

**UNIVERSIDADE DO EXTREMO SUL CATARINENSE - UNESC
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
DESENVOLVIMENTO SOCIOECONÔMICO - PPGDS
MESTRADO EM DESENVOLVIMENTO SOCIOECONÔMICO**

FLÁVIO SCHLICKMANN

**AS MUDANÇAS NO MARCO REGULATÓRIO DO SETOR
ELÉTRICO BRASILEIRO E OS IMPACTOS SOBRE AS
COOPERATIVAS DE ELETRIFICAÇÃO: O CASO DA CEGERO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Desenvolvimento Socioeconômico da Universidade do Extremo Sul Catarinense - UNESC, como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Desenvolvimento Socioeconômico

Orientador: Prof. Dr. Dimas de Oliveira Estevam

Coorientador: Prof. Dr. Reginaldo de Souza Vieira.

**CRICIÚMA
2018**

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação

S344m Schlickmann, Flávio.

As mudanças no marco regulatório do setor elétrico brasileiro e os impactos sobre as cooperativas de eletrificação: o caso da CEGERO / Flávio Schlickmann - 2018.

202 p. : il.

Dissertação (Mestrado) - Universidade do Extremo Sul Catarinense, Programa de Pós-Graduação em Desenvolvimento Socioeconômico, Criciúma, 2018.

Orientação: Dimas de Oliveira Estevam.

Coorientação: Reginaldo de Souza Vieira.

1. Serviços de eletricidade - Legislação. 2. Cooperativas de eletricidade. 3. Eletrificação rural. 4. Desenvolvimento energético. 5. Cooperativa de Eletricidade de São Ludgero - CEGERO. I. Título.

CDD 23. ed. 334.682131

Bibliotecária Eliziane de Lucca Alosilla – CRB 14/1101

Biblioteca Central Prof. Eurico Back - UNESC

FLÁVIO SCHLICKMANN

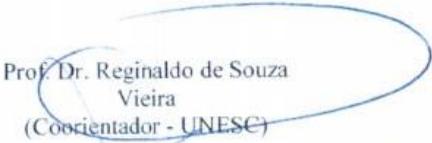
AS MUDANÇAS NO MARCO REGULATÓRIO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E SEUS IMPACTOS SOBRE AS COOPERATIVAS DE ELETRIFICAÇÃO: O CASO DA CEGERO

Esta dissertação foi julgada e aprovada para obtenção do Grau de Mestre em Desenvolvimento Socioeconômico no Programa de Pós-Graduação em Desenvolvimento Socioeconômico da Universidade do Extremo Sul Catarinense.

Criciúma, 28 de agosto de 2018.

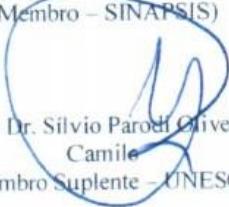
BANCA EXAMINADORA


Prof. Dr. Dimas de Oliveira Estevam
(Orientador - UNESC)


Prof. Dr. Reginaldo de Souza
Vieira
(Coorientador - UNESC)


Prof. Dr. Marcelo Aparecido Pelegrini
(Membro - SINAPSIS)


Prof. Dr. Miguelangelo Gianezi
(Membro - UNESC)


Prof. Dr. Silvio Parodi Oliveira
Camile
(Membro Suplente - UNESC)


Flávio Schlickmann
Mestrando


Prof.ª Dr.ª Melissa Watanabe
Coordenadora do PPGDS - UNESC

Dedico este trabalho a minha família, fontes de motivação na concretização de mais essa etapa em minha vida.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a minha família, pelo amor, dedicação e compreensão que sempre tiveram comigo, apoiando-me e ajudando-me na realização dos meus objetivos.

Aos colegas e professores do PPGDS, pelos conhecimentos, experiências e amizades conquistadas durante todo o curso, especialmente aos professores Dr. Dimas de Oliveira Estevam e Dr. Reginaldo de Souza Vieira, pela orientação, disponibilidade e dedicação na construção deste trabalho. Agradeço também aos professores Dr. Marcelo Ap. Pelegrini da Sinapsis Energia e o Dr. Miguelangelo Gianezini da UNESC, pela disponibilidade e principalmente pelas contribuições apresentadas durante as avaliações do presente estudo.

Agradeço a CEGERO, por possibilitar a realização da pesquisa e contribuir diretamente na conclusão desta pesquisa. Enfim, agradeço a todos que direta ou indiretamente colaboraram para que mais essa etapa em minha vida fosse concluída.

“O que fizemos na vida ecoa por toda a eternidade” (MAXIMUS, 2000).

RESUMO

A exploração da energia elétrica, no Brasil, teve início no final do século XIX, sofrendo inúmeras alterações no decorrer do século XX, tanto no âmbito físico-elétrico quanto no ambiente institucional e regulatório, tornando-se um elemento essencial no desenvolvimento socioeconômico do país. Nas regiões rurais ou interioranas do Brasil, o desenvolvimento da energia elétrica teve contribuição das Cooperativas de eletrificação rural, que se estabeleceram nessas regiões com o propósito de distribuir energia elétrica nas áreas onde as concessionárias não atuavam. Com o desenvolvimento das cooperativas e mudanças político-legais no setor elétrico, na década de 1990 surgiu a necessidade regularizá-las com agentes públicos de distribuição de energia elétrica, ocasionando inúmeros impactos na gestão delas, contribuindo inclusive para uma redução de 73% no número de Cooperativas do ramo. Diante desse contexto, o objetivo desse trabalho foi compreender os impactos do modelo regulatório do setor elétrico brasileiro sobre as cooperativas de eletrificação, após o processo da regularização como permissionárias de serviço público de energia elétrica, especialmente, da Cooperativa de Eletricidade de São Ludgero, Santa Catarina. Trata-se de uma abordagem prática e qualitativa, explorada inicialmente por meio de uma pesquisa documental e bibliográfica e em seguida por meio de um estudo de caso, utilizando fontes primárias e secundárias, por meio de documentos, relatórios técnicos e observação participante assistemática. Ao final, pôde-se concluir o quão complexo e desafiador é o ambiente regulado para todos os envolvidos, especialmente, as Cooperativas de eletrificação rural, cujos impactos foram percebidos em três principais áreas: técnico-comercial, econômico-financeiro e social. Quanto à área técnica e comercial, de maneira geral, os impactos foram positivos. Já com relação à área econômica e financeira, foram percebidos impactos negativos. Com relação aos impactos sociais, o aspecto de maior impacto, negativo inclusive, dá-se sobre o princípio da autonomia e independência. Outro efeito negativo percebido foi a redução da participação dos sócios nas decisões da Cooperativa. Por fim, ao analisar impactos nos processos gerenciais, percebeu-se uma evolução positiva nos critérios abordados.

Palavras-chave: Eletrificação Rural; Cooperativas de eletrificação, Marco regulatório; Setor Elétrico.

ABSTRACT

The exploitation of electricity in Brazil, began in the late 19th century, suffering numerous changes over the course of the 20th century, both within electrical-physical and the institutional and regulatory environment, becoming an essential element in socio-economic development of the country. In rural areas or inland of Brazil, the development of electricity had contribution of rural electrification Cooperatives, who settled in these areas with the purpose of distributing electricity in areas where utilities not acted. With the development of cooperatives and political-legal changes in the electricity sector, in the 1990's regulates the need arose them with public agents of electric power distribution, causing numerous impacts on management of same, contributing to a 73% reduction in the number of Cooperatives. In this context, the objective of this study was to understand the impacts of the regulatory model of the Brazilian electric sector on electrification cooperatives, after the process of regularization of the same as permit holders of public service electric energy, in particular electricity cooperative São Ludgero, Santa Catarina. This is a practical approach and qualitative, exploited initially through a documentary and bibliographic research and then through a case study, using primary and secondary sources, through documents, technical reports and participant observation unsystematic. At the end, we can conclude how complex and challenging is the regulated environment for everyone involved, in particular, the rural electrification Cooperatives, whose impacts have been found in three main areas: technical-commercial, financial and economic social. As the technical and commercial area, in General, the impacts were positive. With regard to economic and financial area, were perceived negative impacts. With regard to the social impacts, the appearance of greater impact, negative, including, on the principle of autonomy and independence. Another perceived negative effect was the reduction of the participation of the partners in the decisions of the cooperative. Finally, when analyzing impacts on management processes, it was a positive development on the criteria covered.

Keywords: Rural Electrification; Electrification cooperatives, Regulatory framework; Electrical Sector.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Gráfico 1: Tarifa residencial de aplicação (sem tributos) 2017.....	135
Gráfico 2: Número de sócios em AGO	188
Quadro 1: Evolução dos princípios cooperativistas propostos pela ACI	44
Quadro 2: Sociedades cooperativas e demais sociedades	54
Quadro 3: Regulação do mercado de energia elétrico brasileiro.....	88
Quadro 4: Dispositivos legais relacionados diretamente ao processo de regularização das Cooperativas de Eletrificação.....	108
Quadro 5: Penalidades	160
Figura 1: Estrutura institucional do setor elétrico	92
Figura 2: Localização de São Ludgero.....	122
Figura 3: Poligonal de atuação da CEGERO	128
Figura 4: Impactos da regulação	145
Figura 5: Regulação técnica - comercial	148
Figura 6: Investimento x Qualidade.....	155
Figura 7: Impacto técnico - comercial.....	161
Figura 8: Impacto econômico-financeiro	180
Figura 9: Impactos sociais.....	186
Figura 10: Resultado PDGC - 2015	193
Figura 11: Resultado PDGC - 2016	194
Figura 12: Resultado PDGC - 2017	196

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Situação dos Processos de Regularização das CE	114
Tabela 2: Número de CEs por Estado em 1980, 2005, 2016	117
Tabela 3: PIB de São Ludgero em 2015	124
Tabela 4: Unidades consumidoras atendidas em 2017	129
Tabela 5: Índice de distribuição de energia em 2017	130
Tabela 6: Índice de distribuição de energia por categoria	131
Tabela 7: Índice de distribuição de energia por categoria em SC	132
Tabela 8: Classificação por nº de unidades Consumidoras - 2017	133
Tabela 9: Classificação das Cooperativas de SC	134
Tabela 10: Desconto praticado enquanto autorizada	175

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABCOOP – Associação Brasileira de Cooperativas
ABEER - Associação Brasileira das Empresas de Energia Renovável
ABRACEEL - Associação Brasileira dos Agentes Comercializadores de Energia
ABRADEE - Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ABRAGE - Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica
ABRATE - Associação Brasileira de Grandes Empresas de Transmissão de Energia
ACI - Aliança Cooperativa Internacional
AGO - Assembleia Geral Ordinária
ANATEL - Agência Nacional de Telecomunicação
ANA - Agência Nacional da Águas – Bem Público
ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP - Agência Nacional do Petróleo
ANTT - Agência Nacional dos Transportes
APINE - Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica
BDGD - Base de dados geográfica da distribuidora
BID - Banco Interamericano de Desenvolvimento
BMP - Balancete mensal padronizado
BNDE - Banco Nacional do Desenvolvimento
CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEE - Comissão De Energia Elétrica
CEGERO - Cooperativa de Eletricidade de São Ludgero
CELESC - Centrais Elétricas de Santa Catarina
CEs - Cooperativas de Eletrificação
CF - Constituição Federal
CNAEE - Conselho Nacional de Águas e Energia
CNEN - Comissão Nacional de Energia Nuclear
CNPE - Conselho Nacional de Política Energética
CMSE - Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CRTP - Ciclo de Revisão Tarifaria Periódica
DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DCR - Demonstrações contábeis regulatórias
DEER - Departamento de Eletrificação Rural
DIC - Duração de interrupção individual por unidade consumidora
DMIC - Duração máxima de interrupção contínua por unidade

DNAEE - Departamento Nacional de Águas e Energia
DNPM - Departamento Nacional de Produção Mineral
ELETROBRAS - Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
ELETROSUL - Centrais Elétricas do Sul do Brasil S.A
EPE - Empresa de Pesquisa Energética
ERUSC - Eletrificação Rural de Santa Catarina
ERP - Sistema Integrado de Gestão Empresarial
EUA - Estados Unidos da América
FATES - Fundo de Assistência Técnica Educacional e Social
FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FIC - Frequência de interrupção individual por unidade consumidora
FNQ - Fundação Nacional da Qualidade
FUER - Fundo de Eletrificação rural
GEER - Grupo Executivo de Eletrificação Rural
IASC - Índice de Satisfação do Consumidor
INCRA - Instituto Nacional da Colonização e Reforma Agrária
ISQP - Índice de Satisfação com a Qualidade
KV – Kilovolts
MCPSE - Manual de controle patrimonial do setor elétrico
MCSE - Manual de contabilidade do setor elétrico
MME – Ministério de Minas e Energia
MEG - Modelo de Excelência da Gestão
NIE - Número de Ocorrências Emergenciais com Interrupção de Energia
NUMOCORR - Número de Ocorrências Emergenciais
OCB - Organização das Cooperativas Brasileiras Cooperativas
OCESC - Organização das Cooperativas do Estado de Santa Catarina
ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico
PAC - Prestação Anual de Contas
PDD - Plano de Desenvolvimento da distribuição
PDRAE - Plano Diretor da Reforma do Aparelho do Estado
PIB - Produto Interno Bruto
PND - Programa Nacional de Desestatização
PNER - Plano Nacional de Eletrificação Rural
PNIE - Percentual do Número de Ocorrências Emergenciais com Interrupção de Energia
PRODIST - Procedimentos de Distribuição
PRORET - Procedimento de Regulação Tarifária
RCP - Relatório de Controle Patrimonial
RESEB - Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro

RIT - Relatório de Informações Trimestrais
RSA - Relatório de Responsabilidade Socioambiental
SAMP - Sistema de Acompanhamento do Mercado para Regulação Econômica
SINCOR - Sistema de Coleta de Dados e Simulação de Tarifas
SOTELCA - Sociedade Termoeletrica de Capivari S.A
TE - Tarifa de energia ELÉTRICA
TMAE – Tempo Médio de Atendimento a Emergência
TMD - Tempo Médio de Deslocamento
TME - Tempo Médio de Execução
TMP - Tempo Médio de Preparação
TUSD - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TVA - Lei da Autoridade do Vale do Tennes
TWh - Terawatt-hora
UC`s - Unidades Consumidoras
UNASCO - União Nacional de Cooperativas
UNESC – Universidade do Extremo Sul Catarinense

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	29
2 O COOPERATIVISMO E A CONSTITUIÇÃO DAS COOPERATIVAS DE ELETRIFICAÇÃO RURAL	39
2.1 O COOPERATIVISMO.....	39
2.2 DOCTRINA E PRINCÍPIOS DO COOPERATIVISMO	43
2.3 O COOPERATIVISMO NO BRASIL E O SEU REGIME JURÍDICO.....	49
2.4 COOPERATIVAS DE ELETRIFICAÇÃO RURAL.....	58
2.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO.....	71
3 SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	73
3.1 SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: DA CONCEPÇÃO À REFORMA DA DÉCADA DE 1990.....	73
3.2 A REFORMA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.....	84
3.3 AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA	96
3.4 REGULAÇÃO DAS COOPERATIVAS DE ELETRIFICAÇÃO RURAL	102
3.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO.....	119
4 COOPERATIVA DE ELETRICIDADE DE SÃO LUDGERO	122
4.1 PROCESSO DE REGULARIZAÇÃO DA CEGERO.....	140
4.2 IMPACTOS TÉCNICOS E COMERCIAIS DA REGULAÇÃO	145
4.2.1 Qualidade do produto - conformidade	148
4.2.2 Qualidade do atendimento/presteza – serviços comerciais.....	150
4.2.3 Qualidade do serviço - confiabilidade.....	152
4.2.4 SEGURANÇA NO TRABALHO E INSTALAÇÕES.....	155
4.2.5 CERTIFICAÇÃO ISO.....	156
4.2.6 Plano de Desenvolvimento da Distribuição – PDD.....	157
4.2.7 BASE DE DADOS GEOGRÁFICA DA DISTRIBUIDORA - BDGD	157
4.2.8 Sanções e penalidades	158
4.2.9 SÍNTESE DOS EFEITOS DA REGULAÇÃO TÉCNICA-COMERCIAL NA CEGERO.....	160
4.3 IMPACTOS ECONÔMICOS DA REGULAÇÃO	162
4.3.1. Contabilidade regulatória.....	165
4.3.2. Processo tarifário.....	167
4.3.2.1 Perda de Subsídios tarifários	171
4.3.3 Anuências prévias.....	176

4.3.3.1	Cisão da Cooperativa	178
4.3.4	Síntese dos efeitos da regulação econômico-financeira na CEGERO	179
4.4	IMPACTOS SOCIAIS - COOPERATIVISMO.....	182
4.5	IMPACTOS NOS PROCESSOS GERENCIAIS DA CEGERO	189
4.6	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO.....	200
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	203
REFERÊNCIAS	206
APÊNDICE(S)	219
APÊNDICE A – Impactos da regulação: Organograma	220

1 INTRODUÇÃO

A Cooperação, no sentido de ação conjunta entre duas ou mais pessoas, em razão de um fim comum, é tão antiga quanto à própria vida humana. Segundo Gayotto (1976), há descrições sobre a cooperação e associação solidária que remetem a antigas civilizações, desde a pré-história, sendo, nesse início, caracterizada de maneira informal, ou seja, sem a observância de normas, regulamentos, prazos e critérios pré-estabelecidos.

Sua formalização, ou o primeiro modelo de cooperativa como instituição de fins econômicos e sociais, ocorreu somente em 1844, na Inglaterra, com a obra dos Pioneiros de Rochdale, sendo considerada a data do “nascimento oficial do cooperativismo”, em meio ao ambiente capitalista do século XIX, marcado pela revolução industrial. A doutrina cooperativista nasceu com o propósito de corrigir as injustiças sociais e as mazelas do ambiente econômico-social, por meio da associação de consumidores em cooperativas, não se confundindo com o pensamento liberal, nem tampouco com as doutrinas socialistas revolucionárias ou reformistas (PINHO, 1966).

Como intermediária à doutrina liberal individualista e à doutrina socialista, a doutrina cooperativista consegue realizar uma equitativa repartição e, ao mesmo tempo, manter a liberdade. Assim, a característica principal é ter uma dupla natureza: ao mesmo tempo uma associação de pessoas e uma empresa econômica, tendo como normas fundamentais os sete princípios do cooperativismo confirmados pela

Aliança Cooperativa internacional¹ em setembro de 1995 (RICCIARDI; LEMOS, 2000).

O Cooperativismo, nesses quase dois séculos, teve um rápido crescimento, trazendo, porém, sérios desafios na América Latina e aos países em desenvolvimento quanto à preservação da autenticidade do ideário cooperativista, inspirado em Rochdale. Em muitos países, a adequação dos seus valores e princípios à realidade cultural, social e política local se realizou de forma difícil, contraditória e lenta. O mercado competitivo e a necessidade de se criar organizações grandes e administrativamente complexas e ao mesmo tempo cada vez mais instrumentalizadas pelo Governo, pôs em risco princípios do cooperativismo (SCHNEIDER, 1999). Corroborando com essa afirmação, Nascimento (2000) descreve que durante grande parte dos anos 1980 e começo dos anos 1990, dois movimentos ficaram nítidos entre as cooperativas de todos os países. De um lado velhas cooperativas não se modernizavam, usando os princípios como escudo contra a profissionalização, as fusões, as incorporações, as alianças estratégicas e outras ações. De outro, por ser um modelo de associação cooperativa e, dessa forma, possibilitar a sua aplicação à mais variada gama de

¹ A aliança Cooperativa Internacional (ACI), é o órgão representativo máximo do movimento cooperativista mundial, fundado em Londres em 1885, com a finalidade de continuar a obra dos Pioneiros de Rochdale, discutindo, definindo, defendendo e divulgando os princípios cooperativistas, além de intensificar o intercâmbio entre cooperativas de diversos países. Segundo a ACI, considera-se Cooperativa toda associação de pessoas que tenha por finalidade a melhoria econômica e social de seus membros, pela exploração de uma empresa baseada no auxílio-mútuo e que siga os princípios do cooperativismo, independente de sua constituição legal (PINHO, 1966).

negócios, nos últimos anos surgiram milhares de novas cooperativas, mas em grande parte sem nenhuma vinculação doutrinária.

No Brasil, a exemplo, desde 1993, as cooperativas são classificadas em 13 ramos de atuação ou setores da economia, todas representadas nacionalmente pela Organização das Cooperativas Brasileiras (OCB) e pelas organizações estaduais nas unidades da federação, como é o caso da Organização das Cooperativas do Estado de Santa Catarina (OCESC). Para melhor cumprir sua função de entidade representativa do cooperativismo brasileiro, a OCB estabeleceu os ramos do cooperativismo baseados nas diferentes áreas em que o movimento atua, facilitando a organização vertical das cooperativas em confederações, federações e centrais (OCB, 2017a). Atualmente, o Brasil possui 6.655 cooperativas, atuando em 13 ramos de atividade espalhados por 564 cidades. São 13,2 milhões de associados (5,7% da população brasileira), 376 mil empregos formais gerados. Somado a família dos cooperados, estima-se que hoje o movimento agregue mais de 46 milhões de pessoas (MUNDOCOOP, 2018).

