, devidamente fundamentada, será realizada, a revisão tarifária periódica previamente à sua fixação.

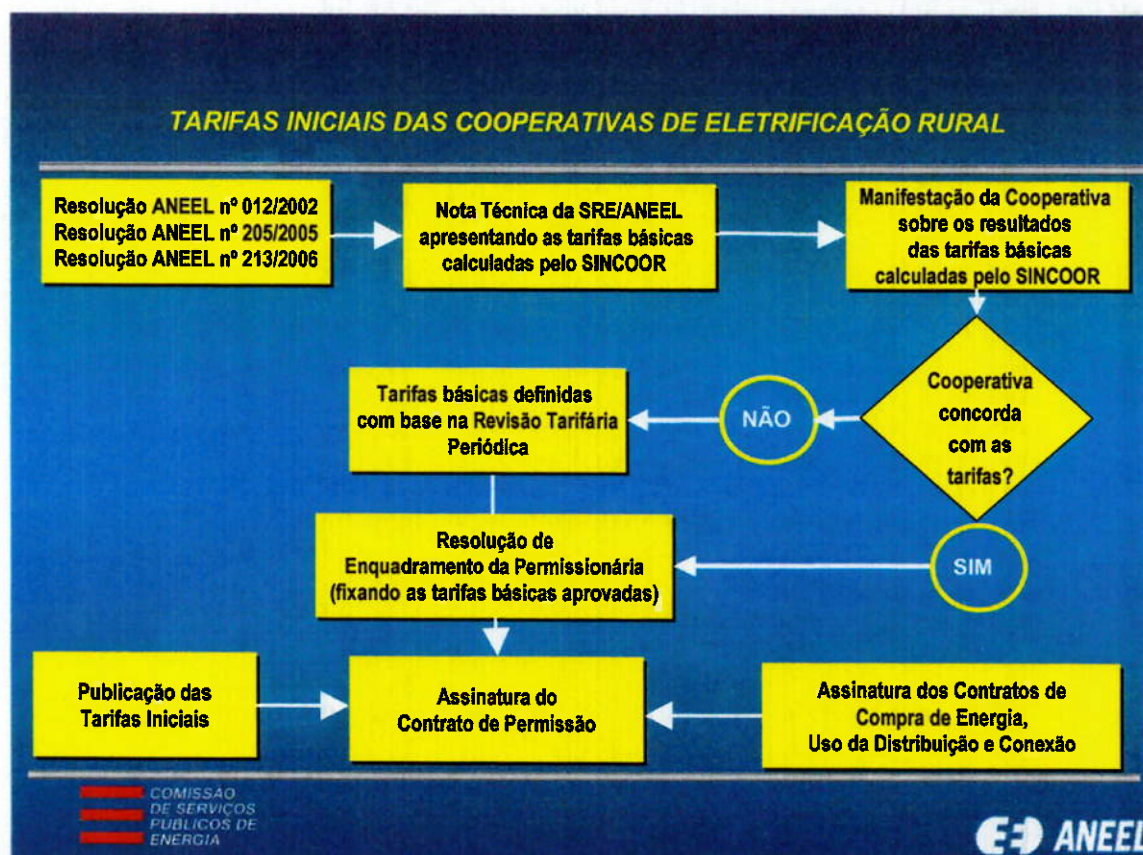
§ 7º A ANEEL utilizará da prerrogativa de aplicar o processo de revisão tarifária periódica, previamente à fixação das tarifas iniciais da permissionária, caso as tarifas básicas calculadas nos termos do parágrafo primeiro venham a resultar em valores que, a critério da ANEEL, não observem parâmetros de razoabilidade em relação às tarifas praticadas pela concessionária supridora.

§ 8º Até a conclusão do processo de revisão tarifária a que se referem os §§ 6º e 7º, conforme o caso, a cooperativa continuará enquadrada na condição de consumidor rural, subclasse cooperativa de eletrificação rural.

Nesse momento, ao possibilitar, de modo claro, a recusa da cooperativa às tarifas calculadas pela metodologia simplificada (SINCOOR), a Aneel abriu uma brecha para atrasar ainda mais o processo de regularização. Sequer havia estudo de aprimoramento e particularização às cooperativas da metodologia aplicada nas revisões tarifárias das concessionárias.

O diagrama (figura 5.3) apresenta o fluxo seqüencial do processo de regularização estabelecido pelas disposições das resoluções Aneel 012/02, 205/05 e 213/06.

Figura 5.3 – Fluxograma das etapas conclusivas previstas do processo de regularização



5.4 O algoritmo aplicado para o processamento das tarifas

5.4.1 O algoritmo

As tarifas básicas foram calculadas pelo módulo de simulação do SINCOOR, tendo como premissa a manutenção do valor representativo dos custos gerenciáveis da cooperativa de eletrificação rural, no ano de 2003, na atividade de distribuição de energia elétrica, calculado a preços de 31 de dezembro de 2003, com base no seguinte algoritmo:

(I) **Custos Gerenciáveis da Cooperativa (CGC)**_(31/12/2003) = **Receita de Venda de Energia**_(31/12/2003) – **Despesa de Energia Comprada**_(Fornecimento 31/12/2003), sendo:

Receita de Venda de Energia_(31/12/2003) = somatória das Receitas Mensais de Venda de Energia + Contribuições Fixas + Valor de ICMS Recebido – Valor de ICMS Pago na Aquisição de Energia Elétrica em 2003, corrigidas mensalmente pelo IGP-M para 31/12/2003; e

Despesa de Energia Comprada_(Fornecimento 31/12/2003) = somatória das Despesas Mensais de Energia Comprada em 2003 Sem ICMS corrigidas mensalmente pelo IGP-M para 31/12/2003.

(II) Receita de Referência de Fornecimento _(31/12/2003) = **Mercado da CER**_(Res 456/00) X **Tarifas de Referência de Fornecimento** _(VIG/2003), sendo:

Mercado da CER_(Res 456/00) = Estrutura de Mercado da CER em 2003, enquadrado à Resolução 456/00; e

Tarifas de Referência de Fornecimento _(VIG/2003) = São as tarifas vigentes de fornecimento da supridora, por subgrupo tarifário, deflacionadas pelo IGP-M, desde a data do último reajuste tarifário até 31 de dezembro de 2003. Havendo fornecimento de energia por mais de uma supridora, serão consideradas as médias das tarifas de fornecimento das supridoras, por subgrupo tarifário.

(III) Tarifas de Referência de Energia Comprada_(suprimento) = **Tarifas de Energia Comprada**_(fornecimento VIG/2003) – **Encargos não Devidos**_(suprimento), sendo:

Tarifas de Energia Comprada_(fornecimento VIG/2003) = Tarifas vigentes de Energia Comprada da Supridora, na modalidade de fornecimento, deflacionadas pelo IGP-M da data de vigência até 31/12/2003; e

Encargos não Devidos_(suprimento) = parcela de Encargos Setoriais que compõe a Tarifa de Energia Comprada pela cooperativa na modalidade de fornecimento, não devida na Tarifa de Energia Comprada na modalidade de suprimento.

(IV) Despesa de Referência de Energia Comprada_(suprimento) = **Tarifas de Referência de Energia Comprada**_(suprimento) X **Energia Comprada pela CER**₍₂₀₀₃₎.

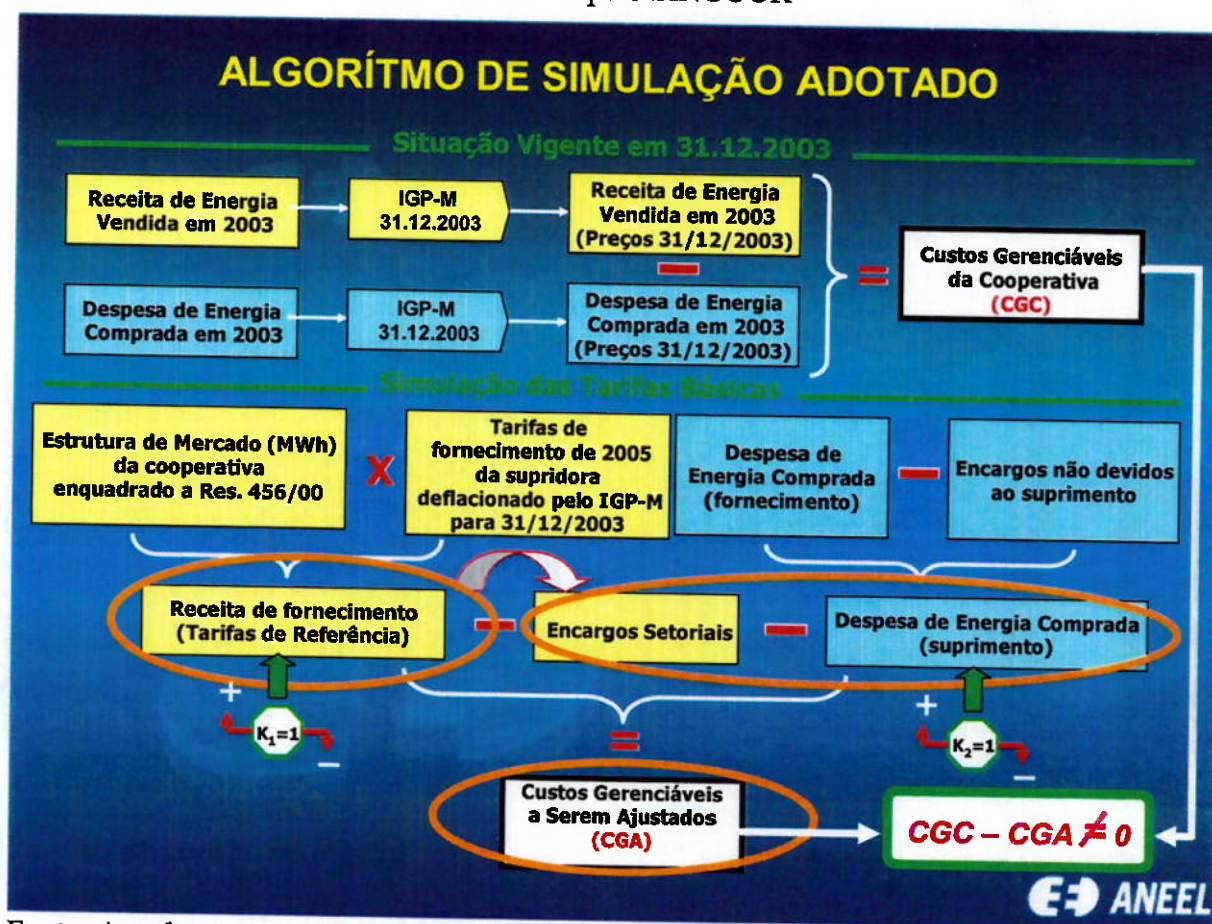
(V) Custos Gerenciáveis a serem Ajustados (CGA) = **Receita de Referência de Fornecimento**_(31/12/2003) – **Despesa de Referência de Energia Comprada** _(suprimento) – **Encargos Setoriais**_(fornecimento), sendo:

Encargos Setoriais_(fornecimento) = Encargos setoriais devidos ao mercado da cooperativa na modalidade de fornecimento, a serem incorporados aos custos não gerenciáveis da CER.

O atendimento da premissa se dá quando o CGA for ajustado para mais ou para menos, de modo a corresponder ao mesmo valor do CGC. O modelo de simulação atua com dois mecanismos de ajuste: (i) altera para mais as Tarifas de Referência de Fornecimento(VIG/2003), (ii) altera para mais ou para menos as Tarifas de Referência de Energia Comprada(suprimento).

A figura 5.4, a seguir, apresenta o algoritmo diagramado, facilitando a compreensão dos procedimentos de cálculos executados com o SINCOOR.

Figura 5.4: Algoritmo de cálculo das tarifas pelo SINCOOR



Fonte: Aneel

5.4.2 Parâmetros Limitadores

Os parâmetros utilizados na definição das tarifas básicas de energia comprada e tarifas básicas de fornecimento, visando a recomposição do valor representativo dos custos gerenciáveis da CER em 2003, ou seja, visando o ajuste no CGA, de modo a corresponder ao mesmo valor do CGC, são:

a) Se $CGA > CGC$, ou seja, se o valor representativo dos custos gerenciáveis calculados com a aplicação das tarifas de referência (CGA) for superior ao necessário para a cobertura dos custos gerenciáveis apurados (CGC), e:

- se a cooperativa possuir geração própria, o valor de CGA será previamente ajustado para CGA' . Esse ajuste será feito com base na diferença entre o CGA e o CGC e na proporção de geração própria em relação ao mercado total da cooperativa. Ex.: se a cooperativa possuir 30% de geração própria, os custos gerenciáveis a serem recompostos corresponderão a 70% da diferença entre o CGA e o CGC. Matematicamente se tem: $CGA' = CGA - [(CGA - CGC) * 0,3]$, e a ação a ser adotada no simulador será:

- assumir como Tarifas Básicas de Fornecimento da CER as Tarifas de Referência de Fornecimento(VIG/2003) e;

- aumentar as Tarifas de Referência de Energia Comprada até a recomposição total do valor representativo dos custos gerenciáveis, ou seja, até que $CGA' = CGC$, ou

- se a cooperativa não possuir geração própria, a ação a ser adotada no simulador será:

- assumir como Tarifas Básicas de Fornecimento da CER as Tarifas de Referência de Fornecimento (VIG/2003) e;

- aumentar as Tarifas de Referência de Energia Comprada (suprimento) até a recomposição total do valor representativo dos custos gerenciáveis da cooperativa, ou seja, até que $CGA = CGC$.

b) Se $CGA < CGC$, ou seja, se o valor representativo dos custos gerenciáveis calculados com a aplicação das tarifas de referência (CGA) for inferior ao necessário para a cobertura dos custos gerenciáveis apurados (CGC), e:

- (1) se mais do que 20% do número de unidades consumidoras tiverem aumento tarifário²⁴ após aplicação das Tarifas de Referência de Fornecimento (VIG/2003) e se, concomitantemente, o aumento tarifário médio resultante a essa parcela de unidades

²⁴ Aumento tarifário: é o valor obtido da comparação entre a tarifa a ser aplicada e o preço cobrado pela Cooperativa da unidade consumidora em 31/12/2003, quando a tarifa a ser aplicada for superior ao preço cobrado pela Cooperativa.

consumidoras tiver sido superior a 20% sobre os preços médios praticados em 31/12/2003 a essa mesma parcela de unidades consumidoras da cooperativa, a ação a ser adotada no simulador será:

- adotar como Tarifas Básicas de Fornecimento da CER as Tarifas de Referência de Fornecimento(VIG/2003) e;

- reduzir as Tarifas de Referência de Energia Comprada (suprimento) até a recomposição total do valor representativo dos custos gerenciáveis da cooperativa, ou seja, até que $CGA = CGC$. Essa redução é limitada a 80%.

- (2) se mais do que 10% do mercado (MWh) tiver aumento tarifário após a aplicação das Tarifas de Referência de Fornecimento(VIG/2003) e se, concomitantemente, o aumento tarifário médio resultante a essa parcela de mercado tiver sido superior a 20% sobre os preços médios praticados em 31/12/2003 a essa mesma parcela de mercado da cooperativa, a ação a ser adotada no simulador será:

- adotar como Tarifas Básicas de Fornecimento da CER as Tarifas de Referência de Fornecimento(VIG/2003) e;

- reduzir as Tarifas de Referência de Energia Comprada (suprimento) até a recomposição total do valor representativo dos custos gerenciáveis da cooperativa, ou seja, até que $CGA = CGC$. Essa redução é limitada a 80%.

- (3) se a aplicação das Tarifas de Referência de Fornecimento (VIG/2003) ao mercado da cooperativa enquadrado à Resolução 456/2000 resultar em situações diferentes das constantes em (1) e (2), a ação a ser adotada no simulador será a que ocorrer primeiro dentre as seguintes:

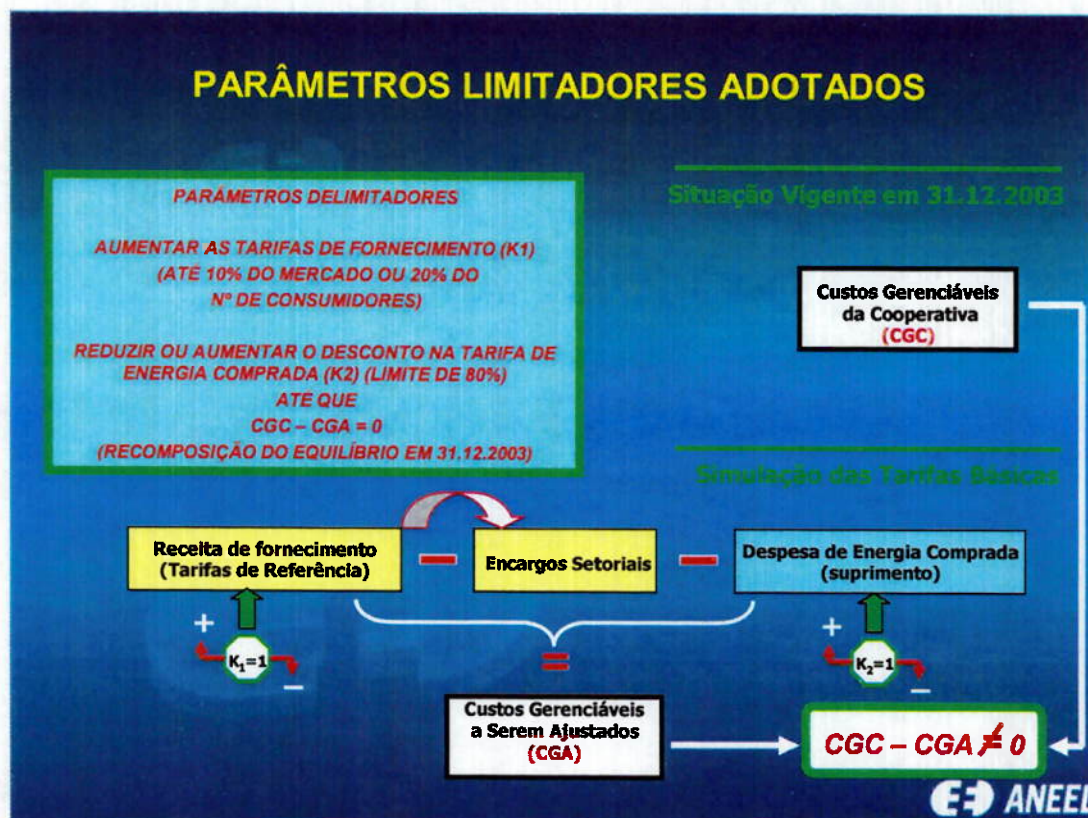
- aumentar as Tarifas de Referência de Fornecimento (VIG/2003) até que sejam atingidos os limites estabelecidos em (1), procedendo em seqüência as ações estabelecidas neste item; ou

- aumentar as Tarifas de Referência de Fornecimento(VIG/2003) até que sejam atingidos os limites estabelecidos em (2), procedendo em seqüência as ações estabelecidas neste item; ou

- aumentar as Tarifas de Referência de Fornecimento(VIG/2003) até o limite de 20%. O saldo porventura remanescente será compensado pela redução das Tarifas de Referência de Energia Comprada(suprimento) até a recomposição total do valor representativo dos custos gerenciáveis (CGA = CGC). A redução é limitada a 80%.

A figura 5.5, a seguir, apresenta os parâmetros tarifários limitadores diagramados, facilitando a compreensão dos procedimentos de cálculos executados com o SINCOOR.

Figura 5.5: Parâmetros limitadores para o cálculo das tarifas pelo SINCOOR



Fonte: Aneel

Para as cooperativas que não se enquadram nesses parâmetros limitadores apresentados, a ANEEL utilizará a prerrogativa de aplicar o processo de revisão tarifária periódica, previamente à fixação das tarifas iniciais da permissionária.

5.5 A aplicação da metodologia do SINCOOR

Conforme disposições da Resolução nº. 012/02, a Aneel deveria realizar estudos tarifários para as 54 cooperativas que preenchem os requisitos para regularização como permissionária.

Em junho de 2005, mesmo antes da publicação da Resolução nº. 205/05, pressionada por não ter atendido o prazo dado pelo Decreto 4.855/03 e buscando atender o novo prazo para a conclusão das avaliações econômico-financeiras - 28 de fevereiro de 2006 - dado pelo Decreto nº. 5.381, de 28 de fevereiro de 2005, a Aneel solicitou para as cooperativas o preenchimento de informações no módulo eletrônico de coleta de dados do SINCOOR e o envio de cópia do Balanço Contábil e das faturas de compra de energia elétrica referentes ao ano de 2003.

O ano definido como base para ser efetuada a avaliação econômico-financeira foi o de 2003. Foi o ano escolhido porque a Audiência Pública (nº 040), em que estava em discussão a metodologia "SINCOOR", foi realizada em 2004, e qualquer período futuro estaria sujeito à manipulações nas informações e, talvez, contaminado por mudanças propositais nos parâmetros de sobras ("lucro"), investimentos e despesas promovidas pelos gestores das cooperativas.

Foram as seguintes informações e documentos solicitados pela Aneel às cooperativas:

I - cópia do Balanço Contábil dos exercícios de 2002 e 2003;

II - cópia das faturas mensais de fornecimento de energia elétrica, referentes ao período de janeiro a dezembro de 2003, emitidas pela(s) concessionária(s) de distribuição supridora(s);

III - preenchimento das informações solicitadas no módulo de Coleta de Dados do aplicativo SINCOOR, referentes à energia comprada e a geração própria de energia elétrica, bem como as informações referentes à despesa com compra de energia, declaradas no Balanço Geral de 2003;

IV - as informações solicitadas no módulo de Coleta de Dados do aplicativo SINCOOR referentes à receita de fornecimento faturado de Energia Elétrica, a estrutura do mercado de energia elétrica, o enquadramento do mercado de energia elétrica à Resolução no 456/2000, e a receita de venda de energia elétrica, declaradas no Balanço Contábil de 2003.

A Aneel, após ter recebido os dados das cooperativas, processou-os no SINCOOR e, em abril de 2006, encaminhou Nota Técnica a cada uma das 50²⁵ cooperativas que enviaram as informações adequadamente.²⁶

Na Nota Técnica foram apresentados os resultados das tarifas básicas obtidas por meio da metodologia SINCOOR. Posteriormente, foram agendadas reuniões, na ANEEL, com cada uma das 50 cooperativas. Essas reuniões foram realizadas no período de abril a outubro de 2006, quando então as cooperativas tiveram a oportunidade de se manifestar quanto à concordância ou não com as tarifas básicas propostas.

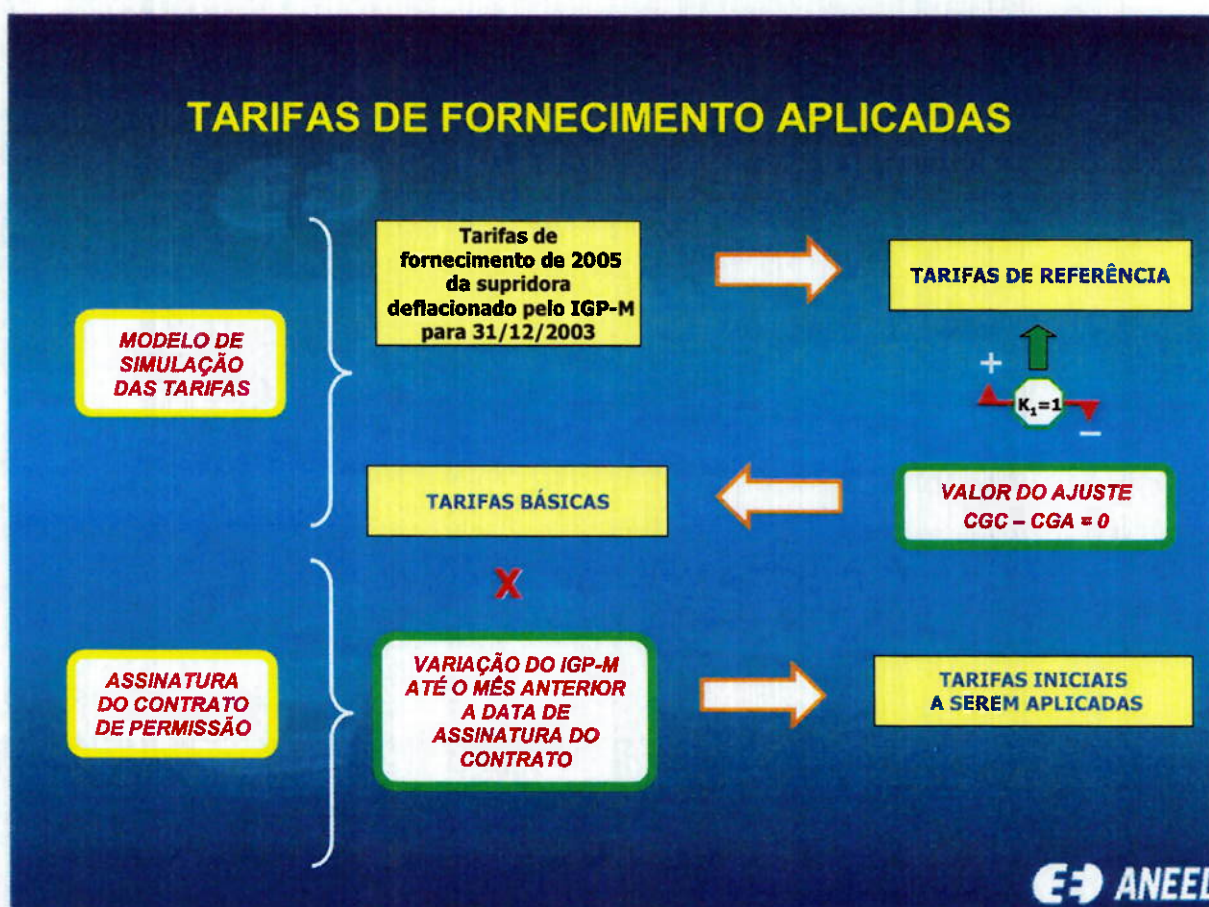
A Superintendência de Regulação Econômica da ANEEL – SRE/ANEEL coordenou esse trabalho, contando com o apoio técnico regulatório da CSPE.

Salienta-se que, as tarifas básicas são aquelas calculadas considerando o mercado e as condições em que a cooperativa operou em 2003, tendo como referência as tarifas então vigentes (2005-2006) das concessionárias supridoras, deflacionadas para 31/12/2003 pelo índice IGP-M, a preços de 31/12/2003. Essas tarifas básicas serão atualizadas monetariamente pelo mesmo índice IGP-M até o mês anterior à data de assinatura do Contrato de Permissão, passando a ser denominadas tarifas iniciais. A figura 5.6 ilustra esse procedimento.

²⁵ 4 cooperativas (2 do estado do Rio de Janeiro e 2 do estado de Santa Catarina) não enviaram as informações.

²⁶ O resultado resumido do processamento tarifário é apresentado no Anexo 3.

Figura 5.6 – Metodologia de processamento e atualização das tarifas básicas de fornecimento em iniciais.



Fonte: Aneel

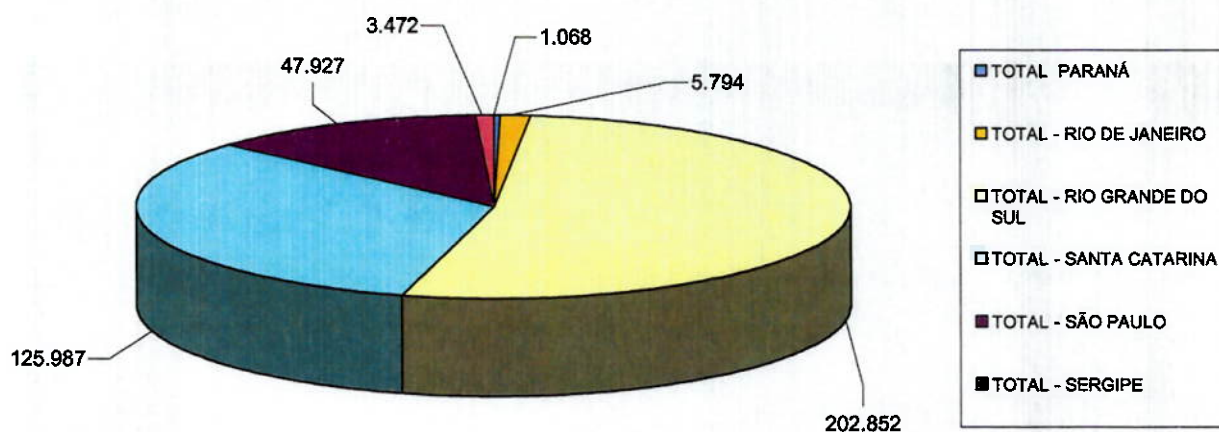
Nota-se que a mesma metodologia é aplicada para as tarifas de compra (suprimento) pela cooperativa, quando, partindo das tarifas básicas de suprimento, atualiza-se monetariamente até o mês anterior a data de assinatura dos contratos de permissão, passando a serem denominadas tarifas iniciais de suprimento.

CAPÍTULO 6 – CARACTERIZAÇÃO ECONÔMICA DAS COOPERATIVAS PERMISSIONÁRIAS

6.1 Estrutura das cooperativas em processo de regularização como permissionárias

Os gráficos apresentados nas figuras a seguir ilustram a estrutura das 50 cooperativas em processo de regularização como permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica²⁷.

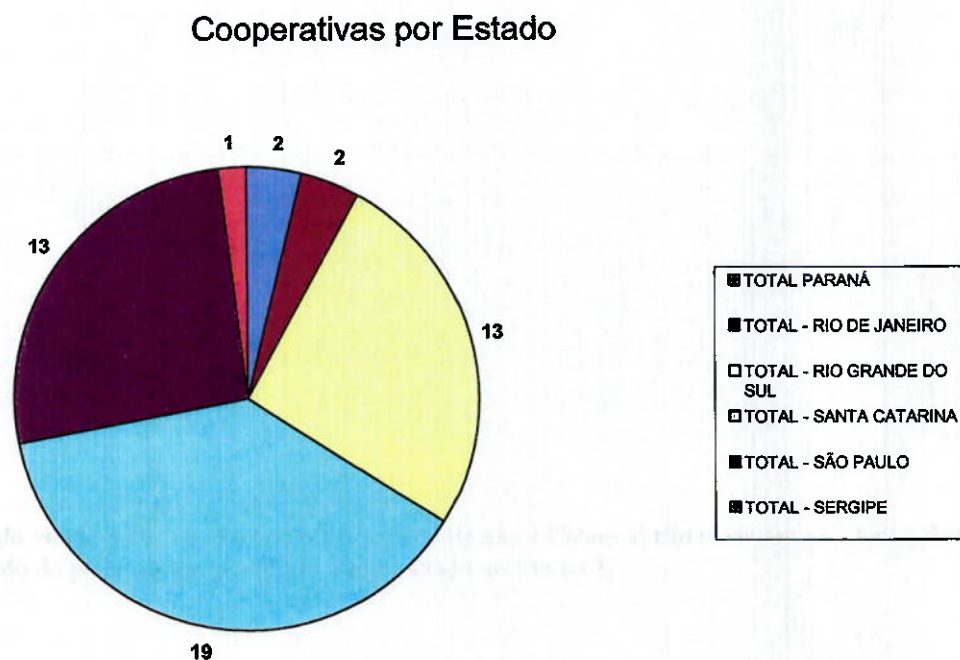
Figura 6.1 - Quantidades de consumidores das cooperativas permissionárias por estado.



Fonte dos dados: Aneel

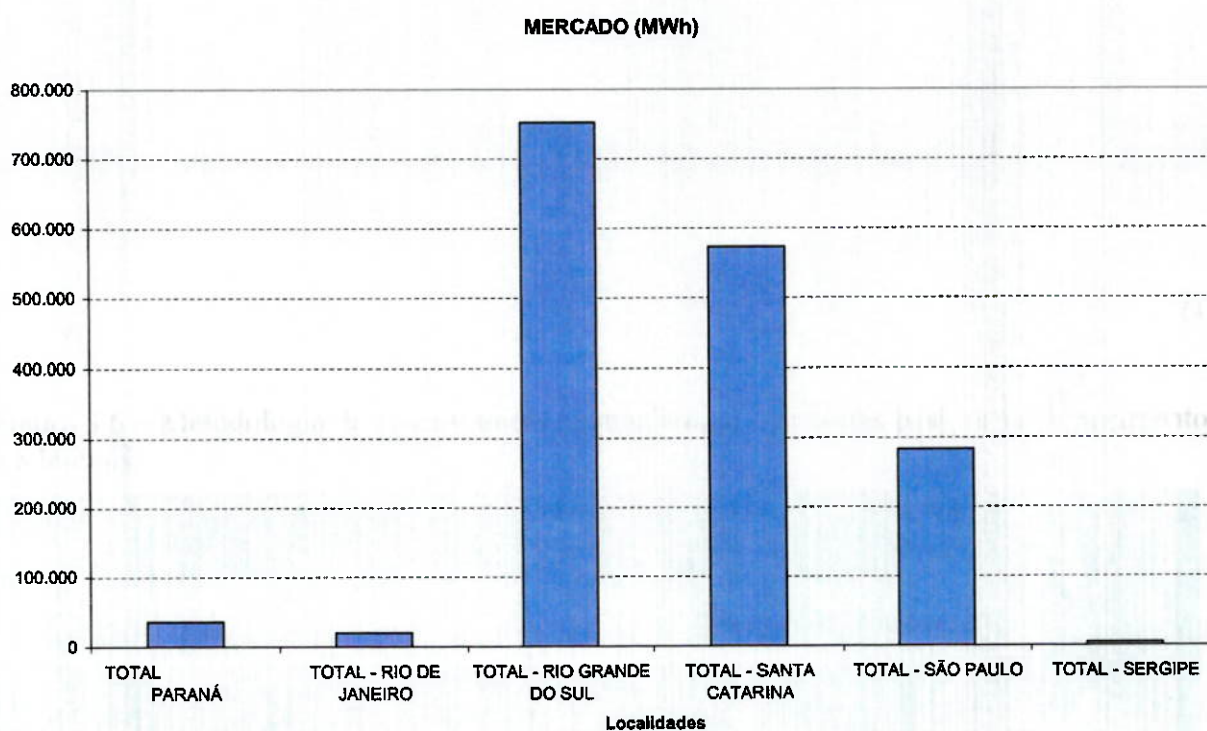
²⁷ No Anexo 3 são apresentados os dados por cooperativas e os resultados do processamento no SINCOOR.

Figura 6.2 – Distribuição por estado das 50 cooperativas permissionárias que tiveram suas tarifas processadas pelo SINCOOR.



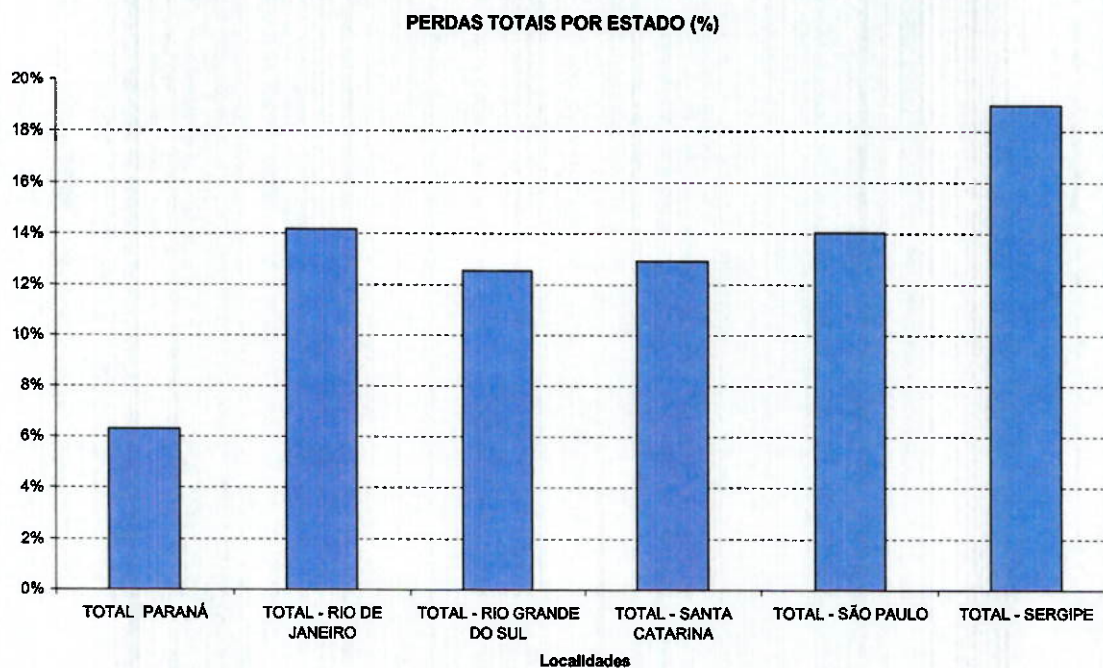
Fonte dos dados: Aneel

Figura 6.3 – Mercado (MWh/ano-2003) atendido pelas 50 cooperativas permissionárias por estado.



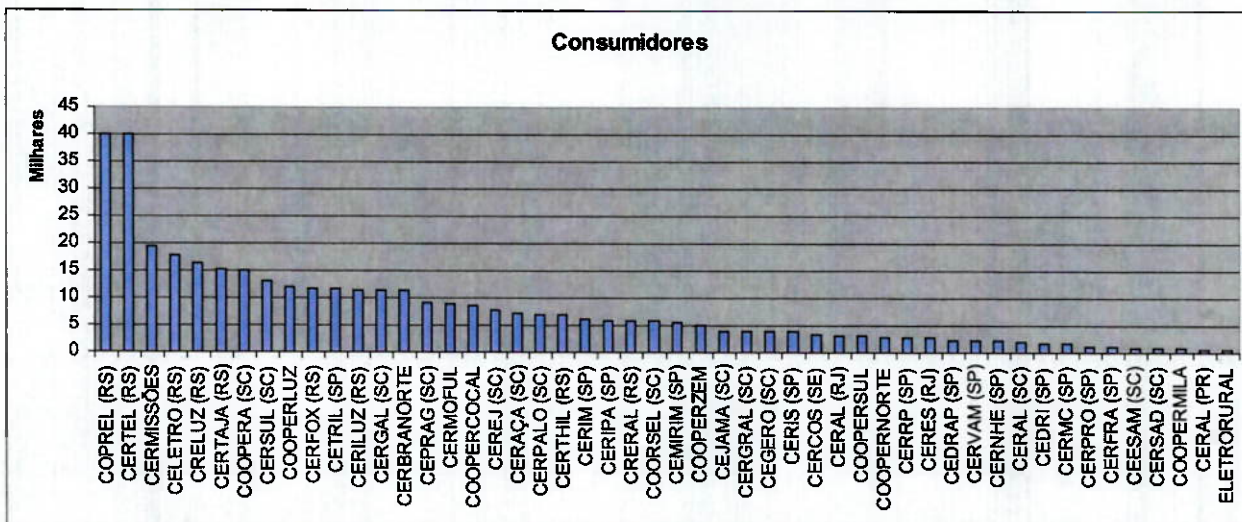
Fonte dos dados: Aneel

Figura 6.4 – Índice de perdas percentuais da energia adquirida pelas 50 cooperativas permissionárias por estado.



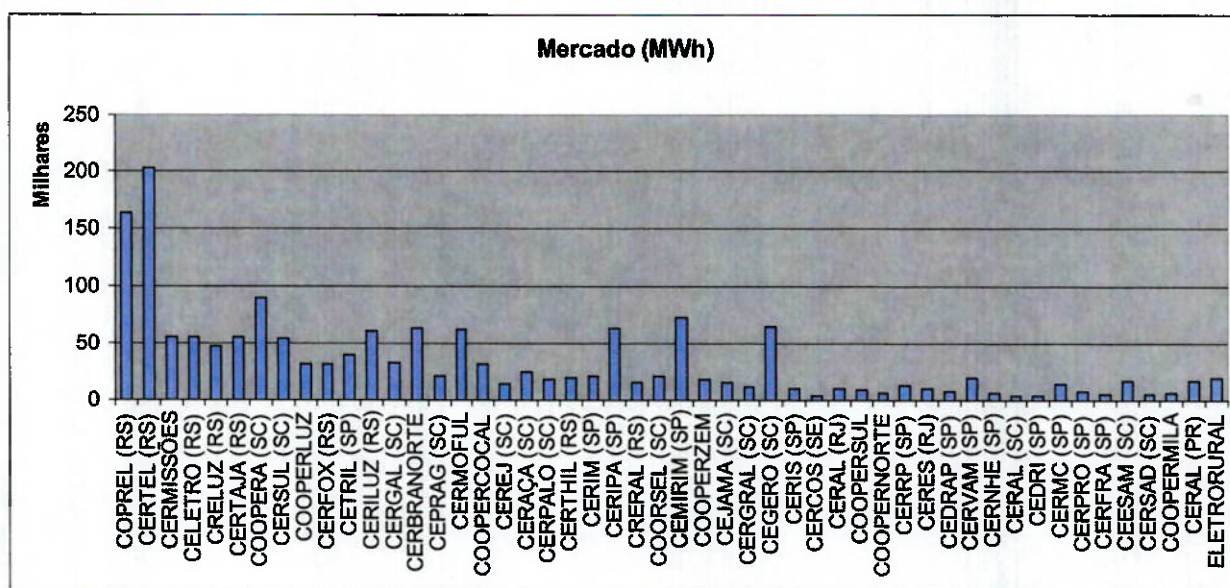
Fonte dos dados: Aneel

Figura 6.5 – Número de consumidores (2003) por cooperativa permissionária.



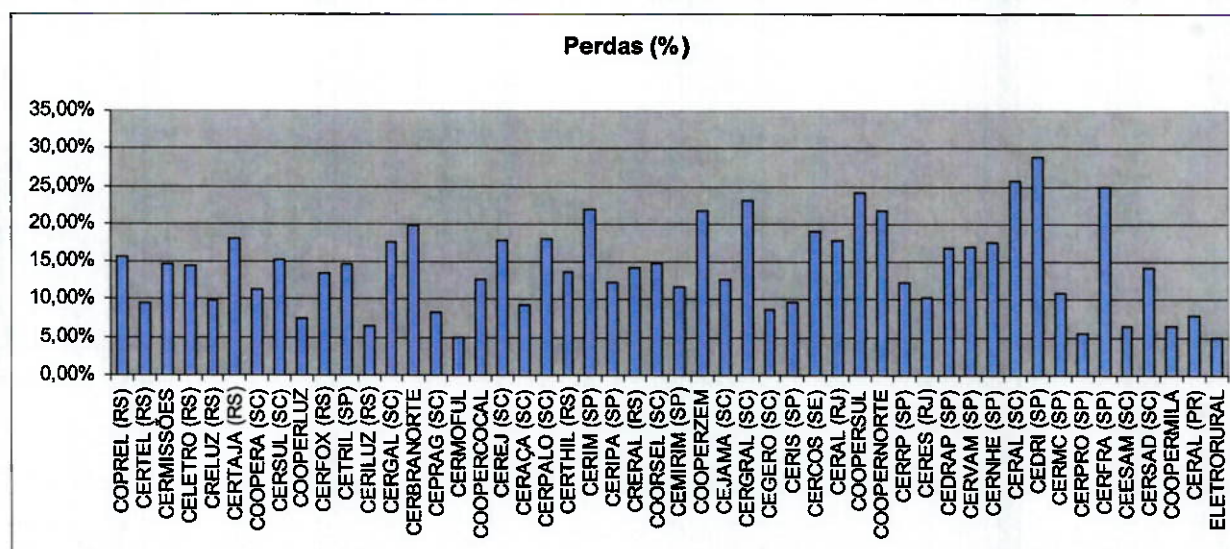
Fonte dos dados: Aneel

Figura 6.6 – Mercado (GWh/ano-2003) por cooperativa permissionária.



Fonte dos dados: Aneel

Figura 6.7 – Perdas percentuais da energia adquirida por cooperativa permissionária.

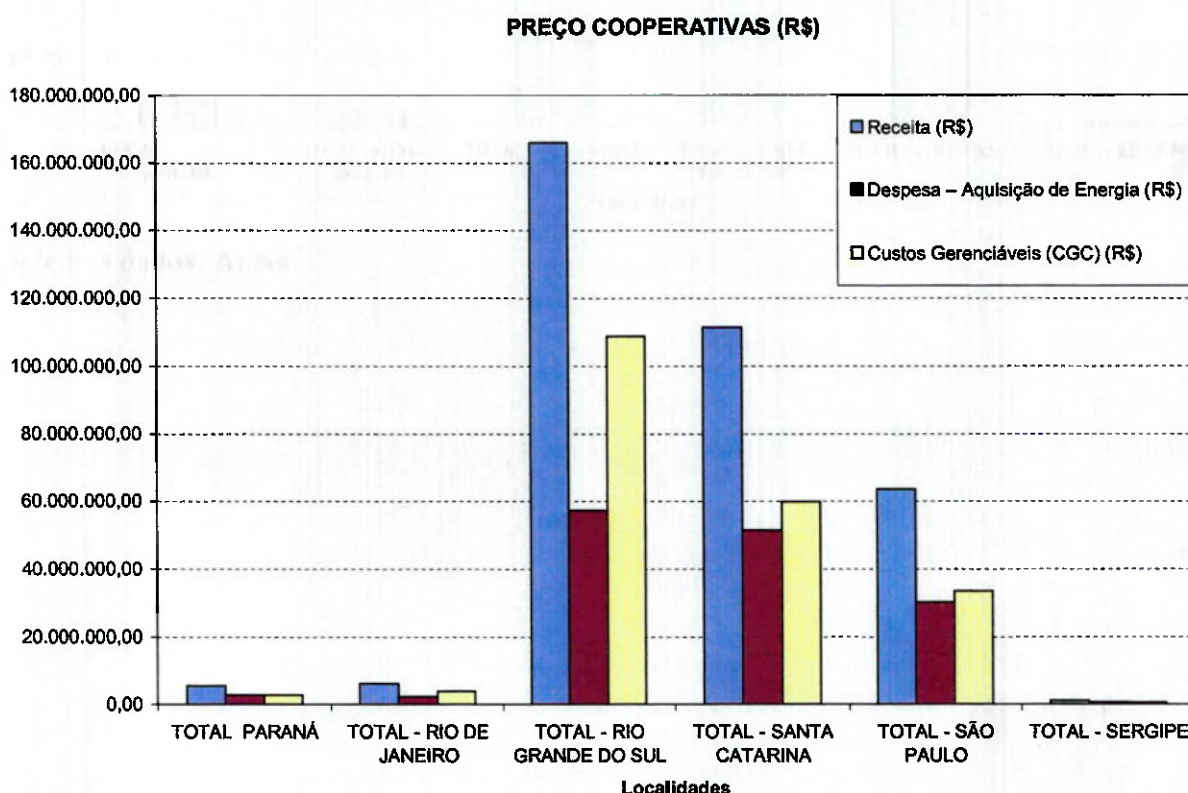


Fonte dos dados: Aneel

6.2 Resultado dos cálculos tarifários pela metodologia SINCOOR

Processados no SINCOOR²⁸ os dados das cooperativas, levando-se em consideração o mercado de 2003, aplicando-se tarifas de referência então vigentes (2005 – 2006), a preços de 31/12/2003, chegaram-se aos resultados apresentados nas figuras a seguir²⁹.

Figura 6.8 – Relação proporcional entre receita, despesa de compra de energia e custos gerenciáveis apresentados pelos dados de 2003 das cooperativas permissionárias por estado.



Fonte dos dados: Aneel

Pelo gráfico da figura 6.8, observa-se uma situação de privilégio às cooperativas do estado do Rio Grande do Sul. A proporção da despesa com compra de energia (34,51%) e dos custos gerenciáveis (65,49%), em relação à receita, reflete uma situação muito favorável se comparada com a relação encontrada nas cooperativas dos estados de Santa Catarina e de São Paulo. Para estas, foram registradas, em 2003, custos gerenciáveis na proporção de, respectivamente, 53,77% e 52,60% da receita auferida. Adotando-se a mesma proporção registrada nas cooperativas de Santa Catarina e São Paulo, cujos balanços do exercício de

²⁸ Vide resultados do processamento no Anexo 3.

²⁹ No Anexo 7 são apresentados dois gráficos complementares aos apresentados nesse capítulo.

2003 apresentaram ótimas margens de sobras de recursos, o resultado mostra haver uma “gordura”, além das sobras na proporção auferida pelas cooperativas de Santa Catarina e São Paulo, de R\$ 43,62 milhões $\{R\$ 166.002.541,10 - [R\$ 57.292.274,00 \div 1 - (53,77\% + 52,60\%) \div 2]\}$.

Ameniza um pouco a situação a consideração de que nos custos gerenciáveis estão incorporados custos de geração própria. Essa energia gerada, aos preços da energia adquirida, teria custo de R\$ 7.692.686,00³⁰. Assim, se forem reduzidos os custos gerenciáveis das cooperativas do Rio Grande do Sul para R\$ 101.017.583,00 (R\$ 108.710.267,00 – R\$ 7.692.686,00) e, na mesma proporção, aumentada a despesa com compra de energia, passando a ser R\$ 64.984.958,00 (R\$ 57.292.274,00 + R\$ 7.692.686,00), a nova proporção da despesa com energia e dos custos gerenciáveis, respectivamente, passaria a ser de 39,15 % e 60,85 %. Da mesma forma, 3 cooperativas de Santa Catarina³¹ têm relação despesa com energia adquirida - custos gerenciáveis distorcidos em função do modelo SINCOOR considerar que os custos com geração própria fazem parte dos custos gerenciáveis. Procedendo a adequação³², a nova proporção dos custos gerenciáveis em relação a receita, para as cooperativas de Santa Catarina, passa a ser de 51,76 %. Portanto, a “gordura” se reduz para R\$ 30,11 milhões $\{R\$ 166.002.541,10 - [R\$ 64.984.958,00 - (51,76\% + 52,60\%) \div 2]\}$.

É nada menos que 18% da receita.

É o reflexo do desconto superior que as cooperativas do Rio Grande do Sul conseguiram: 62%, 70% e até 80% da tarifa da classe de fornecimento.

É um privilégio, ou as cooperativas do estado Rio Grande do Sul têm custos de distribuição de energia maiores do que os custos das cooperativas de outros estados da União?

Sabe-se que as maiores cooperativas estão no Rio Grande do Sul, o que leva a intuir que as cooperativas gaúchas são as que possuem maior densidade de carga ou ligações por quilômetro de rede. A lógica diria que estas deveriam possuir proporção de custos gerenciáveis em relação à receita menores do que as das cooperativas de Santa Catarina e São Paulo.

³⁰ Vide Anexo 5 e Anexo 6

³¹ Vide Anexo 5.

³² Vide Anexo 6.

Um desconto maior na compra de energia, pela lógica do cooperativismo, implicaria em menores preços da energia ao consumidor/cooperado, mas os gaúchos atendidos pelas cooperativas pagam preços semelhantes aos consumidores das concessionárias que as fornecem energia com subsídio e, também, da ordem das médias dos atendidos pelas cooperativas de outros estados (ano-base : 2003): RS = R\$ 221,00 / MWh; SC = R\$ 194,00 / MWh; SP = R\$ 224,00 / MWh.

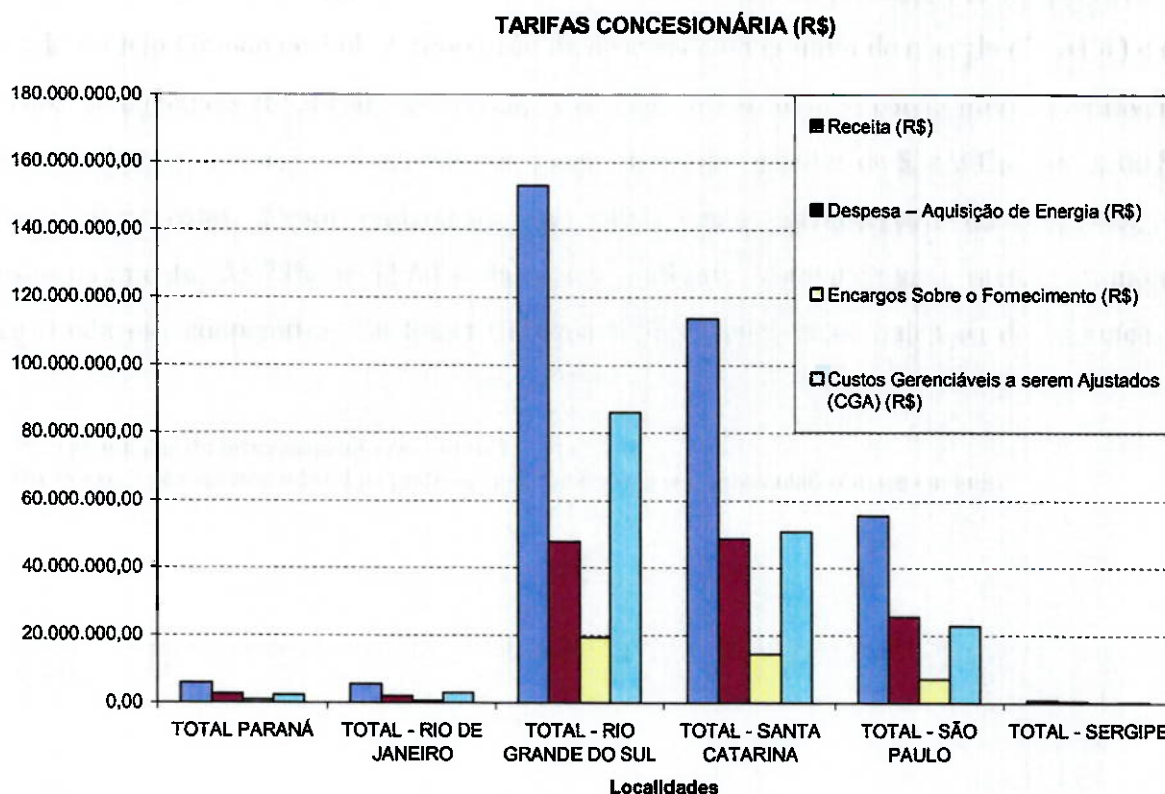
A situação atual deve estar muito melhor. Além do crescimento do mercado, a não aplicação do realinhamento tarifário às tarifas de compra das cooperativas possibilita ganhos ainda maiores.

Fica uma questão ainda sem resposta: A aplicação da metodologia de revisão tarifária periódica ao mercado das cooperativas gaúchas resultaria em aumento ou diminuição dos custos gerenciáveis (parcela B) ?

Será que, atualmente, não se está concedendo descontos na energia comprada para algumas cooperativas maior do que o necessário? Certamente que sim. Como, certamente, para muitas cooperativas os descontos na tarifa de energia adquirida não são suficientes para possibilitar preços módicos para a energia distribuída aos consumidores/cooperados.

É o reflexo de uma política cômoda que o processo de regularização se propõe a resolver.

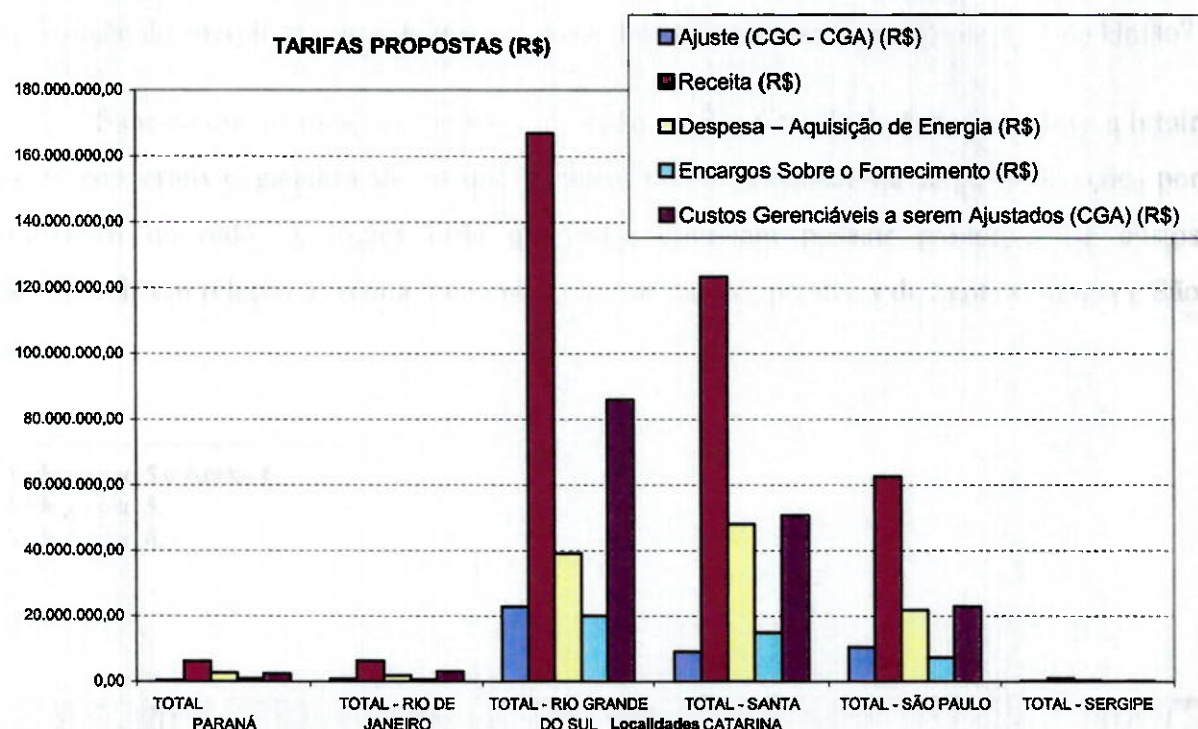
Figura 6.9 – Relação proporcional, resultado de processamento dos dados (2003) no SINCOOR, antes de serem ajustados os custos gerenciáveis, entre receita, despesa de compra de energia, encargos setoriais e custos gerenciáveis das cooperativas permissionárias por estado.