Entre as duas vertentes descritas, o fato é que, atualmente, em meio a um ambiente em constante evolução, as empresas necessitam adequar-se a um mercado que exige qualidade e competitividade e, ao mesmo tempo, entender que, para as cooperativas, o cenário é ainda mais desafiador, pois devem preservar em sua gestão o ideário cooperativista inspirado em Rochdale e a prática dos princípios cooperativos.

Relacionadas a esse fato, estão as cooperativas de infraestrutura, especialmente em função do presente estudo, as cooperativas de eletrificação rural, instituídas na segunda metade do século XX, com o

propósito de difundir a eletrificação ao meio rural para seus associados que, até então, não possuíam energia elétrica em sua propriedade ou residências, por falta de condições do estado ou interesse das concessionárias. Essas cooperativas, no início, foram inseridas no setor elétrico sendo consideradas uma espécie de consumidor de energia elétrica, para uso privativo de seus associados, enquadradas na modalidade de autorizadas. Porém, no decorrer dos anos, desenvolveram um mercado que passou a se expandir, tanto do campo como das cidades, o que acabou mudando o perfil de atuação da maioria dessas cooperativas, propiciando oportunidades para que elas atendessem a associados indistintos, ou seja, rurais e também urbanos, algo que o marco legal do setor elétrico não permitia, tornando-as, nessa situação, possuidoras de características semelhantes às concessionárias (PELEGRINI, 2003).

Desse fato, somada as mudanças institucionais e a ascensão do marco regulatório² do setor elétrico na década de 1990, com destaque a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), bem como ao decreto 62.655 de 3 de maio de 1968, Lei 9.074, de 07 de julho de 1995 e Resolução 333, de 02 de dezembro de 1999, iniciou-se um processo de âmbito nacional de regularização das Cooperativas de Eletrificação Rural, com o objetivo de inclui-las efetivamente no quadro institucional do setor. Esse processo possibilitou duas formas de enquadramento, nas quais o papel reservado poderia ser: continuar a ser

² É um conjunto de normas, leis e diretrizes que regulam o funcionamento dos setores nos quais agentes privados prestam serviços de utilidade pública, com o objetivo de garantir a continuidade, a qualidade, a confiabilidade e a modicidade dos serviços prestados à população (WOLFFENBÜTTTEL, 2018).

considerada um consumidor de energia, para uso privativo de seus associados, enquadradas na modalidade de autorizadas ou, para aquela que atendem a público indistinto (urbano e rural), atuar regularmente como prestadora de serviço público de distribuição de energia, sob a forma de permissionária, mesmo que distribuíssem energia elétrica somente para associados, visto que o critério de definição era a localização e utilidade da energia elétrica distribuída. Ao atuar como permissionária de serviço público, passou a ter suas atividades reguladas pela ANEEL. Além de estabelecer as regras para o funcionamento do setor, por meio de normas, leis e diretrizes editadas pela agência reguladora, o marco regulatório contempla a fiscalização do cumprimento das normas, com auditoria técnica, estabelecimento de indicadores de qualidade, bem como estabelecimento dos preços e tarifas a serem praticados pelas cooperativas.

O marco regulatório é responsável pela criação de um ambiente que concilie a saúde econômico-financeira das empresas com as exigências e as expectativas do mercado consumidor. Se bem concebido e aplicado de maneira transparente e equilibrada, torna-se fundamental para estimular a confiança de investidores, consumidores e para o bom andamento do setor. Por outro lado, pode trazer impactos negativos aos agentes envolvidos, ameaçando a manutenção das atividades pela inviabilidade técnica, econômica e social, a exemplo do ocorrido com várias cooperativas nas últimas décadas (WOLFFENBÜTTEL, 2018).

De acordo com Tendrih (1990), até a década de 1990, houve a expansão³ do número de Cooperativas com o incentivo do Estado e até das concessionárias. Expansão que ocorreu primordialmente pela facilidade na obtenção de recursos externos, pois os financiadores estrangeiros viam, no cooperativismo, a forma de empreendimento mais adequado à eletrificação rural, transpondo experiências bem-sucedidas em outros países, para o Brasil.

Contudo, a partir da década de 1990, as cooperativas ficaram à margem do setor elétrico. Pelegrini (2003) explica que a perplexidade do setor elétrico brasileiro, a partir dos anos 1990, atingiu as cooperativas. Dificuldades financeiras, redução de investimentos pelo governo, desinteresse pela eletrificação rural e principalmente a reestruturação do setor elétrico, com privatizações e instituição de um modelo regulatório, no qual incluía, tanto as concessionárias quanto as cooperativas, levaram as cooperativas a passar por desafios e dificuldades. Como consequência, o quadro atual de cooperativas, que na década de 1980 era de mais de 260 cooperativas, passou a ser, em 2012, de 68 cooperativas, entre estas a Cooperativa de Eletricidade de São Ludgero, localizada no Sul de Santa Catarina.

Diante desse contexto e da percepção de que os princípios doutrinários conferem as cooperativas uma identidade diferenciada e, principalmente, uma fonte de legitimidade e manutenção das suas atividades, e que os impactos do processo de regulação, se não conhecidos e mitigados, podem inviabilizar a manutenção das cooperativas, surge o seguinte questionamento: que impactos as

³ As Cooperativas de Eletrificação (CEs) surgiram no Brasil, em sua maior parte nas décadas de 1960 e 1970, tendo em vista a geração e a distribuição de energia elétrica (MUNARETO, 2017).

transformações do marco regulatório do setor elétrico brasileiro causaram as cooperativas de eletrificação, especialmente a Cooperativa de Eletricidade de São Ludgero? Como os princípios de gestão do Cooperativismo, bem como os aspectos técnicos, econômicos e financeiros foram impactados em meio ao processo de regularização? Que medidas foram tomadas pela CEGERO para se adaptar ao marco regulatório do setor elétrico?

A pesquisa desenvolvida teve por objetivo compreender os efeitos do modelo regulatório do setor elétrico brasileiro sobre as cooperativas de eletrificação, após o processo de regularização das mesmas como permissionárias de serviço público de energia elétrica, especialmente da Cooperativa de Eletricidade de São Ludgero. Para a concretização do objetivo proposto, este estudo tem como objetivos específicos: descrever a estrutura de funcionamento, bem como os aspectos legais e doutrinários das cooperativas; descrever as transformações do modelo legal e regulatório do setor elétrico e suas influências na estrutura e funcionamento das cooperativas de eletrificação; descrever os impactos técnicos, no que se refere à qualidade do fornecimento de energia elétrica, os impactos econômicos, no que se refere à gestão tarifária e patrimonial os impactos sociais, no que se refere aos princípios do cooperativismo e, por fim, as transformações que o modelo regulatório trouxe à gestão da CEGERO.

Essa pesquisa justifica-se pelo fato de no ambiente regulado, várias serem as obrigações impostas pelo agente regulador aos agentes regulados, vinculados ao setor elétrico, entre eles as cooperativas de eletricidade. O órgão regulador, com vistas a manter um equilíbrio econômico-financeiro, bem como um serviço adequado durante o

período de concessão ou permissão do serviço público, impõe inúmeros regulamentos e procedimentos a serem cumpridos pelas cooperativas permissionárias que, se não bem administrados, podem vir a descaracterizar a atuação das mesmas frente aos cooperados, pela não observância à doutrina cooperativista ou até mesmo a encerrar suas atividades, conforme ocorreu com várias cooperativas desde a década de 1990, pela inviabilidade técnica, econômica e financeira. Diante disso e da importância socioeconômica que as cooperativas têm na região onde atuam, a pesquisa possibilita à cooperativa objeto de estudo, compreender de maneira completa os efeitos do modelo regulatório em suas atividades, além de possibilitar o entendimento das medidas a serem adotadas para minimizar os impactos negativos e maximizar os positivos, visando se manter no setor e consequentemente legitimar os questionamentos ao órgão regulador e ao próprio Ministério de Minas e Energia, quanto ao modelo de regulação adotado para as cooperativas e possíveis adaptações as cooperativas do ramo.

Em relação aos procedimentos metodológicos, trata-se de uma abordagem qualitativa que procura explorar, por meio de uma pesquisa documental e bibliográfica, os efeitos do modelo regulatório do setor elétrico brasileiro sobre as cooperativas de eletrificação após o processo de regulamentação das mesmas, em especial da Cooperativa de Eletricidade de São Ludgero (CEGERO).

Segundo Silva e Menezes (2005), pode-se classificar uma pesquisa quanto: à natureza, à forma de abordagem, aos objetivos e aos procedimentos técnicos. Sendo assim, do ponto de vista da natureza ou finalidade da pesquisa, a pesquisa proposta classifica-se como uma prática, pois objetiva gerar conhecimentos para aplicação prática

dirigida à solução de problemas específicos, envolvendo verdades e interesses locais. Quanto à forma de abordagem do problema, classifica-se como qualitativa, pois não empregou métodos estatísticos como base na análise de um problema, não pretendendo medir ou numerar categorias. Quanto aos objetivos, classifica-se como descritiva, pois visou descrever as características e os efeitos da regulação nas cooperativas permissionárias de energia elétrica, especialmente na CEGERO. E quanto aos procedimentos técnicos, a pesquisa utilizou tanto fontes primárias quanto fontes secundárias. As fontes primárias estão ligadas a relatórios técnicos fornecidos pela organização em estudo, bem como as normas e legislações ligas ao setor elétrico brasileiro. Já as fontes secundárias estão ligadas a estudos já realizados sobre a regulação das distribuidoras de energia elétrica, bem como das Cooperativas de Eletrificação. Inicialmente, por meio uma pesquisa bibliográfica e documental, foram analisados documentos e bibliografias ligadas à teoria do cooperativismo, com o objetivo de compreender sua estrutura de funcionamento e seus aspectos legais e doutrinários. Em seguida, a pesquisa adentra no setor elétrico brasileiro com o objetivo de compreender modelo legal e regulatório do setor. Por fim, por meio de um estudo de caso, utilizando documentos e relatórios técnicos datados de 2015, 2016 e 2017, bem como observação participante assistemática entre 2016 e 2018, foram analisados os impactos técnicos, econômicos e doutrinários (sociais) que as transformações do modelo regulatório trouxe à CEGERO, bem como as medidas que estão sendo tomadas pela cooperativa para se adaptar a elas. Com relação à análise, portanto, procurou-se dividi-la em três vieses principais: técnico, econômico e social. A partir disso, utilizando uma observação participante

assistemática, possibilitada pelo fato do pesquisador ser colaborador da organização, realizam-se todas as análises propostas (SILVA; MENEZES, 2005).

Como forma de compreender as bases teóricas que envolvem a pesquisa proposta, segue uma breve fundamentação teórica em torno da teoria do cooperativismo. Em seguida adentra no modelo regulatório do setor elétrico brasileiro e conseqüentemente nas cooperativas de eletrificação rural. Por fim, aborda as características da cooperativa de eletricidade de São Ludgero e, especialmente, os efeitos do modelo regulatório nos aspectos socioeconômicos da mesma.

2 O COOPERATIVISMO E A CONSTITUIÇÃO DAS COOPERATIVAS DE ELETRIFICAÇÃO RURAL

Finda a introdução, conhecendo as características gerais da pesquisa, incluindo os procedimentos metodológicos, inicia-se o capítulo dois abordando inicialmente a concepção do cooperativismo e suas funções principais no que diz respeito ao desempenho econômico e social, adentrando em seguida nos seus valores e princípios institucionais. De posse de tais informações, na seção três são realizadas discussões acerca do cooperativismo no Brasil, procurando compreender sua inserção e organização Brasil, incluindo seu regime jurídico. Por fim, após compreender as principais características do cooperativismo, o subcapítulo quatro apresenta a constituição das cooperativas de eletrificação rural e suas particularidades.

2.1 O COOPERATIVISMO

Tratar de cooperativismo é tratar da natureza das relações entre pessoas visando a um objetivo comum. A ideia de cooperar sugere a noção de auxílio mútuo, união de esforços. Etimologicamente, cooperar vem do latim *cooperare* de *cum operare*, significando operar juntamente com alguém (ROSSI, 2005). Sendo assim, pode-se perceber que as iniciativas de cooperação são tão antigas quanto à própria humanidade. Porém, todas as iniciativas de cooperação existentes antes do século XIX caracterizavam-se de maneira informal e assistemática. Sua formalização e estruturação sistêmica, com pretensão de instaurar um novo sistema econômico e social fundado na cooperação, teve lugar apenas a partir do século XVIII (SCHNEIDER, 1999). A primeira cooperativa formalmente constituída foi a Cooperativa dos Probos

Pioneiros Equitativos de Rochdale, em Manchester, na Inglaterra, como uma resposta às precárias condições econômicas vigentes durante a Revolução Industrial (PINHO, 1966).

A Revolução Industrial mudou, no século XVIII, a face da Inglaterra. O processo produtivo foi modificado e, no lugar da produção artesanal, nasceu a sistematização do trabalho, que passou a ser realizado nas fábricas. Esse novo modo de produção fabril trouxe consigo a divisão do trabalho, a miséria social e a exploração maciça da mão de obra operária. Em meio a todos estes problemas e com influência de pensadores como Charles Gide, Robert Owen, Louis Blanc, François Marie Charles Fourier, William King entre outros que lutavam por justiça e liberdade, nasceram algumas cooperativas (BIALOSKORSKI NETO, 2012).

As péssimas condições de trabalho vividas pelos artesãos, além das novas configurações e mudanças em termos morais e intelectuais geradas pela perda de *status* de muitas ocupações em função das transformações no processo e no mercado de trabalho, influenciaram as organizações sindicais e o apoio ao Owenismo, método sistemático de associação e cooperação, criado pelo filósofo inglês Roberto Owen, base da formação do cooperativismo. Thompson (1988) afirma que estas organizações tinham os artesãos como a maioria de seus membros. O artesão sentia que seu *status* e seu padrão de vida estavam ameaçados ou se deteriorando, entre 1815 e 1840. As inovações técnicas e a superabundância de mão de obra barata debilitaram sua posição. Ele não possuía direitos políticos, e o Estado procurava destruir seus sindicatos. A radicalização política dos artesãos se deu com base nas injustiças sofridas por estes trabalhadores. A perda de prestígio, a degradação

econômica, o desaparecimento do orgulho pelo ofício foram fatores que combinaram as injustiças reais sofridas e as condições de vida idealizadas pelos artesãos. Tudo isto, somado à aspiração por um controle social sobre seus próprios meios de vida: uma independência coletiva destes trabalhadores marcou a história do radicalismo da classe operária e a base para a formação de uma cooperativa (THOMPSON, 1988).

Assim, para sobreviver à automação promovida pela Revolução Industrial, em 1844, 28 pequenos artesãos se uniram e fundaram cooperativa de consumo denominada “Sociedade dos Probos Pioneiros de Rochdale”, em Manchester, na Inglaterra, cujo objetivo era encontrar formas para melhorar sua precária situação econômica por meio do auxílio mútuo. Este fato simbolizou oficialmente o início do movimento cooperativista que se alastrou por todo o mundo, com destaque a Robert Owen, considerado o precursor do cooperativismo modernas sendo, muitas de suas ideias, evidenciadas nos estatutos dos pioneiros de Rochdale, que viriam a fazer parte da doutrina cooperativista (PINHO, 1966; BIALOSKORSKI NETO, 2012).

O cooperativismo, portanto, surgiu como um movimento social e econômico, entre pessoas com objetivo comum, de forma a promover o desenvolvimento econômico e o bem-estar de todos os envolvidos sendo inclusive, considerado por alguns autores, como uma terceira via para o desenvolvimento socioeconômico, entre o capitalismo e o socialismo (BULGARELLI, 2000). Conforme afirma Bialoskorski Neto (2012), uma organização cooperativa tem basicamente duas funções objeto: a primeira objetiva resultados econômicos, que são distribuídos entre os associados em forma de melhores preços e prestação de

serviços, muito comum no Brasil; a segunda objetiva a inclusão e o desenvolvimento social, por meio da distribuição equitativa do trabalho e renda. Logo, são consideradas sociedades pessoas e não de capital, sem interesses lucrativos e com fins econômico-sociais, contribuindo para incluir socialmente as pessoas, na medida em que as valoriza como seres humanos e como geradores de riqueza. Sua organização se inspira nos chamados princípios dos pioneiros de Rochdale, normas e regras de funcionamento utilizadas por cooperativas em todo o mundo desde 1844, norteando as atividades das mesmas (PINHO, 1966).

Os resultados da experiência de Rochdale logo levaram à expansão e formação de diversas cooperativas no mundo, sempre em uma tentativa de corrigir, em parte, o sistema capitalista liberal. O sistema cooperativista disseminou-se principalmente na Europa e Estados Unidos. Na Inglaterra e Suécia, 50% das cooperativas estão ligadas a cooperativas de consumo. Nos EUA, 22% da população é cooperativada sendo 98% da área rural atendida por cooperativas de eletrificação. Na França, 25% da população é cooperativada, na Argentina 20%, na Índia 10% e no Brasil 5,7% (RECH, 2000; MUNCOOP, 2018).

Diversos congressos foram feitos desde sua fundação, com o objetivo de entender melhor o cooperativismo e equacionar suas bases filosóficas. Em 1963, no 22º Congresso da Aliança Cooperativa Internacional (ACI), foi estabelecida uma comissão responsável por examinar a gestão de cooperativas dos mais variados países e economias. Essa comissão, liderada pelo professor francês Charles Gide identificou que, independente do país ou do tipo de cooperativa, todas possuíam uma filosofia cooperativista comum, derivando daí o que

chamamos hoje de “Princípios Cooperativistas” (ROSSI, 2015). Tais princípios, desde 1844, passaram ao todo por quatro alterações, porém não modificaram a ideia inicial dos “Pioneiros de Rochdale”, mas reforçaram as características do movimento cooperativo, norteados toda a atividade cooperativa sendo, portanto, um importante objeto de estudo.

2.2 DOCTRINA E PRINCÍPIOS DO COOPERATIVISMO

Toda doutrina é formada por uma série de valores⁴ e princípios que versam sobre um ou mais temas de natureza moral, social, econômica e/ou política. A interação dos valores e princípios com as ideias gerais constitui a base doutrinária que embasa e legitima o cooperativismo (IRION, 1997).

A manutenção da doutrina Cooperativista, portanto, dá-se pela aplicação dos valores e dos princípios do cooperativismo, utilizados na maioria das legislações dos diversos países espalhados pelo mundo que acolhem em seu sistema jurídico a empresa cooperativa. Atuam como fios condutores de toda a atividade cooperativa, estabelecendo a lógica dessas atividades, desde a sua concepção em 1844. Inclusive, o estatuto social⁵ que constituiu a Cooperativa de Rochdale, em 34 artigos, já sinalizava, implicitamente, os princípios que seriam difundidos pelo mundo (ROSSI, 2005).

Segundo Irion (1997), os valores servem como base para a concepção dos princípios. Diferentemente dos princípios, delimitados

⁴ “Valores são experiências morais, de caráter permanente que se constituem no arcabouço do pensamento e da conduta dos cooperativistas” (IRION, 1997, p.49).

⁵ O estatuto social é dispositivo legal instituído pela Lei Federal nº 5.764/71, o qual normatiza o funcionamento da cooperativa

formalmente, não existe rol conclusivo dos valores. Das inúmeras referências feitas por doutrinadores no mundo todo, os valores gerais utilizados na confecção dos princípios cooperativistas são: solidariedade, liberdade, democracia, universalidade, equidade, justiça social, democracia, participação e honestidade. Sob a ótica dos valores descritos, o cooperativismo moderno, portanto, é explicado e fundamentado nos chamados “Princípios dos Pioneiros de Rochdale” que originalmente fizeram uso de 12 princípios, que passaram por reformulações no decorrer das décadas. Diante das transformações sociais e tecnológicas do mundo do trabalho, os princípios que norteiam a constituição de cooperativas foram revistos e adaptados às exigências da sociedade moderna. Em sucessivos congressos da Aliança Cooperativa Internacional (ACI), realizados em 1937 (Paris-França), 1966 (Viena-Áustria) e 1995 (Manchester-Inglaterra), foram estabelecidos e redefinidos os princípios do cooperativismo, conforme se observa no quadro-1.

Quadro 1: Evolução dos princípios cooperativistas propostos pela ACI

<p>Princípios originais de Rochdale (1844)</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Adesão aberta de novos membros no mesmo pé de igualdade dos antigos. 2. Gestão democrática, um sócio, um voto. 3. Distribuição de parte do excedente proporcional às compras. 4. Juros limitados ou fixados sobre o capital subscrito. 5. Promoção da educação. 6. Vendas à vista, sem crediário. 7. Neutralidade política e religiosa.
-------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Revisão de 1937 (Paris)	<ol style="list-style-type: none"> 1. Adesão aberta de novos membros no mesmo pé de igualdade dos antigos 2. Gestão democrática, um sócio, um voto. 3. Distribuição de parte do excedente proporcional às compras. 4. Juros limitados ou fixados sobre o capital subscrito.
Revisão de 1966 (Viena)	<ol style="list-style-type: none"> 1. Adesão livre (inclusive neutralidade política, religiosa, racional e social). 2. Gestão democrática, um sócio, um voto. 3. Distribuição das sobras ao(s): <ol style="list-style-type: none"> a) Desenvolvimento da cooperativa; b) Serviços comuns; c) Associados pró rata das operações. 4. Taxa limitada de juros ao capital social. 5. Educação cooperativista permanente. 6. Cooperação entre cooperativas. 7. Neutralidade social, política, religiosa e racial.
Revisão de 1995 (Manchester)	<ol style="list-style-type: none"> 1. Adesão voluntária e livre. 2. Gestão democrática pelos membros. 3. Participação econômica dos membros. 4. Autonomia e independência. 5. Educação cooperativista permanente. 6. Interoperação. 7. Interesse pela comunidade.