Fonte dos dados: Aneel

Observa-se que, antes de serem recompostos os custos gerenciáveis, a receita, os encargos setoriais e a despesa com compra de energia são o resultado da aplicação das tarifas de referência de fornecimento (média aritmética das tarifas de fornecimento das concessionárias supridoras) e de suprimento (atual tarifa de compra na modalidade de fornecimento menos os encargos que não mais incidirão sobre a tarifa de compra na modalidade de suprimento) ao mercado das cooperativas.

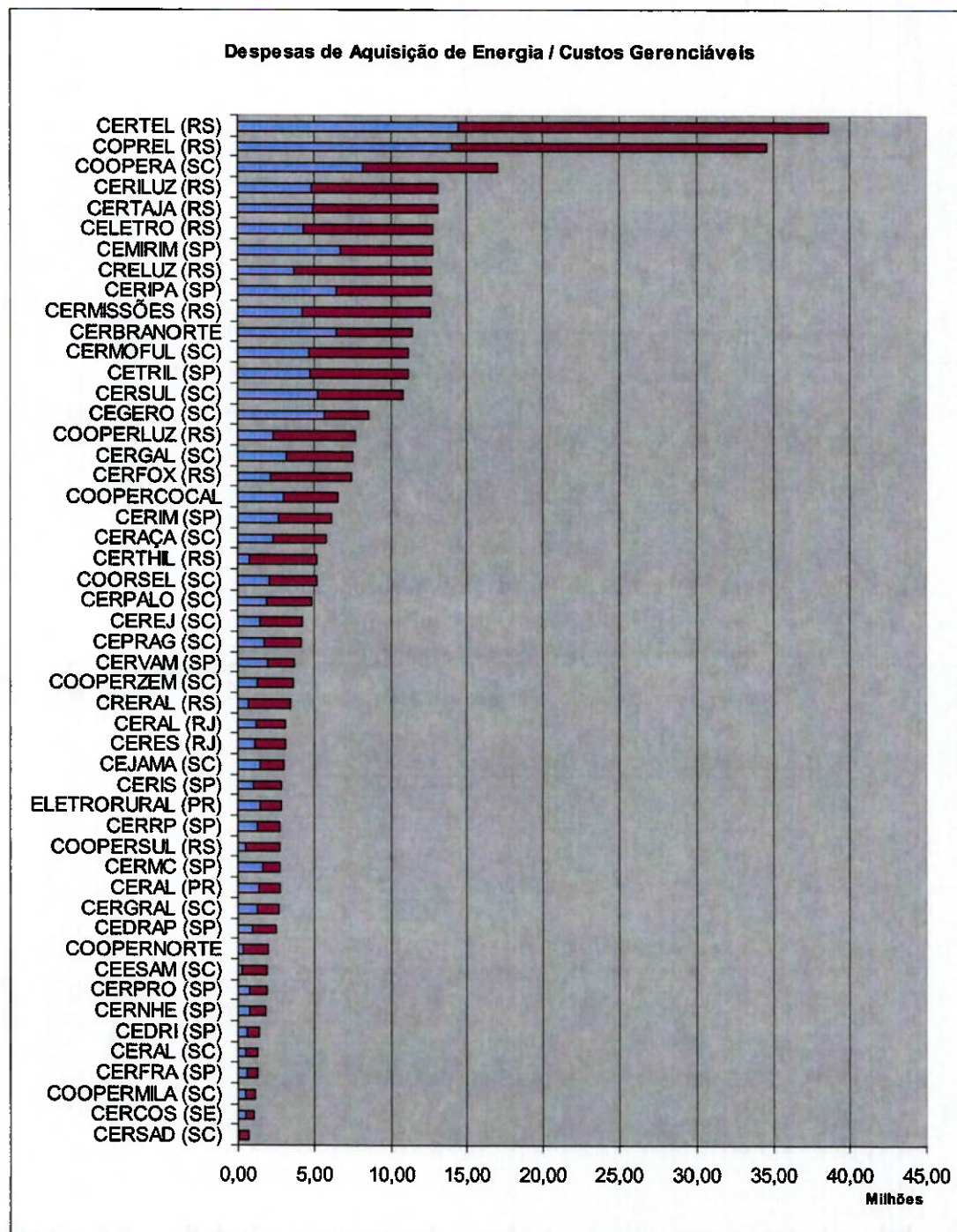
Figura 6.10 – Relação proporcional, resultado de processamento dos dados (2003) no SINCOOR, com os custos gerenciáveis ajustados, entre receita, despesa de compra de energia, encargos setoriais e custos gerenciáveis das cooperativas permissionárias por estado.



Fonte dos dados: Aneel

Para a recomposição dos custos gerenciáveis foram necessários, para algumas cooperativas, descontos adicionais e aumento da tarifa de fornecimento até 20 % acima das tarifas de referência (das concessionárias supridoras).

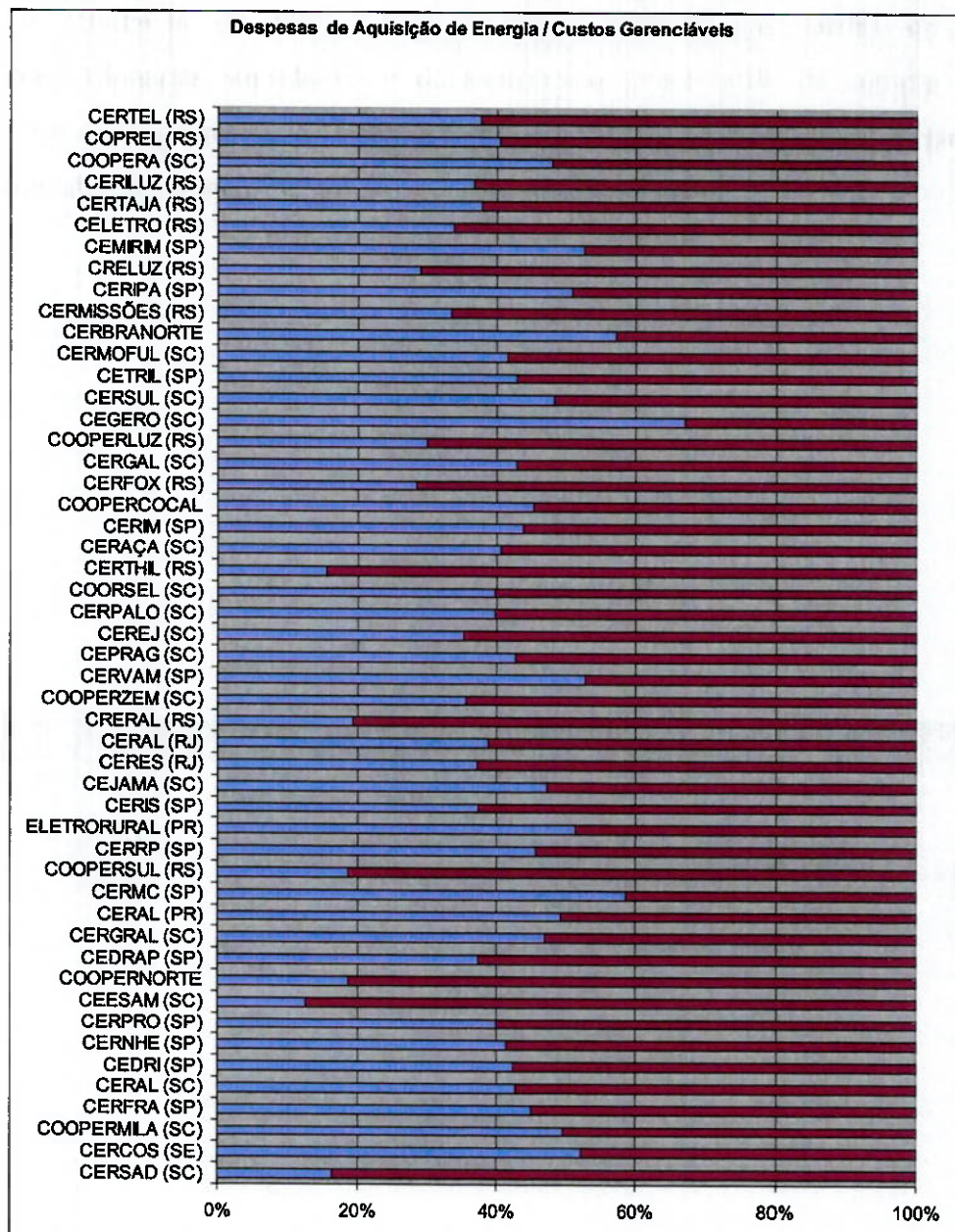
Figura 6.11 – Proporção da despesa de compra de energia e custos gerenciáveis (2003) das cooperativas permissionárias, antes da proposição de tarifas.



Fonte dos dados: Aneel

Nota: A despesa com a aquisição de energia está destacada em cor azul e os custos gerenciáveis em cor vinho.

Figura 6.12 – Proporção da distribuição da receita auferida em 2003 entre despesa de compra de energia e custos gerenciáveis, por cooperativa permissionária, antes da proposição de tarifas.

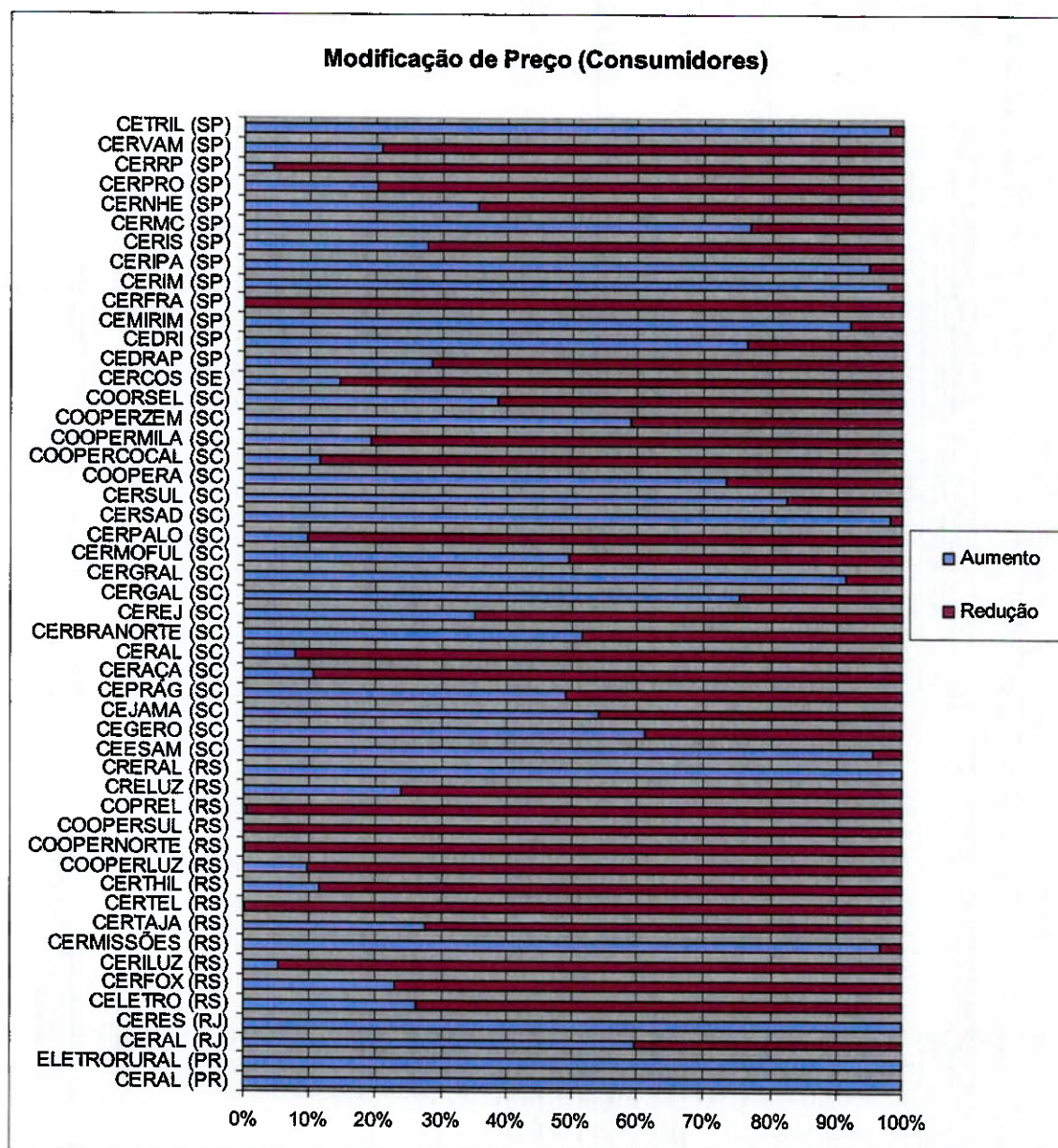


Fonte dos dados: Aneel

Excetuando as cooperativas COOPERZEM (SC), CEESAN (SC) e CERSAD (SC), que geram grande parte da energia distribuída aos cooperados e, portanto, as despesas com geração própria estão nos custos gerenciáveis, destaca-se uma proporção maior dos custos gerenciáveis em relação à despesa com compra de energia para as cooperativas do Rio Grande do Sul.³³

³³ Assunto tratado na análise do gráfico da Figura 6.8.

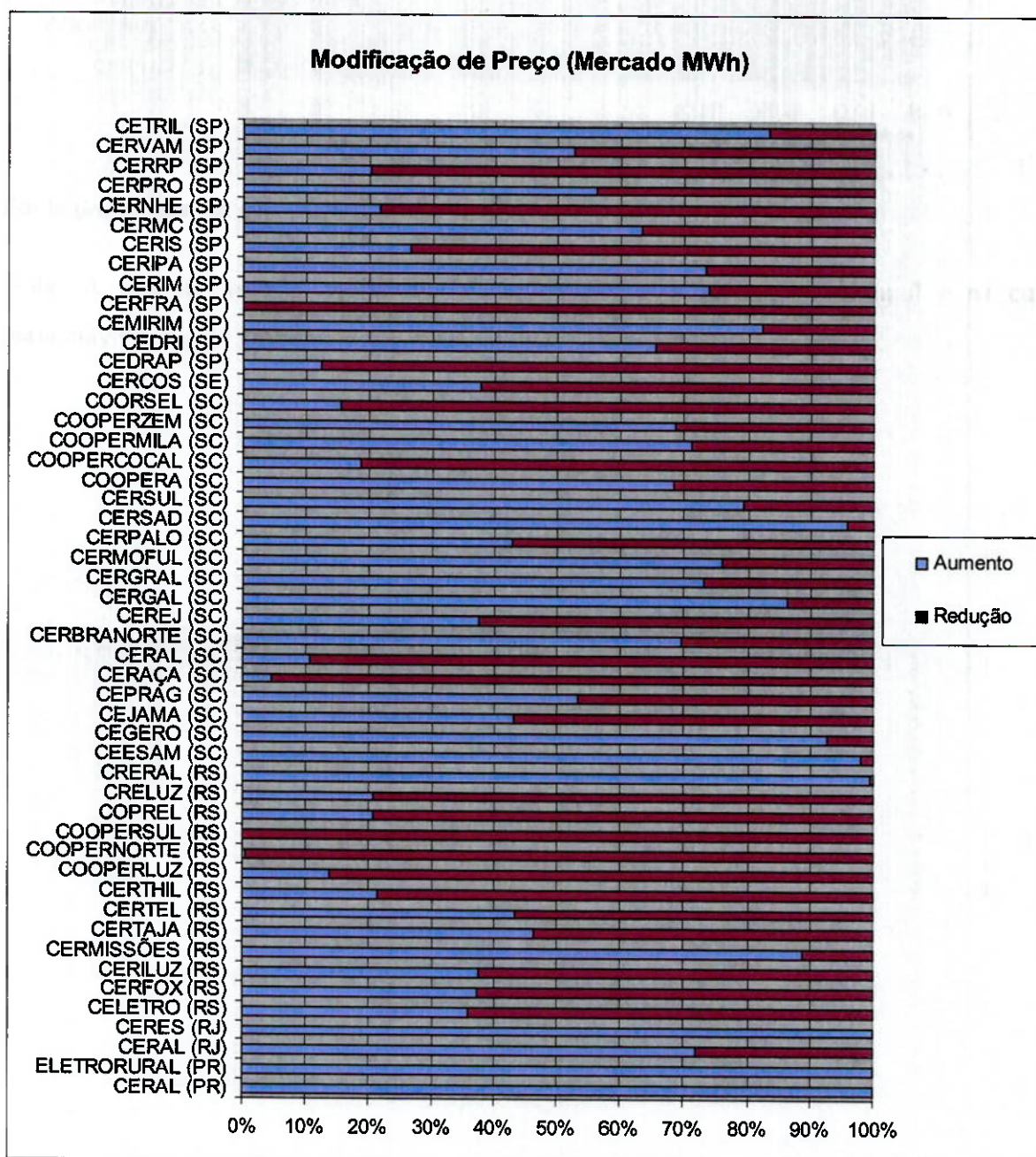
Figura 6.13 – Proporção entre a quantidade de consumidores/cooperados que teriam aumento e redução tarifária com a aplicação das tarifas propostas (SINCOOR) em relação ao preço que pagaram em 2003, por cooperativa permissionária.



Fonte dos dados: Aneel

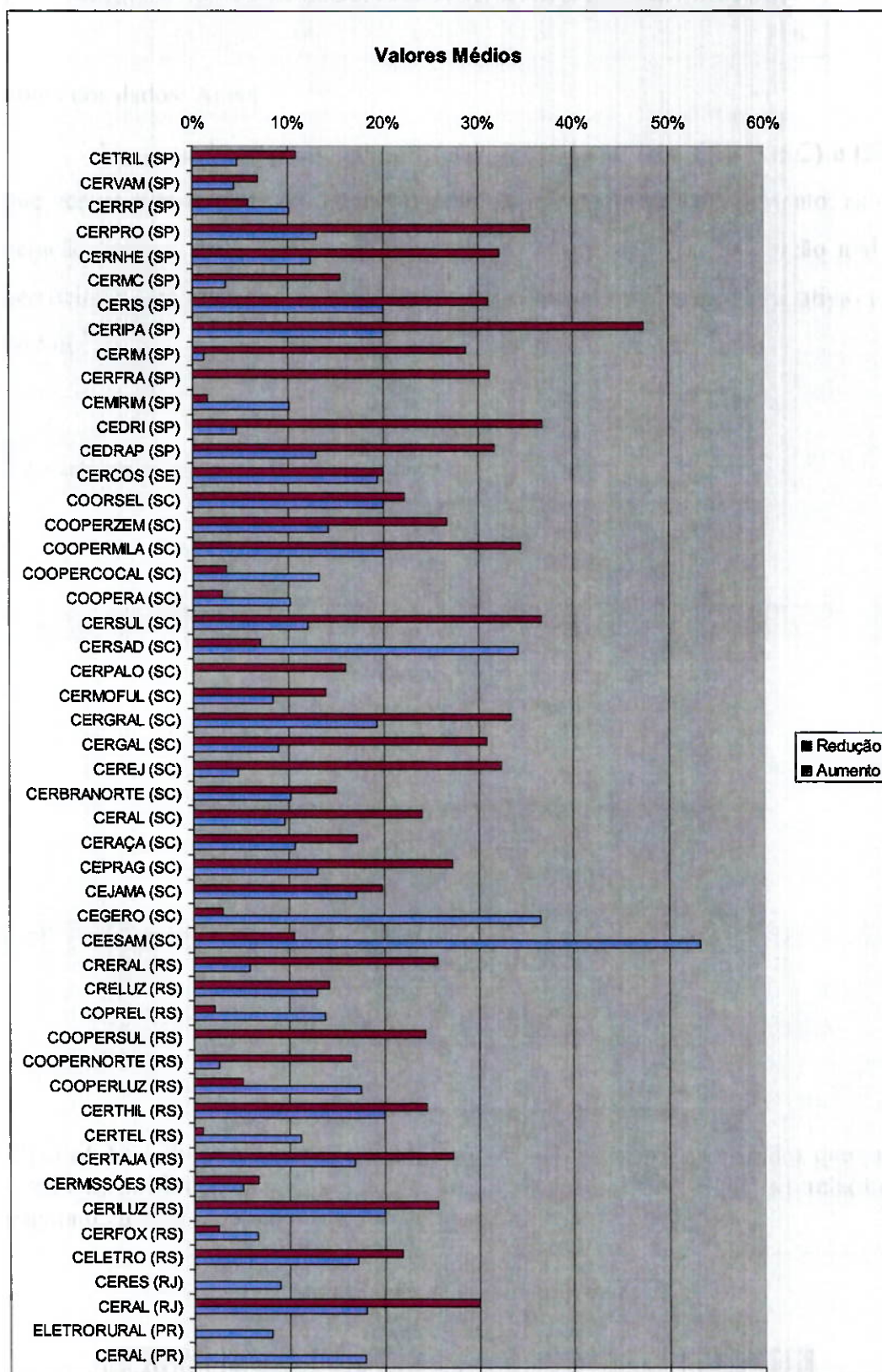
As tarifas propostas pela metodologia SINCOOR corrigem distorções presentes hoje nos preços cobrados dos consumidores das cooperativas e não permitem que a tarifa de fornecimento das cooperativas seja menor do que a da concessionária supridora.

Figura 6.14 – Proporção do mercado (MWh/ano-2003) que teriam aumento e redução tarifária com a aplicação das tarifas propostas (SINCOOR) em relação ao preço de 2003, por cooperativa permissionária.



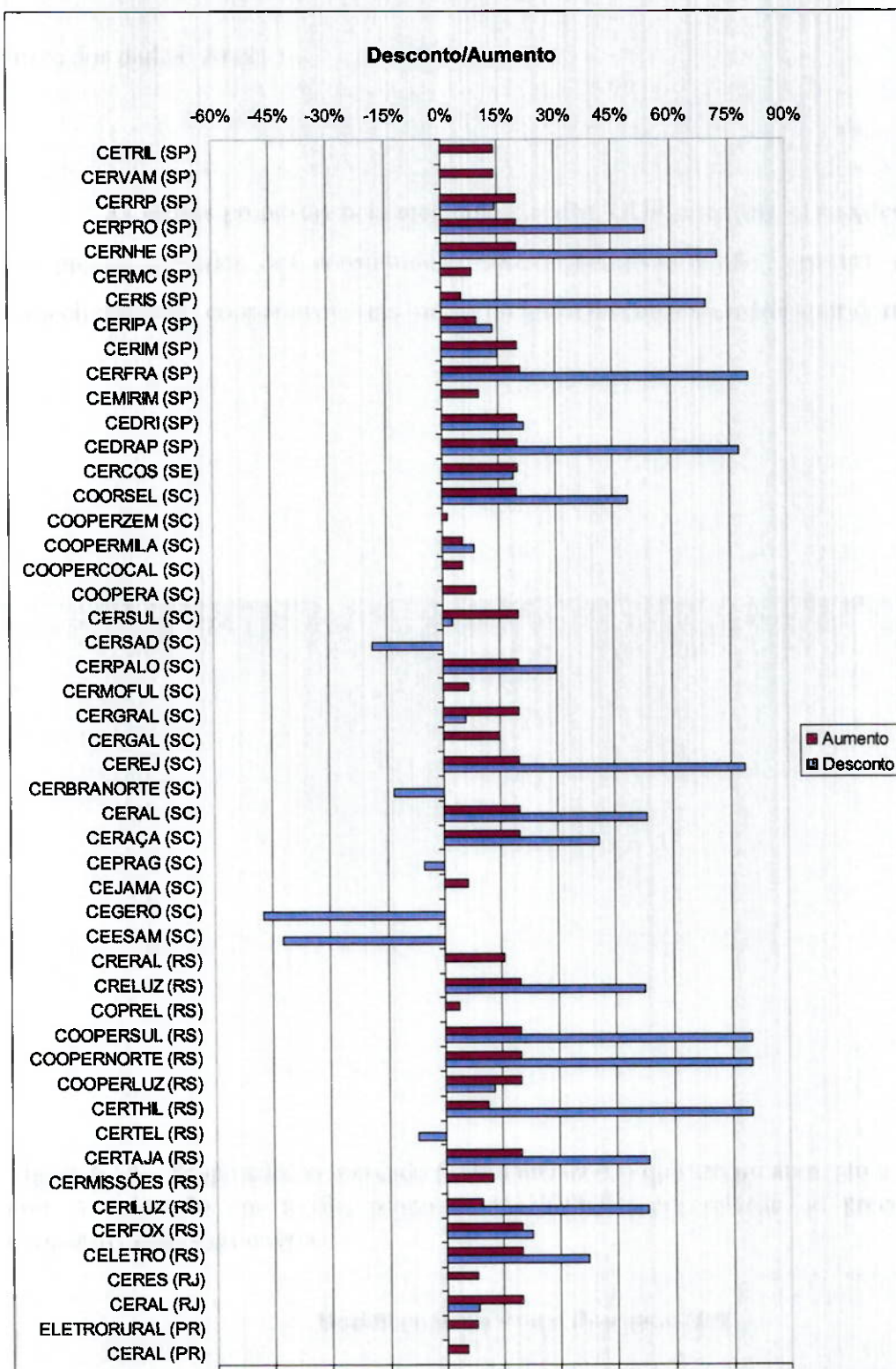
Fonte dos dados: Aneel

Figura 6.15 – Percentuais médios dos aumentos e das reduções no custo de energia aos consumidores/cooperados com a aplicação das tarifas propostas (SINCOOR) em relação ao preço que pagaram em 2003, por cooperativa permissionária.



Fonte dos dados: Aneel

Figura 6.16 – Percentual proposto (SINCOOR) de desconto adicional na tarifa de compra de energia e de aumento na tarifa de fornecimento em relação à tarifa de referência (concessionária supridora), necessários para a cobertura dos custos gerenciáveis e dos encargos setoriais adicionados, por cooperativa permissionária.



Fonte dos dados: Aneel

CAPÍTULO 7 – OS BENEFÍCIOS DA REGULARIZAÇÃO

7.1 Avaliação do custo da regularização

Muito se tem discutido sobre a viabilidade de extinguir as cooperativas, via incorporação ao serviço das respectivas concessionárias supridoras e/ou detentoras da concessão das localidades em que as cooperativas estão atuando. Claramente, pelo exposto neste trabalho, constata-se haver impedimentos legais intransponíveis, não se podendo impor essa condição, exceto nos casos de interesse dos próprios cooperados e dos gestores da cooperativa.

A justificativa principal dos que defendem que as cooperativas não deveriam ser regularizadas como permissionárias de serviço público, e sim incorporadas às concessionárias, é que o mercado atendido é incipiente e que, se assumido pelas grandes concessionárias, haveria enorme ganho de escala. Certamente, essa justificativa é válida, principalmente para a maioria das cooperativas que não estão previstas para serem regularizadas como permissionárias e sim como autorizadas para distribuir energia para uso privativo dos associados. Mas será que essa afirmação pode ser generalizada para todas as cooperativas? Haverá aumento de custos quando as cooperativas (Permissionárias) forem regularizadas como prestadoras de serviço público? Esses custos seriam menores se essas cooperativas, ou seja, o sistema elétrico e o serviço fossem incorporados às concessionárias? A qualidade do serviço prestado aos atuais consumidores atendidos pelas cooperativas seria melhor se o serviço fosse prestado pela concessionária?

Levando-se em conta o número de variáveis que as questões apresentadas envolvem e a dificuldade de se criar modelos criteriosos de análise que possam resultar em respostas precisas, procurou-se, nesse trabalho, encontrar respostas para as questões, sem grande preocupação com a precisão dos resultados, e sim com a ordem de grandeza dos números.