Fonte: Ribeiro (2017).

As alterações nos princípios cooperativistas promovidas não modificaram a ideia inicial dos “Pioneiros de Rochdale”, e sim reforçaram as características do movimento cooperativo. As alterações nos princípios foram e serão importantes, sempre que necessárias, para acompanhar a evolução dos tempos e da gestão das Cooperativas.

As cooperativas baseiam-se nos valores da autoajuda, da auto responsabilidade, da democracia, da igualdade, da equidade e da solidariedade. Na tradição de seus fundadores, os membros cooperativos

acreditam nos valores éticos de honestidade, abertura, responsabilidade social e cuidar dos outros. Os princípios cooperativos são diretrizes pelas quais as cooperativas colocam seus valores em prática (ACI, 2017).

Após o Congresso do Centenário da Aliança Cooperativa Internacional (ACI), ocorrido em Manchester, Inglaterra, em 1995, os princípios do cooperativismo válidos e seguidos são os seguintes, segundo (BIALOSKORSKI NETO, 2012; ACI, 2017).

1. **Adesão voluntária e aberta:** as cooperativas são organizações voluntárias, abertas a todas as pessoas aptas a utilizar os seus serviços e assumir as responsabilidades como membros, sem discriminações de gênero, sociais, raciais, políticas e religiosas. A incorporação desta diretriz pelo direito brasileiro manifestou-se na forma do art. 5º, XVII e XX, da Constituição Federal de 1988, e dos arts. 4º, I e IX , e 29, todos da Lei 5.764/71 (Lei Cooperativista);
2. **Gestão democrática dos membros:** participação ativa e direta dos homens e mulheres associados. As cooperativas são organizações democráticas, controladas por seus cooperados, que participam ativamente na formulação das suas políticas e na tomada de decisões. Nas cooperativas de primeiro grau os cooperados têm igual direito de voto (cada cooperado, um voto). Nas cooperativas de grau superior pode ser instituída a proporcionalidade de votos, desde que se mantenha a forma democrática da organização. Em nosso direito, vem acolhido especialmente pelo art. 4º, V e VI; art. 38, caput e §3º; 37, III, e

art. 42, todos da Lei Cooperativista, e pelo art.1.094, V e VI, do Código Civil;

3. **Participação econômica dos membros:** os cooperados contribuem equitativamente e controlam democraticamente o capital de suas cooperativas. Os cooperados recebem uma remuneração limitada ao capital integralizado como condição de sua adesão (cotas-partes) e destinam os excedentes a um ou mais dos seguintes objetivos: desenvolvimento de suas cooperativas, eventualmente por meio da criação de reservas; benefícios aos membros na proporção das suas transações com a cooperativa e apoio a outras atividades aprovadas pelos cooperados. O princípio está contemplado notadamente nos arts. 3º e 4º, VII e VIII, da Lei Cooperativista, e no art. 1.094, VII e VIII, do Código Civil;
4. **Autonomia e independência:** as cooperativas são organizações autônomas, de ajuda mútua e controlada pelos seus cooperados. Caso firmem acordo com outras organizações, incluindo instituições públicas, ou recorram ao capital externo, devem fazê-lo em condições que assegurem o controle democrático pelos seus cooperados, mantendo a autonomia das cooperativas. No marco legal, encontra-se no art. 5º, XVII e, especialmente, XVIII, da Constituição Federal de 1988. Com relação à legislação Cooperativista a referência é o art. 4º da Lei, com ênfase ao seu inciso IX;
5. **Educação, formação e informação:** dos seus associados, dos representantes eleitos e dos executivos e empregados, de forma que estes possam contribuir para o seu desenvolvimento. Além

disso, a natureza e os benefícios do cooperativismo devem se estender ao público em geral, particularmente aos jovens e aos líderes da comunidade. No plano legal, este princípio vem considerado nos conteúdos dos arts. 4º, X, e 28, II, da Lei Cooperativista, e na Medida Provisória 1.715/98 (arts. 7º e 9º);

6. **Cooperação entre cooperativas:** o trabalho conjunto e a interação das cooperativas, em nível local, regional e internacional, fortalecem o movimento e atendem efetivamente os associados. Em nossa legislação, o princípio vem reafirmado na redação dos arts. 8º, parágrafo único, e 9º da Lei Cooperativista;
7. **Interesse pela comunidade:** as cooperativas trabalham para o desenvolvimento sustentado das suas comunidades por meio de políticas aprovadas pelos membros. Este sétimo princípio foi especialmente instituído pelo Congresso da Aliança Cooperativa Internacional em setembro de 1995. No direito, a recepção dá-se pela combinação do art. 192 da Constituição Federal com o arts. 3º e 4º, XI, da Lei Cooperativista

Os princípios não devem ser seguidos de forma irracional, arbitrária ou sem maior reflexão sobre a realidade do empreendimento cooperativista, mas sim aplicados, levando-se em consideração o processo histórico, em uma perspectiva constante e dinâmica, que assegure às cooperativas o seu caráter cooperativo (SCHNEIDER, 1991).

Schneider (1991, p. 61) afirma que “os princípios são as ideias gerais que inspiram e governam a aplicação da organização econômica, social e técnica das cooperativas”. Inspiram um sistema que compreende

uma estrutura e uma organização própria, com suas leis, estatutos e regimentos, conferindo uma base de sustentação que garante uma identidade, construída ao longo de anos, que difere das demais sociedades de capital. Neste sentido, os princípios cooperativistas podem ser considerados como a forma de gestão e legitimação da organização cooperativa. São as diretrizes para a tomada de decisão e ao mesmo tempo são regras para atuação operacional da cooperativa. Tais princípios são a essência do empreendimento cooperativo e não devem ser negligenciados, sob pena de perda da identidade do empreendimento cooperativo. A ACI estabelece, inclusive, que os princípios cooperativistas são fundamentais para a caracterização de uma cooperativa (BIALOSKORSKI NETO, 2006).

2.3 O COOPERATIVISMO NO BRASIL E O SEU REGIME JURÍDICO

No Brasil, a cooperação em si é conhecida antes mesmo do descobrimento, por meio de sistemas coletivos indígenas. Porém, ganha grande contribuição com a “República dos Guaranis”, experiência associacionista promovida pelos padres jesuítas depois da chegada dos portugueses ao Brasil. Mas é só com a chegada do imigrante europeu, no início da década de 1900, que são introduzidas as primeiras ideias cooperativistas modernas (BIALOSKORSKI NETO, 2006). Um dos principais divulgadores do movimento cooperativista no Brasil foi o padre jesuíta suíço, Theodor Amstad, enviado a região Sul do Brasil, juntamente com imigrantes alemães, com o objetivo de desenvolverem a região, culminando na fundação de uma Cooperativa de Crédito Rural para atender aos agricultores da região (OLIVEIRA, 1979).

As iniciativas legais de reconhecimento das cooperativas começaram pela Constituição Federal de 1891 que, em seu art. 72, §8o, garantiu o direito aos trabalhadores de se associarem em sindicatos e cooperativas. Apesar da previsão constitucional e do interesse do governo pelo cooperativismo, especialmente como instrumento de política agrícola, o desenvolvimento do cooperativismo ainda era lento, pela falta de legislações específicas que caracterizavam a natureza jurídica e peculiar das mesmas. Conforme Descreve Pinho (1966), “até 1932 não havia uma legislação específica. Apenas alguns artigos incorporados em decretos sobre outros assuntos, regiam as cooperativas, de maneira muito vaga e imprecisa”. A expansão do movimento ganhou força somente em 1932, com a edição da lei 22.239, de 19 de dezembro de 1932, na qual consolidou os princípios dos Pioneiros de Rochdale como a base para as cooperativas do Brasil, sendo considerada a primeira legislação brasileira voltada diretamente as cooperativas (OLIVEIRA, 1979).

A liberdade associativista foi assegurada em 1964, quando, em função da ditadura militar, o centralismo estatal se opôs às cooperativas de crédito rural e urbano, permitindo apenas cooperativas de economia e crédito-mútuo. No início desse período, as cooperativas, de maneira geral, passaram a ser alvo de atenção do governo federal. Os militares receavam tentativas de insurgências entre os associados, consideradas por eles organizações com ideias socialistas capazes de se rebelar contra o Estado ditatorial. Na prática, acirraram o controle sobre o cooperativismo com a criação do sistema financeiro nacional, praticamente extinguindo as cooperativas de crédito ao mesmo tempo

em que incentivava o desenvolvimento das cooperativas agrícolas e consequentemente as cooperativas de eletrificação (OCESC, 2011).

O oposicionismo durou até o início da década de 1970, que somado à promulgação da lei 5.764/71, inaugurou um novo marco legal às Cooperativas, promovendo um novo impulso à Política Nacional do Cooperativismo, ao instituir um regime jurídico específico para as cooperativas.

As cooperativas são sociedades de pessoas, com forma e natureza jurídica próprias, de natureza civil, não sujeitas a falência, constituídas para prestar serviços aos associados, distinguindo-se das demais sociedades pelas seguintes características:

I - Adesão voluntária, com número ilimitado de associados, salvo impossibilidade técnica de prestação de serviços;

II - Variabilidade do capital social representado por quotas-partes;

III - Limitação do número de quotas-partes do capital para cada associado, facultado, porém, o estabelecimento de critérios de proporcionalidade, se assim for mais adequado para o cumprimento dos objetivos sociais;

IV - Incessibilidade das quotas-partes do capital a terceiros, estranhos à sociedade;

V - Singularidade de voto, podendo as cooperativas centrais, federações e confederações de cooperativas, com exceção das que exerçam atividade de crédito, optar pelo critério da proporcionalidade;

VI - Quórum para o funcionamento e deliberação da Assembleia Geral baseado no número de associados e não no capital;

VII - Retorno das sobras líquidas do exercício, proporcionalmente às operações realizadas pelo associado, salvo deliberação em contrário da Assembleia Geral;

VIII - Indivisibilidade dos fundos de Reserva e de Assistência Técnica Educacional e Social;

- IX - Neutralidade política e indiscriminação religiosa, racial e social;
- X - Prestação de assistência aos associados, e, quando previsto nos estatutos, aos empregados da cooperativa;
- XI - Área de admissão de associados limitada às possibilidades de reunião, controle, operações e prestação de serviços (BRASIL, 2018a).

Trata-se, portanto, de uma sociedade de pessoas e não de capital, sem interesse lucrativo e com fins socioeconômicos, sendo as relações econômicas entre associados e empresa caracterizadas como ato cooperativo, e não como ato comercial, conforme prevê o Art. 79 ° da referida legislação (PINHO, 1977).

Posteriormente, a constituição federal de 1988, além de reforçar os dispositivos legais descritos na da lei 5.764/71, findou a intervenção estatal sobre o cooperativismo, por meio do art. 5º, Inc. XVIII ao disciplinar: "a criação de associações e, na forma da lei, a de cooperativas independem de autorização, vedada a interferência estatal em seu funcionamento". Além disso, no art. 174º § 2º reforçou o apoio e estímulo ao cooperativismo e outras formas de associativismo por meio de legislações infraconstitucionais. Por fim, o art. 146º, inciso III, alínea "c" estabeleceu que por meio de lei complementar o ato cooperativo, praticado pelas cooperativas, receberá adequado tratamento tributário, haja vista que a sociedade cooperativa não auferirá resultados próprios, nem tampouco receita, estando o lucro relacionado ao indivíduo de não a cooperativa (BRASIL, 2008). Ao governo, portanto, coube a responsabilidade de estimular o cooperativismo, atuando como agente normativo e regulador, na forma da lei, exercendo as atividades de fiscalização, incentivo e planejamento das atividades econômicas, sendo

determinante para o setor público e indicativo para o setor privado. Inicia, nesse período, o processo de autogestão⁶ das cooperativas. Conforme afirma Nascimento (2000), o estado deve estimular o cooperativismo não porque a lei assim o determina, mas porque ele é um importante instrumento para corrigir as disfunções socioeconômicas e acelerar o seu desenvolvimento.

Por fim, por se apresentar como uma nova categoria de sociedade, por ter criado novos tipos de relações jurídicas com seus associados e por operar de forma distinta das sociedades tanto civis quanto comerciais, com objetivos próprios, passou-se a entender que as regras destinadas a reger as cooperativas não constituíam das mesmas vinculadas ao direito civil, comercial, social ou administrativo, mas sim a elementos caracterizados de um novo direito: o direito cooperativo (BULGARELLI, 2000). O mesmo autor menciona ainda que a singularidade das cooperativas está no fato das mesmas serem reguladas por princípios de natureza ética e doutrinária ao contrário das capitalistas. Ainda que muitos vejam as sociedades cooperativas como pertencentes ao ramo civil ou comercial, elas possuem características que lhes tornam singular perante esses dois ramos. Por terem princípios estranhos ao capitalismo, e visar fins distintos dos deles, ela assume um tal caráter, não abrangido nem mesmo por uma eventual fusão dos dois ramos citados anteriormente (BULGARELLI, 2000).

Todavia, conforme cita Pinho (1966), para efeitos fiscais e de aplicação da lei, o legislador brasileiro considerou-as sociedades civis.

⁶ A autogestão é o processo pelo qual os próprios cooperados, líderes e dirigentes assumem a total responsabilidade pela gestão da cooperativa, sem a necessidade da interferência Estatal em seu funcionamento (SISTEMA OCEPAR, 2018, p.1)

Ainda que as sociedades sejam regidas pela lei 5764/71, o Código Civil de 2002, lei nº10.406/2002 traz algumas normas gerais em relação a elas no que se refere ao Direito da Empresa, prevendo em seu art. 982 que “independente de seu objeto, considera-se empresária a sociedade por ações; e, simples, a cooperativa”. Destacam-se ainda os art. 1093 a 1096 que tratam das características das sociedades cooperativas e responsabilidade dos sócios (BRASIL, 2018b). Com os dispositivos legais supracitados, portanto, as sociedades cooperativas podem ser consideradas distintas dos demais tipos societários, embora a doutrina existente as considere semelhante às sociedades anônimas e a tenha vinculado ao direito civil (SOUTO e LOUREIRO, 1999). O quadro 2 apresenta as principais diferenças entre sociedades cooperativas e demais sociedades que possuem, como finalidade, lucro.

Quadro 2: Sociedades cooperativas e demais sociedades

Empresa Cooperativa	Empresa não Cooperativa
É uma sociedade de pessoas	É uma sociedade de capital
Objetivo principal é a prestação de serviço (sobras)	Objetivo principal é o lucro
Número ilimitado de associados (Adesão livre)	Número limitado de acionistas
Controle democrático: Um homem, um voto	Cada ação = um voto
Assembleia: “quórum” com base no número de associados	Assembleia: “quórum” com base no capital
Não é permitida a transferência das quotas-partes a terceiros, estranhos à sociedade.	Transferências das ações a terceiro são permitidas
Retorno proporcional ao valor das operações (Retorno aos associados)	Dividendo proporcional ao valor das ações (Retorno aos investidores)

Fonte: PINHO (1966, p.53).

Outro ponto de especial atenção é o estatuto social das cooperativas. Um conjunto de normas que regem funções, atos e objetivos de determinada cooperativa, sendo elaborado com a participação dos associados, para atender às necessidades da cooperativa e de seus associados. Seu conteúdo baseia-se na doutrina, filosofia, na legislação específica das cooperativas (Lei 5.764/71) e nos princípios do cooperativismo (GAWLAK e RATZKE, 2010). No estatuto, a arquitetura básica do empreendimento cooperativo é edificada, vindo os princípios a fazer parte fundamental do mesmo, desde a primeira constituição estatutária pelos pioneiros de Rochdale em 1844 (BIALOSKORSKI NETO, 2006).

Ao tratar dos objetivos e classificação das sociedades cooperativas, o Art. 5º da lei 5.764/71 define que as sociedades cooperativas poderão adotar por objeto qualquer gênero de serviço, operação ou atividade, assegurando o direito exclusivo e exigindo a obrigação do uso da expressão “cooperativa” em sua denominação (BRASIL, 2018a). Em nosso país, as cooperativas estão presentes em 13 setores da economia nacional, o que levou a OCB a organizá-las em 13 ramos diferentes, facilitando a formação de federações, centrais e confederações de cooperativas que operam dentro de um mesmo ramo. Essa divisão facilita a organização vertical das cooperativas em confederações, centrais e federações e se justifica pela necessidade de melhor compreender a realidade das cooperativas brasileiras, identificando demandas comuns por segmento de atuação. Além disso, facilita o engajamento dos diversos grupos sociais interessados em participar do cooperativismo, de acordo com as necessidades da comunidade a que pertençam ou dos serviços de que precisam ou

mesmo que pretendem oferecer à sociedade por meio da formação de cooperativas (OCB, 2017b).

Hoje, existem cooperativas com diferentes propósitos, por exemplo: consumo, agropecuárias, de crédito, de pesca, de eletrificação rural, de saúde etc. As cooperativas caracterizam-se pelos serviços prestados aos seus associados, atuando para a sociedade. Assim, ocorre o recebimento ou comercialização da produção conjunta, eletrificação rural, armazenamento de produtos e industrialização, oferecimento de crédito e de vários tipos de serviços, além de assistência técnica, educacional e social (PELEGRINI, 2003). Com base nessas características, em 1993 a OCB deu início à organização dos seguintes ramos cooperativos: agropecuários, consumo, crédito, educacional, especial, habitacional, produção, mineral, trabalho, saúde, turismo e lazer, transporte e infraestrutura, totalizando em 2018, 6.655 cooperativas espalhadas por 564 cidades. São 13,2 milhões de associados (5,7% da população brasileira), 376 mil empregos formais gerados. Somado a família dos cooperados, estima-se que hoje o movimento agregue mais de 46 milhões de pessoas (MUNDOCOOP, 2018).

O ramo de infraestrutura está ligado aos serviços essenciais, como energia, telefonia, limpeza pública, segurança e saneamento básico. Têm como objetivo primordial prestar coletivamente um serviço de que o quadro social necessita. A história das cooperativas de infraestrutura iniciou em 1941 no Rio Grande do Sul, atual cidade de Erechim, com a criação da Cooperativa de Força e Luz de Quatro Irmãos, com o objetivo de eletrificar a região. Em 1964, após a promulgação do Estatuto da Terra, o ramo começou a ganhar força. O

Estatuto permitiu que as cooperativas oferecessem serviços básicos para todos os brasileiros, especialmente nas comunidades rurais, onde as operadoras convencionais não tinham interesse de atuar. Em seguida, na década de 1970, o segmento foi impulsionado com a criação da Política de Eletrificação Rural e com o apoio de financiamentos do BID - Banco Interamericano de Desenvolvimento. Atualmente, as cooperativas de infraestrutura são responsáveis pela distribuição e geração de energia elétrica, de telefonia e de abastecimento de água a mais de 800 municípios brasileiros, especialmente ao meio rural, o que explica o motivo da grande maioria delas estar no interior do país. São 125 cooperativas, 955.387 associados e 6.154 empregados, atuando no ramo de infraestrutura, em mais de 800 municípios (MUNDOOOP, 2018).

Este segmento, representado pelas cooperativas de eletrificação que, apesar das inúmeras mudanças ocorridas nos últimos anos em função de alterações no marco legal e regulatório do setor elétrico brasileiro, têm contribuído significativamente para evitar o êxodo rural e manter o homem no campo, melhorando suas condições de vida e aumentando a produção de alimentos. As cooperativas de eletrificação têm como objetivo o fornecimento de energia elétrica à comunidade do seu entorno, seja gerando sua própria energia ou repassando a energia de concessionárias por meio das suas linhas de transmissão (OCB, 2017b).

Como órgão máximo de representação das cooperativas no Brasil, tem-se a OCB, criada em 1969, durante o IV Congresso Brasileiro de Cooperativismo, vindo a substituir a Associação Brasileira de Cooperativas (ABCOOP) e a União Nacional de Cooperativas (UNASCO). Entre suas atribuições, a OCB é responsável pela promoção, fomento e defesa do sistema cooperativista, em todas as

instâncias políticas e institucionais. É de sua responsabilidade também a preservação e o aprimoramento desse sistema, o incentivo e a orientação das sociedades cooperativas. A legislação brasileira (Lei 5.764/1971), “rochdaleana” em sua base, legitima os princípios que foram acolhidos pela ACI. Já a OCB, por sua vez, defende os princípios do cooperativismo como linhas orientadoras por meio das quais as cooperativas levam seus valores à prática (OCB, 2017b).