Para tanto, na avaliação do custo da regularização, ou seja, da assunção de 50 cooperativas à condição de permissionária de serviço público, partiu-se da análise do custo que uma determinada concessionária teria caso assumisse o serviço das cooperativas, aqui consideradas conjuntamente como se fosse uma única empresa, com várias unidades distribuídas no território dos estados citados.

Adotou-se, como referência, a concessionária Elektro (dados e mercado de 2003), uma vez que ela atende áreas não contíguas do estado de São Paulo, além de parte do estado do Mato Grosso do Sul e, também, por possuir extensas áreas rurais para atendimento. Mesmo assim, sabe-se que seu mercado é cerca de 7 vezes superior do que o mercado somado das 50 cooperativas em análise. A tabela 7.1, a seguir, apresenta um comparativo entre os mercados e as receitas auferidas em 2003.

Tabela 7.1 – Comparativo entre os valores de mercado e receita do ano de 2003 da concessionária Elektro e das 50 cooperativas previstas para serem permissionárias.

	Elektro	Cooperativas (50 permissionárias)	Representação percentual das cooperativas em relação a Elektro
Mercado (GWh/ano – 2003)	11.550	1.667	14,43 %
Número de consumidores (milhares) – ano de 2003	1.818	387	21,27%
Receita Bruta (Milhões de Reais) – ano de 2003	2.300	354	15,39%
Consumo médio por consumidor por ano (MWh)	6,11	4,31	70,50%
Receita média por consumidor por ano (R\$)	1.277,77	914,73	71,59%
Parcela B: Custos gerenciáveis (Milhões de Reais)	902,28	209,06	23,17%
Parcela B (Custos gerenciáveis) / Mercado (GWh/ano – 2003) em R\$/MWh	78,12	125,41	160,50%
Parcela B (Custos gerenciáveis) / Número de consumidores (R\$/cons.)	496,30	540,07	108,82%
Perdas percentuais da energia adquirida	11,08%	12,78%	115,34%
Proporção de consumidores rurais	5%	49,17%	983%
Proporção do mercado rural (MWh/ano-2003)	6%	35,83%	597%

Fonte dos dados: Elektro (disponível em www.elektro.com.br) e CSPE

Para poder avaliar o custo da regularização das cooperativas como permissionárias, procurou-se calcular o custo social de manutenção das cooperativas de eletrificação rural antes e após o processo de regularização e compará-los.

Para a avaliação do custo social de manutenção das cooperativas de eletrificação rural como permissionárias de serviço público de energia elétrica, foram levantados os seguintes dados para o ano-base 2003, a preços de 31/12/2003 – dados que foram processados no SINCOOR:

- Receita Total das Cooperativas: R\$ 353,61 milhões.
- Despesas com aquisição de energia: R\$ 144,55 milhões (realizado em 2003).
- Custos Gerenciáveis: R\$ 209,06 milhões³⁴. Retirando a parcela de custos gerenciáveis referentes às despesas com geração própria (vide Anexo 6), os Custos Gerenciáveis da distribuição passam a ser de: R\$ 199.135.589,59 (R\$ 209.058.608,10 – R\$ 9.923.018,51)
- Encargos setoriais pagos (em 2003) na tarifa de compra: R\$ 17,78 milhões (diferença entre as despesas com aquisição de energia nas modalidades de fornecimento (atual) e suprimento (futuro)).
- Subsídios na compra de energia: R\$ 142,35 milhões (custo de compra de energia, na modalidade de fornecimento, caso as cooperativas tivessem pago os valores plenos das tarifas das classes atuais de compra (A4, A3a e A3), menos o custo efetivo registrado em 2003 (R\$ 144,55 milhões)).

Caso as cooperativas fornecessem energia com tarifas iguais às das respectivas concessionárias supridoras (o que equivale a dizer que todos os consumidores seriam atendidos pela concessionária), segundo processamento no SINCOOR, tem-se:

- Receita total obtida: R\$ 334,31 milhões.
- Encargos setoriais a serem pagos pelos consumidores: R\$ 42,45 milhões (Valor que incidirá sobre o fornecimento, proporcional às tarifas dos consumidores/cooperados, a partir da regularização das cooperativas como permissionária).

Com os ajustes processados no SINCOOR (aumento do desconto na compra de energia e/ou aumento da tarifa de fornecimento da cooperativa – em relação à tarifa praticada

³⁴ Neste valor estão incorporados os custos com geração própria de energia de algumas cooperativas, pois a metodologia do SINCOOR adotou como custos gerenciáveis a diferença entre a receita auferida e a despesa com compra de energia.

pela concessionária supridora), necessários para a recomposição dos custos gerenciáveis, ou seja, com o resultado tarifário proposto pela Aneel às cooperativas aplicando a metodologia do SINCOOR, tem-se:

- Receita obtida: R\$ 366,55 milhões.
- Desconto adicional na aquisição de energia: R\$ 12,78 milhões.
- Encargos setoriais a serem pagos pelos consumidores: R\$ 43,97 milhões.

Para obtenção do custo da regularização, devem ser obtidas duas parcelas: Subsídios pagos pelos consumidores e Custo Social de Manutenção das Cooperativas.

Os Subsídios pagos pelos consumidores das concessionárias supridoras são a soma dos subsídios na tarifa de compra de energia pelas cooperativas e nos encargos setoriais antes e após a regularização. Assim, tem-se:

Subsídios Totais = Subsídio na compra de energia + Subsídio nos encargos setoriais

Em relação aos subsídios envolvidos na compra de energia tem-se: hoje (ano-base 2003) os subsídios na compra de energia são de R\$ 142,35 milhões. Com a regularização (e a proposta de descontos efetuada pelo SINCOOR) haverá necessidade de um desconto adicional de R\$ 12,78 milhões, o que perfaz um subsídio total na compra de energia de R\$ 155,13 milhões (R\$ 142,35 + R\$ 12,78).

Em relação aos encargos setoriais, hoje (ano-base 2003), os consumidores das cooperativas pagam R\$ 17,78 milhões em encargos. Se esses consumidores fossem atendidos pelas concessionárias, o pagamento de encargos por eles seria de R\$ 42,45 milhões, ou seja, R\$ 24,67 milhões (R\$ 42,45 - R\$ 17,78 milhões) a mais da situação pré-regularização. Nota-se que este montante não pode ser considerado totalmente como subsídio pago pelos consumidores das concessionárias a título de encargos setoriais na situação pré-regularização³⁵, mas nesse estudo, será adotado como se fosse.

³⁵ Conforme apresentado no Anexo 4, há diferenciação no cálculo dos diferentes encargos. Alguns, como a CCC, CDE e PROINFA, são calculados mediante o rateio de um montante financeiro pelo mercado de cada agente. Outros, como a RGR, P&D e TFSEE são calculados sobre um percentual da receita líquida. No caso dos primeiros, a regularização das cooperativas irá aumentar a base de rateio, beneficiando os demais consumidores. Para os outros encargos, haverá um aumento líquido na arrecadação dos encargos totais.

Com a proposta tarifária resultado da simulação do SINCOOR, os consumidores das cooperativas pagariam R\$ 43,97 milhões em encargos, ou R\$ 1,52 milhões a mais do que se fossem atendidos pelas concessionárias.

Resumidamente, têm-se os valores apresentados na tabela 7.2.

Tabela 7.2 - Subsídios pagos pelos consumidores das concessionárias e cooperativas antes e após a regularização, com a adoção das tarifas propostas pela metodologia SINCOOR, com o mercado de 2003 e a preços de 31/12/2003.

Item de despesa (Milhões de Reais)	Pago pelos consumidores das concessionárias supridoras		Pago pelos consumidores das cooperativas	
	Pré-regularização	Pós-regularização	Pré-regularização	Pós-regularização
Subsídio na compra de energia	142,35	155,13	-	-
Subsídio nos encargos setoriais	24,67 ³⁶	(1,52)	-	1,52
Total de subsídios	167,02	153,61	-	1,52

Analisando a tabela, conclui-se que, apesar de haver um aumento nos descontos dados às cooperativas, os subsídios totais pagos pelos consumidores das concessionárias diminuem em R\$ 13,41 milhões, ou 8,03 %³⁷. Ao passo que os consumidores/cooperados passariam a ter um custo adicional de R\$ 1,52 milhões.

O Custo Social de Manutenção das Cooperativas corresponde à soma de todos os subsídios e benefícios pagos pelos consumidores em situação diferente daquela onde eles seriam atendidos pela concessionária (caso-base). Equivale a dizer que é o custo que a sociedade incorre pela existência das cooperativas.

Este Custo foi modelado como:

Custo Social de Manutenção das Cooperativas = Despesa adicional que os consumidores/cooperados pagam se comparados com a aplicação das tarifas da concessionária + Perda de escala.

³⁶ O fato das CER, após a regularização, passarem a recolher encargos sobre o fornecimento, aumentando assim os montantes de encargos recolhidos, não causará redução total dos encargos recolhidos dos consumidores das concessionárias (vide critério de cálculo de encargos setoriais no Anexo 4). Contudo, como já informado, nesse estudo adotou-se que sim.

³⁷ Sabe-se que, na prática, só os encargos que tem valor fixo a ser coberto pelos agentes, tais como CCC, CDE e PROINFA, serão efetivamente reduzidos. Portanto a diminuição dos subsídios pagos pelos consumidores das concessionárias será menor do que o apresentado. Contudo, considerou-se neste estudo, pois se considerou que a arrecadação de mais encargos representará reversão em benefícios sociais.

Em cada um destes componentes do Custo é necessária uma avaliação da situação pré e pós-regularização e sua comparação com o caso-base.

A Despesa adicional dos consumidores é igual à diferença entre a despesa a ser paga pelos consumidores nas tarifas das cooperativas e a despesa caso as tarifas fossem iguais as das concessionárias supridoras.

Essa diferença é equivalente a R\$ 19,3 milhões (R\$ 353,61 – R\$ 334,31). Com a regularização e as tarifas do SINCOOR, a diferença subirá para R\$ 32,24 milhões (R\$ 366,55 – R\$ 334,31).

A Perda de escala é o valor estimado que a concessionária teria para realizar o mesmo serviço, usando sua estrutura de custos. Para esse cálculo, a despeito de saber que o mercado atendido pelas cooperativas apresenta baixa densidade de consumo por quilômetro de rede elétrica, certamente menor do que o das concessionárias supridoras, considerou-se que a assunção do serviço das cooperativas pelas concessionárias não altera o custo gerenciável por unidade de produto (R\$/MWh) das concessionárias, visto que o mercado das cooperativas é muito pequeno comparado ao das concessionárias supridoras.

Como referência de custo gerenciável de concessionária, foi adotado o da concessionária Elektro, pelas razões já apontadas. Assim tem-se:

- Custo Gerenciável da Elektro: R\$ 78,12 / MWh³⁸
- Mercado das cooperativas: 1.667 GWh/ano
- Custos Gerenciáveis das cooperativas: R\$ 199,14 milhões/ano
- Custos Gerenciáveis caso houvesse atendimento pela Elektro: R\$ 130,23 milhões (R\$ 78,12 * 1.667.000)
- Diferença nos custos gerenciáveis (Perda de Escala): R\$ 68,91 milhões (R\$ 199,14 – R\$ 130,23)

³⁸ Vide tabela 7.1.

A Perda de Escala é equivalente antes e após a regularização, visto que os Custos Gerenciáveis totais de cada cooperativa são mantidos pela metodologia do SINCOOR. Esta Perda de Escala equivale a 34,60 % dos Custos Gerenciáveis das cooperativas.

Considerando esses valores, tem-se o custo social apresentado na tabela 7.3.

Tabela 7.3 - Custo Social de manutenção das cooperativas antes e após a regularização, caso sejam adotadas as tarifas propostas pela metodologia SINCOOR, com o mercado de 2003 e a preços de 31/12/2003.

Item de Custo (Milhões de Reais)	Custo Social (Milhões de Reais)	
	Pré-regularização	Pós - regularização
Despesas adicionais dos consumidores das cooperativas	19,30	32,24
Perda de Escala subsidiada pelos consumidores das concessionárias supridoras	68,91	68,91
Total	88,21	101,15

Analisando a tabela, vê-se que o Custo Social de manutenção das cooperativas é de cerca de R\$ 88,21 milhões/ano. Isto é, aproximadamente, o que a sociedade paga pela manutenção das maiores cooperativas de eletrificação rural³⁹, comparativamente ao atendimento desses consumidores pelas concessionárias supridoras⁴⁰. Após a regularização este custo terá um aumento de R\$ 12,94 milhões, ou 14,67 %.

Se considerarmos que haverá um aumento na arrecadação total de encargos pela regularização das cooperativas, e que a arrecadação de encargos setoriais é um benefício social, o aumento da arrecadação que ocorrerá após a regularização deve ser considerado como redutor do Custo Social. Se considerarmos que do aumento de arrecadação de encargos, metade será adicional de encargos e, portanto, benefício social, o Custo Social pós-regularização cai para R\$ 88,06 milhões $[R\$ 101,15 - (43,97 - 17,78)/2]$. Conclui-se, então, que após a regularização, o Custo Social será praticamente o mesmo de hoje.

Uma conclusão genérica que se pode chegar é que a regularização das cooperativas, aplicando as tarifas propostas pela metodologia do SINCOOR, interfere pouco no Custo

³⁹ 50 cooperativas, representando 38,5 % das 130 em operação no país e mais de 90% do mercado das cooperativas.

⁴⁰ Referência de custos da concessionária Elektro.

Social de Manutenção das Cooperativas de Eletrificação Rural. A regularização traz ganhos aos consumidores das concessionárias, ao transferir despesas, tais como encargos setoriais para os consumidores das cooperativas, reduzindo os subsídios totais pagos e benefícios aos consumidores das cooperativas, ao passarem a ter tarifas reguladas pela Aneel, conforme disposições legais do serviço público de energia elétrica.

Ainda, com a regularização, conforme disposições da Resolução Normativa Aneel nº. 243, de 19/12/2006, a partir da primeira revisão tarifária periódica, os descontos na Tarifa de Energia (TE), aplicados às cooperativas permissionárias, estão previstos para serem reduzidos gradativamente em 8 anos. Assim, as cooperativas serão equiparadas às pequenas concessionárias (mercado até 500 GWh/ano), possuindo apenas descontos de 100% na TUSD – Fio B. A redução dos descontos na parcela “TE” da tarifa de suprimento visa estimular ganhos de eficiência da cooperativa e atende o disposto no parágrafo único do artigo 26 da Resolução Aneel nº. 205 de 22/12/2005.

7.2 Os benefícios complementares, indiretos e intangíveis.

A regularização das cooperativas como permissionárias de serviço público de distribuição de energia trará muitos benefícios.

Os conflitos entre cooperativas e concessionárias que se arrastam por décadas serão solucionados, reduzindo a necessidade de intervenção da mediação da Agência de Regulação. As áreas, claramente estabelecidas, evitarão conflitos de interesses no atendimento do mercado. Os problemas crônicos de segurança, vinculados aos inúmeros cruzamentos de redes elétricas, serão mitigados, na medida das permutas de redes elétricas e mercado, necessários para a consolidação da separação dos ativos, de acordo com as áreas demarcadas. A duplicidade do atendimento ou redundância de redes contraria a lógica do monopólio natural, sendo corrigida e evitada.

Com referência aos consumidores, destaca-se como benefício o direito das disposições da Resolução Aneel nº. 456/00. Esses consumidores das cooperativas, na maioria

cooperados⁴¹, mesmo tendo o direito de participar das decisões tomadas em assembléia, como, na maioria das vezes, não participam, se comportando como simples consumidores, deixaram as decisões nas mãos de uma minoria que, por vezes, decidiram por práticas de preços de energia não isonômicos.

Distorções históricas da forma de cobrança pela energia elétrica serão corrigidas. Não mais será permitida a cobrança de disponibilidade, ou seja, valor mínimo de consumo a ser faturado em função da potência nominal do transformador de energia instalado para o atendimento.⁴²

Cobranças nas faturas de energia de taxas e contribuições cooperativistas não poderão ser feitas sem a anuência do consumidor e não comporá a receita do serviço público de distribuição de energia objeto da permissão.

Em sua área de atuação, a cooperativa passa a assumir a obrigação pela Universalização do Serviço, o que não tem atualmente, apesar de atuar em uma área em que se proibiu a concessionária de adentrar, para não aumentar os problemas com cruzamentos de rede.

As tarifas iniciais de fornecimento das cooperativas, que estão acima dos valores das concessionárias⁴³, poderão ser reduzidas na medida em que a cooperativa tenha ganhos de eficiência e aumento de mercado.

As garantias contratuais de equilíbrio econômico-financeiro garantem previsibilidade, portanto, possibilita aos gestores das cooperativas otimizar os investimentos.

As disposições contratuais, exigindo a obediência de atendimento de indicadores de qualidade, promoverão uma melhoria contínua na qualidade do atendimento aos consumidores das cooperativas.

⁴¹ Associados possuidores de quotas-parte

⁴² Exemplo: Se para cada 5 kVA instalados o faturamento mínimo deve ser equivalente a 100 kWh/mês. Um consumidor cujo transformador do sistema elétrico para seu atendimento tem potência igual a 30 kVA deverá pagar conta mínima de 600 kWh/mês, mesmo que não tenha consumido.

⁴³ Pelo SINCOOR, no máximo 20 % acima das tarifas do Anexo II da Resolução tarifária vigente da concessionária supridora.

CAPÍTULO 8 – O ESTÁGIO ATUAL

8.1 Relato das reuniões realizadas pela Aneel com as cooperativas

Conforme previsto, com o objetivo de receber a manifestação de cada cooperativa quanto às tarifas básicas calculadas por meio da metodologia SINCOOR e apresentadas em Notas Técnicas, no período de 24/04/06 a 24/10/06, a Aneel promoveu a realização de reunião com cada uma das 50 cooperativas. A Superintendência de Regulação Econômica da ANEEL – SRE/ANEEL coordenou esse trabalho, contando com o apoio técnico da CSPE.

Cada reunião realizada foi constituída das seguintes etapas:

- a) Abertura;
- b) Apresentação do fluxo do processo de regularização e a da metodologia adotada com o objetivo de nivelar as informações e esclarecer dúvidas das cooperativas sobre (i) as etapas e prazos previstos no processo de regularização das cooperativas de eletrificação rural como permissionárias, (ii) a legislação do setor elétrico, relacionada com o estabelecimento das tarifas, e (iii) a metodologia adotada para a simulação das tarifas básicas utilizando o SINCOOR, conforme detalhado na Nota Técnica enviada pela ANEEL.
- c) Leitura completa do documento entregue na reunião pela cooperativa de Eletrificação Rural, exceto, por uma questão de ordem, para os trechos que continham posicionamento sobre aspectos jurídicos do processo de regularização das cooperativas, por não fazerem parte da pauta da reunião. Durante a leitura eram efetuados esclarecimentos sobre dúvidas e considerações constantes no documento.
- d) Manifestação da cooperativa sobre a existência de informações incorretas no SINCOOR. Somente duas cooperativas apresentaram considerações, as quais, após análise, foram consideradas improcedentes;
- e) Posicionamento da cooperativa. Após o esclarecimento de todas as dúvidas apresentadas pela cooperativa, a mesma apresentava o seu posicionamento quanto aos resultados preliminares das tarifas básicas apresentadas na Nota Técnica enviada pela ANEEL

ou solicitava um prazo adicional para reanálise de seu posicionamento face aos esclarecimentos prestados durante a reunião; e,

f) Encerramento. Existiam quatro tipos de procedimentos definidos para encerramento das reuniões, a saber:

- se a cooperativa concordava com as tarifas constantes na Nota Técnica, a ANEEL informava que iria prosseguir a regularização como permissionária de serviço público de distribuição de energia elétrica.

- se a cooperativa solicitava um prazo adicional para reanálise de seu posicionamento, normalmente era estabelecido um prazo de até 30 dias para a formalização do posicionamento final da cooperativa, concordando ou discordando, neste caso devidamente fundamentado e sem ressalvas.

- se a cooperativa se posicionava não concordando com as tarifas básicas apresentadas na Nota Técnica, a ANEEL informava que iria proceder a definição das tarifas iniciais com base na metodologia da revisão tarifária periódica, de acordo com o estabelecido no § 6º do artigo 13 da Resolução 205/2005, com redação contida no artigo 1º da Resolução 213/2006.

- se os resultados apresentados na simulação de tarifas não tivessem aderentes aos parâmetros limitadores, com base no § 7º do artigo 13 da Resolução 205/2005, com a redação contida no artigo 1º da Resolução 213/2006, a ANEEL, como já havia recomendado na Nota Técnica, reiterava que o estabelecimento das tarifas básicas teria que ser feito pela metodologia adaptada da revisão tarifária periódica aplicável às concessionárias distribuidoras de energia elétrica e acolhia as perguntas dos representantes da cooperativa e prestava dos todos os esclarecimentos.

8.2 Resultado das reuniões e da proposta tarifária

Concluídas as reuniões com as cooperativas, obteve-se o seguinte resultado:

- 23 cooperativas concordaram com os resultados propostos e terão suas tarifas básicas fixadas pela ANEEL, mediante resolução homologatória, após deliberação em reunião ordinária da sua Diretoria.

- 27 cooperativas discordaram dos resultados propostos ou apresentaram resultados que não observavam parâmetros de razoabilidade em relação às tarifas praticadas pela concessionária supridora. Para essas, as tarifas básicas serão definidas com base na metodologia da Revisão Tarifária Periódica das concessionárias distribuidoras de energia elétrica.

Na tabela 8.1 é apresentado um resumo do posicionamento de cada cooperativa sobre a concordância (tarifas estabelecidas com base no SINCOOR) ou discordância (tarifas a serem definidas com base na metodologia de revisão tarifária periódica) das tarifas básicas calculadas pelo SINCOOR e apresentadas nas Notas Técnicas enviadas pela ANEEL. Na coluna “Fora dos Parâmetros de Razoabilidade” constam as cooperativas que a ANEEL recomendou que tenha suas tarifas estabelecidas por meio da metodologia da revisão tarifária periódica.

A metodologia do SINCOOR desenvolvida pela ANEEL com o apoio da CSPE mostrou-se eficaz no tratamento dos dados e informações das cooperativas, tendo aderência às disposições legais e aos regulamentos definidos pela ANEEL para a regularização das cooperativas de eletrificação rural como permissionárias de distribuição de energia elétrica.

Conclui-se que a metodologia SINCOOR adotada para este processo obteve grande êxito no objetivo a que se propunha, não tendo, inclusive, recebido nenhuma contestação sustentável por parte das cooperativas envolvidas no processo.

Salienta-se que, mesmo as 20 cooperativas que não aceitaram a aplicação das tarifas calculadas pelo SINCOOR, assim procederam motivadas por outras condicionantes exógenas ao processo de definição das tarifas básicas das permissionárias, com base na metodologia do SINCOOR.

Atualmente, as cooperativas de São Paulo que não aceitaram ou apresentaram ressalva às tarifas propostas pela Aneel, que foram calculadas segundo a metodologia do SINCOOR, estão revendo posicionamento, podendo vir a aceitar. Poderão ser mais 6

cooperativas que terão suas tarifas iniciais definidas pela metodologia do SINCOOR. Certamente, se as cooperativas paulistas assim decidirem, as de outros estados poderão ser influenciadas a também reverem seu posicionamento.

As cooperativas do Rio Grande do Sul, que tem uma proporção maior de custos gerenciáveis em relação à despesa com a compra de energia do que as de outros estados, por uma análise simplesmente comparativa, perceberiam a viabilidade das tarifas propostas pelo SINCOOR.

Tabela 8.1 – Posicionamento das cooperativas sobre a aceitação ou não das tarifas básicas propostas.

Posicionamento de 50 Cooperativas Sobre as Tarifas Básicas Propostas Pela ANEEL			
Item	Tarifas Definidas com Base no SINCOOR	Tarifas Definidas com Base na Revisão Tarifária Periódica	Fora dos Parâmetros de Razoabilidade
1	CEDRAP_SP	CERIM_SP	CERTHIL_RS
2	CERFRA_SP	CERIPA_SP	COOPERNORTE_RS
3	CERIS_SP	CERRP_SP	COOPERSUL_RS
4	CERMC_SP	CERVAM_SP	CEESAM_SC
5	CERNHE_SP	CETRIL_SP	CEGERO_SC
6	CERCOS_SE	ELETRORURAL_PR	CERSAD_SC
7	CERFOX_RS	CELETRO_RS	CEDRI_SP
8	CERILUZ_RS	CERMISSÕES_RS	
9	CERTAJA_RS	CERTEL_RS	
10	CEREJ-SC	CRELUZ_RS	
11	CERAL ANITÁPOLIS-SC	COPREL_RS	
12	CERAÇA_SC	CEJAMA_SC	
13	COOPERA_SC	CERGRAL_SC	
14	CERBRANORTE_SC	CERPALO_SC	
15	COOPERMILA_SC	CERAL_PR	
16	COORSEL_SC	CRERAL_RS	
17	CERGAL_SC	CEPRAG_SC	
18	CERSUL_SC	COOPERCOCAL_SC	
19	CEMIRIM_SP	COOPERZEM_SC	
20	CERPRO_SP	CERAL_ARARUAMA_RJ	
21	CERES_RJ		
22	CERMOFUL_SC		
23	COOPERLUZ_RS		
TOTAL	23	20	7

Fonte: Aneel

8.3 Procedimentos complementares

As 23 cooperativas que concordaram com os resultados propostos pela metodologia do SINCOOR, terão suas tarifas básicas atualizadas levando-se em conta a nova base de encargos setoriais (2007) e as novas tarifas de referência (vigentes)⁴⁴. Mediante resolução homologatória, após deliberação em reunião ordinária da sua Diretoria, estas tarifas serão fixadas pela ANEEL.

As 20 cooperativas que discordaram da aplicação das tarifas calculadas pelo SINCOOR e as 7 cujos dados não apresentaram aderência à metodologia do SINCOOR, caso não mudem, urgentemente, de posicionamento, deverão ter seus custos gerenciáveis definidos pela metodologia de revisão tarifária periódica adotada para as concessionárias, adaptada às particularidades das cooperativas, conforme prevê a Resolução ANEEL Nº 205/05.

Prevê-se adotar o mesmo método e critérios do SINCOOR para o processamento dos dados tarifários para essas cooperativas, cujos custos gerenciáveis serão definidos pela metodologia de revisão tarifária periódica. A diferença estará em que, os custos gerenciáveis será um dado de entrada no sistema e utilizar-se-á o mercado atualizado das cooperativas (2006). Este novo sistema, por ser uma adaptação do SINCOOR, está sendo denominado SINCOOR II.⁴⁵

O êxito da metodologia SINCOOR, adotada para o processamento tarifário das cooperativas, certificou-o como ferramenta para aplicação em outros casos. Recentemente, a Aneel iniciou procedimento para o cálculo de tarifas para os serviços de distribuição de energia elétrica conduzidos, atualmente, pela prefeitura municipal de Putinga⁴⁶, mas que deve ser levado à licitação para a outorga de concessão, tendo como base as tarifas a serem calculadas pelo SINCOOR.

⁴⁴ A atualização está sendo procedida pela Aneel, com o apoio da CSPE.

⁴⁵ A CSPE, em apoio a ANEEL, está desenvolvendo esse aplicativo.

⁴⁶ Município do estado do Rio Grande do Sul com cerca de 4.200 habitantes.

8.4 Perspectivas da continuidade do processo de regularização

Os recentes embates das cooperativas ante às ações pró-ativas conduzidas pela Aneel chegaram ao conhecimento do Ministério de Minas e Energia – MME que decidiu, por meio da Portaria Nº. 255, de 22 de setembro de 2006, constituir uma Comissão Especial das Cooperativas de Eletrificação Rural – CECER, com a finalidade de propor políticas e diretrizes estratégicas para a regularização das cooperativas de eletrificação rural.

A criação da CECER representa mais uma tentativa das cooperativas de utilizar pressão política para o afrouxamento das exigências das disposições do setor elétrico, então conduzidas pela Aneel.

Passando a questionar que as tarifas apresentadas pela Aneel, resultado da avaliação e processamento dos dados no SINCOOR, não era “a devida avaliação econômico-financeira” que o Decreto nº. 4.855/03 dispõe, as cooperativas passaram a exercer pressão para “melar” o processo. A Aneel, de forma ponderada, impôs o equilíbrio, explicando que, não sendo pelo SINCOOR, a metodologia legal vigente era a aplicada às concessionárias e assim pretenderia proceder. Não convenceu alguns dirigentes de cooperativas. Estes pleiteiam a aplicação da metodologia de definição de tarifa pelo “custo do serviço”, o que, legalmente, não é mais permitido.