2.4 COOPERATIVAS DE ELETRIFICAÇÃO RURAL

As cooperativas que atendem à demanda de eletrificação rural, segundo a OCB (2017b), pertencem ao ramo infraestrutura, cuja finalidade é atender direta e prioritariamente o próprio quadro social com serviços eletrificação. As cooperativas de eletrificação rural, que são a maioria no ramo de infraestrutura, têm como função principal a distribuição de energia elétrica por meio da disponibilização das redes, ou seja, sua função não é vender nem gerar energia, embora muitas no decorrer da sua história construíram usinas de geração e passaram também a gerar energia elétrica.

Como eletrificação rural, pode-se entender como sendo aquela destinada a consumidores localizados fora dos perímetros urbanos dos municípios ou aglomerados populacionais, conforme descreve o decreto nº 62.655, de 3 de maio de 1968:

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 45Kva (BRASIL 2018d, p.1).

A distribuição de energia elétrica consiste, em termos gerais, do transporte de energia do segmento de transmissão até os consumidores finais. Segundo ABRADE (2017) “o segmento de distribuição se caracteriza como o setor elétrico dedicado à entrega de energia elétrica para um usuário final. Como regra geral, o sistema de distribuição pode ser considerado como o conjunto de instalações e equipamentos elétricos que operam, geralmente, em tensões inferiores a 230 kV, incluindo os sistemas de baixa tensão”.

A eletrificação rural teve suas primeiras atividades iniciadas no Brasil em maio de 1923, no município de Batatais, São Paulo, quando um proprietário rural fez o primeiro pedido de instalação de energia elétrica à Indústria Ignarra Sobrinho & Cia (que mais tarde criou a Companhia Paulista de Eletricidade). Após essa iniciativa pioneira, vários outros fazendeiros celebraram contratos idênticos com a concessionária. Nessas primeiras instalações, os custos da conexão à rede da distribuidora foram arcados pelos próprios consumidores, porém mais tarde com a crise de 1929, surgiram os primeiros conflitos entre as áreas rurais e as concessionárias. A concessionária de Batatais foi obrigada a elevar os preços de forma considerada excessiva pelos consumidores locais. Em face da situação, os consumidores recorreram à justiça para evitar o aumento, porém sem sucesso. O entendimento judicial foi que a companhia não obtinha lucro ao manter instalações desse porte, inviabilizando sua atividade. Tal fato evidenciou o quão

custoso era distribuir eletricidade às áreas rurais e a baixa atratividade da eletrificação rural para as concessionárias. Neste contexto, surgiram as primeiras cooperativas de eletrificação rural, como alternativa para viabilizar a eletrificação no campo, tendo sido organizadas por pequenos núcleos populacionais (OLIVEIRA, 2018).

As primeiras CEs surgiram timidamente no Estado do Rio Grande do Sul, no início da década de 1940, primeiramente, por iniciativa de pequenos núcleos urbanos, que pretendiam eletrificar suas residências; posteriormente às cooperativas foram expandindo suas áreas de atuação, englobando ou atingindo também a área rural. A Cooperativa Força e Luz de Quatro Irmãos, no distrito de José Bonifácio, no município de Erechim – RS, criada no ano de 1941, foi a primeira cooperativa de eletrificação rural, e tinha por objetivo gerar e distribuir energia para a pequena localidade. De acordo com Rosset et al. (2018), a falta de interesse das companhias de energia na distribuição de energia elétrica, em áreas rurais distantes dos centros, foi motivo que despertou a criação e organização de CE rural, visando à geração e à distribuição de energia elétrica aos seus associados. As propriedades rurais isoladas e pequenos povoados, constituídos de pequenos e médios agricultores, passaram a fundar as cooperativas, construir as redes de energia elétrica, passaram também a mantê-las, operá-las e expandi-las, criando assim sistemas isolados de distribuição de energia elétrica, no meio rural (FUGIMOTO, 2005; FECOERGS, 2018; ROSSET et al., 2009).

No resto do mundo, a situação nas áreas rurais até esse período não era diferente. Na maioria dos países desenvolvidos até a década de 1930, o campo permanecia às escuras. Nesta época as empresas de

eletrificação não tinham interesse de atender às regiões mais distantes dos centros, pois demandavam valores expressivos de investimentos com pouco retorno dos valores investidos. Nos Estados Unidos, nove em cada 10 famílias rurais americanas não possuíam eletrificação em suas residências (MUNARETTO, 2015). Foi então que nos Estados Unidos da América (EUA), o recém-eleito presidente Roosevelt implantou o *New Deal*, um plano que preconizava a intervenção do Estado com empreendedor e incentivador de obras públicas, com vista a reerguer a economia e combater os efeitos da crise do sistema capitalista de 1929. Na área rural, o foco do programa era a eletrificação de todo o perímetro rural, buscando inicialmente que as distribuidoras locais realizassem a expansão do serviço. Porém, por se tratar de um mercado pouco rentável, não houve o interesse por parte de tais distribuidoras. A primeira ação oficial do governo federal apontando o caminho para o atual programa de eletrificação rural veio com a aprovação da Lei da Autoridade do Vale do Tennessee (TVA) em maio de 1933. Essa lei autorizou o Conselho da TVA a construir linhas de transmissão para atender fazendas e pequenos povoados que não eram abastecidas com eletricidade a taxas de juros menores do que as praticadas no mercado. Porém, a saída encontrada para efetiva a eletrificação rural veio com a publicação de um medida governamental, (Ordem Executiva nº 7.037 de 11 de maio de 1935) na qual o presidente americano Franklin D. Roosevelt, instituía a Administração Rural de Eletrificação (REA) com o objetivo de financiar, com recursos públicos, as empresas dispostas a fornecer energia às propriedades rurais, especialmente incentivar a formação de cooperativas que construíssem, operassem e mantivessem o sistema de distribuição de energia elétrica para grupos de agricultores

interessados. O incentivo viria na forma de apoio técnico e financiamento com juros baixos e prazos de 30 anos. Em 1937, a REA elaborou o *Electric Cooperative Corporation Act*, uma lei modelo que os estados poderiam adotar para permitir a formação e operação de cooperativas elétricas sem fins lucrativos e de propriedade do consumidor (NRECA, 2018a; TEIXEIRA, 1988 *apud* PELEGRINI 2003). Logo surgiram centenas de cooperativas, espalhadas por todo o território americano. Estima-se que na década de 1940, quase toda a área rural americana estava eletrificada. Ainda hoje, o sistema cooperativista de eletricidade tem um tamanho considerável, comparando-se em dimensões a todo o sistema elétrico brasileiro (PELEGRINI, 2003).

Nos quatro anos seguintes ao término da Segunda Guerra Mundial, o número de sistemas elétricos rurais em operação dobrou, o número de consumidores conectados mais que triplicou e os quilômetros de linhas energizadas cresceram mais de cinco vezes. Em 1953, mais de 90% das fazendas dos EUA tinham eletricidade. Em 2018 cerca de 99% das fazendas do país possuíam acesso serviço elétrico. A maior parte da eletrificação rural é o produto de cooperativas elétricas rurais de propriedade local que iniciaram por meio de empréstimos de fundos da REA para construir linhas e prestar serviços sem fins lucrativos (NRECA, 2018a).

A partir de ano de 1994 a REA passou a se denominar de *Rural Utilities Service - RUS*, vinculada ao Departamento de Agricultura dos EUA, mantendo os mesmos objetivos da REA. O NRECA representa mais de 900 cooperativas elétricas sem fins lucrativos, distritos de energia pública e distritos de serviços públicos nos Estados Unidos. Sua estimativa é de 42 milhões de pessoas atendidas em 47 estados,

abrindo 75% do território americano. A organização de serviços nacionais sediada em Arlington, Virgínia, supervisiona os planos de benefícios para empregados cooperativos, realiza atividades de relações com o governo federal como *lobbying*, realiza treinamento de gestão e diretoria e lidera iniciativas de comunicação, advocacia e relações públicas. Além disso, coordena conferências e seminários nacionais e regionais, oferece assessoria a cooperados membros em questões tributárias, legais, ambientais e de engenharia, e realiza pesquisa econômica e técnica (NRECA, 2018a; NRECA, 2018b). A experiência americana, bem como em alguns países da Europa, fez surgir cooperativas de eletrificação em toda a América Latina, servindo inclusive de modelo para o Brasil a partir da década de 1950, as primeiras iniciativas de discussão para solucionar o problema da eletrificação rural no país teve efetivamente início.

Apesar das iniciativas isoladas no Rio Grande do Sul, no âmbito físico e institucional do setor elétrico brasileiro, até a década de 1960, apesar dos inúmeros avanços e investimentos em geração e distribuição de energia elétrica, a prioridade eram as grandes cidades, onde se concentravam a maior demanda de energia elétrica, especialmente as maiores indústrias (OCESC, 2011). No âmbito da eletrificação rural, o progresso era lento, devido aos altos custos associados à extensão de rede e no desenvolvimento descentralizados de oferta de energia. Segundo Pereira et. al (2012), duas características são intrínsecas a esse mercado: os consumidores são, em geral, dispersos geograficamente e possuem baixa demanda de energia. Esses fatores limitam o interesse das concessionárias de energia no atendimento desse mercado,

principalmente quando a análise se limita a questões estritamente financeiras.

Por conta dessas dificuldades, até 1957, não se deu a eletrificação rural um tratamento próprio e adequado, como também não se pensava em subsidiar o serviço. Não havia, portanto, políticas públicas que visavam diretamente à universalização da energia elétrica nas áreas rurais. Pelo contrário, as regras existentes na época, senão diretamente, mas por via de consequência, dificultavam o desenvolvimento da eletrificação rural, em razão do dimensionamento econômico que era dado ao problema. Por conta de tais circunstâncias, sempre esteve presente a convicção de que era necessário subsidiar tal atividade e criar um agente que estivesse realmente adaptado a essas dificuldades. A necessidade de subsídios é uma realidade constante, quer diretamente, por meio de contribuição e auxílio do poder público, ou mesmo via prestação obrigatória do serviço, quer ainda por financiamentos com encargos baixos e prazos longos. Daí os inúmeros dispositivos que determinaram e ainda determinam financiamentos com longos prazos de pagamento, juros reduzidos, subsídios tarifários, doações governamentais entre outras, para a eletrificação rural. A própria constituição de 1988, em seu art. 187, dispõe que a política agrícola leva em conta, a eletrificação rural (SOUTO; LOUREIRO, 1999).

Portanto, até o período de 1960, as iniciativas que impulsionavam a eletrificação rural eram basicamente estaduais e municipais, porém insuficientes para suprir a demanda. O fato das concessionárias direcionarem seus interesses ao atendimento dos centros urbanos, e não a projetos de expansão de suas redes ao meio rural,

impulsionou o desenvolvimento da eletrificação rural no Brasil por meio do cooperativismo, ou seja, da união das famílias rurais que viviam à margem do crescimento das redes elétricas e do desenvolvimento presente nas grandes cidades. Neste contexto surgiram as primeiras cooperativas de eletrificação rural, como alternativa para viabilizar a eletrificação no campo (OLIVEIRA, 2018).

A eletrificação rural, no Brasil, passou a ser efetivamente regulamentada com o decreto nº 41.019, de 3 de 1957, no qual regulamenta os serviços de energia elétrica, então conhecido código das águas de 1934. Foi nesse momento que as cooperativas de eletrificação rural passaram a ter um caráter legal, como agentes do setor elétrico. Além desse decreto, ou importante dispositivo legal foi o Estatuto da Terra, definido pela Lei nº 4.504/1964, tornando o cooperativismo a forma prioritária para impulsionar o processo de eletrificação rural, atrelado ao apoio do Estado. Este documento foi, então, um dos primeiros passos na tentativa de diminuir o déficit nas áreas rurais. O estatuto da terra tornava obrigatória a inclusão da eletrificação rural e de outras obras de infraestrutura, nos planos de reforma agrária, determinando que a realização dessas obras devesse ser realizada, essencialmente, por intermédio de cooperativas, com o apoio financeiro do Banco Nacional de Crédito. Os projetos de eletrificação rural realizados pelas CE's teriam prioridade nos financiamentos e receberiam auxílio dos Governos Federal, Estadual e Municipal (PIRES; CAMARGO, 2008).

A primeira menção que um texto legal específico do setor elétrico faz às cooperativas de eletrificação rural tratando-as como agentes atuantes no processo de expansão dos sistemas elétricos foi,

portanto, o decreto nº 41.019, de 1957, conhecido como o código de águas. Contudo, a menção a suas atividades e classificação como agentes do setor público viria com o decreto 1.033, de 22/05/62, sendo o primeiro marco regulatório específico para as cooperativas de eletrificação rural que em comunhão com o estatuto da terra de 1964, enfatizava a difusão da eletrificação rural por meio das cooperativas. Este decreto veio realizar uma ação comum no direito: transformar uma situação de fato em uma situação de direito, trazendo para a regulamentação do setor elétrico um agente existente, a cooperativa de eletrificação rural, visto que o mercado rural não era atraente às concessionárias, fazendo com que o estatuto da terra, elegeesse o cooperativismo como forma prioritária para alavancar o processo de eletrificação nas áreas rurais (PAZZINI et al., 2000).

Por essa razão, nasceu o Decreto nº 62.655/1968. Em meio a um Estado de Direito no qual o serviço público era prestado por estatais, as cooperativas, agora autorizadas, passaram a fazer parte de um regime de exceção. O Decreto tinha como intenção delimitar de modo mais preciso a atuação das cooperativas, definindo com precisão o que é eletrificação rural. O Decreto estabelecia que as cooperativas só pudessem atender ao público rural em condições específicas (PELEGRINI, 2003).

Deste modo, como forma de mitigar ou até mesmo eliminar o problema da eletrificação rural, encontrou-se no cooperativismo um importante aliado no fomento da energia elétrica. O surgimento dessas Cooperativas tinha duas grandes motivações: a demanda das comunidades distantes por energia elétrica e a ascendência europeia dos imigrantes, fortemente ligados ao associativismo em seus países de origem (OCESC, 2011). Diante desse contexto, os próprios usuários se

mobilizaram com recursos próprios, a fim de serem desenvolvidos os processos de construção das redes de energia elétrica e atendidos as suas necessidades. A organização das pessoas para a criação das CEs foi forma jurídica encontrada para atender ao desenvolvimento social e à melhoria da qualidade de vida, com o apoio do Estado (PELEGRINI, 2003).

Apesar do reconhecimento legal dessas cooperativas, até a década de 1970 não havia sido definida uma política de eletrificação rural de âmbito nacional. Com intuito de impulsionar a eletrificação rural no Brasil por meio das cooperativas de eletrificação, na década de 1970, foi criado o Grupo Executivo de Eletrificação Rural (GEER), vinculado ao Ministério da Agricultura e em conjunto com o Instituto Nacional da Colonização e Reforma Agrária (INCRA), movimentavam os fundos do I Plano Nacional de Eletrificação Rural (I PNER), com recursos provenientes do Fundo de Eletrificação rural (FUER) instituído, nesta ocasião, por meio de um contrato de empréstimo celebrado com o Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID). Esse Plano era mantido com recursos totais de 61,6 milhões de dólares, providos da seguinte forma: 50% provenientes de empréstimos do BID, 30%, de fundos da União e 20% de cooperativas de eletrificação. O 1º PNER enfatizou as áreas com maior densidade populacional, com o intuito de reduzir custos. Foram atendidos 10 estados por meio de 94 cooperativas (ROSSET, LORENZI, et al., 2009). Nos anos 1970 e 1980, agências como o banco Mundial direcionavam cerca de 50% dos seus recursos de financiamento para os setores da agricultura, desenvolvimento rural e energia. Os financiadores estrangeiros consideravam essa forma organização (cooperativas) como a mais adequada à eletrificação rural, utilizando

como exemplo modelos implantados na Europa e principalmente nos Estados Unidos (TENDRIH, 1990). A partir do GEER, surgiu a maioria das cooperativas de eletrificação rural do país. Até outubro de 1971, 118 cooperativas haviam sido constituídas em função do 1º PNER, especialmente na região Nordeste. Ainda na década de 1977, ocorreu o II PNER atendendo a 70.000 propriedades, 20 povoados e 18 estados. (PEREIRA et al., 2012).

Contudo, o crescimento da eletrificação rural, neste período, foi extremamente desigual, a expansão se deu fundamentalmente nos Estados do Sul somando um percentual de 55,8% das propriedades eletrificadas pelo GEER, contribuindo para a consolidação das CEs já existentes (SOUZA; ANJOS, 2017). Nas regiões sul e sudeste havia a predominância da cultura associativista encontrada em comunidades constituídas por imigrantes de origem europeia, favorecendo o desenvolvimento do sistema cooperativista (COOPERS; LYBRAND, 1997). Porém, ao contrário do modelo desenvolvido no Sul e Sudeste, no nordeste a maioria das cooperativas surgiu por estímulo das próprias concessionárias, com o intuito de servir como canalizadoras de recursos de programas de eletrificação rural, visto que I PNER financiado com recursos do BID, exigia que o tomador fosse exclusivamente uma cooperativa de eletrificação rural, ou seja, os fundos do 1º PNER só podiam ser liberados para as cooperativas. Nesse contexto, foram criadas inúmeras “cooperativas-virtuais” no Nordeste, muitas vezes, dirigidas por funcionários da própria concessionária e atuam na prática como prestadoras de serviços às concessionárias sem possuir autonomia decisória e gerencial, programas próprios de eletrificação rural e ligação com a doutrina cooperativista (COOPERS; LYBRAND, 1997). Nesta

perspectiva, segundo Pelegrini et al. (2004), as cooperativas criadas no nordeste eram responsáveis geralmente pelas redes de baixa tensão, pela medição e pelo relacionamento com o consumidor/cooperado já as concessionárias eram responsáveis pelas redes de média tensão. Já no modelo de cooperativa criado no Sul e Sudeste as cooperativas possuíam a propriedade e a gestão de toda a rede, de média e baixa tensão, contexto que foi fundamental para a continuidade das cooperativas no processo de regularização das mesmas a partir da década de 1990 (PELEGRINI, 2004).

Ainda na década de 1970, foi criado o Departamento de Eletrificação Rural – DEER, em fevereiro de 1976, servindo para o investimento de 300 milhões de dólares e o atendimento de 116 mil propriedades rurais, em 16 Estados e no Distrito Federal. O programa estendeu-se até o ano de 1980 e celebrou a minimização dos custos por meio de desenvolvimento de padrões técnicos. Ao final da década de 1980, existiam 260 cooperativas de eletrificação rural, atuando em 21 estados brasileiros (OLIVEIRA, 2001; MUNARETTO 2015).

Portanto, até a década de 1990, houve a expansão do número de CEs com o incentivo do Estado e até das concessionárias. Essa expansão ocorreu primordialmente pela facilidade na obtenção de recursos externos, visto que os financiadores estrangeiros, e com base no que já havia ocorrido em outros países, consideravam essa forma (cooperativismo) como a mais adequada à eletrificação rural, sendo mais um caso de tentativa de transposição de experiências bem sucedidas em outros países, para o Brasil (TENDRI, 1990). Conforme Souto e Loureiro (1999), o cooperativismo poderia, no futuro, não representar um ideal de fornecimento de energia elétrica na área rural, mas não se

pode negar que, pelo menos como fase inicial, alcançaram-se substanciais resultados que de outro modo não seriam possíveis.

A importância do cooperativismo de eletrificação rural foi destacada pela própria ANEEL, conforme resolução nº 333/99 (BRASIL, 2018f), as cooperativas em sua maioria denominadas de eletrificação rural, desempenharam e continuam a desempenhar papel histórico no processo de interiorização dos serviços de energia elétrica, cujo pioneirismo em áreas rurais, e até mesmo urbanas, de várias regiões do país, levou-as a serem contemporâneas ou até precederem algumas concessionárias de serviço público de energia elétrica.

A constituição das Cooperativas de Eletrificação rural, portanto, começou a ganhar força e se efetivar no final da década de 1950, desempenhando um papel socioeconômico importante nas regiões de atuação. Em Santa Catarina, a primeira cooperativa no ramo foi inaugurada em 1959, no então distrito de Forquilha, próximo ao município de Criciúma. Na década de 1960, outras dezenas de cooperativas vieram a surgir, entre elas a Cooperativa de Eletrificação Rural de São Ludgero, em 1963, todas motivadas principalmente pela não possibilidade ou não interesse por parte das concessionárias em atender as comunidades distintas, principalmente do meio rural (OCESC, 2011).

Atualmente, das 260 cooperativas instituídas na década de 1980, restaram apenas 68, atuando nos estados de Sergipe, São Paulo, Rio de Janeiro, Rio Grande do Sul, Paraná, Santa Catarina, Mato grosso e Mato grosso do Sul. Essa redução teve como principal motivo às mudanças institucionais e regulatórias ocorridas no setor elétrico brasileiro a partir da década de 1990, e que serão abordadas no próximo capítulo. As 68

CEs, remanescentes desse novo modelo do setor elétrico brasileiro, empregam 3.733 pessoas e contam com 535.000 associados e desenvolvem suas atividades na geração e/ou distribuição de energia para 626 municípios de 8 Estados, sendo que 22 cooperativas atuam na geração e distribuição de energia e 43 atuam somente na distribuição de energia (MUNARETTO, 2015).

2.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Em meio a esse breve contexto, destacou-se, portanto, que a formalização ou o primeiro modelo de cooperativas como instituição de fins econômicos e sociais, ocorreu em 1844, na Inglaterra, com a obra dos Pioneiros de Rochdale. Caracterizada como uma sociedade de pessoas, a cooperativa possui finalidades tanto econômicas quanto sociais, cujo objetivo principal é a busca pelo desenvolvimento socioeconômico dos associados. Diferente das sociedades capitalistas, sua singularidade está no fato de serem reguladas por princípios de natureza ética e doutrinária, conhecido como os princípios do cooperativismo.

Com relação ao seu regime jurídico, no Brasil, são regidas sob o império da Constituição de 1988, do Código Civil de 2002, da lei 5.764, de 16 de dezembro de 1971 e demais leis complementares de acordo com os objetivos específicos de cada organização cooperativa, sendo consideradas semelhantes às sociedades anônimas e vinculadas ao direito civil.

Está presente em 13 setores da economia nacional, o que levou a OCB a organizá-las em 13 ramos diferentes, entre estes, o ramo de infraestrutura no qual, entre as atividades desenvolvidas, destaca-se o

serviço de eletrificação rural, principalmente as cooperativas de distribuições de energia elétrica, cujo desenvolvimento se efetivou no final da década de 1950, por meio de financiamentos externos e transposição de modelos desenvolvidos essencialmente nos Estados Unidos. O objetivo foi fomentar a eletrificação rural, até então realizada de maneira precária pelo estado e concessionárias, em virtude de sua incapacidade técnica e econômica.

3 SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O capítulo três inicia-se com um prólogo histórico, que procura abordar o desenvolvendo do setor elétrico brasileiro até a sua reforma na década de 1990, como forma de compreender a concepção do marco regulatório da respectiva década. Em seguida, nos dois subcapítulos seguintes, são abordadas as características principais da reforma do setor elétrico brasileiro e consequente regulação das empresas do setor pela ANEEL. Por fim, após compreender o marco regulatório do setor, o capítulo aborda o processo de regulação das Cooperativas de Eletrificação rural.

3.1 SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: DA CONCEPÇÃO À REFORMA DA DÉCADA DE 1990

O desenvolvimento da Energia elétrica no Brasil teve sua origem no final do século XIX, ao final do período imperial. Oficialmente, em 1879, D. Pedro II tomou conhecimento do invento de Thomas Edson, autorizando a utilizá-la no Brasil, quando no mesmo ano seria instalada iluminação elétrica na estação da Estrada de Ferro D. Pedro II. Nessa época, sua utilização era restrita basicamente à iluminação pública e em alguns casos isolados para iluminação de edifícios e fabricas (XAVIER, 2013).

Porém, o “marco zero” da história do setor elétrico brasileiro e latino americano se deu efetivamente em 1889, com a inauguração da primeira hidrelétrica a fio d’água de grande porte do país, consequência da fundação da Companhia Mineira de Eletricidade (CME) em 1888. Foi a primeira unidade de geração hidrelétrica construída

especificamente para o atendimento de serviços públicos urbanos (SILVA, 2017). Também em 1889, teve início o período republicano (1889-1930), conhecido também como república velha (VIEIRA, 2010).

A Expansão da geração elétrica no final do século XIX e início do século XX, ficou marcada pela atração de capital estrangeiro, sendo muito importante na época para o desenvolvimento de uma indústria até então rudimentar, com destaque para a criação da São Paulo *Tramway, Light and power Company Limited* e a Rio de Janeiro *Tramway, Light and power Company Limited*, frutos de capitais Canadenses em parceria com sócios americanos (GOMES et al. 2002).

Institucionalmente, como marco do setor elétrico, destacou-se uma diretriz da constituição de 1891 estabelecendo que as concessões para prestação de serviço de eletricidade seriam outorgadas pelas prefeituras municipais, principalmente no segmento de distribuição, cabendo aos governos estaduais o poder com relação ao aproveitamento e a utilização das quedas d'água. Porém, somente no ano de 1903, surgiram os primeiros esforços para promover a regulamentação do setor energético no Brasil, por meio da lei nº1145/1903 e, posteriormente, pelo decreto nº5.407/1904. Essa lei permitia que o governo federal aproveitasse a energia dos rios brasileiros para fins públicos, sendo o uso do excedente facultado para a agricultura. No entanto, na prática, as concessões para geração e distribuição de energia elétrica eram estabelecidas entre concessionários, estados e municípios. Esse fato pode ser considerado como o embrião da regulação federal na indústria de energia elétrica. Já nos anos de 1920, com a expansão dos centros urbanos e conseqüente aumento da demanda de energia elétrica,

e o primeiro órgão oficial relacionado à política do setor energético: a Comissão Federal de Forças Hidráulicas (SILVA, 2017).

De forma semelhante ao grupo Light, em 1927, chegou ao Brasil o grupo Amforp, de capital norte-americano, porém não se configurando num confronto aberto entre as duas, e sim numa divisão de mercado. Light no eixo Rio-São Paulo e a Amforp no interior de São Paulo e em várias capitais do norte e nordeste do país, exercendo assim total influência e monopólio sobre o setor elétrico na época (GOMES E VIEIRA, 2009). De forma geral, é possível afirmar que o desenvolvimento da indústria elétrica não esbarrou em problemas de ordem institucional, sendo resumida a constituição de 1891 e ao decreto de 1904, ficando restrito a mínima regulação do estado até final da república velha (1889-1930).

Com a chamada “revolução de 30”, a qual se caracterizou por um golpe militar dentro de um levante revolucionário, encerra-se a primeira república, dando início a era Vargas durante a segunda e terceira república (1930-1937 e 1937-1945) nas quais ficaram marcadas pela centralização e autoritarismo do estado representado pelo então presidente Getúlio Vargas (VIEIRA, 2010). No setor energético, a eletrificação se desenvolveu sob a ação crescente do governo federal e dos governos estaduais, que terminaram por controlar totalmente esse setor. O governo adotou uma série de medidas para o controle direto sobre a produção e distribuição de energia elétrica. A justificativa política apresentada era o empenho em estimular a produção industrial e o mercado interno, como forma de compensar os graves prejuízos do setor agrário (XAVIER, 2013).

As condições de crescimento da renda nacional, crescimento dos centros urbanos, aumento da produção industrial, que entre 1929 e 1937 cresceram cerca de 50%, tiveram grande impacto no setor energético. Nesse contexto, restava ao estado a responsabilidade pelo desenvolvimento do setor energético, com sua capacidade produtiva, qualidade do serviço e regulação. Antes de promulgar a carta constitucional de 1934, Vargas efetuou um conjunto de mudanças no setor. Inicialmente, uma das medidas tomadas foi o decreto ° 20.395 de 15 de setembro de 1931 no qual suspendia todos os atos de concessão de cursos d'água para a exploração e geração de energia elétrica, sendo reforçada em seguida com a promulgação do Decreto nº26.234 de 10 de julho de 1934, conhecido com código das águas. Tal decreto, assinado após 20 anos de estudos, visava centralizar a tomada de decisões a respeito do aproveitamento hidroelétrico. Entre as medidas impostas, o decreto definia que os pedidos de concessão e autorização para utilização de energia hidráulica e para geração, transmissão e distribuição de energia elétrica deveriam ser realizadas por intermédio do Ministério da agricultura, sendo o mesmo encarregado por instruir técnica e administrativamente esses processos (SILVA, 2017). Segundo Gomes et al (2002, p.4), “esse decreto materializou o projeto intervencionista na gestão do setor das águas e energia elétrica.” Logo após a criação do Código das Águas em 1934, foi criado o departamento nacional de produção mineral (DNPM), órgão subordinado ao Ministério da agricultura, tendo como atribuição promover o estudo das águas no país e atuar no controle e fiscalização dos serviços de energia elétrica.

Em 1937, após um golpe de estado e instauração da constituição polaca tem início a terceira república conhecido como estado novo, mergulhando o país em uma ditadura que só encerraria em 1945 (VIEIRA, 2010). Com o autoritarismo instalado, somado ao caráter nacionalista presente desde a segunda república, os investimentos externos, advindos principalmente dos grupos Light e Amforp, ficaram praticamente estagnados. Logo, o abastecimento da energia elétrica começou a encontrar dificuldades, visto que nem capital privado, nem capital estrangeiro, realizam os investimentos necessários para atender à demanda de energia do país. Tais dificuldades conduziram o governo federal a criar, em 1939, o Conselho Nacional de Águas e Energia (CNAEE), vindo substituir a DNPM nos assuntos pertinentes ao setor elétrico. A preocupação inicial foi regular e coordenar uma política de racionamento, no entanto, até a promulgação da constituição de 1947, a principal tarefa foi regulamentar o código das águas. Foi nesse contexto de escassez de energia que se estabeleceu, por meio de decretos, a necessidade de autorização ou concessão do governo federal para a construção de redes de distribuição, empreendimentos termoelétricos e linhas de transmissão, definindo inclusive as regras para a interligação dos sistemas elétricos dando origem, posteriormente, ao sistema interligado nacional (GOMES E VIEIRA, 2009).

Portanto, nesse período de Getúlio Vargas, o poder, a economia e o setor energético passaram por inúmeras mudanças. O setor elétrico, antes carente de regulação federal, sofreu fortes mudanças dando início as agências reguladoras. Em 1934, com a promulgação do código das águas centralizou todas as decisões acerca do aproveitamento hidroelétrico vindo a criar posteriormente a primeira agência reguladora,

o Departamento Nacional de Produção Mineral - DNPM. Com a constituição de 1937, o governo federal impôs maior quantidade de regras sobre o setor, vindo a substituir o DNPM, pelo Conselho Nacional de Águas e Energia - CNAEE. No entanto, ao longo do início da década de 1940, a rigidez e o controle foram ligeiramente flexibilizados. Por não haver a realização de novos investimentos, foram autorizados ou concedidos a viabilização de obras por meios de agentes não ligados diretamente ao estado.

Findada a segunda guerra mundial, não havia mais condições de Vargas se sustentar no poder. Com a derrota dos regimes nazifascistas criou-se um ambiente necessário para o aparecimento da oposição ao estado novo. Diante do crescimento da oposição pública a ditadura, Getúlio foi deposto do cargo dando fim à terceira república. Com a deposição de Getúlio, tem-se início a quarta república (1945 a 1964) por meio do governo de Gaspar Dutra (VIEIRA, 2010).

Com a deposição do regime ditatorial de Vargas e a realização das eleições presidenciais vencidas por Dutra, não houve registros significativos em relação ao setor elétrico nesse período, tendo como principal destaque o Plano Salte (Saúde, Alimentação, Transporte e Energia), no qual foi parcialmente executado e abandonado entre 1951 e 1952. Em 1951, Vargas retorna novamente ao poder, objetivando alavancar o desenvolvimento econômico do país, com destaque a comissão mista Brasil - Estados Unidos, que tinha como principal objetivo a elaboração de projetos concretos que deveriam ser financiados por diversas instituições internacionais e nacionais tendo como evidência a criação do Banco Nacional do Desenvolvimento (BNDE). Em Santa Catarina, era criada a comissão de energia elétrica

(CEE), pela lei nº 505/1951, subordinada ao chefe do poder executivo, o então governador Irineu Bornhausen, com o objetivo de viabilizar obras de expansão de energia elétrica no estado. Com o falecimento de Getúlio, em 1954, houve um conturbado período político que durou até a posse de Juscelino Kubitschek, em 1956 (SILVA, 2017).

O novo governo tinha como o foco a aceleração do desenvolvimento econômico do país, sob o comando de empresas estatais. Com o *slogan* “cinquenta anos em cinco”, buscou adotar uma estratégia desenvolvimentista, com a qual foi criada a maior parte das empresas estaduais de energia elétrica, entre elas as Centrais Elétricas de Santa Catarina (CELESC) em 1955, sob o comando do governo federal. Juscelino materializou seu *slogan* por meio do plano de metas, no qual tinha como ideia desenvolver o país e sua economia por meio do investimento em cinco áreas tidas como estratégica: energia, transporte, indústrias de base, alimentação e educação (SILVA, 2017).

Um dos tripés que sustentavam o plano de metas era o setor de energia, respondendo a 43,4% dos investimentos totais, sendo 24,8% das operações em moeda estrangeira e 44,8% em moedas nacionais. Em Santa Catarina, o sistema de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, antes do plano de metas e consequente criação da CELESC, em 1955, não se diferenciava de muitos estados brasileiros, ou seja, um estado fragmentado sendo alimentado por pequenas iniciativas privadas locais ou por multinacionais. As primeiras iniciativas de geração e distribuição eram frutos de iniciativas de pequenos proprietários locais. Além da CELESC, outro importante momento nesse período, principalmente para a região sul de Santa Catarina, foi à constituição da Sociedade Termoelétrica de Capivari S.A (SOTELCA),

conhecida hoje com Tractebel Energia S.A. A constituição dessas duas empresas, em conjunto com a CEE, foi a base para o desenvolvimento da energia elétrica no Sul do Estado, tanto em termos de geração de eletricidade, quanto na transmissão e distribuição dela. No entanto, apenas começaram a apresentar resultados concretos após 1965, em conjunto com a subsidiária da Eletrobrás, a Eletrosul, já em meio a quinta-república (GOULARTI FILHO, 2016).

A ação do estado nessa etapa de desenvolvimento do Brasil foi fundamental. A combinação da empresa privada nacional com o capital estrangeiro foi a fórmula usada para o grande crescimento do país na segunda metade da década de 1950. Nesse período foram destaque ainda a regulamentação do código das águas, por meio do decreto 41.019 de 1957 o qual veio a efetivamente regulamentar os serviços de energia elétrica, e a criação do Ministério de Minas e Energia (MME), pela lei 3.782 de 1960, na qual veio a incorporar o Conselho Nacional de Aguas e Energia (CNAEE), a Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN) e o DNPM. Este último, por meio da divisão das águas, tinha, até então, as responsabilidades de concessão e fiscalização das empresas que exploram os serviços de energia elétrica, conforme previsto no código das águas (SANTOS; REIS, 2002).

Foi nesse contexto que, em 1961, após Juscelino deixar a presidência, seria sancionada pelo Presidente Jânio Quadros a Lei 3.890, autorizando a constituição das Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobrás). Contudo, os fatos políticos relacionados à renúncia de Jânio Quadros, fizeram com que o ato de instalação da empresa ocorresse somente em 1962 pelo então presidente João Goulart, iniciando um novo período na história do setor elétrico, que teve integral

apoio, tanto político quanto econômico, do regime militar instaurado em 1964 (GOMES; VIEIRA, 2009).

A Eletrobrás foi constituída com a incumbência de coordenar o setor elétrico brasileiro, técnica, administrativamente e financeiramente, sob orientação do MME, com o objetivo de planejar e coordenar as atividades do setor elétrico, em conjunto com as suas subsidiárias, entre elas, as Centrais Elétricas do Sul do Brasil SA (Eletrosul) constituída em 1968, na qual veio a incorporar a SOTELCA em 1972. No âmbito do MME, o Departamento Nacional de Águas e Energia (DNAEE), criado em 1965, manteve as atividades de concessão, fiscalização e controle de serviços de eletricidade, antes atribuídas ao CNAEE, do ministério da agricultura (SANTOS; REIS, 2002).

No âmbito físico e institucional, apesar dos inúmeros avanços e investimentos em geração e distribuição de energia elétrica, a prioridade eram as grandes cidades, onde se concentravam a maior demanda de energia elétrica, em especial as maiores indústrias. No âmbito da eletrificação rural o progresso era lento, especialmente devido aos altos custos associados à extensão de rede e no desenvolvimento descentralizados de oferta de energia, vindo a mudar a partir do crescimento do número de cooperativas em conjunto com os dois programas nacionais de eletrificação rural ocorridos até o final da década de 1970 (OCESC, 2011).

O início das atividades da Eletrobrás em 1962, consolidou o estado na expansão da oferta no setor elétrico. Ela fortaleceu sua integração em nível nacional e o peso das empresas públicas no setor que até então atuavam as sombras das empresas privadas. Além disso, centralizou o planejamento, o financiamento e a expansão da oferta de

energia elétrica a taxas acima do 8% entre 1960 e 1965. A concentração de recursos financeiros e a centralização dos processos decisórios viabilizou a criação de grandes mercados interconectados do Sul-Sudeste e Norte-Nordeste, possibilitando economias de escala e escopo, que reduziam o custo do abastecimento elétricos e consequentemente fomentam o desenvolvimento de complexos industriais. Com a compra das empresas do grupo *Amforp* e relativa estagnação do grupo *Light*, que abasteciam o principal eixo econômico do país, o setor de energia teve sua atuação inteiramente comandada pelo estado. Enfim, o período entre 1964 a 1980 foi marcado pela ampla intervenção do Estado na indústria de energia elétrica e significativos aumentos da oferta de energia elétrica (ARAÚJO e OLIVEIRA, 2005). Para Pires (1999, p. 140), “as elevadas taxas de expansão da oferta de energia elétrica são explicadas pela disponibilidade de autofinanciamento por meio de tarifas reais, recursos da União e financiamentos externos.

Entre 1980 e 1995, uma série de fatores (crise financeira do Estado, a ausência de incentivos de eficiência produtiva e inexistência de órgãos reguladores) inviabilizou a expansão da oferta de energia elétrica, enfraquecendo o modelo institucional vigente desde 1964. Após a alta dos preços internacionais do petróleo, popularmente conhecido como choque do petróleo, no fim dos anos 1970, o foco da política econômica brasileira deslocou-se do crescimento para a estabilização. Durante esse período de estagnação nacional e retração da produção industrial, a inflação, o crescimento baixo do PIB, a volatilidade de mercados e o aumento da desigualdade social fizeram com que o governo brasileiro passasse a utilizar as tarifas de energia elétrica como instrumento de política monetária, interrompendo o fluxo de

investimento do setor, além de prejudicar a remuneração das concessionárias. O estado, assolado pela crise econômica e fiscal da década de 1980, tornou-se incapaz de financiar a expansão do sistema, eclodindo numa grande crise do setor elétrico (ARAÚJO e OLIVEIRA, 2005).

Diante desse contexto, o setor elétrico inicia a década de 1990 em condições precárias, principalmente pela falta de condições de as empresas estatais investirem na expansão do sistema. Ao contrário do que vinha ocorrendo nas décadas anteriores, o endividamento público excessivo impedia novos investimentos. O uso das tarifas públicas para a contenção da inflação também era fator para a descapitalização das empresas do setor, em paralelo ao mau gerenciamento das empresas estatais. Ao mesmo tempo, a taxa de aumento de consumo de energia quase sempre superava a do crescimento do PIB, tornando grave o risco de desabastecimento de energia, que veio a ocorrer na década seguinte (MOURA ROCHA, 2003).

A crise instaurada no ambiente econômico brasileiro, cujo foco passou a ser a estabilização, fez com que o governo federal, por meio do tesouro nacional, mudasse sua atitude com relação ao déficit, as carências de fluxo de caixa e investimentos de empresas estatais em geral, resultando no programa nacional de desestatização (PND), instituído pela lei 8.031/1990. O referido programa acabou incluindo as empresas federais do setor elétrico em 1995 pelo decreto 1.503/1995 e estabelecendo, efetivamente, um conjunto de normas, leis e diretrizes com vistas a regular e fiscalizar o funcionamento e a prestação do serviço público de energia elétrica que passou a ser delegada a entidades privadas não integrantes da administração pública formal, conforme já

previa o art. 21, da Constituição Federal de 1988, onde se descreve que é de competência da União “explorar diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão os serviços e instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos da água, em articulação com os estados onde se situam os potenciais hidroenergéticos”. Esse conjunto de normas e diretrizes ficou conhecido como o marco regulatório do setor elétrico brasileiro (BRASIL, 2008, art. 21; CAMPOS, 2010).

3.2 A REFORMA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O modelo de monopólio estatal, portanto, prevaleceu até a década de 1990, sendo responsável pela consolidação da indústria elétrica brasileira. No entanto, a crise desencadeada na década de 1980, não só do setor elétrico, mas também a união e estados membros tornou o modelo do Estado Social (*Welfare State*) insustentável e ineficiente frente às novas demandas econômicas e sociais, dando origem à formulação de um novo modelo, de cunho liberal, mas sem abandonar o social, denominado “neoliberal regulador”. Uma espécie de repaginação do estado liberal que incluía, entre outras mudanças, o objetivo de diminuição da desigualdade social. Esse novo modelo tinha na sua base o consenso de Washington⁷, cuja diretriz imposta aos países que buscavam incentivos financeiros internacionais era deixar de intervir diretamente na economia, adotar o sistema de privatizações e desestatizações das empresas estatais e passar a atuar na regulação

⁷ Regras básicas elaboradas e impostas por instituições financeiras internacionais, com o objetivo de promover o ajustamento macroeconômico nos países em desenvolvimento (DUARTE JR, 2014, p.88)

(atuação indireta) de serviços e atividades, principalmente àqueles prestados “indevidamente” pelo estado incluindo, nesse caso, os serviços públicos de energia elétrica (DUARTE JR, 2014).