Constituída a CECER e designados seus membros⁴⁷, passou-se a estudar o pleito das cooperativas. A aplicação do “custo do serviço” para a definição das tarifas foi prontamente rechaçada pela Comissão. A dispensa da obrigatoriedade de recolhimento de encargos setoriais ou a alternativa de cobrança dos consumidores e aplicação dos recursos em melhoria de redes elétricas também foi descartada por impedimentos legais. O afrouxamento das margens de ultrapassagem do valor da demanda contratada com a concessionária supridora, para redução do risco de pagamento de multas por ultrapassagem, também esbarra em impedimentos legais: os consumidores finais terão essa obrigação para com a cooperativa.

Todas as propostas de particularização propostas pelas cooperativas para o aprimoramento pela CECER tinham impedimentos legais ou não era cabível. Reuniões

inócuas da CECER de análise de pedidos vazios fizeram com que o prazo (90 dias) para conclusão dos estudos da CECER, previstos pela Portaria, não fosse atendido. Nova Portaria do MME, nº. 311, de 21 de dezembro de 2006, alterou o prazo para 30/04/07. Também não foram concluídos os estudos da CECER nesse novo prazo. Portanto, nenhuma proposta concreta de alteração do processo de regularização conduzido pela Aneel foi apresentada. Vislumbra-se a possibilidade de flexibilizar, após a regularização, a retirada dos descontos nas tarifas de compra das cooperativas, referentes a parcela “TE”⁴⁷. Segundo a Resolução Aneel nº. 243, de 19/12/06, o desconto exclusivamente para a parcela “TE” seria retirado no horizonte de 8 anos. Prevê-se analisar se o prazo pode ser estendido.

As dificuldades relatadas, inerentes ao processo de regularização, fizeram com que o Executivo Federal estendesse também o prazo estabelecido para que a Aneel conclua as avaliações econômico-financeiras e os enquadramentos jurídicos das cooperativas. O Decreto nº 5.970, de 23/11/06, estendeu o prazo para 28/05/07, destacando que, a critério do MME, este prazo poderá ser estendido por mais 180 dias. Não há como o MME não possibilitar a extensão deste prazo. A própria CECER não cumpriu o prazo. O governo dá prazo a si mesmo e não cumpre, ficando sem poder exigir prazo às cooperativas.

Ganhar tempo é tudo que certos dirigentes de cooperativas querem. Há que se ficar atento com isso.

As questões econômico-financeiras estão sendo tratadas na Aneel. Ao mesmo tempo, o modelo de Contrato de Permissão está sendo aprimorado. Questões concernentes à qualidade da prestação do serviço estão sendo incluídas no Contrato, tal qual são nos contratos de concessão. As permissionárias, contratualmente, terão obrigações e direitos semelhantes às concessionárias distribuidoras.

A despeito de todos os estudos e aprimoramentos normativos realizados, aplicáveis às cooperativas, não se tem pensado na necessidade de regulamentação específica da qualidade do serviço e da energia elétrica da concessionária supridora para com a cooperativa.

⁴⁷ 2 da Aneel e 3 do MME, incluindo o coordenador.

⁴⁸ A tarifa de suprimento às concessionárias e permissionárias de distribuição, cujos mercados sejam inferiores a 500 GWh/ano, deverá ser composta de duas parcelas (“TE” e “TUSD”). Pela resolução, essas pequenas distribuidoras terão 100% de desconto na TUSD – Fio B, que representa, a menos da TUSD – Fio A (encargos de transmissão e TUST) e encargos setoriais, a TUSD. Para as cooperativas permissionárias, além do desconto da TUSD – Fio B, poder-se-á ter descontos, também, na “TE”, que, de certa forma, representa a média ponderada dos valores em que a supridora compra energia.

Não adiantará exigir qualidade da cooperativa se a concessionária negligenciar a qualidade no suprimento.

Questões relacionadas aos indicadores técnicos devem ser estudadas e aprimoradas. Não se pode conceber que os indicadores padrões de qualidade adotados para suprimentos convencionais sejam aceitos como padrões de qualidade nos pontos de tomada de energia das cooperativas. Problemas, tais como danos em aparelhos elétricos dos consumidores cooperados, quando a causa for proveniente da concessionária, precisam ter claramente a responsabilidade definida.

Muito trabalho há pela frente. Haverá o rito de assinatura dos contratos de permissão e os trabalhos de gestão das disposições contratuais se perpetuarão. As cooperativas, certamente, terão que melhor profissionalizar a gestão do negócio, mas as perspectivas para o futuro são prósperas.

Corrigir a rota é muito difícil, mas aprimorar os procedimentos é ainda mais.

8.5 Conclusões

A regularização das cooperativas de eletrificação rural é um processo técnico que passa por decisões de ordem política e que se arrasta há 12 anos⁴⁹. Na relação entre o poder concedente e estes agentes, há situações de conflito e enfrentamento, na maioria das vezes, dissimulado.

Cabe ao órgão regulador, como mediador dos interesses entre os agentes do setor elétrico e a sociedade, procurar definir a melhor solução técnica para minimizar os conflitos. A adoção de metodologia simplificada para cálculo das tarifas foi uma destas tentativas, parcialmente bem-sucedida. O processo, para quem, como o autor, acompanha praticamente desde o início, às vezes mostra-se frustrante, mas também de aprendizado constante das limitações e dificuldades da tarefa de regulação. Ainda há vários pontos a se definir e concluir, como o tratamento às autorizadas, a adaptação às particularidades das

⁴⁹ Desde a edição da Lei 9.074, de 7 de julho de 1995.

permissionárias da metodologia de revisão tarifária periódica, aplicada às concessionárias, para que seja possível definir as tarifas para as permissionárias que não aceitaram o SINCOOR e o texto final do contrato de permissão. Tudo isso para iniciar o processo de incorporação das cooperativas ao setor regulado, que demandará um grande esforço adicional de fiscalização.

Atualmente, estão sendo concedidos descontos na energia comprada para algumas cooperativas maior do que o necessário e, para muitas outras, os descontos não são suficientes para possibilitar a cobrança da energia distribuída aos consumidores/cooperados a preços módicos. A regularização propõe a correção dessa distorção, que é reflexo de uma política cômoda adotada até então.

A regularização das cooperativas, que atendem público indistinto, como permissionárias, trará os seguintes principais benefícios:

- Tarifas de fornecimento aos consumidores compatíveis com as praticadas pelas concessionárias;
- Segurança jurídica para as cooperativas, garantindo o equilíbrio econômico-financeiro e evitando a discricionariedade do poder concedente;
- Garantia nos direitos dos cooperados/usuários como consumidores de energia elétrica;
- Garantia de Universalização do Acesso e aplicação de Tarifa Social nas áreas atendidas pelas cooperativas;
- Controle de qualidade no fornecimento; e
- Tarifas de compra e de fornecimento de energia reguladas pela ANEEL.

Com a regularização, uma nova etapa se vislumbra na vida das cooperativas de eletrificação rural. Serão obrigadas, provavelmente, a gestões mais profissionais, na parte financeira e também na parte técnica. A submissão às normas do poder concedente deverá trazer ganhos nas suas relações com os clientes, principalmente na parte comercial.

A sobrevivência econômica poderá ser difícil. Apesar dos mecanismos compensatórios, a tendência é que haja mais dificuldades nesse campo, pois os subsídios, quando definidos, devem prever também mecanismos para sua redução gradual. Algumas ações que têm sido consideradas pelas cooperativas de São Paulo poderão encaminhar para a solução do problema:

- Compartilhamento de atividades comuns a todas as cooperativas, como faturamento, emissão de contas, assessoria jurídica, call-center, compras, entre outras.

- Formação de consórcios para produção, compra e venda de energia. A geração própria de energia pode ser tanto para suprir as necessidades e reduzir a dependência futura quanto se transformar em um negócio complementar, que aumente a lucratividade e compense o atendimento de mercados menos lucrativos. As cooperativas americanas investem muito no sistema de geração, e as cooperativas do Rio Grande do Sul possuem em conjunto 23,4 MW instalados em pequenas centrais hidrelétricas (PCH), que representam um investimento de R\$ 23,8 milhões (Stefanello, 1999). Em São Paulo, a Ceripa, em conjunto com outras duas cooperativas do Paraná, construiu a Usina Pesqueiro, de 12 MW, que entrou em operação em janeiro de 2003. Trata-se de um negócio cuja contabilidade é separada da distribuição de energia. É uma "S/A", cujos acionistas são os cooperados da área de distribuição.

- Diversificação das atividades: seguindo o exemplo de algumas cooperativas de eletrificação rural específicas, as demais podem intensificar o trabalho em outras atividades, funcionando como um pólo agregador dos produtores e da área rural, proporcionando soluções energéticas para fomentar o desenvolvimento regional.

- Gerenciamento de redes rurais: as cooperativas podem se especializar no gerenciamento de redes rurais, prestando serviços para as concessionárias, que hoje possuem grandes extensões de redes rurais, próprias e particulares. A cooperativa, atuante no mesmo município da concessionária, poderia "tomar conta" do atendimento rural do município, usando praticamente a mesma equipe, mediante remuneração⁵⁰.

⁵⁰ Em Pernambuco, as cooperativas existentes trabalham de modo semelhante. Elas possuem os circuitos de baixa tensão de vários alimentadores, recebendo autorização da CELPE para operá-los, medir e faturar os clientes, que continuam sendo da CELPE, apesar de cooperados. A concessionária paga pelo uso das redes, de acordo com a demanda e o consumo registrado pelos associados da cooperativa.

Em alguns casos, a fusão de cooperativas que sejam próximas geograficamente, para obter ganhos de escala nas operações, pode ser bastante vantajosa. No entanto, essa solução esbarra em dificuldades políticas, pois é usual que cada cooperativa relute em compartilhar ações.

Por fim, conclui-se que o custo social da regularização das cooperativas de eletrificação rural como permissionária de serviço público de distribuição de energia elétrica é praticando nulo e que, se considerado forem os benefícios adicionais resultantes do processo, este custo será enormemente reduzido.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Aneel). **Resolução ANEEL nº 205**, de 22 de dezembro de 2005. Estabelece os procedimentos e as condições gerais, para o enquadramento de cooperativas de eletrificação rural, como permissionária de serviço público de distribuição de energia elétrica, e autorização para operação de instalações de distribuição de uso privativo, em área rural, bem como aprova o modelo de Contrato de Permissão. Brasília, DF., 2005. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/legislação>>.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Aneel). **Resolução ANEEL nº 243**, de 19 de dezembro de 2006. Altera a metodologia de cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD e das Tarifas de Energia Elétrica – TE aplicáveis às concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição do Sistema Interligado Nacional – SIN, com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano, nos termos do Decreto nº. 4.541, de 23 de dezembro de 2002. Brasília, DF., 2006. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/legislação>>.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Aneel). **Resolução ANEEL nº 213**, de 06 de março de 2006. Altera a redação dos arts. 2º, 4º, 13, 42 e 45 da Resolução Normativa ANEEL 205 de 22.12.2005, que estabelece os procedimentos e as condições gerais, para o enquadramento de cooperativas de eletrificação rural, como permissionária de serviço público de distribuição de energia elétrica, e autorização para instalações de distribuição de uso privativo, em área rural.. Brasília, DF., 2006. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/legislação>>.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Aneel). **Resolução Aneel nº 012**, de 11 de janeiro de 2002. Estabelece as condições gerais para a regularização das cooperativas de eletrificação rural, nos termos do art. 23 da Lei nº 9.074/95. Brasília, DF., 2002. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/legislação>>.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Aneel). **Resolução Aneel nº 223**, de 29 de abril de 2003. Estabelece as condições gerais para elaboração dos Planos de Universalização de Energia Elétrica visando ao atendimento de novas unidades consumidoras ou aumento de carga, regulamentando o disposto nos arts. 14 e 15 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e fixa as responsabilidades das concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica. Brasília, DF., 2003. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/legislação>>.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Aneel). **Resolução Aneel nº 236**, de 20 de maio de 2003. Estabelece as condições gerais para a contratação do suprimento de energia elétrica pelas concessionárias de distribuição do Sistema Interligado Nacional, com mercado próprio inferior a 300 GWh/ano, conforme disposições da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. Brasília, DF., 2003. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/legislação>>.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Aneel). **Resolução Aneel nº 456**, de 29 de novembro de 2000. Estabelece, de forma atualizada e consolidada, as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica. Brasília, DF., 2000. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/legislação>>.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Aneel). **Resolução Aneel nº 493**, de 03 de setembro de 2002. Estabelece metodologia e critérios gerais para definição da base de remuneração, visando a revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica. Brasília, DF., 2002. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/legislação>>.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Aneel). **Resolução Aneel nº 333**, de 2 de dezembro de 1999. Estabelece as condições gerais para a implantação de instalações de energia elétrica de uso privativo, dispõe sobre a permissão de serviços públicos de energia elétrica e fixa regras para regularização de cooperativas de eletrificação rural. Brasília, DF., 1999. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/legislação>>.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Aneel). **Resolução Aneel nº 234**, de 31 de outubro de 2006. Estabelece os conceitos gerais, as metodologias aplicáveis e os procedimentos iniciais para realização do segundo ciclo de revisão tarifária periódica das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.. Brasília, DF., 2006. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/legislação>>.

Análise das diretrizes brasileiras para eletrificação rural e universalização do serviço de energia elétrica. In: XIX Conferência Latinoamericana de Eletrificação Rural. Havana, Cuba, 2003. XIX CLER. CD-ROM.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA (Abradee). **Ação ordinária de anulação com pedido de antecipação de tutela.** . Ação judicial contra a Aneel. Rio de Janeiro, 2001, 36 p. mimeo.

BLANCHET, L. A. **Concessão de serviços públicos.** 2. ed. Curitiba, PR: Juruá, 1999. 324 p.

BRASIL. **Constituição da República Federativa do Brasil**, de 5 de outubro de 1988. 16a. ed. São Paulo: Editora Atlas S. A., 2000.

BRASIL. **DECRETO nº 1.033**, de 22 de maio de 1962. Brasília, DF, 1962.

BRASIL. **DECRETO nº 24.643**, de 2 de julho de 1998. Código de Águas. Brasília, DF, 1934.

BRASIL. **DECRETO nº 24.643**, de 2 de julho de 1998. Código de Águas. Brasília, DF, 1934.

BRASIL. **DECRETO nº 4.541**, de 23 de dezembro de 2002. Regulamenta os arts. 3º, 13, 17 e 23 da Lei 10.438 de 26.04.2002, que dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA e a Conta de desenvolvimento Energético - CDE, e dá outras providências. Brasília, DF, 2002.

BRASIL. **DECRETO nº 4.855**, de 9 de outubro de 2003. Estabelece prazo para o enquadramento jurídico das cooperativas de eletrificação rural. Brasília, DF, 2003.

BRASIL. **DECRETO nº 41.019**, de 26 de fevereiro de 1957. Regulamenta o Código de Águas. Brasília, DF, 1957.

BRASIL. **DECRETO nº 5.381**, de 28 de fevereiro de 2005. Dá nova redação ao art. 2o. do decreto no. 4.855, de 9 de outubro de 2003, que estabelece prazo para o enquadramento jurídico das cooperativas de eletrificação rural.

BRASIL. **DECRETO nº 5.970**, de 23 de novembro de 2006. Dá nova redação ao art. 2º do Decreto nº 4.855, de 9 de outubro de 2003, que estabelece prazo para o enquadramento jurídico das cooperativas de eletrificação rural. Brasília, DF, 2003.

BRASIL. **DECRETO nº 62.655**, de 03 de maio de 1968. Regulamenta a execução de serviços de eletrificação rural mediante autorização para uso privativo e revoga o Decreto 1.033 de 22.05.1962. Brasília, DF, 1968.

BRASIL. **DECRETO nº 67.052**, de 13 de agosto de 1970. Institui o Fundo de Eletricidade Rural – FUER, e dá outras providências. Brasília, DF, 1970.

BRASIL. **DECRETO nº 79.898**, de 30 de junho de 1977. Define o Programa Nacional de Eletrificação Rural. Brasília, DF, 1977.

BRASIL. **LEI nº 8.987**, de 13 de fevereiro de 1995. Dispõe sobre o Regime de Concessão e Permissão da Prestação de Serviços Públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal e dá outras providências. Brasília, DF, 1995.

BRASIL. **LEI nº 9.074**, de 7 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. Brasília, DF, 1995.

BRASIL. **LEI nº 9.427**, de 26 de dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel, disciplina o Regime das Concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. Brasília, DF, 1996.

BRASIL. **LEI nº 10.438**, de 26 de abril de 2002. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária e universalização do Serviço Público de Energia Elétrica, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA, a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, dá nova redação às Leis 9.427 de 26.12.1996, 9.648 de 27.05.1998, 3.890-A de 25.04.1961, 5.655 de 20.05.1971, 5.899 de 05.07.1973, 9.991 de 24.07.2000, prorroga o prazo para entrada em operação das Usinas enquadradas no Programa Prioritário de Termoeletricidade e dá outras providências. Brasília, DF, 2002.

BRASIL. **LEI nº 10.848**, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica e dá outras providências. Brasília, DF, 2004.

BRASIL. **LEI nº 5.764**, de 16 de dezembro de 1971. Define a política nacional de cooperativismo, institui o regime jurídico das sociedades cooperativas e dá outras providências. Brasília, DF, 1971.

BRASIL. **LEI nº 8.631**, de 04 de março de 1993. Dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o Serviço Público de Energia Elétrica, extingue o regime de remuneração garantida e dá outras providências. Brasília, DF, 1993.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Regulamentação das cooperativas de eletrificação rural**. Working Paper 98/4/1-1. Ministério de Minas e Energia / Eletrobrás. Brasília, 1998, 37p.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **PORTARIA nº 255**, de 22 de setembro de 2006. Constitui Comissão Especial das Cooperativas de Eletrificação Rural – CECER, com a finalidade de propor políticas e diretrizes estratégicas para a regularização das cooperativas de eletrificação rural. Brasília, DF, 2003.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **PORTARIA nº 264**, de 11 de outubro de 2006. Designa os membros da Comissão Especial das Cooperativas de Eletrificação Rural – CECER, instituída pela Portaria MME 255 de 22/09/2006, composta por representantes do Ministério de Minas e Energia – MME e da ANEEL. Brasília, DF, 2003.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **PORTARIA nº 311**, de 26 de dezembro de 2006. altera o prazo estabelecido no art. 4º da Portaria MME 255 de 22/09/2006, que constituiu a Comissão Especial das Cooperativas de Eletrificação Rural – CECER. Brasília, DF, 2003.

COMISSÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS DE ENERGIA (São Paulo). **Quem somos e missão**. Disponível em: <www.cspe.gov.br>

COOPERS & LYBRAND. **Projeto de reestruturação do setor elétrico brasileiro: cooperativas de eletrificação rural**. Relatório VI-2. Ministério de Minas e Energia / Eletrobrás. Brasília, 1997, 76 p.

CORREIA, J. S. S. **Eletrificação rural de baixo custo: avaliação e prática**. Dissertação (mestrado). São Paulo, 1993, 242 p. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

GIRARDI, C. **Evolução do direito da eletricidade: o novo direito das concessões de energia elétrica**. In: EFEI/USP/UNICAMP, Cenários 2000. Módulo III – Direito da Energia. São Paulo, 2000, mimeo.

GROTTI, D. A. M. **Teoria dos serviços públicos e sua transformação**. In: SUNDFELD, C. A. (Org.). Direito Administrativo Econômico. Malheiros Editores. São Paulo, 2000, 406 p.

Johnson, B.B et al. **Serviços públicos no Brasil – mudanças e perspectivas: concessão, regulamentação, privatização e melhoria da gestão pública**. Editora Edgard Blucher Ltda. Brasil, 1996

JUCÁ, A. S. et. al. **A regulação das cooperativas de eletrificação rural brasileiras**. In: Congresso Internacional de Distribuição de Energia Elétrica – CIDEL - 2006. Buenos Aires, Argentina, 2006. CIDEL 2006. CD-ROM

JUCÁ, C. S. et. al. **Demarcação de cooperativas de eletrificação rural**. In: III Congresso Brasileiro de Regulação de Serviços Públicos Concedidos. Gramado, 2003. CD-ROM.

JUCÁ, A. S. et. al. **Estabelecimento das tarifas iniciais para as cooperativas de eletrificação rural a serem regularizadas como permissionárias**. In: V Congresso Brasileiro de Regulação de Serviços Públicos Concedidos. Recife - PE, 2007. CD-ROM.

JUCÁ, A. S. et. al. **Perspectivas para a regularização das cooperativas de eletrificação rural brasileiras**. In: V Congresso Brasileiro de Regulação de Serviços Públicos Concedidos. Recife - PE, 2007. CD-ROM.

JUCÁ, A. S., PELEGRINI, M. A., RIBEIRO, F.S. **A normatização técnica como indutora de reduções de custos da eletrificação rural**. In: XVIII Conferência Latinoamericana de Eletrificação Rural. San José, Costa Rica, 2001. XVIII CLER. CD-ROM.

MARQUES NETO, F. A., **Agências reguladoras – instrumento de fortalecimento do Estado**. São Paulo. ABAR, 2003. 66p.

MEIRELLES, H. L., **Direito administrativo brasileiro**. 26a. ed. São Paulo: Malheiros Editores, 2001. 782p.

NATIONAL RURAL ELECTRIC COOPERATIVES ASSOCIATION (NRECA). Arlington, EUA. **Facts about electric cooperatives**. Disponível em: <www.nreca.org> . Pesquisa realizada em 02 de fevereiro de 2003.

NATIONAL RURAL ELECTRIC COOPERATIVES ASSOCIATION (NRECA). Arlington, EUA. **Facts about electric cooperatives**. Disponível em: <www.nreca.org> . Última pesquisa realizada em 30 de maio de 2007.

Novos procedimentos para eletrificação rural em São Paulo, Brasil. In: XIX Conferência Latinoamericana de Eletrificação Rural. Havana, Cuba, 2003. XIX CLER. CD-ROM.

ORGANIZAÇÃO DAS COOPERATIVAS BRASILEIRAS (OCB). Brasília. **Relatórios estatísticos do cooperativismo**. Disponível em: <www.ocb.org.br> . Pesquisa realizada em 14 de março de 2007.

PAZZINI, L. H. A. et al. **Universalização do atendimento de energia elétrica em áreas rurais: perspectivas do Brasil**. In: XVIII Conferência Latinoamericana de Eletrificação Rural. San José, Costa Rica, 2001. XVIII CLER. CD-ROM.

PELEGRINI, M. A. **A regulação das cooperativas de eletrificação rural**. Tese de Doutorado apresentada à USP. São Paulo, 2003.

PELEGRINI, M. A. et al. **As cooperativas de eletrificação rural no contexto da reforma do setor elétrico brasileiro**. In: XVIII Conferência Latinoamericana de Eletrificação Rural. San José, Costa Rica, 2001. XVIII CLER. CD-ROM.

PELEGRINI, M.A. **Prática da eletrificação rural em São Paulo (1995-1997)**. Dissertação (mestrado). São Paulo, 1998, 162 p. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

RECH, D., **Cooperativas – uma alternativa de organização**. 1a. ed. São Paulo: DP&A, 2000. 192p.

RIBEIRO, F. S. et. al. **Avaliação econômica dos padrões técnicos utilizados em redes elétricas no estado de São Paulo**. In: XVIII Conferência Latinoamericana de Eletrificação Rural. San José, Costa Rica, 2001 (a). XVIII CLER. CD-ROM.

RIBEIRO, F.S. **Eletrificação rural de baixo custo**. São Paulo, junho de 1993. 157p. Tese (Livre Docência) - Escola Politécnica, Universidade de São Paulo.

ROSA, F. L.O.; RIBEIRO, F.S.; MELLO, R.S. **Programa de eletrificação rural simplificado para pequenas propriedades agrícolas do Rio Grande do Sul/PROLUZ - Brasil: avaliação preliminar dos resultados**. In: XIV Conferência Latino Americana de Electrificación Rural (XIV CLER). Tomo VIII. Punta del Este, Uruguai, outubro de 1993.

SALOMÃO FILHO, C. **Regulação na atividade econômica: princípios e fundamentos jurídicos**. São Paulo: Malheiros Editores, 2001.

SOUTO, C. F.; LOUREIRO, G. K., **O novo modelo do setor elétrico brasileiro e as cooperativas de eletrificação rural**. 1a. ed. Porto Alegre. Livraria do Advogado Editora, 1999. 164p.

STEFANELLO, J. **A eletrificação rural e as cooperativas**. In: XVII Conferência Latinoamericana de Eletrificação Rural, Recife, 1999. XVII CLER. CD-ROM.

TEIXEIRA, N. **Eletrificação rural simplificada: sistema monofilar com retorno por terra - MRT**. Rio de Janeiro, BNDES, 1988. (Cadernos FINSOCIAL nº 8)

TENDRIH, L. **Experiências com sistemas de eletrificação rural de baixo custo: uma análise dos impactos sócio-econômicos**. Dissertação (Mestrado) Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro. Itaguaí, Rio de Janeiro, junho de 1990.

Uso dos instrumentos jurídicos da permissão e autorização para regularização de cooperativas de eletrificação rural e fomento da universalização. In: XIX Conferência Latinoamericana de Eletrificação Rural. Havana, Cuba, 2003. XIX CLER. CD-ROM.

ANEXO 1:**RELAÇÃO DAS COOPERATIVAS DESTACADAS PARA SEREM
REGULARIZADAS COMO PERMISSONÁRIA DE SERVIÇO PÚBLICO DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.**

SÃO PAULO:

- 1: CEDRAP – Cooperativa de Eletrificação e Desenvolvimento Rural do Alto Paraíba;
- 2: CEDRI – Cooperativa de Energização e Desenvolvimento Rural do Vale do Itariri;
- 3: CEMIRIM – Cooperativa de Eletrificação e Desenvolvimento da Região de Mogi Mirim;
- 4: CERFRA – Cooperativa de Eletrificação e Desenvolvimento da Região de Franca;
- 5: CERIM – Cooperativa de Eletrificação Rural de Itú-Mairinque;
- 6: CERIPA – Cooperativa de Eletrificação Rural da Itaipuanema Avaré Ltda;
- 7: CERIS – Cooperativa de Eletrificação Rural da Região de Itapeverica da Serra;
- 8: CERMC – Cooperativa de Eletrificação Rural de Mogi das Cruzes;
- 9: CERNHE – Cooperativa de Energização e Desenvolvimento Rural de Novo Horizonte Ltda;
- 10: CERPRO – Cooperativa de Eletrificação Rural da Região de Promissão;
- 11: CERRP – Cooperativa de Eletrificação Rural da Região de São José do Rio Preto Ltda;
- 12: CERVAM – Cooperativa de Energização e Desenvolvimento Rural do Vale do Mogi;
- 13: CETRIL – Cooperativa de Eletrificação e Telefonia Rurais de Ibiúna Ltda.

SANTA CATARINA:

- 14: CEESAM – Cooperativa de Energia Elétrica Santa Maria Ltda;
- 15: CEGERO – Cooperativa de Eletricidade de São Ludgero;
- 16: CEJAMA – Cooperativa de Eletricidade Jacinto Machado;
- 17: CEPRA – Cooperativa de Eletricidade Praia Grande;
- 18: CERAÇA – Cooperativa de Eletrificação e Desenvolvimento Rural Vale do Araçá;

- 19: CERAL ANITÁPOLIS – Cooperativa de Eletrificação Rural de Anitápolis Ltda;
- 20: CERBRANORTE – Cooperativa de Eletrificação Rural de Braço do Norte Ltda;
- 21: CERERJ - Cooperativa de Eletrificação Rural do Núcleo Colonial Senador Esteves Júnior;
- 22: CERGAL – Cooperativa de Eletrificação Rural Anita Garibaldi;
- 23: CERGAPA – Cooperativa de Eletricidade Grão-Pará;
- 24: CERGRAL – Cooperativa de Eletricidade de Gravatal;
- 25: CERMOFUL – Cooperativa de Eletrificação Rural do Morro da Fumaça Ltda;
- 26: CERPALO – Cooperativa de Eletrificação Rural de Paulo Lopes;
- 27: CERSAD – Cooperativa de Eletrificação Rural de Salto Donner;
- 28: CERSUL – Cooperativa de Eletrificação Rural Sul Catarinense Ltda;
- 29: CERTREL – Cooperativa de Eletrificação Rural de Treviso;
- 30: COOPERA – Cooperativa Mista Pioneira;
- 31: COOPERCOCAL – Cooperativa Mista Cocal do Sul;
- 32: COOPERMILA – Cooperativa Lauro Muller;
- 33: COOPERZEM – Cooperativa de Eletrificação Rural de Armazém;
- 34: COORSEL – Cooperativa Regional Sul de Eletrificação Rural.

RIO GRANDE DO SUL:

- 35: CELETRO – Cooperativa de Eletrificação Centro Jacui Ltda;
- 36: CERFOX – Cooperativa de Energia e Desenvolvimento Rurais Fontoura Xavier Ltda;
- 37: CERILUZ – Cooperativa Regional de Energia e Desenvolvimento Ijuí Ltda;

- 38: CERMISSÕES – Cooperativa Regional de Eletrificação Rural das Missões Ltda;
- 39: CERTAJA – Cooperativa Regional de Energia e Desenvolvimento Rural Taquari-Jacui Ltda;
- 40: CERTEL – Cooperativa Regional de Eletrificação Teutônia Ltda;
- 41: CERTHIL – Cooperativa de Energia e Desenvolvimento Rural Entre Rios Ltda;
- 42: COOPERLUZ – Cooperativa de Eletrificação e Desenvolvimento da Fronteira Noroeste Ltda;
- 43: COOPERNORTE – Cooperativa Regional de Energia e Desenvolvimento do Litoral Norte Ltda;
- 44: COOPERSUL – Cooperativa Regional de Eletrificação Rural Fronteira Sul Ltda;
- 45: COPREL – Cooperativa de Energia e Desenvolvimento Rural Coprel Ltda;
- 46: CRELUZ – Cooperativa de Energia e Desenvolvimento Rural do Médio Uruguai Ltda;
- 47: CRERAL – Cooperativa Regional de Eletrificação Rural do Alto Uruguai Ltda;

PARANÁ:

- 48: CERAL ARAPOTI – Cooperativa de Eletrificação Rural de Arapoti Ltda;
- 49: ELETORRURAL – Cooperativa de Eletrificação Rural Castrolandia Ltda.

RIO DE JANEIRO:

- 50: CERAL – Cooperativa de Eletrificação Rural de Araruama Ltda;
- 51: CERCI – Cooperativa de Eletrificação Rural de Cachoeiras - Itaboraí Ltda;
- 52: CERES – Cooperativa de Eletrificação Rural de Resende Ltda;

53: CERTEF – Cooperativa de Eletrificação Rural Teresópolis – Friburgo Ltda.

SERGIPE:

54: CERCOS – Cooperativa de Eletrificação e Desenvolvimento Rural Centro Sul de Sergipe Ltda.

ANEXO 2:

RELAÇÃO DAS COOPERATIVAS QUE APRESENTARAM REQUERIMENTO À ANEEL PARA REGULARIZAÇÃO E O RESPECTIVO NÚMERO DO PROCESSO ADMINISTRATIVO DE REGULARIZAÇÃO.

CEARÁ:

- 1 Cooperativa de Energia, Telefonia e Desenvolvimento Rural do Maciço de Baturité Ltda. – CERMAB - 48500.001727/00-19
- 2 Cooperativa de Energia, Telefonia e Desenvolvimento Rural do Vale do Acarape Ltda. – CERVA - 48500.001728/00-81
- 3 Cooperativa de Energia, Telefonia e Desenvolvimento Rural do Oeste do Ceará Ltda. – COOPERO - 48500.001729/00-44
- 4 Cooperativa de Energia, Telefonia e Desenvolvimento Rural dos Vales do Curu e Aracatiaçu Ltda. – CERCA - 48500.001750/00-31
- 5 Cooperativa de Energia, Telefonia e Desenvolvimento Rural do Jaguaribe Ltda. – CERJA - 48500.001751/00-01
- 6 Cooperativa de Energia, Telefonia e Desenvolvimento Rural do Baixo Jaguaribe Ltda. – COERBA - 48500.001752/00-66
- 7 Cooperativa de Energia, Telefonia e Desenvolvimento Rural do Vale do Acaraú Ltda. – COPERVA - 48500.001753/00-29
- 8 Cooperativa de Energia, Telefonia e Desenvolvimento Rural do Vale do Coreau Ltda. – COPERCO - 48500.001754/00-91
- 9 Cooperativa de Energia, Telefonia e Desenvolvimento Rural do Cariri Ltda. – COPERCA - 48500.001755/00-54
- 10 Cooperativa de Energia, Telefonia e Desenvolvimento Rural da Bacia do Orós Ltda. – CERBO - 48500.001757/00-80
- 11 Cooperativa de Energia, Telefonia e Desenvolvimento Rural do Sertão Central Ltda. – COERCE - 48500.001758/00-42
- 12 Cooperativa de Energia, Telefonia e Desenvolvimento Rural do Planalto da Ibiapaba Ltda. – CERPI - 48500.001759/00-13

MARANHÃO:

- 13 Cooperativa Agropecuária e de Energização Rural de Barra do Corda Ltda. – CAERB - 48500.001655/00-18
- 14 Cooperativa de Eletrificação Rural do Vale do Tocantins Ltda. – CERTO - 48500.002416/00-02
- 15 Cooperativa de Energia e Desenvolvimento Rural Sustentável - CEDRUS (Ex-Cooperativa de Eletrificação Rural de Pedreiras Ltda - CERPE) - 48500.002149/00-10

16 Cooperativa de Eletrificação Rural de Barão do Grajáú Ltda. – CEARB - 48500.002366/00-28

17 Cooperativa de Eletrificação Rural do Vale do Pindaré Ltda. – CERVAP - 48500.002419/00-92

18 Cooperativa Agropecuária e de Energização Rural de Pastos Bons Ltda – COERPAB - 48500.002413/00-14

19 Cooperativa agropecuária e de Energização Rural de Carolina Ltda – ANEGERURAL - 48500.002414/00-79

20 Cooperativa Agropecuária e de Eletrificação Rural de Maracaçume Ltda – CAERMA - 48500.002415/00-31

21 Cooperativa de Eletrificação Rural de Vale do Itapecuru Ltda. - CERVI 48500.002417/00-67

22 Cooperativa de Eletrificação Rural do Médio Mearim Ltda. – CERME - 48500.002418/00-20

23 Cooperativa Agropesqueira e de Eletrificação Rural de Cururupu Ltda – COAGROPESC - 48500.002420/00-71

MATO GROSSO:

24 Cooperativa de Eletrificação Rural da Região da Grande Rondonópolis Ltda. – CERGRO - 48500.001373/00-58

MATO GROSSO DO SUL:

25 Cooperativa de Eletrificação Rural da Grande Campo Grande Ltda. – CERCAMPO - 48500.001322/00-17

26 Cooperativa de Energização e Desenvolvimento Rural do Bolsão do Estado de Mato Grosso do Sul Ltda. – CERBEMS - 48500.001324/00-42

27 Cooperativa de Energização e Desenvolvimento Rural da Grande Dourados Ltda. – CERGRAND - 48500.001323/00-80

28 Cooperativa de Energização e Desenvolvimento Rural do Sudoeste Sulmatogrossense Ltda. – COESO - 48500.001321/00-54

MINAS GERAIS:

29 Cooperativa de Eletrificação e Desenvolvimento Rural de Minas Gerais Ltda. – CERUBE - 48500.002345/00-58

PARAÍBA:

30 Cooperativa de Energização e Desenvolvimento Rural de Bananeiras Ltda. – CERBAL - 48500.001180/00-24

31 Cooperativa de Energização e Desenvolvimento Agropecuário de Areia Ltda. – CERAL - 48500.001265/00-85

32 Cooperativa de Energia e Desenvolvimento Rural do Médio Piranhas Ltda. – CERMEP - 48500.001327/00-31

33 Cooperativa de Eletrificação Rural do Litoral Ltda. – CERLI - 48500.001392/00-01

34 Cooperativa de Energia e Desenvolvimento Rural do Vale do Rio do Peixe Ltda. – CERVARP - 48500.001490/00-11

35 Cooperativa de Energização e Desenvolvimento Rural de Natuba Ltda. – CERMEPA - 48500.001605/00-31

36 Cooperativa de Energização e Desenvolvimento Agropecuário de Alagoinha Ltda. – CEDAL - 48500.001768/00-04

PARANÁ:

37 Cooperativa de Eletrificação Rural de Arapoti Ltda. – CERAL - 48500.001481/00-21

38 Cooperativa de Eletrificação Rural da Colônia Castrolanda Ltda. – ELETORRURAL - 48500.001486/00-44

39 Cooperativa de Eletrificação Rural de Palotina Ltda. – CERPA - 48500.001482/00-93

40 Cooperativa de Eletrificação e Desenvolvimento Econômico de Marechal Cândido Rondon Ltda. – CERCAR - 48500.001483/00-56

41 Cooperativa de Eletrificação Rural de Chopinzinho Ltda. – CERCHO - 48500.001485/00-81

42 Cooperativa de Eletrificação Rural de Medianeira Ltda. – CERME - 48500.001487/00-15

43 Cooperativa de Eletrificação Rural do Norte Pioneiro Ltda. – CERNOPI - 48500.001488/00-70

PERNAMBUCO:

44 Cooperativa de Energia, Comunicação e Desenvolvimento do Vale do Rio Una Ltda. – CERVUNA - 48500.001251/00-71

45 Cooperativa de Energia, Comunicação e Desenvolvimento do Alto Ipojuca Ltda. – CERAI - 48500.001252/00-33

46 Cooperativa de Energia, Comunicação e Desenvolvimento do Vale do Capibaribe Ltda. – CERCAL - 48500.001264/00-12

47 Cooperativa de Energia, Comunicação e Desenvolvimento do Médio São Francisco Ltda. – CERMESFRA - 48500.001266/00-48

48 Cooperativa de Energia, Comunicação e Desenvolvimento do Vale do Ipanema Ltda. – CERVI - 48500.001267/00-19

49 Cooperativa de Energia, Comunicação e Desenvolvimento de Triunfo Ltda. – CERTRI - 48500.001268/00-73

50 Cooperativa de Energia, Comunicação e Desenvolvimento do Agreste Pernambucano Ltda. – CERAPE - 48500.001269/00-36

51 Cooperativa de Energia, Comunicação e Desenvolvimento do Sudoeste Pernambucano Ltda. – CERSOPE - 48500.001270/00-15

52 Cooperativa de Energia, Comunicação e Desenvolvimento de Petrolina e Região Ltda. – CERPEL - 48500.001271/00-88

53 Cooperativa de Energia, Comunicação e Desenvolvimento do Vale do Siriji Ltda. – CERSIL - 48500.001272/00-41

54 Cooperativa de Energia, Comunicação e Desenvolvimento do Alto Pajeú Ltda. – CERALPA - 48500.001273/00-11

55 Cooperativa de Energia, Telefonia e Desenvolvimento Rural de Campo Maior Ltda. – CERCAM - 48500.001493/00-18

56 Cooperativa de Energia, Telefonia e Desenvolvimento Rural de Floriano Ltda. – CERF - 48500.001492/00-47

57 Cooperativa de Energia, Telefonia e Desenvolvimento Rural Do Gurguéia Ltda. – CERG - 48500.001479/00-89

PIAUÍ:

58 Cooperativa de Energia, Telefonia e Desenvolvimento Rural do Médio Parnaíba Ltda. – CERMEP - 48500.001507/00-12

59 Cooperativa de Energia, Telefonia e Desenvolvimento Rural de Oeiras Ltda. – CERP - 48500.001489/00-32

60 Cooperativa de Energia, Telefonia e Desenvolvimento Rural do Delta do Parnaíba Ltda. – CERPA - 48500.001478/00-16

61 Cooperativa de Energia, Telefonia e Desenvolvimento Rural de Teresina Ltda. – CERT - 48500.001326/00-78

62 Cooperativa de Energia, Telefonia e Desenvolvimento Rural de Picos Ltda. – CERP - 48500.001263/00-50

RIO DE JANEIRO:

63 Cooperativa de Eletrificação Rural Teresópolis-Friburgo Ltda. – CERTEF - 48500.001353/00-41

64 Cooperativa de Eletrificação Rural de Resende Ltda. – CERES - 48500.001354/00-11

65 Cooperativa de Eletrificação Rural de Resende Ltda. – CERES - 48500.001354/00-41

66 Cooperativa de Eletrificação Rural Cachoeiras-Itaboraí Ltda. – CERCI - 48500.001408/00-31

67 Cooperativa de Eletrificação Rural Sanjoanense Ltda. – CERSAN - 48500.001579/00-23

RIO GRANDE DO NORTE:

68 Cooperativa de Energia e Desenvolvimento Rural do Vale do Açu Ltda. – CERVAL - 48500.001254/00-69

69 Cooperativa de Energia e Desenvolvimento Rural do Alto Oeste Ltda. – CERTRIL - 48500.001255/00-21

70 Cooperativa de Energia e Desenvolvimento Rural do Vale do Apodi Ltda. – CERVAP - 48500.001256/00-94

71 Cooperativa de Energia, Telefonia e Desenvolvimento Rural do Médio Oeste Ltda. - CERMOL 48500.001257/00-57

72 Cooperativa de Energia e Desenvolvimento Rural do Oeste Potiguar Ltda. - CERPOL 48500.001258/00-10

73 Cooperativa de Energia e Desenvolvimento Rural do Agreste Potiguar Ltda. – CERPAL - 48500.001259/00-82

74 Cooperativa de Energia e Desenvolvimento Rural do Seridó – CERSEL - 48500.001260/00-61

75 Cooperativa de Energia e Desenvolvimento Rural do Piranhas – CERPIL - 48500.001261/00-24

RIO GRANDE DO SUL:

76 Cooperativa de Energia e Desenvolvimento Rurais Fontoura Xavier Ltda. – CERFOX - 48500.001355/00-76

77 Cooperativa de Eletrificação Rural do Vale do Jaguari Ltda. – CERVALE - 48500.001381/00-86

78 Cooperativa de Energia e Desenvolvimento Rural Entre Rios Ltda. – CERTHIL - 48500.001390/00-77

79 Cooperativa Regional de Energia e Desenvolvimento do Litoral Norte Ltda. – COOPERNORTE - 48500.001395/00-91

80 Cooperativa Regional de Eletrificação Rural Fronteira Sul Ltda. – COOPERSUL - 48500.001409/00-01

81 Cooperativa Regional de Energia e Desenvolvimento Ijuí Ltda. – CERILUZ - 48500.001401/00-91

82 Cooperativa Regional de Eletrificação Rural das Missões Ltda. – CERMISSÕES - 48500.001396/00-53

83 Cooperativa de Energia e Desenvolvimento Rural do Médio Uruguai Ltda. – CRELUZ - 48500.001389/00-98

84 Cooperativa Regional de Eletrificação Teutônia Ltda. – CERTEL - 48500.001397/00-16

85 Cooperativa de Eletrificação Centro Jacuí Ltda. – CELETRO - 48500.001391/00-30

86 Cooperativa Regional de Energia e Desenvolvimento Rural Taquari-Jacuí Ltda. – CERTAJA - 48500.001400/00-29

87 Cooperativa de Eletrificação e Desenvolvimento de Fronteira Noroeste Ltda. – COOPERLUZ - 48500.001399/00-41

88 Cooperativa de Energia e Desenvolvimento Rural COPREL Ltda. – COPREL - 48500.001394/00-28

89 Cooperativa Regional de Eletrificação Rural do Alto Uruguai Ltda. – CRERAL - 48500.001356/00-39

90 Cooperativa Sudeste de Eletrificação Rural Ltda. - COSEL - 48500.001398/00-89

91 Cooperativa de Eletrificação e Desenvolvimento Rural de Cazuza Ferreira Ltda. - CEVICA - 48500.001384/00-74

SANTA CATARINA:

92 Cooperativa de Eletricidade Jacinto Machado Ltda - CEJAMA - 48500.001375/00-83

93 Cooperativa de Eletricidade de Praia Grande - CEPAG - 48500.001379/00-34

94 Cooperativa de Eletrificação Rural de Gravatal Ltda. - CERGRAL - 48500.001358/00-64

95 Cooperativa de Eletricidade de São Ludgero - CEGERO - 48500.001378/00-71

96 Cooperativa de Eletrificação Rural de Armazém - COOPERZEM - 48500.001380/00-13

97 Cooperativa de Eletrificação Rural Sul Catarinense Ltda. - CERSUL - 48500.001377/00-17

98 Cooperativa Mista Lauro Müller - COOPERMILA - 48500.001359/00-27

99 Cooperativa de Eletrificação Rural de Paulo Lopes Ltda. - CERPALO - 48500.001298/00-34

100 Cooperativa de Eletrificação Rural Treviso Ltda. - CERTREL - 48500.001296/00-17

101 Cooperativa de Energia Elétrica Santa Maria Ltda. - CEESAM - 48500.001352/00-88

102 Cooperativa de Eletrificação Rural de Salto Donner - CERSAD - 48500.001349/00-73

103 Cooperativa de Eletrificação Rural de Grão Pará Ltda. - CERGAPA - 48500.001383/00-10

104 Cooperativa de Eletrificação Rural de Anitápolis Ltda. - CERAL - 48500.001351/00-15

105 Cooperativa de Eletrificação Rural do Núcleo Colonial Senador Esteves Júnior Ltda. - CEREJ - 48500.001348/00-19

106 Cooperativa de Eletrificação e Desenvolvimento Rural Vale do Araçá – CERAÇÁ - 48500.001347/00-48

107 Cooperativa de Eletrificação Rural de Braço do Norte Ltda. – CERBRANORTE - 48500.001357/00-00

108 Cooperativa de Eletrificação Rural de Anita Garibaldi Ltda. – CERGAL - 48500.001491/00-84

109 Cooperativa Mista Pioneira – COOPERA - 48500.001376/00-46

110 Cooperativa Mista Cocal do Sul – COOPERCOCAL - 48500.001325/00-13

111 Cooperativa de Eletrificação Rural de Morro da Fumaça Ltda. – CERMOFUL - 48500.001382/00-49

112 Cooperativa Regional Sul de Eletrificação Rural - COORSEL - 48500.001410/00-82

SÃO PAULO:

113 Cooperativa de Eletrificação e Telefonia Rurais de Ibiúna Ltda. – CETRIL - 48500.001293/00-11

114 Cooperativa de Eletrificação e Desenvolvimento da Região de Mogi Mirim Ltda. – CEMIRIM - 48500.001295/00-46

115 Cooperativa de Eletrificação Rural de Itai-Paranapanema-Avaré – CERIPA - 48500.001385/00-37

116 Cooperativa de Eletrificação Rural da Região de Palmital – CERPAL - 48500.001387/00-62

117 Cooperativa de Eletrificação Rural de Mogi das Cruzes – CERMC - 48500.001402/00-54

118 Cooperativa Agrícola, Mista e de Eletrificação Rural Itu-Mairinque Ltda. – CERIM - 48500.001403/00-17

119 Cooperativa de Eletrificação Rural da Região de Osvaldo Cruz – CEROC - 48500.001420/00-36

120 Cooperativa de Eletrificação e Desenvolvimento Rural do Alto Paraíba Ltda. – CEDRAP - 48500.001297/00-71

121 Cooperativa de Eletrificação Rural da Região de São José do Rio Preto Ltda. – CERRP - 48500.001406/00-13

122 Cooperativa de Eletrificação e Desenvolvimento da Região de Franca Ltda. – CERFRA - 48500.001294/00-83

123 Cooperativa de Energização e de Desenvolvimento Rural do Vale do Mogi Ltda. – CERVAM - 48500.001386/00-08

124 Cooperativa de Eletrificação Rural da Região de Tupã – CERT - 48500.001699/00-85

125 Cooperativa de Eletrificação Rural da Região de Promissão Ltda. – CERPRO - 48500.001292/00-58

126 Cooperativa de Energização e Desenvolvimento Rural de Novo Horizonte Ltda. – CERNHE - 48500.001388/00-25

127 Cooperativa de Eletrificação Rural da Região de Itapeçerica da Serra – CERIS - 48500.001405/00-42

128 Cooperativa de Energização e Desenvolvimento Rural do Vale do Itariri – CEDRI - 48500.001404/00-80

129 Cooperativa de Eletrificação Rural da Média Sorocabana – CERMESO - 48500.001411/00-45

SERGIPE:

130 Cooperativa de Eletrificação Rural Centro Oeste de Sergipe Ltda. – CERCOS - 48500.001374/00-11

ANEXO 3:**DADOS DAS COOPERATIVAS PERMISSONÁRIAS E RESULTADO DO
PROCESSAMENTO TARIFÁRIO NO SINCOOR.**

Paraná

DESCRIÇÃO \ COOPERATIVA		CERAL (PR)	ELETRORURAL (PR)	TOTAL PARANÁ
Número de Consumidores		580	488	1.068
Mercado (MWh)		16.462,35	19.177,11	35.639,46
Perdas (%)		7,91%	48,70%	6,30%
PREÇO COOPERATIVA	Receita (R\$)	2.717.949,32	2.811.745,47	5.529.694,79
	Despesa – Aquisição de Energia (R\$)	1.339.752,14	1.448.873,33	2.788.625,47
	Custos Gerenciáveis	1.378.197,18	1.362.872,15	2.741.069,33
TARIFA CONCESSIONÁRIA	Receita (R\$)	2.913.988,90	2.962.836,77	5.876.825,67
	Despesa – Aquisição de Energia (R\$)	1.291.741,62	1.384.476,78	2.676.218,40
	Encargos Sobre o Fornecimento (R\$)	397.153,95	443.822,79	840.976,74
	CGA	1.225.093,33	1.134.537,20	2.359.630,53
TARIFA PROPOSTA	Ajuste (CGC - CGA) (R\$)	153.103,85	228.334,95	381.438,80
	Receita (R\$)	3.074.307,06	3.201.930,95	6.276.238,01
	Despesa – Aquisição de Energia (R\$)	1.291.741,62	1.384.476,78	2.676.218,40
	Encargos Sobre o Fornecimento (R\$)	404.368,26	454.582,03	858.950,29
	Desconto Adicional na Aquisição de Energia (R\$ e %)	0,00 0,00%	0,00 0,00%	0,00 0,00%
	Receita Proposta / Rec. Tarifa Média Concessionária (%)	105,50%	108,07%	106,80%
	Nº de Consumidores com Aumento de Preço (nº e %)	580 100%	488 100%	1068 100%
	Nº de Consumidores com Redução de Preço (nº e %)	0 0%	0 0%	0 0%
	Mercado MWh com Aumento de Tarifas (MWh e %)	16.462,35 100%	19.177,11 100%	35.639,46 100%
	Mercado MWh com Redução de Tarifas (MWh e %)	0,00 0%	0,00 0%	0,00 0%
	Aumento de Tarifas – Percentual Médio (%)	17,87%	8,14%	12,70%
	Redução de Tarifas – Percentual Médio (%)	0,00%	0,00%	0,00%

Rio de Janeiro

COOPERATIVA DESCRIÇÃO		CERAL (RJ)	CERES (RJ)	TOTAL - RIO DE JANEIRO
Número de Consumidores		3.127	2.667	5.794
Mercado (MWh)		9.896,71	9.970,85	19.867,56
Perdas (%)		17,77%	10,26%	14,17%
PREÇO COO- PERATIVA	Receita (R\$)	3.112.503,94	3.075.170,10	6.187.674,04
	Despesa – Aquisição de Energia (R\$)	1.209.787,50	1.142.579,68	2.352.367,18
	Custos Gerenciáveis	1.902.716,44	1.932.590,42	3.835.306,86
TARIFA CON- CESSIONÁRIA	Receita (R\$)	2.597.876,13	2.941.841,07	5.539.717,20
	Despesa – Aquisição de Energia (R\$)	1.000.521,13	950.750,94	1.951.272,07
	Encargos Sobre o Fornecimento (R\$)	275.817,53	292.772,69	568.590,22
	CGA	1.321.537,47	1.698.317,44	3.019.854,91
TARIFA PROPOSTA	Ajuste (CGC - CGA) (R\$)	581.178,97	234.272,98	815.451,95
	Receita (R\$)	3.117.451,35	3.187.153,09	6.304.604,44
	Despesa – Aquisição de Energia (R\$)	915.109,43	950.750,94	1.865.860,37
	Encargos Sobre o Fornecimento (R\$)	299.625,47	303.811,73	603.437,20
	Desconto Adicional na Aquisição de Energia (R\$ e %)	85.411,70 8,54%	0,00 0,00%	85.411,70 4,38%
	Receita Proposta / Rec. Tarifa Média Concessionária (%)	120,00%	108,34%	113,81%
	Nº de Consumidores com Aumento de Preço (nº e %)	1870 59,8%	2667 100%	4537 78,3%
	Nº de Consumidores com Redução de Preço (nº e %)	1257 40,2%	0 0%	1257 21,7%
	Mercado MWh com Aumento de Tarifas (MWh e %)	7.107,30 71,81%	9.970,85 100%	17.078,15 85,96%
	Mercado MWh com Redução de Tarifas (MWh e %)	2.789,41 28,19%	0,00 0%	2.789,41 14,04%
	Aumento de Tarifas – Percentual Médio (%)	17,96%	9,01%	12,75%
	Redução de Tarifas – Percentual Médio (%)	-30,04%	0,00%	-30,04%

Rio Grande do Sul

COOPERATIVA		CELETRO (RS)	CERFOX (RS)	CERILUZ (RS)
DESCRIÇÃO				
Número de Consumidores		17.752	11.798	11.409
Mercado (MWh)		54.946,48	31.527,36	60.234,10
Perdas (%)		14,35%	13,52%	6,54%
PREÇO COO- PERATIVA	Receita (R\$)	12.781.622,62	7.441.508,53	13.141.836,01
	Despesa – Aquisição de Energia (R\$)	4.313.967,42	2.114.834,02	4.817.256,79
	Custos Gerenciáveis	8.467.655,20	5.326.674,51	8.324.579,22
TARIFA CON- CESSIONÁRIA	Receita (R\$)	10.232.274,36	6.360.405,45	10.808.628,47
	Despesa – Aquisição de Energia (R\$)	3.778.989,77	1.853.237,00	4.237.216,61
	Encargos Sobre o Fornecimento (R\$)	1.351.952,02	811.062,26	1.478.654,48
	CGA	5.101.332,57	3.696.106,19	5.092.757,38
TARIFA PROPOSTA	Ajuste (CGC - CGA) (R\$)	3.366.322,63	1.630.568,32	3.231.821,84
	Receita (R\$)	12.278.729,24	7.632.486,54	11.845.973,61
	Despesa – Aquisição de Energia (R\$)	2.359.936,28	1.435.417,03	1.984.797,28
	Encargos Sobre o Fornecimento (R\$)	1.451.137,76	870.395,01	1.536.597,11
	Desconto Adicional na Aquisição de Energia (R\$ e %)	1.419.053,49 37,55%	417.819,97 22,55%	2.252.419,33 53,16%
	Receita Proposta / Rec. Tarifa Média Concessionária (%)	120,00%	120,00%	109,60%
	Nº de Consumidores com Aumento de Preço (nº e %)	4635 26,11%	2700 22,89%	606 5,31%
	Nº de Consumidores com Redução de Preço (nº e %)	13117 73,89%	9098 77,11%	10803 94,69%
	Mercado MWh com Aumento de Tarifas (MWh e %)	19.753,91 35,95%	11.774,57 37,35%	22.628,79 37,57%
	Mercado MWh com Redução de Tarifas (MWh e %)	35.192,58 64,05%	19.752,79 62,65%	37.605,32 62,43%
	Aumento de Tarifas – Percentual Médio (%)	17,12%	6,62%	20,00%
	Redução de Tarifas – Percentual Médio (%)	-21,85%	-2,53%	-25,57%