A partir da década de 1980, a América Latina defrontou-se com uma série de indicadores econômicos desfavoráveis, envolvendo queda nas taxas de crescimento e de investimento, desigualdade de renda e elevados índices de desemprego. Diante desse contexto, e em sintonia com o consenso de Washington, cujo objetivo era introduzir um regime de mercado competitivo e redefinir o papel do estado, várias medidas foram adotadas pelos países, estas, um intenso processo de privatizações. No Brasil, a privatização passou basicamente por duas fases na década de 1990. A primeira, no início de 1990, visou os setores mais empresariais, como siderurgia, mineração e fertilizantes. A segunda, a partir de 1995, focou os setores de infraestrutura, como telefonia, rodovias, ferrovias e energia elétrica (SANTANA; MUNDURUCA, 2008).

Em 1990, a primeira medida foi instituir o PND que preparou a base para posterior privatização das empresas do setor elétrico. Em seguida, a lei 8.631/1993 regularizou as questões financeiras do setor. Já em 1995, é editada a lei geral das concessões, que definiu as regras gerais para prestação dos serviços públicos, tais como os direitos e obrigações dos concessionários e usuários, a instituição do serviço pelo preço (em substituição ao serviço pelo custo), com reajustes e revisões tarifárias, afim de preservar o equilíbrio econômico-financeiro das concessões (TOLMASQUIM, 2011).

Em 1995, em meio a modificações iniciais no setor elétrico, o governo propôs uma ampla reforma no estado, denominada de Plano

Diretor da Reforma do Aparelho do Estado (PDRAE), onde trazia os seguintes objetivos: a continuidade da privatização, a reorganização e o fortalecimento da regulação dos monopólios naturais que fossem privatizados e a implantação de contratos de gestão nas empresas privatizadas. Desse contexto, por meio da edição da lei 9.427/1996, é instituída a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), autarquia de regime especial, vinculada ao MME, com finalidade de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com a políticas e diretrizes do governo federal (TOLMASQUIM, 2011).

A partir de 1995, o objetivo central do processo de privatização do setor elétrico era abandonar o modelo de crescimento impulsionado pelo Estado e seguir rumo a um modelo conduzido pelo mercado. Visava atender urgentemente o setor de serviços públicos nacional e aumentar os investimentos, a eficiência e a produtividade, de forma a acompanhar a evolução econômica do país e a integração ao mercado global (CAMPOS, 2010, p.7).

Segundo Delgado (2003), em meados de 1996, o consórcio Internacional Coopers & Lybrand foi contratado pelo Ministério de Minas e Energia e a Eletrobrás a fim de desenhar um novo modelo para o setor elétrico, a partir de experiências internacionais e reformas iniciadas na década de 1990. Esse estudo foi intitulado como Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, ou Projeto RESEB, e tinha como objetivo regulamentar o setor, elaborar políticas energéticas e transferir a responsabilidade da operação e do investimento ao setor privado.

Segundo a consultoria Coopers & Lybrand (1997 apud DELGADO, 2003, p. 82), esses objetivos seriam alcançados a partir de quatro áreas genéricas:

- O novo Arranjo Comercial para o Setor: compreende a compra e venda de energia no atacado, o acesso às redes de transmissão e de distribuição e os mecanismos para assegurar planejamento e expansão do setor;
- Arcabouço Legal e Regulamentar: necessário para permitir a reforma do setor, inclusive aos ajustes ao quadro jurídico e regulamentar as concessões, monopólios naturais, a concorrência e padrões técnicos e de atendimento ao cliente;
- Mudanças Institucionais: essas mudanças incluem uma revisão do foco de responsabilidades ao nível do Ministério; o estabelecimento de um órgão Regulador independente que fiscalize os serviços regulados e promova um ambiente positivo para estimular a competição onde for possível e economicamente vantajosa; a revisão do papel da Eletrobrás; mudança estrutural das empresas do setor;
- Questões econômico-financeiras do Setor: análise sobre mecanismos de financiamento do setor, alocação de riscos e nível de retorno das diversas atividades.

Com o novo modelo do setor elétrico, os monopólios naturais⁸ foram mantidos apenas nos serviços de transmissão e distribuição de energia elétrica. Já os serviços de geração e comercialização passaram a

⁸ Um monopólio natural ocorre quando o custo total (social) para produzir uma certa quantidade de produto e executar um determinado serviço é menor quando uma única empresa atua no mercado.

fazer parte de um mercado competitivo. Segundo Nery (2012), a ideia predominante foi a de que a livre concorrência deveria prevalecer onde fosse possível, deixando ao estado o papel da regulação onde necessário, conforme visto no quadro 3.

Quadro 3: Regulação do mercado de energia elétrico brasileiro

Característica da regulação	Segmento de atuação, Agentes do mercado	Característica de mercado
Regulação mínima	Geração	Competição
Forte regulação	Transmissão	Monopólio natural
	Distribuição	
Regulação mínima	Comercialização	Competição

Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

Neste sentido, o modelo escolhido foi o de competição no atacado, cujos segmentos de geração e comercialização passaram a ser caracterizados como segmentos competitivos, dada a existência de muitos agentes e também pelo fato do produto, a energia elétrica, ser homogêneo, como uma *commodity*. Por sua vez, nos setores de transporte da energia, ou seja, a transmissão e a distribuição predominou o modelo de regulação de preços ou regulação por incentivos, visto que eles continuaram sendo considerados monopólios naturais, pois sua estrutura física torna economicamente inviável a competição entre dois agentes em uma mesma área de concessão. Nesses segmentos, em especial o de distribuição de energia elétrica, estão presentes uma grande parte das cooperativas de infraestrutura.

El Hage e Delgado (2015), afirmam que nos monopólios naturais, como é o caso dos serviços públicos de distribuição de energia, água e gás, a atuação regulatória torna-se necessária por se tratar de serviços públicos essenciais sob a concessão do estado, que

historicamente havia atuando de maneira direta por meio de empresas estatais. No setor elétrico, segundo Fonseca e Reis (2012), o objetivo primordial da regulação é evitar abusos mercadológicos de preços elevados para o público consumidor e garantir a qualidade dos serviços prestados pelas empresas concessionárias ou permissionárias do serviço público de energia elétrica.

Segundo Santana e Munduruca (2008), existem características nos setores de infraestrutura que exigem cuidados na regulação das atividades: seus produtos são considerados básicos para a vida econômica e social; apresentam significativas externalidades em seu funcionamento, ou seja, as transações afetam terceiros ou a própria coletividade; apresentam economia de escala e escopo, sendo constituído em geral por empresas que se caracterizam como monopólios naturais e apresentam um grande volume de investimentos específicos, irreversíveis e com longos prazos de maturação. Características essas que implicam a necessidade de alguma intervenção pública ou estatal. A forma tomada por essa intervenção tem variado entre as sociedades, sendo seus estudos fundamentados na teoria da regulação.

A escola da regulação é uma corrente de pensamento econômico, cuja ideia está ligada diretamente à regulação de atividades e agentes econômicos. Dentre as inúmeras abordagens a respeito da teoria da regulação e seus objetivos, neste estudo serão tratados da regulação pelo estado, o no sentido de determinação de normas, regras de conduta com o objetivo de garantir o equilibrado funcionamento de um sistema. Um conceito amplo de regulação estatal da economia é o

adotado por Alexandre Santos de Aragão (2002, p.37), que assim a define:

[...] o conjunto de medidas legislativas, administrativas e convencionais, abstratas ou concretas, pelas quais o Estado, de maneira restritiva da liberdade privada ou meramente indutiva, determina, controla, ou influencia o comportamento dos agentes econômicos, evitando que lesem os interesses sociais definidos no marco da Constituição e orientando-os em direções socialmente desejáveis.

A regulação governamental de empresas e indivíduos é bastante abrangente e diversificado nas sociedades modernas, seja para evitar cobrança de preços abusivos de produtos essenciais, como água e energia, controlar níveis mínimos de qualidade e segurança nos produtos comercializados, implementar ações compensatórias à concentração de renda, enfim, segundo Robert Boyer (2009), a regulação econômica, segundo a literatura internacional, intensifica-se quando o Estado delega a gestão de serviços públicos e coletivos a empresas privadas com a premissa de instituir agências administrativas independentes, chamadas agências reguladoras.

Segundo Aragão (2002), há três poderes inerentes à regulação: o de editar a regra, o de assegurar a sua aplicação e o de reprimir as infrações. Ainda segundo o autor:

A regulação, sob quaisquer destas formas, possui três principais searas: (a) a regulação dos monopólios, quando a competição é restrita ou inviável, evitando que eles lesem a economia popular, controlando os preços e a qualidade dos serviços ou produtos; (b) regulação para a competição, como forma de assegurar a livre

concorrência no setor privado e, no caso de atividades econômicas sensíveis ao interesse público, o seu direcionamento na senda deste; e (c) regulação dos serviços públicos, assegurando a sua universalização, qualidade e preço justo. Logo, a regulação há de ser considerada sob o aspecto dos monopólios; da concorrência; e da qualidade e universalidade do serviço público. (ARAGÃO, 2002, p. 24-25).

Verifica-se, portanto, a natureza complexa da atividade reguladora, cuja finalidade é buscar equilibrar as perspectivas dos investidores, do governo e dos usuários dos serviços. No setor de infraestrutura, a regulação visa promover a universalização do acesso aos serviços e a competição “artificial” em áreas de monopólios naturais, corrigindo falhas de mercado. Já na área social, a regulação visa o direito dos usuários e a qualidade dos serviços (PACHECO, 2018).

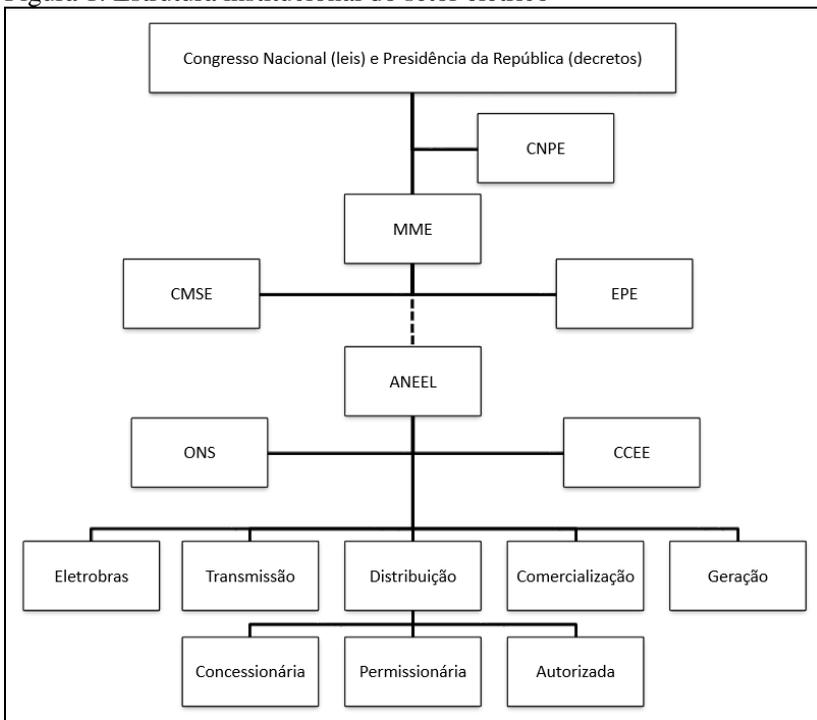
Em 2004, o Setor Elétrico passou novamente por mudanças e reestruturações sustentado pelas Leis nº 10.847 e 10.848, de 15 de março de 2004, e pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, sendo instituído o novo modelo do setor elétrico, que teve como objetivos principais: garantir a segurança no suprimento, promoção da modicidade tarifária e promoção da inserção social, em particular pelos programas de universalização, como o “Luz para Todos” (TOLMASQUIM, 2011).

Sua implantação marcou a retomada da responsabilidade do planejamento do setor de energia elétrica pelo Estado, porém assentando-se sobre muitos dos pilares construídos nos anos 90, quando o setor passou por um movimento de liberalização, depois de mais de 50 anos de controle estatal, em que a maioria das atividades eram

estritamente regulamentadas e as companhias operadoras controladas pelo Estado (federal e estadual) e verticalizadas (atuavam em geração, transmissão e distribuição).

Diante da reforma ocorrida na década de 90 e início dos anos 2000, a estrutura institucional do setor elétrico brasileiro ficou organizada conforme segue a figura 1.

Figura 1: Estrutura institucional do setor elétrico



Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

Em conjunto com as atividades políticas e legislativas do congresso nacional e presidência da república, as atividades de governo ou administração direta passaram a ser exercidas pelo Conselho

Nacional de Política Energética (CNPE), Ministério de Minas e Energia (MME) e Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) de maneira desconcentrada. As atividades regulatórias e de fiscalização passaram a ser exercidas pela ANEEL de maneira descentralizada ou indireta, de acordo com as regras gerais do direito administrativo. As atividades de planejamento, operação e contabilização são exercidas por empresas públicas ou pessoas jurídicas de direito privado sem fins lucrativos, como a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Operador Nacional do Sistema (ONS) e Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), de maneira indireta. Já atividades permitidas e reguladas passaram a ser exercidas indiretamente e descentralizada do poder concedente, por meio de delegação⁹, por meio de entidades privadas não integrantes da administração pública formal¹⁰, sendo divididas em: geradores, transmissores, distribuidores e comercializadores, atuando sob o regime de concessão, permissão e autorização (TOLMASQUIM, 2011).

⁹ Delegação é a transferência apenas da execução, ou seja, a administração continua com a titularidade (propriedade) e o sujeito apenas executa o serviço por meio de contrato (concessão ou permissão de serviços públicos), ou de ato unilateral (autorização de serviço público). Neste caso, a pessoa presta o serviço à população em seu próprio nome e por sua conta e risco, por prazo determinado e sob fiscalização do Estado. Exemplo das concessionárias de serviço público, entre elas as distribuidoras de energia elétrica (ALEXANDRINO e PAULO, 2014).

¹⁰As delegatárias de serviço público são consideradas entidades da administração pública no sentido material, porém não integram a administração no sentido formal, ou seja, apesar da atividade exercida, essas entidades não integram a administração pública brasileira, justamente por que no Brasil é adotado o critério formal (ALEXANDRINO e PAULO, 2014).

- Concessão de serviço público: segundo Meirelles (2014), a concessão é a delegação contratual da execução do serviço, na forma autorizada e regulamentada pelo executivo, assegurando-lhe a remuneração mediante tarifa paga pelos beneficiários obtida em decorrência da exploração dos serviços.
- Permissão de serviço público: para Bandeira de Mello (2004, p.707), segundo conceito tradicional, acolhido na doutrina, permissão é ato administrativo unilateral e **precário**, por meio do qual o poder público transfere a alguém o desempenho de um serviço de sua alçada, proporcionando, à moda do que faz na concessão, a cobrança de tarifas dos usuários.
- Autorização de serviço público: é um ato administrativo por meio do qual a administração pública possibilita ao particular a realização de alguma atividade de predominante interesse deste, ou a utilização de um bem público. É a delegação por ato unilateral (decreto ou portaria), **precário e discricionário** da Administração, visando à prestação indireta de determinados serviços públicos, ou seja, pode se desfeito a qualquer momento cabendo ao poder concedente decidir sobre a oportunidade e a conveniência do deferimento (ALEXANDRINO E PAULO, 2014).

Apesar das diferenças entre as três formas de delegação, especialmente, entre concessão e permissão, cuja diferença está da precariedade do contrato, segundo Alexandrino e Paulo (2014, p. 650):

O regramento jurídico aplicável às permissões de serviço público é praticamente o mesmo a que submetem as concessões. As poucas

diferenças existentes são quase sempre meramente acadêmicas, sem repercussão efetiva no regimento jurídico. O Supremo Tribunal federal já chegou ao ponto de afirmar que os termos “concessão” e “permissão” de serviços públicos podem ser tratados como sinônimos, haja vista que no art. 175, parágrafo único, I da CF, afastou qualquer disposição conceitual entre permissão e concessão, ao conferir àquela o caráter contratual próprio desta.

Ao entregar ou delegação da execução dos serviços públicos de energia elétrica, a iniciativa privada, por meio de concessão, permissão ou autorização, o Estado se liberta da demanda por investimentos, imposta pela expansão do serviço, porém continuando com a titularidade (propriedade). Por sua vez, a iniciativa privada investe seu capital na atividade de prestação de serviços públicos à população em seu próprio nome e, por sua conta e risco, por prazo determinado e sob fiscalização do Estado (agencia reguladora), visando obter uma taxa de retorno esperada, em outras palavras: lucro.

O estado, ao transferir a prestação de serviços públicos de energia elétrica à iniciativa privada, mantém para si a titularidade desses serviços e se obriga a manter o equilíbrio econômico financeiro do contrato, ou seja, serviço de qualidade ao menor custo possível para o consumidor, estabelecendo tarifas que remunerem adequadamente o capital aplicado pelos investidores e resistindo a pressões, principalmente de ordem política, por tarifas menores devido a possíveis interesses eleitorais, consistindo num papel básico e fundamental das chamadas agências reguladoras (FONSECA, REIS, 2012).

3.3 AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

No Brasil, a constituição do marco regulatório, teve início em meados dos anos 1990, durante o processo de reforma do estado, conforme já descrito anteriormente. Antes das reformas e privatizações, iniciadas com o PND, a regulação brasileira era realizada basicamente na esfera fiscal, com aumentos e redução de tributos conforme as necessidades, no controle de fusões com vistas a evitar a formação de monopólios, e no aumento da oferta no mercado interno para o controle de preços (NERY, 2012). A atividade de regulação pode ser desempenhada pelo Estado por meio da Administração direta, como era realizada antes da reforma de 1990, ou por intermédio de pessoas jurídicas de direito público integrantes da Administração indireta, conhecidas como autarquias especiais, no caso do setor elétrico, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, constituindo um meio pelo qual o Estado exerce a sua função de regulador da atividade econômica (TAVARES, 2003).

O termo autarquia que literalmente significa “poder próprio” é uma pessoa ou entidade jurídica (tem personalidade, autonomia, administração própria) de direito público, criado por lei específica para o exercício de atividades típicas da Administração Pública, de maneira descentralizada (MAZZA, 2012). Já as autarquias especiais, a exemplo as agências reguladoras, caracterizam-se pela existência de determinadas peculiaridades normativas que as diferenciam das autarquias comuns, dentre as quais a acentuada autonomia garantida pela presença de dirigentes com mandatos fixos e estabilidade no exercício das funções, visto as atribuições técnicas das entidades que idealmente devem ser exercidas sem interferências políticas por parte do estado federado a que

estejam vinculadas administrativamente (ALEXANDRINO E PAULO, 2014).

Basicamente, as agências reguladoras foram introduzidas no direito brasileiro para fiscalizar e controlar a atuação de investidores privados que passaram a exercer as tarefas desempenhadas, antes da privatização, pelo próprio Estado. A principal função das agências reguladoras é a regulação de determinado setor econômico, ou seja, normatizar, regulamentar, disciplinar e fiscalizar as diversas atividades e serviços públicos que antes da reforma de 1990, eram executados diretamente pelo próprio Estado (ALEXANDRINO E PAULO, 2014). Uma função primordial é o equilíbrio dos mercados, compatibilizando a qualidade dos serviços prestados com as tarifas a serem pagas. Esses elementos devem ser equivalentes e atender os anseios dos usuários e dos prestadores dos serviços públicos concedidos. Os preços devem ser justos para satisfazer os consumidores e garantir o retorno adequado de capital investido pelas concessionárias, bem como a operação das instalações necessárias ao serviço (NERY, 2012).

Entre as agências federais, que regulamentam o serviço público, hoje em atividade no Brasil, temos: ANATEL (Agencia Nacional de Telecomunicação), ANEEL (Agencia Nacional de Energia Elétrica), ANA (Agencia Nacional da Águas – Bem Público), ANP (Agencia Nacional do Petróleo) e ANTT (Agencia Nacional dos Transportes).

Entre as autarquias citadas, destaca-se a ANEEL, instituída em dezembro de 2006 pela Lei 9.427, com a finalidade de regular e fiscalizar os serviços públicos de energia elétrica, ou seja, a produção, a transmissão, a distribuição e a comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal. A

ANEEL é uma autarquia de regime especial vinculada ao Ministério de Minas e Energia, com sede e foro no Distrito Federal (MEDAUAR, 2008).

Para a fiscalização e regulação, as agências reguladoras são legalmente dotadas de competência para estabelecer regras disciplinando os respectivos setores de atuação, por meio de normas e regulamentos. É denominado poder normativo das agências. Tal poder normativo tem sua legitimidade condicionada ao cumprimento do princípio da legalidade na medida em que os atos normativos expedidos pelas agências ocupam posição de inferioridade em relação à lei dentro da estrutura do ordenamento jurídico (MAZZA, 2012).

Segundo Nery (2012), o marco regulatório (conjunto de normas, leis e diretrizes que regulam o funcionamento dos setores nos quais agentes privados prestam serviços de utilidade pública) é o que possibilita o controle social de atividades dos serviços públicos, respeitando o princípio da legalidade. Esse conjunto de leis, decretos e demais normas devem ser regidos por um órgão regulador que tenha o poder de realizar todas as medidas e ordenamentos necessários à gestão e ao controle de serviços públicos concedidos. As agências não devem estar sob influência política, daí a autonomia e independência concedida a elas, fundamental para que possam exercer as suas funções sem influência governamental, já que o bem jurídico sob seus cuidados é o interesse comum.