COOPERATIVA		CERMISSÕES (R\$)	CERTAJA (R\$)	CERTEL (R\$)
DESCRIÇÃO				
Número de Consumidores		19.508	15.358	39.912
Mercado (MWh)		55.284,78	54.893,81	202.649,20
Perdas (%)		14,71%	17,97%	9,53%
PREÇO COO- PERATIVA	Receita (R\$)	12.602.127,49	13.085.213,53	38.593.540,04
	Despesa – Aquisição de Energia (R\$)	4.212.608,07	4.945.665,99	14.524.034,13
	Custos Gerenciáveis	8.389.519,42	8.139.547,54	24.069.505,91
TARIFA CON- CESSIONÁRIA	Receita (R\$)	12.158.937,44	9.430.286,69	40.744.598,12
	Despesa – Aquisição de Energia (R\$)	3.738.383,23	3.782.547,30	10.624.582,62
	Encargos Sobre o Fornecimento (R\$)	1.489.499,41	1.315.039,56	5.204.948,31
	CGA	6.931.054,80	4.332.699,83	24.915.067,19
TARIFA PROPOSTA	Ajuste (CGC - CGA) (R\$)	1.458.464,62	3.806.847,71	-845.561,28
	Receita (R\$)	13.686.125,53	11.316.344,02	40.744.598,12
	Despesa – Aquisição de Energia (R\$)	3.738.383,23	1.766.805,64	11.392.562,94
	Encargos Sobre o Fornecimento (R\$)	1.558.222,87	1.409.990,85	5.201.108,41
	Desconto Adicional na Aquisição de Energia (R\$ e %)	0,00 0,00%	2.015.741,66 53,29%	-767.980,32 -7,23%
	Receita Proposta / Rec. Preços Cooperativa 2003 (%)	108,60%	86,48%	105,57%
	Receita Proposta / Rec. Tarifa Média Concessionária (%)	112,56%	120,00%	100,00%
	Nº de Consumidores com Aumento de Preço (nº e %)	18865 96,7%	4224 27,5%	97 0,24%
	Nº de Consumidores com Redução de Preço (nº e %)	643 3,3%	11134 72,5%	39815 99,76%
	Mercado MWh com Aumento de Tarifas (MWh e %)	49.076,91 88,77%	25.449,27 46,36%	87.992,74 43,42%
	Mercado MWh com Redução de Tarifas (MWh e %)	6.207,87 11,23%	29.444,54 53,64%	114.656,46 56,58%
	Aumento de Tarifas – Percentual Médio (%)	5,12%	16,86%	11,14%
	Redução de Tarifas – Percentual Médio (%)	-6,70%	-27,24%	-0,83%

DESCRIÇÃO		CERTHIL (R\$)	COOPERNORTE (R\$)	COOPERSUL (R\$)
Número de Consumidores		6.868	2.884	3.001
Mercado (MWh)		19.045,50	6.559,23	8.846,50
Perdas (%)		13,71%	21,68%	24,21%
PREÇO COOPERATIVA	Receita (R\$)	5.199.064,35	1.977.761,97	2.772.182,65
	Despesa – Aquisição de Energia (R\$)	813.326,87	371.938,28	519.018,05
	Custos Gerenciáveis	4.385.737,47	1.605.823,70	2.253.164,61
TARIFA CONCESSIONÁRIA	Receita (R\$)	4.128.539,23	1.364.022,85	1.842.848,94
	Despesa – Aquisição de Energia (R\$)	721.486,10	315.211,18	435.880,89
	Encargos Sobre o Fornecimento (R\$)	532.176,87	168.616,64	227.504,26
	CGA	2.874.876,26	880.195,03	1.179.463,79
TARIFA PROPOSTA	Ajuste (CGC - CGA) (R\$)	1.510.861,21	725.628,67	1.073.700,82
	Receita (R\$)	4.591.162,70	1.636.827,42	2.211.418,72
	Despesa – Aquisição de Energia (R\$)	144.297,22 A compensar 494.752,87	63.042,24 A compensar 214.192,20	87.176,18 A compensar 374.755,49
	Encargos Sobre o Fornecimento (R\$)	555.880,87	182.153,69	245.833,43
	Desconto Adicional na Aquisição de Energia (R\$ e %)	577.188,88 80,00%	252.168,94 80,00%	348.704,71 80,00%
	Receita Proposta / Rec. Preços Cooperativa 2003 (%)	88,31%	82,76%	79,77%
	Receita Proposta / Rec. Tarifa Média Concessionária (%)	111,21%	120,00%	120,00%
	Nº de Consumidores com Aumento de Preço (nº e %)	793 11,55%	4 0,14%	0 0,00%
	Nº de Consumidores com Redução de Preço (nº e %)	6075 88,45%	2880 99,86%	3001 100,00%
	Mercado MWh com Aumento de Tarifas (MWh e %)	4.061,98 21,33%	27,08 0,41%	0 0,00%
	Mercado MWh com Redução de Tarifas (MWh e %)	14.983,52 78,67%	6.532,15 99,59%	8.846,50 100,00%
	Aumento de Tarifas – Percentual Médio (%)	20,00%	2,58%	0,00%
	Redução de Tarifas – Percentual Médio (%)	-24,45%	-16,40%	-24,34%

DESCRIÇÃO		COOPERATIVA	COPREL (R\$)	CRELUZ (R\$)	CRERAL (R\$)	TOTAL - RIO GRANDE DO SUL
Número de Consumidores			40.083	16.522	5.820	202.852
Mercado (MWh)			163.762,36	46.919,23	15.742,45	752.060,92
Perdas (%)			15,57%	9,91%	14,22%	12,54%
PREÇO COOPERATIVA	Receita (R\$)		34.606.004,87	12.674.710,94	3.458.677,96	166.002.541,10
	Despesa – Aquisição de Energia (R\$)		14.015.325,47	3.675.504,29	670.865,17	57.292.273,77
	Custos Gerenciáveis		20.590.679,40	8.999.206,64	2.787.812,79	108.710.267,33
TARIFA CONCESSIONÁRIA	Receita (R\$)		36.004.229,41	9.894.339,78	3.273.433,60	152.905.793,70
	Despesa – Aquisição de Energia (R\$)		12.301.531,59	3.236.130,06	567.514,01	47.602.677,39
	Encargos Sobre o Fornecimento (R\$)		4.347.290,63	1.236.502,77	409.110,18	19.386.199,70
	CGA		19.355.407,19	5.421.706,95	2.296.809,41	85.916.916,61
TARIFA PROPOSTA	Ajuste (CGC - CGA) (R\$)		1.235.272,21	3.577.499,69	491.003,38	22.793.350,72
	Receita (R\$)		37.297.708,15	11.873.207,73	3.787.573,26	166.898.054,27
	Despesa – Aquisição de Energia (R\$)		12.301.531,59	1.539.968,45	567.514,01	39.131.861,15 A compensar 1.083.700,36
	Encargos Sobre o Fornecimento (R\$)		4.405.497,17	1.334.032,64	432.246,46	20.058.205,52
	Desconto Adicional na Aquisição de Energia (R\$ e %)		0,00 0,00%	1.696.161,61 52,41%	0,00 0,00%	8.470.816,24 17,79%
	Receita Proposta / Rec. Preços Cooperativa 2003 (%)		107,78%	93,68%	109,51%	100,54%
	Receita Proposta / Rec. Tarifa Média Concessionária (%)		103,59%	120,00%	115,71%	109,15%
	Nº de Consumidores com Aumento de Preço (nº e %)		191 0,48%	3954 23,93%	5819 99,98%	43.044 21,22%
	Nº de Consumidores com Redução de Preço (nº e %)		39892 99,52%	12568 76,07%	1 0,02%	159808 78,78%
	Mercado MWh com Aumento de Tarifas (MWh e %)		33.870,36 20,68%	9.637,76 20,54%	15.647,96 99,4%	284.311,99 37,80%
	Mercado MWh com Redução de Tarifas (MWh e %)		129.892,00 79,32%	37.281,47 79,46%	94,49 0,6%	467.748,96 62,20%
	Aumento de Tarifas – Percentual Médio (%)		13,79%	12,92%	5,88%	11,76%
	Redução de Tarifas – Percentual Médio (%)		-2,19%	-14,21%	-25,63%	-10,18%

Santa Catarina

COOPERATIVA		CEESAM (SC)	CEGERO (SC)	CEJAMA (SC)	CEPRAG (SC)
DESCRIÇÃO					
Número de Consumidores		879	3.834	3.972	9.165
Mercado (MWh)		17.423,51	64.574,55	15.102,50	20.560,80
Perdas (%)		6,56%	8,75%	12,58%	8,32%
PREÇO COOPERATIVA	Receita (R\$)	1.884.127,80	8.525.251,21	3.013.016,42	4.109.629,95
	Despesa – Aquisição de Energia (R\$)	238.236,54	5.723.720,55	1.427.019,07	1.759.863,99
	Custos Gerenciáveis	1.645.891,26	2.801.530,67	1.585.997,35	2.349.765,96
TARIFA CONCESSIONÁRIA	Receita (R\$)	2.987.006,46	12.277.275,65	3.132.194,52	4.407.509,84
	Despesa – Aquisição de Energia (R\$)	307.698,11	5.362.348,34	1.351.520,34	1.448.349,83
	Encargos Sobre o Fornecimento (R\$)	466.098,70	1.595.072,21	384.300,82	531.815,55
	CGA	2.213.209,65	5.319.855,10	1.396.373,36	2.427.344,46
TARIFA PROPOSTA	Ajuste (CGC - CGA) (R\$)	-567.318,39	-2.518.324,43	189.623,99	-77.578,50
	Receita (R\$)	2.987.006,46	12.277.275,65	3.330.753,67	4.407.509,84
	Despesa – Aquisição de Energia (R\$)	437.864,14	7.893.327,67	1.351.520,34	1.526.318,17
	Encargos Sobre o Fornecimento (R\$)	465.447,87	1.582.417,32	393.235,99	531.425,70
	Desconto Adicional na Aquisição de Energia (R\$ e %)	-130.166,03 -42,30%	-2.530.979,33 -47,20%	0,00 0,00%	-77.968,34 -5,38%
	Receita Proposta / Rec. Tarifa Média Concessionária (%)	100,00%	100,00%	106,34%	100,00%
	Nº de Consumidores com Aumento de Preço (nº e %)	841 95,68%	2342 61,09%	2148 54,08%	4491 49%
	Nº de Consumidores com Redução de Preço (nº e %)	38 4,32%	1492 38,91%	1824 45,92%	4674 51,00%
	Mercado MWh com Aumento de Tarifas (MWh e %)	17.065,89 97,95%	59.861,83 92,70%	6.513,26 43,13%	10.979,05 53,40%
	Mercado MWh com Redução de Tarifas (MWh e %)	357,62 2,05%	4.712,72 7,30%	8.589,24 56,87%	9.581,75 46,60%
	Aumento de Tarifas – Percentual Médio (%)	53,13%	36,59%	17,07%	12,97%
	Redução de Tarifas – Percentual Médio (%)	-10,57%	-3,09%	-19,72%	-27,23%

COOPERATIVA	DESCRIÇÃO	CERAÇA (SC)	CERAL (SC)	CERBRANORTE (SC)	CEREJ (SC)
Número de Consumidores		7.236	1.996	11.254	7.745
Mercado (MWh)		24.407,50	4.449,26	63.224,51	14.130
Perdas (%)		9,37%	25,63%	19,82%	17,84%
PREÇO COOPERATIVA	Receita (R\$)	5.732.929,61	1.280.979,00	11.341.844,79	4.227.926,44
	Despesa – Aquisição de Energia (R\$)	2.328.903,31	547.594,96	6.483.713,79	1.490.893,11
	Custos Gerenciáveis	3.404.026,29	733.384,04	4.858.131,00	2.737.033,32
TARIFA CON-CESIONÁRIA	Receita (R\$)	4.458.163,62	897.855,18	13.405.671,66	2.854.652,80
	Despesa – Aquisição de Energia (R\$)	2.209.536,34	477.650,97	6.125.792,76	1.416.241,54
	Encargos Sobre o Fornecimento (R\$)	593.777,59	111.698,49	1.619.675,14	355.385,37
	CGA	1.654.849,69	308.505,72	5.660.203,76	1.083.025,89
TARIFA PROPOSTA	Ajuste (CGC - CGA) (R\$)	1.749.176,60	424.878,32	-802.072,76	1.654.007,43
	Receita (R\$)	5.349.796,35	1.077.426,22	13.405.671,66	3.425.583,36
	Despesa – Aquisição de Energia (R\$)	1.307.358,10	222.989,69	6.931.896,03	301.901,09
	Encargos Sobre o Fornecimento (R\$)	638.411,95	121.052,50	1.615.644,63	386.648,95
	Desconto Adicional na Aquisição de Energia (R\$ e %)	902.178,24 40,83%	254.661,28 53,32%	-806.103,27 -13,16%	1.114.340,45 78,68%
	Receita Proposta / Rec. Preços Cooperativa 2003 (%)	93,32%	84,11%	118,20%	81,02%
	Receita Proposta / Rec. Tarifa Média Concessionária (%)	120,00%	120,00%	100,00%	120,00%
	Nº de Consumidores com Aumento de Preço (nº e %)	769 10,63%	157 7,87%	5816 51,68%	2716 35,07%
	Nº de Consumidores com Redução de Preço (nº e %)	6467 89,37%	1839 92,13%	5438 48,32%	5029 64,93%
	Mercado MWh com Aumento de Tarifas (MWh e %)	1.123,45 4,60%	474,68 10,67%	43.989,45 69,58%	5.309,32 37,57%
	Mercado MWh com Redução de Tarifas (MWh e %)	23.284,05 95,40%	3.974,58 89,33%	19.235,06 30,42%	8.820,86 62,43%
	Aumento de Tarifas – Percentual Médio (%)	10,62%	9,53%	10,23%	4,68%
	Redução de Tarifas – Percentual Médio (%)	-17,11%	-23,93%	-14,99%	-32,42%

COOPERATIVA \ DESCRIÇÃO		CERGAL (SC)	CERGRAL (SC)	CERMOFUL (SC)	CERPALO (SC)
Número de Consumidores		11.328	3.865	8.898	6.921
Mercado (MWh)		32.276,95	11.748,24	61.182,88	18.884,76
Perdas (%)		17,54%	23,16%	5,00%	17,95%
PREÇO COO- PERATIVA	Receita (R\$)	7.518.820,62	2.704.554,36	11.104.156,25	4.818.079,98
	Despesa – Aquisição de Energia (R\$)	3.226.792,78	1.272.712,07	4.625.408,35	1.920.896,49
	Custos Gerenciáveis	4.292.027,84	1.431.842,29	6.478.747,90	2.897.183,49
TARIFA CON- CESSIONÁRIA	Receita (R\$)	7.152.390,38	2.400.604,51	11.758.772,05	3.953.123,18
	Despesa – Aquisição de Energia (R\$)	3.045.841,58	1.201.124,09	4.517.750,84	1.824.861,79
	Encargos Sobre o Fornecimento (R\$)	841.160,72	296.581,97	1.519.793,73	526.912,82
	CGA	3.265.388,08	902.898,45	5.721.227,48	1.601.348,57
TARIFA PROPOSTA	Ajuste (CGC - CGA) (R\$)	1.026.639,76	528.943,84	757.520,42	1.295.834,92
	Receita (R\$)	8.227.405,85	2.880.725,41	12.551.987,15	4.743.747,81
	Despesa – Aquisição de Energia (R\$)	3.045.841,58	1.130.341,79	4.517.750,84	1.281.355,87
	Encargos Sobre o Fornecimento (R\$)	889.536,42	318.541,33	1.555.488,41	565.208,46
	Desconto Adicional na Aquisição de Energia (R\$ e %)	0,00 0,00%	70.782,30 5,89%	0,00 0,00%	543.505,92 29,78%
	Receita Proposta / Rec. Preços Cooperativa 2003 (%)	109,42%	106,51%	113,04%	98,46%
	Receita Proposta / Rec. Tarifa Média Concessionária (%)	115,03%	120,00%	106,75%	120,00%
	Nº de Consumidores com Aumento de Preço (nº e %)	8532 75,32%	3533 91,41%	4403 49,48%	670 9,68%
	Nº de Consumidores com Redução de Preço (nº e %)	2796 24,68%	332 8,59%	4495 50,52%	6251 90,32%
	Mercado MWh com Aumento de Tarifas (MWh e %)	27.884,03 86,39%	8.586,28 73,09%	46.415,52 75,86%	8.101,79 42,90%
	Mercado MWh com Redução de Tarifas (MWh e %)	4.392,92 13,61%	3.161,96 26,91%	14.767,36 24,14%	10.782,97 57,10%
	Aumento de Tarifas – Percentual Médio (%)	8,85%	19,16%	8,35%	7,93%
	Redução de Tarifas – Percentual Médio (%)	-30,92%	-33,44%	-13,85%	-15,91%

COOPERATIVA \ DESCRIÇÃO		CERSAD (SC)	CERSUL (SC)	COOPERA (SC)	COOPERCOCAL (SC)
Número de Consumidores		835	13.015	14.914	8.630
Mercado (MWh)		4.703,76	54.306,36	89.215,42	31.552,57
Perdas (%)		14,26%	15,15%	11,20%	12,66%
PREÇO COO- PERATIVA	Receita (R\$)	689.699,61	10.772.038,3 3	17.066.225,19	6.591.255,79
	Despesa – Aquisição de Energia (R\$)	112.941,17	5.217.010,94	8.188.499,92	2.992.119,27
	Custos Gerenciáveis	576.758,44	5.555.027,39	8.877.725,27	3.599.136,52
TARIFA CON- CESSIONÁRIA	Receita (R\$)	981.095,37	9.803.564,03	17.353.047,48	6.879.656,66
	Despesa – Aquisição de Energia (R\$)	115.503,75	4.925.580,26	7.704.522,55	2.825.987,08
	Encargos Sobre o Fornecimento (R\$)	168.032,76	1.315.889,56	2.219.843,82	817.990,67
	CGA	697.558,86	3.562.094,21	7.428.681,11	3.235.678,91
TARIFA PROPOSTA	Ajuste (CGC - CGA) (R\$)	-120.800,42	1.992.933,18	1.449.044,16	363.457,61
	Receita (R\$)	981.095,37	11.764.276,8 3	18.870.371,21	7.260.240,55
	Despesa – Aquisição de Energia (R\$)	136.931,46	4.804.522,52	7.704.522,55	2.825.987,08
	Encargos Sobre o Fornecimento (R\$)	167.925,62	1.404.726,92	2.288.123,38	835.116,95
	Desconto Adicional na Aquisição de Energia (R\$ e %)	-21.427,71 -18,55%	121.057,74 2,46%	0,00 0,00%	0,00 0,00%
	Receita Proposta / Rec. Preços Cooperativa 2003 (%)	142,25%	109,21%	110,57%	110,15%
	Receita Proposta / Rec. Tarifa Média Concessionária (%)	100,00%	120,00%	108,74%	105,53%
	Nº de Consumidores com Aumento de Preço (nº e %)	819 98,08%	10711 82,3%	10.956 73,46%	993 11,51%
	Nº de Consumidores com Redução de Preço (nº e %)	16 1,92%	2304 17,7%	3.958 26,54%	7637 88,49%
	Mercado MWh com Aumento de Tarifas (MWh e %)	4.511,10 95,90%	43.038,66 79,25%	61.098,44 68,48%	5.886,90 18,66%
	Mercado MWh com Redução de Tarifas (MWh e %)	192,66 4,10%	11.267,70 20,75%	28.116,98 31,52%	25.665,67 81,34%
	Aumento de Tarifas – Percentual Médio (%)	34,19%	12,05%	10,21%	13,24%
	Redução de Tarifas – Percentual Médio (%)	-7,00%	-36,72%	-3,05%	-3,47%

COOPERATIVA \ DESCRIÇÃO		COOPERMILA (SC)	COOPERZEM (SC)	COORSEL (SC)	TOTAL - SANTA CATARINA
Número de Consumidores		749	5.010	5.741	125.987
Mercado (MWh)		6.172,22	17.904,22	21.166,42	572.986,61
Perdas (%)		6,54%	21,70%	14,79%	12,92%
PREÇO COO- PERATIVA	Receita (R\$)	1.122.021,16	3.641.029,91	5.196.524,91	111.340.111,33
	Despesa – Aquisição de Energia (R\$)	556.637,99	1.292.380,45	2.069.769,61	51.475.114,36
	Custos Gerenciáveis	565.383,18	2.348.649,45	3.126.755,30	59.864.996,96
TARIFA CON- CESSIONÁRIA	Receita (R\$)	1.133.714,74	4.012.500,98	3.907.810,67	113.756.609,78
	Despesa – Aquisição de Energia (R\$)	520.037,72	1.221.616,19	1.950.818,44	48.552.782,52
	Encargos Sobre o Fornecimento (R\$)	150.633,83	494.959,35	516.630,35	14.526.253,45
	CGA	463.043,19	2.295.925,44	1.440.361,88	50.677.573,81
TARIFA PROPOSTA	Ajuste (CGC - CGA) (R\$)	102.339,99	52.724,01	1.686.393,42	9.187.423,15
	Receita (R\$)	1.194.362,47	4.067.709,37	4.678.456,34	123.481.401,57
	Despesa – Aquisição de Energia (R\$)	475.393,09	1.221.616,19	995.615,62	48.113.053,82
	Encargos Sobre o Fornecimento (R\$)	153.586,20	497.443,73	556.085,42	14.966.067,75
	Desconto Adicional na Aquisição de Energia (R\$ e %)	44.644,63 8,58%	0,00 0,00%	955.202,82 48,96%	439.728,70 0,91%
	Receita Proposta / Rec. Preços Cooperativa 2003 (%)	106,45%	111,72%	90,03%	110,90%
	Receita Proposta / Rec. Tarifa Média Concessionária (%)	105,35%	101,38%	119,72%	108,55%
	Nº de Consumidores com Aumento de Preço (nº e %)	144 19,23%	2963 59,14%	2213 38,55%	65.217 51,76%
	Nº de Consumidores com Redução de Preço (nº e %)	605 80,77%	2047 40,86%	3528 61,45%	60770 48,24%
	Mercado MWh com Aumento de Tarifas (MWh e %)	4.384,05 71,03%	12.278,71 68,58%	3.308,90 15,63%	370.811,31 64,72%
	Mercado MWh com Redução de Tarifas (MWh e %)	1.788,17 28,97%	5.625,51 31,42%	17.857,52 84,37%	202.175,30 35,28%
	Aumento de Tarifas – Percentual Médio (%)	20,00%	14,26%	20,00%	15,33%
	Redução de Tarifas – Percentual Médio (%)	-34,45%	-26,67%	-22,08%	-17,04%

Sergipe

DESCRIÇÃO		COOPERATIVA	CERCOS (SE)	TOTAL SERGIPE
Número de Consumidores			3.472	3.472
Mercado (MWh)			4.490,35	4.490,35
Perdas (%)			19,01%	19,01%
PREÇO COO- PERATIVA	Receita (R\$)		992.573,89	992.573,89
	Despesa – Aquisição de Energia (R\$)		518.493,58	518.493,58
	Custos Gerenciáveis		474.080,31	474.080,31
TARIFA CON- CESSIONÁRIA	Receita (R\$)		790.514,32	790.514,32
	Despesa – Aquisição de Energia (R\$)		473.061,61	473.061,61
	Encargos Sobre o Fornecimento (R\$)		83.357,03	83.357,03
	CGA		234.095,68	234.095,68
TARIFA PROPOSTA	Ajuste (CGC - CGA) (R\$)		239.984,63	239.984,63
	Receita (R\$)		948.617,19	948.617,19
	Despesa – Aquisição de Energia (R\$)		383.618,00	383.618,00
	Encargos Sobre o Fornecimento (R\$)		90.918,88	90.918,88
	Desconto Adicional na Aquisição de Energia (R\$ e %)		89.443,61 18,91%	89.443,61 18,91%
	Receita Proposta / Rec. Tarifa Média Concessionária (%)		120,00%	120,00%
	Nº de Consumidores com Aumento de Preço (nº e %)		509 14,66%	509 14,66%
	Nº de Consumidores com Redução de Preço (nº e %)		2963 85,34%	2963 85,34%
	Mercado MWh com Aumento de Tarifas (MWh e %)		1.696,00 37,77%	1.696,00 37,77%
	Mercado MWh com Redução de Tarifas (MWh e %)		2.794,35 62,23%	2.794,35 62,23%
	Aumento de Tarifas – Percentual Médio (%)		19,28%	19,28%
	Redução de Tarifas – Percentual Médio (%)		-19,93%	-19,93%

São Paulo

DESCRIÇÃO		COOPERATIVA	CEDRAP (SP)	CEDRI (SP)	CEMIRIM (SP)	CERFRA (SP)
Número de Consumidores			2.231	1.785	5.652	1.007
Mercado (MWh)			8.036,76	4.386,20	71.462,56	4.615,36
Perdas (%)			16,77%	28,79%	11,70%	24,84%
PREÇO COOPERATIVA	Receita (R\$)		2.520.406,66	1.411.603,05	12.767.931,56	1.257.726,59
	Despesa – Aquisição de Energia (R\$)		941.898,08	598.010,87	6.722.638,51	566.976,37
	Custos Gerenciáveis		1.578.508,58	813.592,18	6.045.293,04	690.750,23
TARIFA CONCESSIONÁRIA	Receita (R\$)		1.655.575,54	1.148.249,16	12.115.740,35	743.490,87
	Despesa – Aquisição de Energia (R\$)		834.867,56	551.422,08	5.512.903,00	459.731,49
	Encargos Sobre o Fornecimento (R\$)		203.437,84	121.602,90	1.700.384,77	107.612,28
	CGA		617.270,14	475.224,18	4.902.452,58	176.147,10
TARIFA PROPOSTA	Ajuste (CGC - CGA) (R\$)		961.238,44	338.368,00	1.142.840,46	514.603,13
	Receita (R\$)		1.986.690,65	1.377.899,00	13.312.431,93	899.152,50
	Despesa – Aquisição de Energia (R\$)		186.602,73	431.771,41	5.512.903,00	91.946,30
	Encargos Sobre o Fornecimento (R\$)		221.579,34	132.535,40	1.754.235,89	116.455,98
	Desconto Adicional na Aquisição de Energia (R\$ e %)		648.264,83 77,65%	119.650,67 21,70%	0,00 0,00%	367.785,19 80,00%
	Receita Proposta / Rec. Preços Cooperativa 2003 (%)		78,82%	97,61%	104,26%	71,49%
	Receita Proposta / Rec. Tarifa Média Concessionária (%)		120,00%	120,00%	109,88%	120,94%
	Nº de Consumidores com Aumento de Preço (nº e %)		637 28,55%	1364 76,41%	5205 92,09%	0 0%
	Nº de Consumidores com Redução de Preço (nº e %)		1594 71,45%	421 23,59%	447 7,91%	1007 100%
	Mercado MWh com Aumento de Tarifas (MWh e %)		985,82 12,27%	2872,34 65,49%	58.861,11 82,37%	0,00 0%
	Mercado MWh com Redução de Tarifas (MWh e %)		7.050,94 87,73%	1.513,86 34,51%	12.601,44 17,63%	4.615,36 100%
	Aumento de Tarifas – Percentual Médio (%)		12,87%	4,59%	10,12%	0,00%
	Redução de Tarifas – Percentual Médio (%)		-31,75%	-36,83%	-1,52%	-31,30%

COOPERATIVA		CERIM (SP)	CERIPA (SP)	CERIS (SP)	CERMC (SP)
DESCRIÇÃO					
Número de Consumidores		6.045	5.935	3.793	1.638
Mercado (MWh)		20.724,98	62.948,18	10.253,62	14.257,53
Perdas (%)		21,89%	12,22%	9,75%	10,94%
PREÇO COO- PERATIVA	Receita (R\$)	6.092.153,3 2	12.658.368,75	2.871.388,3 7	2.738.772,0 0
	Despesa – Aquisição de Energia (R\$)	2.680.334,1 0	6.446.693,25	1.073.725,0 2	1.608.696,3 5
	Custos Gerenciáveis	3.411.819,2 2	6.211.675,50	1.797.663,3 5	1.130.075,6 5
TARIFA CON-CESIONÁRIA	Receita (R\$)	4.978.104,1 5	11.699.146,37	2.200.575,5 5	2.528.168,4 0
	Despesa – Aquisição de Energia (R\$)	2.304.410,0 6	5.782.376,16	805.219,10	1.252.439,0 3
	Encargos Sobre o Fornecimento (R\$)	556.455,20	1.540.240,68	264.784,77	343.375,07
	CGA	2.117.238,8 9	4.376.529,53	1.130.571,6 8	932.354,30
TARIFA PROPOSTA	Ajuste (CGC - CGA) (R\$)	1.294.580,3 3	1.835.145,97	667.091,67	197.721,35
	Receita (R\$)	5.973.724,9 8	12.798.463,67	2.320.262,4 3	2.735.206,4 6
	Despesa – Aquisição de Energia (R\$)	1.958.920,1 7	4.993.131,99	249.650,56	1.252.439,0 3
	Encargos Sobre o Fornecimento (R\$)	602.985,58	1.593.656,18	272.948,52	352.691,79
	Desconto Adicional na Aquisição de Energia (R\$ e %)	0,00 0,00%	0,00 0,00%	0,00 0,00%	0,00 0,00%
	Receita Proposta / Rec. Preços Cooperativa 2003 (%)	98,06%	101,11%	80,81%	99,87%
	Receita Proposta / Rec. Tarifa Média Concessionária (%)	120,00%	109,40%	105,44%	108,19%
	Nº de Consumidores com Aumento de Preço (nº e %)	5898 97,57%	5635 95,05%	1054 27,79%	1258 76,8%
	Nº de Consumidores com Redução de Preço (nº e %)	147 2,43%	300 5,05%	2739 72,21%	380 23,2%
	Mercado MWh com Aumento de Tarifas (MWh e %)	15.314,44 73,89%	46.141,29 73,3%	2.718,29 26,51%	9.049,79 63,47%
	Mercado MWh com Redução de Tarifas (MWh e %)	5.410,54 26,11%	16.806,90 26,7%	7.535,34 73,49%	5.207,74 36,53%
	Aumento de Tarifas – Percentual Médio (%)	1,16%	20,00%	20,00%	3,52%
	Redução de Tarifas – Percentual Médio (%)	-28,80%	-47,36%	-31,09%	-15,54%

COOPERATIVA		CERNHE (SP)	CERPRO (SP)	CERRP (SP)	CERVAM (SP)
DESCRIÇÃO					
Número de Consumidores		2.099	1.121	2.864	2.134
Mercado (MWh)		6.835,48	7.822,61	12.448,34	19.143,57
Perdas (%)		17,58%	5,44%	12,28%	17,02%
PREÇO COO- PERATIVA	Receita (R\$)	1.793.907,42	1.856.587,43	2.789.627,44	3.715.206,66
	Despesa – Aquisição de Energia (R\$)	744.209,62	741.312,90	1.277.199,60	1.960.085,79
	Custos Gerenciáveis	1.049.697,80	1.115.274,53	1.512.427,84	1.755.120,87
TARIFA CON-CESIONÁRIA	Receita (R\$)	1.147.851,54	1.328.196,39	2.265.690,95	3.516.830,08
	Despesa – Aquisição de Energia (R\$)	550.257,98	602.592,19	1.031.013,30	1.768.625,51
	Encargos Sobre o Fornecimento (R\$)	162.171,80	186.338,06	303.025,95	466.646,35
	CGA	435.421,76	539.266,14	931.651,70	1.281.558,22
TARIFA PROPOSTA	Ajuste (CGC - CGA) (R\$)	614.276,04	576.008,39	580.776,14	473.562,65
	Receita (R\$)	1.377.421,85	1.593.835,67	2.718.829,14	4.012.707,19
	Despesa – Aquisição de Energia (R\$)	153.236,48	278.649,59	882.240,26	1.768.625,51
	Encargos Sobre o Fornecimento (R\$)	174.487,57	199.911,54	324.161,03	488.960,82
	Desconto Adicional na Aquisição de Energia (R\$ e %)	397.021,50 72,15%	323.942,60 53,76%	148.773,04 14,43%	0,00 0,00%
	Receita Proposta / Rec. Preços Cooperativa 2003 (%)	76,78%	85,85%	97,46%	108,01%
	Receita Proposta / Rec. Tarifa Média Concessionária (%)	120,00%	120,00%	120,00%	114,10%
	Nº de Consumidores com Aumento de Preço (nº e %)	750 35,73%	227 20,25%	123 4,29%	444 20,81%
	Nº de Consumidores com Redução de Preço (nº e %)	1349 64,27%	894 79,75%	2741 95,71%	1690 79,19%
	Mercado MWh com Aumento de Tarifas (MWh e %)	1.478,48 21,63%	4.413,46 56,42%	2.516,86 20,22%	10.106,47 52,79%
	Mercado MWh com Redução de Tarifas (MWh e %)	5.357,01 78,37%	3.409,15 43,58%	9.931,48 79,78%	9.037,11 47,21%
	Aumento de Tarifas – Percentual Médio (%)	12,42%	13,06%	10,07%	4,39%
	Redução de Tarifas – Percentual Médio (%)	-32,32%	-35,60%	-5,81%	-6,87%

COOPERATIVA		CETRIL (SP)	TOTAL SÃO PAULO
DESCRIÇÃO			
Número de Consumidores		11.623	47.927
Mercado (MWh)		39.590,12	282.525,31
Perdas (%)		14,58%	14,04%
PREÇO COO- PERATIVA	Receita (R\$)	11.085.021,94	63.558.701,19
	Despesa – Aquisição de Energia (R\$)	4.764.033,42	30.125.813,88
	Custos Gerenciáveis	6.320.988,52	33.432.887,31
TARIFA CON- CESSIONÁRIA	Receita (R\$)	10.112.287,68	55.439.907,03
	Despesa – Aquisição de Energia (R\$)	4.060.099,29	25.515.956,75
	Encargos Sobre o Fornecimento (R\$)	1.091.788,27	7.047.863,94
	CGA	4.960.400,12	22.876.086,34
TARIFA PROPOSTA	Ajuste (CGC - CGA) (R\$)	1.360.588,40	10.556.800,97
	Receita (R\$)	11.536.987,58	62.643.613,05
	Despesa – Aquisição de Energia (R\$)	4.060.099,29	21.820.216,32
	Encargos Sobre o Fornecimento (R\$)	1.155.899,77	7.390.509,41
	Desconto Adicional na Aquisição de Energia (R\$ e %)	0,00 0,00%	3.695.740,43 14,48%
	Receita Proposta / Rec. Preços Cooperativa 2003 (%)	104,08%	98,56%
	Receita Proposta / Rec. Tarifa Média Concessionária (%)	114,09%	112,99%
	Nº de Consumidores com Aumento de Preço (nº e %)	11384 97,94%	33.979 70,9%
	Nº de Consumidores com Redução de Preço (nº e %)	239 2,06%	13.948 29,1%
	Mercado MWh com Aumento de Tarifas (MWh e %)	32.916,45 83,14%	187.374,80 66,32%
	Mercado MWh com Redução de Tarifas (MWh e %)	6.673,66 16,86%	95.150,53 33,68%
	Aumento de Tarifas – Percentual Médio (%)	4,68%	9,56%
	Redução de Tarifas – Percentual Médio (%)	-10,82%	-23,42%

TOTAL

DESCRIÇÃO		TOTAL PARANÁ	TOTAL - RIO DE JANEIRO	TOTAL - RIO GRANDE DO SUL
Número de Cooperativas		2	2	10 critério (3 não atendem o critério)
Número de Consumidores		1.068	5.794	202.852
Mercado (MWh)		35.639	19.868	752.061
Perdas (%)		6,30%	14,17%	12,54%
PREÇO COOPERATIVA	Receita (R\$)	5.529.694,79	6.187.674,04	166.002.541
	Despesa – Aquisição de Energia (R\$)	2.788.625,47	2.352.367,18	57.292.274
	Custos Gerenciáveis (CGC) (R\$)	2.741.069,33	3.835.306,86	108.710.267
TARIFA CONCESSIONÁRIA	Receita (R\$)	5.876.825,67	5.539.717,20	152.905.794
	Despesa – Aquisição de Energia (R\$)	2.676.218,40	1.951.272,07	47.602.677
	Encargos Sobre o Fornecimento (R\$)	840.976,74	568.590,22	19.386.200
	Custos Gerenciáveis a serem Ajustados (CGA) (R\$)	2.359.630,53	3.019.854,91	85.916.917
TARIFA PROPOSTA	Ajuste (CGC - CGA) (R\$)	381.438,80	815.451,95	22.793.350,72
	Receita (R\$)	6.276.238,01	6.304.604,44	166.898.054
	Despesa – Aquisição de Energia (R\$)	2.676.218,40	1.865.860,37	39.131.861,15 A compensar 1.083.700,36
	Encargos Sobre o Fornecimento (R\$)	858.950,29	603.437,20	20.058.206
	Desconto Adicional na Aquisição de Energia (R\$ e %)	0,00 0,00%	85.411,70 4,38%	8.470.816,24 17,79%
	Receita Proposta / Rec. Tarifa Média Concessionária (%)	106,80%	113,81%	109,15%
	Nº de Consumidores com Aumento de Preço (nº e %)	1068 100%	4537 78,3%	43.044 21,22%
	Nº de Consumidores com Redução de Preço (nº e %)	0 0%	1257 21,7%	159808 78,78%
	Mercado MWh com Aumento de Tarifas (MWh e %)	35.639,46 100%	17.078,15 85,96%	284.311,99 37,80%
	Mercado MWh com Redução de Tarifas (MWh e %)	0,00 0%	2.789,41 14,04%	467.748,96 62,20%
	Aumento de Tarifas – Percentual Médio (%)	12,70%	12,75%	11,76%
	Redução de Tarifas – Percentual Médio (%)	0,00%	-30,04%	-10,18%

DESCRIÇÃO		TOTAL - SANTA CATARINA	TOTAL - SÃO PAULO	TOTAL - SERGIPE
Número de Cooperativas		19	13	1
Número de Consumidores		125.987	47.927	3.472
Mercado (MWh)		572.987	282.525	4.490
Perdas (%)		12,92%	14,04%	19,01%
PREÇO COOPERATIVA	Receita (R\$)	111.340.111,33	63.558.701,19	992.573,89
	Despesa – Aquisição de Energia (R\$)	51.475.114,36	30.125.813,88	518.493,58
	Custos Gerenciáveis (CGC) (R\$)	59.864.996,96	33.432.887,31	474.080,31
TARIFA CON- CESSIONÁRIA	Receita (R\$)	113.756.609,78	55.439.907,03	790.514,32
	Despesa – Aquisição de Energia (R\$)	48.552.782,52	25.515.956,75	473.061,61
	Encargos Sobre o Fornecimento (R\$)	14.526.253,45	7.047.863,94	83.357,03
	Custos Gerenciáveis a serem Ajustados (CGA) (R\$)	50.677.573,81	22.876.086,34	234.095,68
TARIFA PROPOSTA	Ajuste (CGC - CGA) (R\$)	9.187.423,15	10.556.800,97	239.984,63
	Receita (R\$)	123.481.401,57	62.643.613,05	948.617,19
	Despesa – Aquisição de Energia (R\$)	48.113.053,82	21.820.216,32	383.618,00
	Encargos Sobre o Fornecimento (R\$)	14.966.067,75	7.390.509,41	90.918,88
	Desconto Adicional na Aquisição de Energia (R\$ e %)	439.728,70 0,91%	3.695.740,43 14,48%	89.443,61 18,91%
	Receita Proposta / Rec. Preços Cooperativa 2003 (%)	110,90%	98,56%	95,57%
	Receita Proposta / Rec. Tarifa Média Concessionária (%)	108,55%	112,99%	120,00%
	Nº de Consumidores com Aumento de Preço (nº e %)	65.217 51,76%	33.979 70,9%	509 14,66%
	Nº de Consumidores com Redução de Preço (nº e %)	60770 48,24%	13.948 29,1%	2963 85,34%
	Mercado MWh com Aumento de Tarifas (MWh e %)	370.811,31 64,72%	187.374,80 66,32%	1.696,00 37,77%
	Mercado MWh com Redução de Tarifas (MWh e %)	202.175,30 35,28%	95.150,53 33,68%	2.794,35 62,23%
	Aumento de Tarifas – Percentual Médio (%)	15,33%	9,56%	19,28%
	Redução de Tarifas – Percentual Médio (%)	-17,04%	-23,42%	-19,93%

DESCRIÇÃO		TOTAL GERAL
Número de Cooperativas		47 critério (3 não atendem o critério)
Número de Consumidores		387.100
Mercado (MWh)		1.667.570
Perdas (%)		12,78%
PREÇO COOPERATIVA	Receita (R\$)	353.611.296,34
	Despesa – Aquisição de Energia (R\$)	144.552.688,24
	Custos Gerenciáveis (CGC) (R\$)	209.058.608,10
TARIFA CONCESSIONÁRIA	Receita (R\$)	334.309.367,70
	Despesa – Aquisição de Energia (R\$)	126.771.968,74
	Encargos Sobre o Fornecimento (R\$)	42.453.241,08
	Custos Gerenciáveis a serem Ajustados (CGA) (R\$)	165.084.157,88
TARIFA PROPOSTA	Ajuste (CGC - CGA) (R\$)	43.974.450,22
	Receita (R\$)	366.552.528,53
	Despesa – Aquisição de Energia (R\$)	113.990.828,06 A compensar 1.083.700,36
	Encargos Sobre o Fornecimento (R\$)	43.968.089,05
	Desconto Adicional na Aquisição de Energia (R\$ e %)	12.781.140,68 10,08%
	Receita Proposta / Rec. Preços Cooperativa 2003 (%)	103,66%
	Receita Proposta / Rec. Tarifa Média Concessionária (%)	109,64%
	Nº de Consumidores com Aumento de Preço (nº e %)	148.354 38,32%
	Nº de Consumidores com Redução de Preço (nº e %)	238.746 61,68%
	Mercado MWh com Aumento de Tarifas (MWh e %)	896.911,71 53,79%
	Mercado MWh com Redução de Tarifas (MWh e %)	770.658,55 46,21%
	Aumento de Tarifas – Percentual Médio (%)	12,74%
	Redução de Tarifas – Percentual Médio (%)	-13,86%

DESCRIÇÃO		TOTAL PARANÁ	TOTAL - RIO DE JANEIRO	TOTAL - RIO GRANDE DO SUL	TOTAL - SANTA CATARINA	TOTAL SÃO PAULO	TOTAL SERGIPE	TOTAL GERAL
Número de Cooperativas		2	2	10	19	13	7	47 critério (1,16% do total de 40.000)
Número de Consumidores		1.068	5.794	202.852	128.967	47.927	3.472	327.100
Mercado (MWh)		35.839	19.868	752.961	572.967	262.525	4.460	1.597.570
Perdas (%)		6,30%	14,17%	0	0	14,04%	19,01%	12,78%
PREÇO COOPERATIVA	Receita (R\$)	5.529.694,79	6.187.674,04	166.002.541	111.340.111,33	63.558.701,19	992.573,89	353.611.296,34
	Despesa – Aquisição de Energia (R\$)	2.788.625,47	2.352.367,18	67.292.274	51.475.114,36	30.125.813,88	518.493,58	144.552.688,24
	Custos Gerenciáveis	2.741.069,33	3.835.306,86	108.710.267	59.864.996,96	33.432.887,31	474.080,31	209.058.608,10
TARIFA CONCESSIONÁRIA	Receita (R\$)	5.876.825,67	5.539.717,20	152.905.794	113.756.609,78	55.439.907,03	790.514,32	334.309.367,70
	Despesa – Aquisição de Energia (R\$)	2.676.218,40	1.951.272,07	47.602.677	48.552.782,62	25.515.956,75	473.061,61	126.771.968,74
	Encargos Sobre o Fornecimento (R\$)	840.976,74	568.590,22	19.386.200	14.526.253,45	7.047.863,94	83.357,03	42.453.241,08
CGA		2.359.630,53	3.019.854,91	85.916.917	50.677.573,81	22.876.086,34	234.095,68	165.084.157,88
TARIFA PROPOSTA	Receita (R\$)	6.276.238,01	6.304.604,44	166.898.054	123.481.401,57	62.643.613,05	948.617,19	366.552.528,53
	Despesa – Aquisição de Energia (R\$)	2.676.218,40	1.865.860,37	39.131.861,15 A compensar 1.083.700,36	48.113.053,82	21.820.216,32	383.618,00	113.990.828,06 A compensar 1.083.700,36
	Encargos Sobre o Fornecimento (R\$)	858.950,29	603.437,20	20.058.206	14.966.067,75	7.390.509,41	90.918,88	43.968.089,05
	Desconto Adicional na Aquisição de Energia (R\$ e %)	0,00 0,00%	85.411,70 4,38%	8.470.816,24 17,79%	439.728,70 0,91%	3.695.740,43 14,48%	89.443,61 18,91%	12.781.140,68 10,08%
	Receita Proposta / Rec. Tarifa Média Concessionária (%)	106,80%	113,81%	109,15%	108,55%	112,99%	120,00%	109,64%
	Nº de Consumidores com Aumento de Preço (nº e %)	1068 100%	4537 78,3%	43.044 21,22%	65.217 51,76%	33.979 70,9%	509 14,66%	148.354 38,32%
	Nº de Consumidores com Redução de Preço (nº e %)	0 0%	1257 21,7%	159808 78,78%	60770 48,24%	13.948 29,1%	2963 85,34%	238.746 61,68%
	Mercado MWh com Aumento de Tarifas (MWh e %)	35.639,46 100%	17.078,15 85,96%	284.311,99 37,80%	370.811,31 64,72%	187.374,80 66,32%	1.696,00 37,77%	896.911,71 53,79%
	Mercado MWh com Redução de Tarifas (MWh e %)	0,00 0%	2.789,41 14,04%	467.748,96 62,20%	202.175,30 35,28%	95.150,53 33,68%	2.794,35 62,23%	770.658,55 46,21%
	Aumento de Tarifas – Percentual Médio (%)	12,70%	12,75%	11,76%	15,33%	9,56%	19,28%	12,74%
	Redução de Tarifas – Percentual Médio (%)	0,00%	-30,04%	-10,18%	-17,04%	-23,42%	-19,93%	-13,86%
		381.438,80	815.451,95	22.793.360,72	9.187.423,15	10.556.800,97	239.984,63	43.974.450,22

ANEXO 4:**PROCEDIMENTOS PARA CÁLCULO DOS ENCARGOS SETORIAIS NO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Procedimentos para Cálculo dos Encargos Setoriais das Permissionárias para o ano de 2007

Ao se tornarem permissionárias, as cooperativas passarão a recolher os encargos setoriais. Para efeito de simulação inicial foram adotados os seguintes procedimentos:

- **RGR** – Será considerado 3% da Receita Operacional Líquida (sem ICMS)
- **Taxa de Fiscalização (TFSEE)** – 0,5% do Benefício Econômico (Receita Operacional Líquida menos Energia Comprada)
- **Compensação Financeira (CFURH)** – Geração própria hidráulica (MWh) X 6,75% X R\$ 57,634 / MWh. (Resolução ANEEL 404/2006)

- **P&D** – 1% da Receita Operacional Líquida, (ROL), dada por Receita Operacional menos Deduções (Fonte: Res. Nº 233/2006).

Portanto, conforme a definição dada pela resolução acima:

$$P\&D = 1\% \cdot (ROL - RGR - CCC - CDE - P\&D)$$

Ou seja,

$$P\&D = 1\% \cdot (TFSEE + CFURH + ESS + PROINFA + ONS + Energia Compra + Transporte de Energia + VPB1 + Financeiro Total)$$

- **CCC** – A quota anual a ser recolhida pelas permissionárias será correspondente ao resultado da seguinte equação:

$$CCC = [\text{mercado anual de fornecimento (MWh)}] \cdot \text{R\$ } 7,91/\text{MWh, sendo:}$$

TOTAL BRASIL		
MERCADO (MWh)	CCC SISTEMA ISOLADO (R\$)	R\$ / MWh
311.025,341	2.460.256.819,22	7,91

Fonte:

- 1) Resolução Homologatória nº 432 de 06/02/07
- 2) Nota Técnica nº 031/2007-SRE/ANEEL de 31/01/2007

- **CDE** – A quota anual da CDE a ser recolhida pelas permissionárias será correspondente ao resultado da seguinte equação:

$$CDE = [\text{mercado anual de fornecimento (MWh)}] \cdot \text{Custo Unitário (R\$/MWh),}$$

Sendo o custo unitário definido para:

- Permissionárias localizadas nas regiões Sul Sudeste e Centro Oeste – R\$ 8,7433/MWh, e
- Permissionárias localizadas nas regiões Norte e Nordeste – R\$ 1,9233

Fonte: Resolução Normativa nº 239 de 28/11/2006

Nota Técnica nº 085/2006 – SCG/SRE/SFF/ANEEL de 21/11/2006

- **PROINFA** – A quota anual do PROINFA a ser recolhida pelas permissionárias será correspondente ao resultado da seguinte equação:

$$\text{PROINFA} = [\text{Mercado Anual de Fornecimento} - \{\text{Mercado Res. Baixa Renda (80MWh)}\} \text{ MWh}] \times \text{Valor Unitário (R\$/MWh)},$$

Sendo o Valor Unitário = R\$1,92 (Resolução Homologatória nº 405 de 05/12/2006)

ANEXO 5:**PARTICIPAÇÃO DA GERAÇÃO PRÓPRIA DE ENERGIA NO ATENDIMENTO DO MERCADO DAS COOPERATIVAS QUE POSSUEM PLANTAS DE GERAÇÃO.**

ESTADO DE SANTA CATARINA - GERAÇÃO PRÓPRIA EM 2003					
Item	Descrição	CEESAM	CERSAD	COOPERZEM	TOTAL SC
1	Energia Comprada	4.256,99	968,24	15.137,50	20.362,73
2	Geração Própria	14.390,00 77,17%	4.517,72 82,35%	7.729,47 33,80%	26.637,19 56,67%
3	Subtotal - Disponibilidade	18.646,99	5.485,96	22.866,97	46.999,92
					0,00
4	Fornecimento	17.423,51	4.703,76	17.904,22	40.031,49
5	Perdas %	6,56%	14,26%	21,70%	14,83%

ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL - GERAÇÃO PRÓPRIA EM 2003					
Item	Descrição	CERFOX	CERILUZ	CERMISSÕES	CERTEL
1	Energia Comprada	32.572,09	59.257,60	50.115,85	202.428,24
2	Geração Própria	3.885,00 10,66%	5.193,16 8,06%	14.706,53 22,69%	21.569,18 9,63%
3	Subtotal - Disponibilidade	36.457,09	64.450,76	64.822,38	223.997,42
4	Fornecimento	31.527,36	60.234,10	55.284,78	202.649,20
5	Perdas %	13,52%	6,54%	14,71%	9,53%

ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL - GERAÇÃO PRÓPRIA EM 2003							
Item	Descrição	CERTHIL	COPREL	CRELUZ	CRERAL	TOTAL RS	TOTAL SC+RS
1	Energia Comprada	10.909,94	169.122,81	42.234,77	13.741,90	580.383,20	600.745,93
2	Geração Própria	11.161,89 50,57%	24.834,61 12,80%	9.846,66 18,91%	4.610,00 25,12%	95.807,02 14,17%	122.444,21 16,93%
3	Subtotal - Disponibilidade	22.071,83	193.957,42	52.081,43	18.351,90	676.190,22	723.190,14
4	Fornecimento	19.045,50	163.762,36	46.919,23	15.742,45	595.164,99	635.196,48
5	Perdas %	13,71%	15,57%	9,91%	14,22%	11,98%	12,17%

1. CEESAM (SC) - Em 2003 vendia parte da energia gerada para a CELESC e para a Cooperativa CERSAD. Em 2003 além da geração própria que atendia a 77% de seu mercado, a CEESAM comprava energia da CELESC, da Cooperativa CERSAD e da Hidrelétrica Sens Ltda.

2. CERSAD (SC) - Em 2003 a geração atendia a 82% do mercado, a CERSAD adquiria da CEESAM 18% da energia necessária para atender ao seu mercado. A energia excedente de sua geração própria era comercializada com a Cooperativa CEESAM.

3. COOPERZEM (SC) - Em 2003 a geração própria atendia a 34% de seu mercado e a energia restante era adquirida da CELESC.

4. CERFOX (RS) - Em 2003 a geração própria atendia a 11% de seu mercado e o restante foi adquirido da AES SUL e da RGE.

5. CERILUZ (RS) - Em 2003 a geração própria atendia a 8% de seu mercado e o restante foi adquirido da RGE e da DEMEI.
6. CERMISSÕES (RS) - Em 2003 a geração própria atendia a 23% de seu mercado e o restante foi adquirido da RGE.
7. CERTEL (RS) - Em 2003 a geração própria atendia a 10% de seu mercado e o restante foi adquirido da AES SUL e da RGE.
8. CERTHIL (RS) - Em 2003 a geração própria atendia a 51% de seu mercado e o restante foi adquirido da RGE.
9. COPREL (RS) - Em 2003 a geração própria atendia a 13% de seu mercado e o restante foi adquirido da RGE.
10. CRELUZ (RS) - Em 2003 a geração própria atendia a 19% de seu mercado e o restante foi adquirido da RGE.
11. CRERAL (RS) - Em 2003 a geração própria atendia a 25% de seu mercado e o restante foi adquirido da RGE.

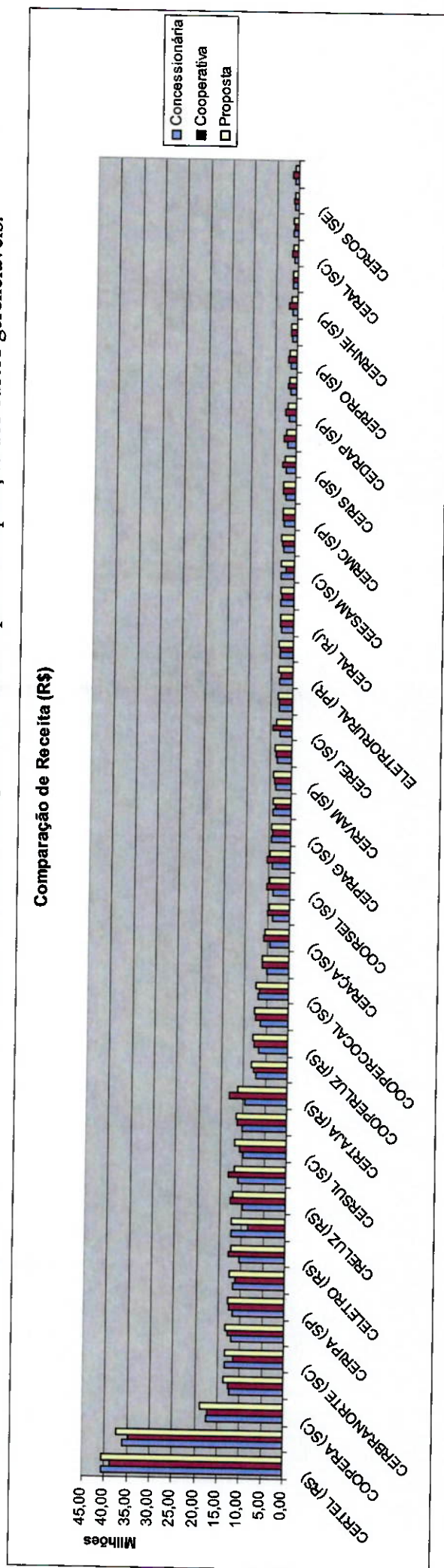
ANEXO 6:

CUSTO DE GERAÇÃO PRÓPRIA DE ENERGIA DAS COOPERATIVAS A PREÇO DA ENERGIA ADQUIRIDA E CUSTOS GERENCIÁVEIS DA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA.

	Custo de geração própria a preço da energia adquirida (R\$)	Custos Gerenciáveis da distribuição (R\$)
CERFOX (RS)	514.740,24	7.952.914,96
CERILUZ (RS)	422.309,00	7.902.270,22
CERMISSÕES (RS)	1.236.374,04	7.153.145,38
CERTEL (RS)	1.547.708,85	22.521.797,06
CERTHIL (RS)	832.084,56	3.553.652,91
COPREL (RS)	2.057.295,48	18.533.383,92
CRELUZ (RS)	857.119,08	8.142.087,56
CRERAL (RS)	225.055,19	2.562.757,59
TOTAL (Rio Grande do Sul)	7.692.686,44	78.322.009,60
CEESAM (SC)	1.043.524,05	1.758.006,62
CERSAD (SC)	526.952,14	49.806,30
COOPERZEM (SC)	659.855,88	1.688.793,57
TOTAL (Santa Catarina)	2.230.332,07	3.496.606,49
TOTAL GERAL	9.923.018,51	81.818.616,09

ANEXO 7:**GRÁFICOS DOS RESULTADOS DO PROCESSAMENTO DE DADOS TARIFÁRIOS
NO SINCOOR.**

Figura 6.17 – Comparativo entre a receita auferida pelas cooperativas em 2003 com as receitas resultado da aplicação das respectivas tarifas de fornecimento de referência (da concessionária supridora) e proposta pelo SINCOOR após recomposição dos custos gerenciáveis.



Fonte dos dados: Aneel

Auxílio de legenda:

- Concessionária: Receita que a cooperativa teria se fosse aplicada a mesma tarifa de fornecimento da concessionária supridora (anexo II da resolução de homologação de tarifas da concessionária) ou, no caso de mais de uma supridora, a média aritmética das tarifas das concessionárias supridoras;
- Cooperativa: Receita auferida pelas cooperativas em 2003, a preços de 31/12/2003; e
- Proposta: Receita que a cooperativa teria se fosse aplicada as tarifas de fornecimento propostas pela metodologia do SINCOOR.

Figura 6.18 – Percentual de aumento e redução de custo da energia aos consumidores / cooperados com a aplicação das tarifas propostas pela metodologia SINCOOR.