Entre competências da ANEEL, previstas na Lei nº 9.427/1996 (BRASIL, 2018i), que aprovou sua criação, suas principais funções são:

- Fiscalizar as concessões e permissões para a prestação de serviço público de energia elétrica;

- Zelar pelo equilíbrio econômico financeiro das concessionárias;
- Zelar pela qualidade dos serviços prestados;
- Supervisionar a exploração dos serviços hídricos brasileiros;
- Definir a estrutura tarifária e autorizar os níveis propostos pela empresa.

Portanto, além de prestar o serviço público sob condições do contrato efetuado com o órgão regulador, a própria agência edita resoluções, portarias e outras normas com o intuito de regular a concessionária e permissionária em dois aspectos fundamentais: a regulação econômico-financeira e a regulação técnica-comercial, sendo fatores críticos no processo de gestão das empresas em questão:

- Regulação econômico-financeira: visando assegurar a prestação do serviço adequado, especialmente, a modicidade nas tarifas, conforme o art. 6º da Lei 8.987/1995, a regulação econômica visa ao equilíbrio econômico-financeiro do contrato de modo a manter um nível tarifário que não seja tão baixo ao ponto de inviabilizar o investimento por parte do delegatário do serviço público e nem tão alto ao ponto de onerar o consumidor.
- Regulação técnica-comercial: a Regulação Técnica-comercial tem como foco a qualidade dos serviços de distribuição de energia elétrica e das relações com os consumidores, visando assegurar a prestação do serviço adequado ao qual, segundo a lei 8.987/1995, "é aquele satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas". O direito do consumidor de energia elétrica tem como base os princípios

regidos previstos no decreto 6.523/2008, a resolução nº414/10 da ANEEL e o código de defesa do consumidor, lei 8.078 de 11.

Outro ponto de destaque é o que se refere a responsabilidade do delegatário, de serviço público em manter o serviço adequado às normas e padrões exigidos pelo poder concedente. Conforme o art. 6º da Lei 8.987/1995, “toda concessão ou permissão pressupõe a prestação de serviço adequado ao pleno atendimento dos usuários, conforme estabelecido nesta Lei, nas normas pertinentes e no respectivo contrato, sendo serviço adequado aquele que satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas” (BRASIL, 2018h).

Conforme art. 29 da Lei 8.987/1995, cabe ao poder concedente, de maneira direta ou indireta, por meio das autarquias de regime especial (agências reguladoras):

- I - Regulamentar o serviço concedido e fiscalizar permanentemente a sua prestação;
- II - Aplicar as penalidades regulamentares e contratuais;
- III - Intervir na prestação do serviço, nos casos e condições previstos em lei;
- IV - Extinguir a concessão, nos casos previstos nesta Lei e na forma prevista no contrato;
- V - Homologar reajustes e proceder à revisão das tarifas na forma desta Lei, das normas pertinentes e do contrato;
- VI - Cumprir e fazer cumprir as disposições regulamentares do serviço e as cláusulas contratuais da concessão;

VII - Zelar pela boa qualidade do serviço, receber, apurar e solucionar queixas e reclamações dos usuários, que serão cientificados, em até trinta dias, das providências tomadas;

VIII - Declarar de utilidade pública os bens necessários à execução do serviço ou obra pública, promovendo as desapropriações, diretamente ou mediante outorga de poderes à concessionária, caso em que será desta a responsabilidade pelas indenizações cabíveis;

IX - Declarar de necessidade ou utilidade pública, para fins de instituição de servidão administrativa, os bens necessários à execução de serviço ou obra pública, promovendo-a diretamente ou mediante outorga de poderes à concessionária, caso em que será desta a responsabilidade pelas indenizações cabíveis;

X - Estimular o aumento da qualidade, produtividade, preservação do meio-ambiente e conservação;

XI - Incentivar a competitividade; e,

XII - Estimular a formação de associações de usuários para defesa de interesses relativos ao serviço.

Portanto, com o objetivo de manter um equilíbrio no contexto das obrigações contratadas entre o interesse público e o particular das concessionárias e permissionárias, foram criadas as agências reguladoras, no caso da energia elétrica: a ANEEL. Logo na busca por rentabilidade, o administrador da concessionária, permissionária ou autorizada de serviços públicos de energia elétrica deve avaliar, detalhadamente, os riscos da atividade que exercerá mediante negócio jurídico com o poder público, seja no que se refere a direitos e obrigações, potencial de mercado, amortização de investimentos, bem como aqueles relacionados à regulação setorial.

O risco regulatório pode ser entendido como a incerteza de que está vinculada a estabilidade e eficácia das regras setoriais específicas que podem afetar os resultados da atividade que o particular exerce em nome do poder público. Por sua vez, a agência só pode funcionar como um verdadeiro fiel da balança entre os interesses públicos e particulares dos concessionários se for investida de plena e integral independência do governo (CAMPOS, 2010).

3.4 REGULAÇÃO DAS COOPERATIVAS DE ELETRIFICAÇÃO RURAL

Como visto anteriormente, as cooperativas de eletrificação rural, pertencentes ao ramo de infraestrutura, surgiram na metade do século XX, com o propósito de distribuir energia elétrica a consumidores localizados fora dos perímetros urbanos dos municípios ou aglomerados populacionais. O desenvolvimento das CEs até a regulação, como prestadoras de serviço público, deu-se por meio de três períodos distintos:

- Entre 1950 e 1970, por meio de dispositivos legais, políticas públicas e recursos externos destinados, exclusivamente, ao desenvolvimento das áreas rurais, as cooperativas implantadas não só ampliaram sua atuação no meio rural, como também expandiram para além do perímetro rural;
- Já na década de 1980, marcada pela alta inflação e pela dificuldade de financiamento, o ritmo de investimento em eletrificação rural caiu fazendo, inclusive, que a Eletrobrás extinguiu-se o seu departamento de eletrificação rural. Algumas iniciativas foram realizadas no âmbito estadual, mas o projeto

de eletrificação rural no âmbito federal ficou parado até a década de 1990 (OLIVEIRA, 2001);

- Por fim, entre 1990 e 2004, o governo federal realizou diversas medidas ou reformas institucionais no setor elétrico brasileiro. Essas reformas culminaram na atual estrutura de funcionamento do setor, concebida sob um ideal de equilíbrio institucional entre agentes de governo, agentes públicos e privados, trazendo situações novas para a eletrificação rural e conseqüentemente para as CEs, ao efetivá-las como agentes do setor elétrico brasileiro na qualidade de prestadores de serviço público de distribuição de energia elétrica, visto que as mesmas encontravam-se à margem da regulamentação, por distribuírem energia elétrica a público distinto, urbano e rural, algo que o decreto Decreto nº 62.655/68 não previa.

A década de 1990 foi marcada pela reestruturação do setor elétrico. Quando Fernando Collor de Melo assumiu a Presidência da República em 1990, começou-se a desenhar um novo modelo para o setor elétrico brasileiro, de acordo com as diretrizes do pensamento do estado mínimo, deixando de lado o pensamento do estado executor para focar no estado regulador, resultando em inúmeras privatizações e incentivos à competição num setor que antes era dominado por estatais, Isso impactou sensivelmente as CEs. O objetivo principal era a retomada de investimentos ao setor atingido pela crise da década de 1980 (PELEGRINI, 2003).

Nesse novo modelo, não havia espaço para as cooperativas de eletrificação rural, deixando-as à margem do setor elétrico. Segundo

Pelegri (2003), isso impactou diretamente as CEs, ao se criar dificuldades financeiras, reduzir investimentos pelo governo, retirar do foco a eletrificação rural, estabelecer preços e tarifas onerosos e efetuar a cobrança de importâncias indevidas, pretensamente justificadas pelo aspecto de serem cooperativas. Aliado aos processos de privatização do setor, foram as principais situações que levaram a uma crise das CEs. Os financiamentos dos programas de eletrificação, nesta época, estavam restritos às concessionárias estatais. Já as CEs tinham as concessionárias, de propriedade do Estado, como suas concorrentes.

Somado a isso, sem fiscalização e a margem da regulamentação, as cooperativas implantadas desenvolveram um mercado que se expandiu no decorrer dos anos. O crescimento natural, tanto do campo como das cidades, acabou mudando o perfil de atuação da maioria dessas cooperativas, propiciando oportunidades para que elas atendessem a consumidores distintos, ou seja, rurais e também urbanos, algo que o decreto no 62.655/68 não previa, tornando-as possuidoras de características semelhantes às concessionárias. Além disso, o crescimento das localidades de atuação das cooperativas despertou interesse de concessionárias que também se estabeleceram nesses locais, necessitando de regulamentação referente às áreas de atuação (PELEGRINI, 2003).

Nesta fase, segundo Ribeiro (1993), a eletrificação rural no país se tornou uma grande confusão institucional, em que houve 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. A disputa entre as concessionárias e as CEs, baseada na falta de definição de competências, em nível federal e estadual, na incompreensão das concessionárias públicas sobre o papel das CEs levaram a extinção de muitas CEs (SIMON, 2011).

No primeiro projeto de lei, apresentado em 1993, as cooperativas seriam absorvidas pelas concessionárias locais. Entendia-se que as cooperativas prestavam serviço público, que só poderia ser feito mediante licitação, de acordo com a nova Constituição (PELEGRINI, 2003). Após o embate político, a situação mudou em 7 de julho de 1995, quando foi promulgada a Lei no.9.074/1995, que disciplinou a reestruturação do setor elétrico brasileiro. Dentre outras medidas, foi instituído o estatuto da permissão para as cooperativas de eletrificação rural que se caracterizassem por prestar serviço público. Diferentemente do que já havia ocorrido com o Decreto nº 62.655/1968, neste caso, a cooperativa seria prestadora de serviço público e teria que assinar um contrato de prestação de serviço com a União. Seriam regularizadas como permissionárias as cooperativas que prestassem serviço a público indistinto (urbano e rural ou cooperados e não cooperados), sendo que aquelas que não se enquadrassem nessa situação seriam consideradas autorizadas de serviço público (PELEGRINI, 2003).

No Brasil, como já mencionado anteriormente, tanto a distribuição quanto a transmissão, são exercidas no regime de monopólio natural, uma vez que por questões técnicas e econômicas a distribuidora é a única responsável pelo atendimento do serviço dentro de sua área. A prestação do serviço público de energia elétrica no Brasil, após a constituição de 1988 e reforma do setor elétrico brasileiro, passou

a ocorrer mediante concessão, permissão ou autorização pelo poder concedente (União) a investidores públicos e privados:

- **Concessão:** é a delegação de serviço público de distribuição de energia elétrica mediante contrato de concessão a uma grande distribuidora;
- **Permissão:** é a delegação de serviço público de distribuição de energia elétrica mediante contrato de permissão a uma cooperativa de eletrificação até então rural, que passou pelo processo de regularização como permissionária de serviço público de distribuição de energia elétrica. Neste caso, exige-se que a cooperativa distribua energia elétrica a público indistinto (Urbano e Rural);
- **Autorização:** a delegação de serviço público de distribuição de energia elétrica mediante contrato de autorização a uma cooperativa de eletrificação que ainda não tenha passado pelo processo de regularização como permissionária ou a uma cooperativa predominantemente rural, que não reúna os requisitos para se tornar permissionária, mas que detém a propriedade e opera as instalações de energia elétrica de uso privativo de seus associados, de modo que as cargas de destinam ao desenvolvimento de atividade predominantemente rural, sendo classificada como uma classe especial de consumidor rural. Em outras palavras, a permissionária atua de forma regularizada, dentro de uma área determinada, atendendo a consumidores rurais e urbanos. Já a autorizada, por outro lado, é proprietária de ativos de energia elétrica e atende somente a cooperados situados em áreas rurais.

Desse contexto, somado a decretos e leis, com destaque ao decreto 62.655 de 3 de maio de 1968 , lei 9.074, de 07 de julho de 1995 e resolução 333, de 02 de dezembro de 1999, iniciou-se um processo de âmbito nacional de regularização das Cooperativas de Eletrificação Rural, possibilitando duas formas de enquadramento, cujo papel reservado poderia ser: continuar, de certa forma, a serem consideradas como um consumidor de energia para uso privativo de seus associados, enquadradas na modalidade de Autorizadas ou, àquelas que atendem a público indistinto (Urbano e rural), atuar regularmente como prestadoras de serviço público de distribuição de energia, sob a forma de Permissionárias.

Enfim, de maneira geral, com relação às cooperativas de eletrificação rural, sua criação está prevista no inciso XVIII do Art. 5º da constituição federal, sendo direito fundamental sua criação, independente de autorização legal e quanto ao seu processo de regularização como permissionária do serviço público de energia elétrica, o mesmo se deu por meio dos dispositivos legais, descritos no quadro 2.

Quadro 4: Dispositivos legais relacionados diretamente ao processo de regularização das Cooperativas de Eletrificação

Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957
Decreto nº 1.033, de 22 de maio de 1962
Decreto nº 62.655, de 3 de maio de 1968
Lei nº 5.764, de 16 de dezembro d 1971
Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995
Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995
Resolução normativa nº 333, de 02 de dezembro de 1999
Resolução normativa nº 012, de 11 de janeiro de
Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002
Resolução normativa nº 205, de 22 de dezembro de 2005
Resolução normativa nº 213, de 10 de março de 2006
Resolução normativa nº 704, de 22 de março de 2016
Resolução normativa nº 813, de 3 de maio de 2018

Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

Conforme quadro 4, ao todo foram 13 (treze) dispositivos legais diretamente vinculados ao processo de regularização das cooperativas de eletrificação rural, como permissionários de serviço público de distribuição de energia elétrica:

- Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957: regulamenta os serviços de energia elétrica;
- Decreto nº 1.033, de 22 de maio de 1962: altera o art. 177, do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, que passa, a ter a seguinte alínea: XI - cooperativas rurais, revogado pelo decreto nº 62.655/68;

- Decreto nº 62.655, de 3 de maio de 1968: regulamento a execução de Serviços de Eletrificação Rural mediante autorização para uso privativo, e dá outras providências;
- Lei nº 5.764, de 16 de dezembro d 1971: define a Política Nacional de Cooperativismo, institui o regime jurídico das sociedades cooperativas, e dá outras providências;
- 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.
- Lei 9.074, de 07 de julho de 1995: estabeleceu normas para concessões e permissões do serviço público, conforme artigo 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”.
- Resolução 333, de 02 de dezembro de 1999: dispõe de regras para regularizar as cooperativas de eletrificação rural e condições para instalações de energia elétrica de uso privativo e também sobre a permissão de serviços públicos de energia elétrica. Em relação à regularização das cooperativas, seria feita mediante processo administrativo, tendo as cooperativas 90 dias para solicitar a partir da data de publicação da resolução. Esta resolução permitiu

definir instrumentos da autorização e permissão na distribuição de energia elétrica:

- Como autorizadas: para se enquadrar nessa classificação as cooperativas deveriam deter as propriedades, operando instalações de energia elétrica para uso privativo de seus associados, destinando a utilização das cargas exclusivamente ao desenvolvimento de atividades de predominância rural. Nesse caso era necessário contrato de fornecimento.
- Como permissionárias: de acordo com a resolução 333/99, a cooperativa que além de deter a propriedade operasse as instalações de energia elétrica e atendesse ao público indistinto dentro de sua área de atuação era enquadrada como Permissionária de Serviço Público, necessitando de contrato de adesão. Além do contrato de adesão, a permissionária estaria obrigada a garantir um bom atendimento aos consumidores, com uma prestação de serviços adequada e atendendo a exigências da ANEEL, tais como: celebrar contrato de uso e de conexão aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica, estar em dia com o Plano de Contas do Serviço Público, mantendo registro contábil, praticar tarifas previamente homologadas, garantir o atendimento de seu mercado e garantir acesso livre ao seu sistema elétrico, sendo fixado em 45 dias após a regularização da permissão para que fosse apresentada a proposta de estruturação e de tarifas a serem praticadas.
- Resolução 012, de 11 de janeiro de 2002: estabelece as condições gerais para a regularização de cooperativas de eletrificação rural, nos termos do art. 23 da Lei nº 9.074/95 e estabelece várias

mudanças, dentre as principais a que exclui as questões de autorização para uso privativo e da permissão de serviço público, principal ponto de atrito entre as cooperativas e concessionárias. O principal questionamento feito pela Associação era sobre a possibilidade de qualquer conjunto de consumidores poder ser classificado como distribuidor autorizado. Com a edição da resolução nº 012/2002, apenas as cooperativas que atendessem a um público apenas rural e de 100% de cooperados poderiam ser objeto de autorização.

- Lei 10.438, de 26 de abril de 2002, determina que a ANEEL poderá estabelecer tarifas de suprimento de energia elétrica realizado às concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica, inclusive às Cooperativas de Eletrificação Rural enquadradas como permissionárias.
- Resolução 205, de 22 de dezembro de 2005: estabelece os procedimentos (aspectos técnicos, operacionais, econômicos, comerciais e tarifários aplicáveis à permissionária oriundos de processo de regularização) e as condições gerais para o enquadramento de cooperativas de eletrificação rural como permissionária de serviço público de distribuição de energia elétrica, bem como para operação de instalações de distribuição de energia elétrica de uso privativo, em área rural, aprova o modelo de contrato de permissão.
- Resolução 213, de 10 de março de 2006: as cooperativas de eletrificação rural a serem regularizadas como permissionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica devem restringir sua atuação às atividades previstas no contrato de

adesão firmado com a Aneel. A resolução estabelece a obrigatoriedade de separação, pelas cooperativas de eletrificação, de quaisquer atividades não relacionadas à prestação do serviço de energia elétrica. Essa Resolução altera a resolução nº205 de 2005 e define que as cooperativas que exercerem outras atividades rurais terão de ser desmembradas, para que o serviço de eletrificação seja prestado em caráter exclusivo pela entidade.

- Resolução 704, de 22 de março de 2016: aprova o submódulo 8.4 e a revisão dos submódulos 8.1, 8.2 e 8.3 do PRORET – Procedimentos de Regulação Tarifária, que definem as regras de reajuste e revisão tarifária das permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica e minuta de termo aditivo ao contrato de permissão. Resolução essa que, em conjunto com sua nota técnica nº 90/2016–SRM/SGT/ANEEL, propôs uma nova metodologia de reajuste (anual) e revisão tarifária (geralmente a cada 4 anos, conforme contrato) às permissionárias, dando um prazo de 180 dias para que as 14 cooperativas que ainda se encontravam à margem do setor elétrico, aceitassem os termos propostos e iniciassem processo de regularização com permissionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica. Essa nova metodologia, segundo BRASIL-N (2018), teve origem em uma vertente da regulação econômica chamada de Regulação Econômica Leve (Light-Handed Regulation), que tem por objetivo dar mais flexibilidade aos regulados e reduzir os custos regulatórios.
- Resolução normativa nº 813, de 3 de maio de 2018: em conjunto com sua nota técnica nº 104, definiram-se os procedimentos e

critérios a serem utilizados no cálculo das tarifas iniciais para cooperativas de eletrificação rural a serem enquadradas como permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica, entre elas a CEGERO.

De modo geral, a resolução nº 12/2002, tal como a resolução nº333/99, exigem como condição para a regularização das cooperativas de eletrificação rural que a interessada comprove, mediante a apresentação de documentos e informações, possuir qualificação jurídica, técnica, econômico-financeira, administrativa e fiscal. A formalização dos pedidos de regularização teve início em 2002 após a publicação da respectiva resolução, vindo o processo a se efetivar somente em 2005 com a resolução nº 205. Todo processo de regularização demorou cerca de 9 anos, quando foram definidas as áreas de atuação de cada permissionária e a tarifa que garantisse o equilíbrio econômico financeiro da permissão. Em 20 de junho de 2008, foi assinado o primeiro contrato de permissão entre a União, a Cooperativa de Eletrificação e Desenvolvimento Rural do Alto do Paraíba – CEDRAP. Das 147 cooperativas previstas pela ANEEL para serem regularizadas, cujos processos foram instaurados em 2002, apenas 51 foram concluídos; destas, 38 como permissionárias e 14 como autorizadas. Ainda existem 17 processos de regularização em andamento (FRANCISCO, 2016; MURANETTO, 2015). Em 2018, com a edição da resolução nº 813, outras 14 cooperativas devem concluir o processo de regularização e serem enquadradas como permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

As demais cooperativas, 79 ao todo, tiveram seus processos de regularização indeferidos, por falta de informação da cooperativa,

ausência de qualidade da rede elétrica, falta de sanidade financeira, alto custo de manutenção e operação, tornando-se inviáveis técnica e economicamente, incorporadas pelas concessionárias locais (BRASIL, 2018u).

Tabela 1: Situação dos Processos de Regularização das CE

Região	Estado	CEs	SITUAÇÃO DAS COOPERATIVAS DE ELETRIFICAÇÃO EM 01/09/2016			
			Regularizadas		Processo em andamento	
			Permissão	Autorização	Permissão	Autorização
NE	SE	1	1	-	-	-
SE	RJ	3	1	-	2	-
	SP	16	10	4	2	-
S	PR	7	1	3	1	2
	SC	21	17	-	4	-
	RS	15	8	2	5	-
CO	MA	1	-	-	-	1
	MS	4	-	4	-	-
TOTAL		68	38	13	14	3
			51		17	

Fonte: Adaptado de Francisco (2016) e Munaretto (2015).

Conforme tabela 1, são 38 cooperativas regularizadas como permissionárias, atuando nos estados de São Paulo, Rio de Janeiro, Rio Grande do Sul, Sergipe, Paraná e Santa Catarina; e 14 cooperativas passíveis de serem enquadradas como permissionárias, que inicialmente não se enquadraram no SINCOOR (sistema de coleta de dados e simulação de tarifas a serem aplicadas a partir da outorga da permissão), mas que em 2016, após a edição da resolução nº 704, iniciaram o processo de enquadramento de regularização tendo sua conclusão prevista para 2018, após a homologação da resolução normativa nº 813, de 3 de maio de 2018. Quanto às autorizadas, são 13 atuando nos

estados de São Paulo, Paraná, Rio Grande do Sul e Mato Grosso do Sul, sendo 3 em processo de autorização.

Na condição de permissionária, segundo Pelegri et al. (2004), a cooperativa deve assinar um contrato de adesão à permissão, em que se submete às normas do poder concedente em relação às tarifas e prestação do serviço. Em contrapartida, garante-se o equilíbrio econômico-financeiro à permissionária. Para ser permissionário é preciso ter a área de abrangência demarcada, onde as CEs se obrigam a atender a um público rural e urbano, cooperados (associados) ou terceiros (consumidores não sócios) com tarifas homologadas pela ANEEL (MUNARETTO, 2015). O tratamento estabelecido as CEs é o mesmo exigido às grandes concessionárias distribuidoras de eletrificação que atuam no país, sendo uma situação desfavorável às CEs. Já na condição de autorizada, a Cooperativa continua sendo considerada um consumidor de energia elétrica para o uso privativo de seus associados.

A distribuição de energia no ambiente regulado consiste no fornecimento exclusivo de energia para consumidores cativos (consumidores que não se qualificam com consumidores livres pela baixa demanda de energia) de baixa e média tensão, em determinada área geográfica. A estrutura tarifária e as tarifas máximas são controladas pela ANEEL, ou seja, por meio de um preço teto (*price cap*), conhecido como regime de regulação por incentivos. Além disso, precisam assegurar um serviço de qualidade e seguro nos termos propostos pela ANEEL, ao menor custo possível para o consumidor (MOURA ROCHA, 2003).

Desta forma, as CEs enfrentam muitos obstáculos, segundo Munaretto (2015), entre os quais: a) operarem a distribuição de energia, atendendo aos mesmos padrões de qualidade das grandes concessionárias; b) serem eficientes em seus processos, pois com áreas de atuação na distribuição de energia delimitada, ficam limitadas a obter ganhos de escala; c) as concessionárias são as distribuidoras de energia para as CEs.

Contudo as CEs, também tem algumas vantagens, em relação às concessionárias: a) por ser menores possuem maior agilidade no atendimento das ocorrências com os seus associados; b) atuam como agente de desenvolvimento na economia local; d) obtém maior eficiência nos processos da distribuição de energia; c) facilidade de mobilização dos associados em programas de eficiência energética d) maior proximidade com o associado, facilitando melhorias que visem à satisfação dos mesmos etc.

As transformações ocorridas partir da década de 1990, fizeram com que muitas CEs fossem incorporadas às concessionárias e outras tiveram o encerramento de suas atividades, primordialmente as localizadas na região nordeste. O impacto destas mudanças no número de CEs, pode ser observado na tabela 2.

Tabela 2: Número de CEs por Estado em 1980, 2005, 2016

Unidade da Federação	CEs 1980	%	CEs 2005	%	CEs 2016	%
Ceará	-	5,00	12	8,16	-	-
Alagoas	5	1,92	-	-	-	-
Goiás	22	8,46	14	9,52	-	-
Distrito Federal	1	0,38	-	-	-	-
Bahia	14	5,38	-	-	-	-
Maranhão	6	2,31	7	4,76	-	-
Mato Grosso	2	0,77	1	0,68	1	1,47
Mato Grosso Sul	5	1,92	4	2,72	4	5,88
Minas Gerais	31	11,92	4	2,72	-	-
Paraíba	9	3,46	8	5,44	-	-
Pará	1	0,38	1	0,68	-	-
Paraná	21	8,08	7	4,76	7	10,29
Pernambuco	19	7,31	12	8,16	-	-
Piauí	7	2,69	8	5,44	-	-
Rio de Janeiro	6	2,31	5	3,40	3	4,41
Rio Grande Norte	5	1,92	8	5,44	-	-
Rio Grande do Sul	20	7,69	16	10,88	15	22,06
Rondônia	-	0,00	1	0,68	-	-
Santa Catarina	38	14,62	21	14,29	21	30,88
São Paulo	33	12,69	17	11,56	16	23,53
ergipe	2	0,77	1	0,68	1	1,47
TOTAL	260	100,0	147	100,00	68	100,0

Fonte: Adaptado de Munaretto (2015) e Francisco (2016).

Baseando-se nos dados da tabela 2, com a reestruturação do setor elétrico brasileiro, iniciada a partir da década de 1990, tendo em vista a privatização das concessionárias de energia elétrica estatais, no ano 1980 haviam 260 CEs em funcionamento. Com o processo de reestruturação, o número reduziu-se para 147, uma queda de 56,5%. De 2005 a 2012, período em que efetivamente a maioria das cooperativas foram regularizadas, a queda no número de CEs continuou sendo acentuada, das 147 existentes em 2005, caiu para 68 em 2018, uma redução de 46,3%. Nas CEs da região Norte, as CEs foram totalmente extintas. No Nordeste restou apenas uma. Já o Sul é a região com maior concentração, 63,23%, das CEs remanescentes. O estado com mais CEs

é Santa Catarina, com 30,88%, seguido por São Paulo com 23,53% do total de CEs no país. Segundo a Superintendência de gestão tarifária – SGT/ANEEL (BRASIL, 2018r), os processos de regularização indeferidos, foram assim concluídos por falta de informação da cooperativa, ausência de qualidade da rede elétrica e falta de sanidade financeira.

As cooperativas criadas no Nordeste, em sua grande maioria pelas concessionárias com o intuito de servir como canalizadoras de recursos de programas de eletrificação rural, conceituadas inclusive como “cooperativas-virtuais”. Atuavam na prática como prestadoras de serviços às concessionárias sem possuir autonomia decisória e gerencial, programas próprios de eletrificação rural e ligação com a doutrina cooperativista. Geralmente a rede de média tensão pertencia às concessionárias, e as cooperativas detinham a propriedade ou responsabilidade das redes de baixa tensão, da medição e do relacionamento com o consumidor/cooperado. Tais fatos levaram a extinção das cooperativas, sendo incorporadas pelas concessionárias locais (PELEGRINI, 2004; COOPERS & LYBRAND, 1997).

Mesmo com a significativa redução, ainda há um grande número de cooperativas de eletrificação rural atuando no Brasil. Em geral, prestando serviço público em área de atuação mais ou menos definida, com a concessionária local. Atualmente, no Brasil estão em funcionamento 131 distribuidoras de energia elétrica, sendo 63 concessionárias e 68 cooperativas de eletrificação. Entre as cooperativas, são 52 permissionárias e 16 autorizadas, atuando nos estados de São Paulo, Rio de Janeiro, Rio Grande do Sul, Sergipe,

Paraná, Santa Catarina, Mato Grosso e Mato Grosso do Sul (ABRADE, 2014; FRANCISCO, 2016).

Apesar dos grandes avanços, muitas regiões no país ainda necessitam de eletrificação rural, tanto nas áreas que ainda não há energia elétrica, quanto nas propriedades onde já se dispõe de eletricidade, mas que necessitam de melhorias para desenvolver ou ampliar suas atividades, que poderiam ser contempladas pelas CEs, por meio de incentivos de políticas públicas. No Brasil, em 2010, 97,8% dos domicílios brasileiros tinha acesso a energia elétrica, sendo que nas áreas urbanas este percentual chegava a 99,1% e na área rural atingia 89,7% das propriedades. Portanto, em 2010, havia 1,3% de domicílios brasileiros sem acesso à energia elétrica, com maior incidência nas áreas rurais do País com 7,4% (IBGE, 2010).

3.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

De forma simplificada, pode-se definir que o desenvolvimento do setor elétrico brasileiro e suas principais mudanças institucionais ocorreram em quatro períodos. O primeiro inicia-se em 1879 e se estende até 1930. Nesse período, as características do setor estariam associadas à existência de empresas voltadas ao atendimento de um mercado restrito, especialmente, a iluminação pública.

A segunda fase se inicia em 1930 e se estende até 1945, apresentando maior concentração de capital e o predomínio de empresas estrangeiras, como a Light no eixo Rio-São Paulo e o grupo Amforp, em várias capitais do nordeste e sul do país. Percebe-se nesse momento maior presença do estado nas atividades reguladoras com a promulgação do código das águas em 1934.

A terceira fase, teve início no pós-guerra e se estendeu até a década de 1970. Caracteriza-se pela forte presença do estado como produtor direto e não mais como regulador. Nesse período, são criadas o grupo Eletrobrás, Ministério de Minas e Energia (MME), Departamento de Águas e Energia Elétrica (DNAEE) e demais empresas que formam a estrutura atual do setor. Caracteriza-se pelo enfraquecimento das empresas estrangeiras, inclusive com a incorporação da *Light* pelo grupo Eletrobrás.

O quarto período, com início na década de 1980, caracteriza-se pela crise econômico-financeira do setor, com redução artificial das tarifas, cortes de investimento e descompasso entre oferta e demanda, culminando na reforma do setor e paralelo a reforma do estado.

No Brasil, a constituição do marco regulatório teve início em meados dos anos 1990, durante o processo de reforma do estado e delegação dos serviços a agentes privados. O modelo implementado deveria criar condições para o investimento privado em ambiente de concorrência, de modo a fomentar ganhos de eficiência no setor e, ao mesmo tempo, permitir que o estado atuasse predominantemente como regulador e não prestador direto dos serviços de energia elétrica.

Antes das reformas e privatizações, iniciadas com o PND, a regulação brasileira era realizada basicamente pela tarifa de energia, especialmente na esfera fiscal, com aumentos e redução de tributos, conforme as necessidades, no controle de fusões com vistas a evitar a formação de monopólios e, no aumento da oferta, no mercado interno para o controle de preços.

No âmbito das cooperativas de eletrificação rural, elas surgiram da necessidade de se eletrificar as áreas rurais do Brasil, que até então

não eram de interesse das concessionárias. Entre a década de 1960 e 1990 essas cooperativas cresceram e desenvolveram um mercado tanto rural quanto urbano, tornando-as possuidoras de características semelhantes as concessionárias, gerando conflitos institucionais. Nesse contexto, na década de 1990, iniciou-se um processo de adequação e regularização das áreas de atuação delas, com o propósito incluí-las no setor elétrico brasileiro como agente efetivo do setor, conforme já previa a própria constituição de 1988. Por atuarem no ramo de distribuição de energia, suas atividades são reguladas pela ANEEL, tendo como foco a regulação técnica-comercial e a regulação econômico-financeira. O processo se iniciou efetivamente no início dos anos 2000 e se arrastou durante mais de uma década estando, em 2017, 74% das cooperativas regularizadas e 17 em processo de enquadramento com previsão de conclusão no segundo semestre de 2018, entre estas a Cooperativa de Eletricidade de São Ludgero.

4 COOPERATIVA DE ELETRICIDADE DE SÃO LUDGERO

São Ludgero é um município brasileiro, com uma área total de 107,571km², situado na região sul de Santa Catarina conforme figura-2, tendo como municípios limítrofes Orleans, Braço do Norte, Pedras Grandes e Tubarão.

Figura 2: Localização de São Ludgero



Fonte: Wikipedia (2018).

Foi colonizada por alemães vindos da Colônia Teresópolis, localizada às margens do Rio Cubatão, próximo a Florianópolis, atualmente um bairro rural do município de Águas Mornas, Santa Catarina. A colônia foi fundada pelo Governo Imperial em 03 de junho de 1860 por imigrantes católicos e luteranos provenientes, em sua maioria, da região da Renânia e Münster, Westfália, na Alemanha. Tal migração para a região de São Ludgero deu-se a partir de 1873,

principalmente devido à baixa fertilidade do solo de Teresópolis e ao abandono por parte do governo (BUSS, 2017). De acordo com o último Censo Demográfico (2010), o município possuía na respectiva data 10.993 habitantes, dos quais 89,7% residiam no perímetro urbano e 10,3% no perímetro rural, com 3.023 domicílios urbanos e 334 rurais. Já em 2018, a estimativa é de 12.934 habitantes (IBGE, 2010; IBGE 2018).

A agricultura e pecuária foram inicialmente as principais atividades econômicas do município; destacam-se a produção avícola, a de gado leiteiro, os cultivos de fumo (atualmente em menor escala), milho, feijão, legumes, frutas e hortaliças. Posteriormente, com o desenvolvimento da cidade e de sua infraestrutura (rodovias, energia elétrica e saneamento básico) a indústria passou a se destacar nas atividades econômicas do município com destaque as indústrias de derivados de plástico e do ramo madeireiro (BUSS, 2007).

Conforme se pode observar na tabela 3, o Produto Interno Bruto do Município (PIB), em 2015, foi de R\$ 595.244.000,00, sendo o valor adicionado bruto por atividade econômica de Agropecuária R\$ 96.485.000,00, Indústria R\$ 197.319.000,00, Serviços R\$ 148.472.000,00, Administração e Serviços Públicos R\$ 49.910.000,00, Impostos R\$ 103.058.000, ou seja, 33,14% do PIB eram originados diretamente do setor industrial. Em 2015, tinha 76,2% do seu orçamento proveniente de fontes externas, fato esse ligado diretamente às indústrias instaladas no município. Em 2010, tinha um PIB per capita de R\$ 30.682,78/hab., já em 2015 R\$ 47.845,42/hab., contra uma média nacional de R\$ 29.321,41/hab., em 2015.

Tabela 3: PIB de São Ludgero em 2015

PRODUTO INTERNO BRUTO DE SÃO LUDGERO (2015)		
Atividade Econômica	Valor adicionado (R\$)	Participação (%)
Indústria	197.319.000,00	33,14%
Serviços	148.472.000,00	24,94%
Impostos	103.058.000	17,31%
Agropecuária	96.485.000,00	16,20%
Administração Pública	49.910.000,00	8,38%
Total	595.244.000,00	100%

Fonte: Adaptado de IBGE (2018).

Antes constituição da Cooperativa de Eletrificação Rural de São Ludgero/SC, o município de São Ludgero/SC, já havia passado por uma experiência bem-sucedida em matéria de cooperativismo, em 1936, com a fundação da Cooperativa Agrícola de São Ludgero/SC. Esta cooperativa teve um papel importante no desenvolvimento socioeconômico da região, naquele período. Porém, o fator determinante para o crescimento comercial, industrial e agropecuário no município foi a expansão da energia elétrica, principalmente a constituição da Cooperativa de Eletrificação Rural de São Ludgero (CERGERO) em 1963, pouco depois da fundação do próprio município em 12 de junho de 1962. São Ludgero, nesse período, contava com 2 mil habitantes, sendo 400 pessoas residindo no perímetro urbano e 1.600 na área rural (BUSS, 2007).

Registros apontam que em 1944, por meio do empreendedor João Bruning, a primeira geração de energia elétrica pública havia sido instalada por meio de uma pequena usina hidroelétrica, onde hoje é o município de São Ludgero (FARIAS, 2003). Uma festa na igreja teria sido feita para a compra de um dínamo (conhecido como gerador),

sendo a energia elétrica distribuída para a igreja, o seminário e algumas casas. A geração acontecia até às 22 horas e retornava às 4 horas da madrugada. Essa geração teria funcionado até 1955, tendo continuidade na fecundária de Humberto Hobold. A qualidade e a potência da energia elétrica atendiam somente a equipamentos de mínima potência, sendo assim, para que conseguissem ligar geladeiras e outros equipamentos desse porte, as famílias passaram a gerar energia nas suas propriedades com o auxílio principalmente de motores a diesel acoplados a um dínamo. Nessa época, São Ludgero, denominado de Colônia, ainda era um distrito de Braço do Norte, tendo sua emancipação política ocorrida em 12 de junho de 1962 (WEBER, 2013).

A Cooperativa de Eletrificação Rural de São Ludgero (CERGERO) iniciou suas atividades em 09 de agosto de 1963, com 162 associados, que na época necessitavam de energia elétrica nas propriedades rurais ou de melhorias nas poucas redes de energia elétricas existentes. A energia, até então, como mencionado anteriormente, era fornecida por pequenas iniciativas privadas, sendo insuficiente para atender toda a população. Naquela altura, a grande maioria dos sócios fundadores da CERGERO não possuía energia elétrica em suas residências, o que veio a acontecer somente após a instalação das redes de energia elétrica pela cooperativa (WEBER, 2013).

No início, a CERGERO teve como principal parceira a Comissão de Energia Elétrica (CEE), com a qual viabilizou a construção de redes de transmissão de energia na região. Inicialmente, a rede de transmissão ligava o município de Tubarão ao município de Gravatal e, posteriormente, chegando ao município de Braço do Norte. Em seguida,

numa ação sequencial de investimentos, foi construída a subestação de Braço do Norte e, então, a rede de distribuição foi finalizada até São Ludgero. A energia na Região era gerada pela SOTELCA (Sociedade Termelétrica de Capivari S.A), localizada em Capivari de Baixo, na época distrito da cidade de Tubarão. Posteriormente a SOTELCA foi incorporada pela Eletrosul, em 1972, sendo hoje de propriedade da Engie Brasil, anteriormente Tractebel Energia S.A (WEBER, 2013).

Por fim, outra importante instituição, nesse período inicial de eletrificação rural, foi a constituição, em 1973, da Sociedade Anônima de Economia Mista, denominada Eletrificação Rural de Santa Catarina (ERUSC), pela lei 4.824/73, vinculada à secretaria dos serviços públicos, tendo como objetivo promover a exploração da eletrificação rural em Santa Catarina e servir de catalizador dos recursos provenientes do Fundo de Eletrificação Rural (FUER). Desta forma, o governo do estado, por intermédio da CEE e ERUSC, desenvolvia sua política pública para evitar o êxodo rural nas regiões não atendidas pela Celesc.

A política de eletrificação rural em Santa Catarina, sob o ponto de vista legal, divide-se em dois momentos até a reestruturação do setor elétrico no início da década de 1990. O primeiro momento, período compreendido entre 1959 a 1975, foi coordenado pela Comissão de Energia Elétrica (CEE), organismo da administração direta do Estado, responsável pelo planejamento e implantação do sistema (SENA, 1980).

Os primeiros projetos no campo de eletrificação no meio rural remontam a 1958 e 1959, por meio da experiência da Cooperativa Pioneira de Forquilha e de Salto Donner no Vale do Itajaí. O grande impulso dos trabalhos de eletrificação rural às comunidades catarinenses, no entanto, só se deu a partir de 1961, com a implantação do

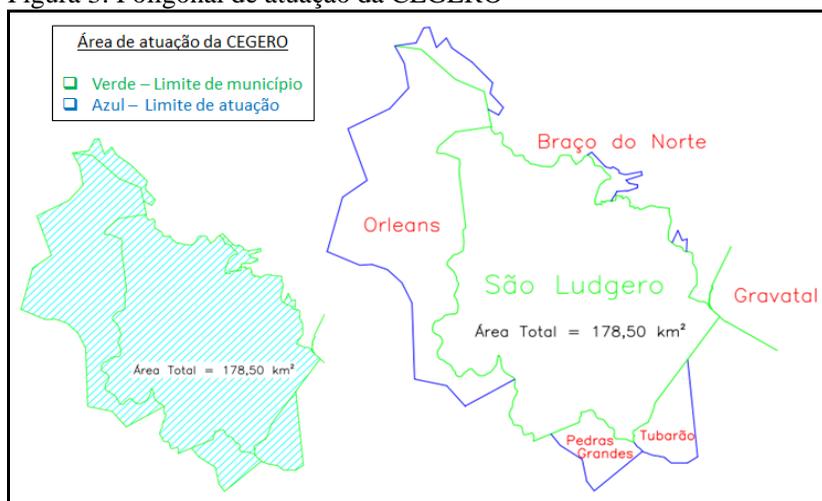
Plano Nacional de Eletrificação Rural. Neste período, a eletrificação rural seria explorada exclusivamente pelo sistema cooperativista, graças a estudos preliminares da realidade de outros países e mesmo de outras unidades da Federação, obedecendo à orientação do Governo Federal. O segundo momento, abrange o período de 1975 até o final da década de 1980, quando o Governo de Santa Catarina extinguiu a Comissão de Energia Elétrica e criou a Empresa de Eletrificação Rural de Santa Catarina S.A. (ERUSC). A partir daí o Governo do Estado teoricamente procurou envolver outros segmentos da sociedade, no plano de eletrificação rural, incluindo a CELESC como outro agente de eletrificação. Por seus estatutos, o sistema de eletrificação rural do Estado perderia a característica ao estímulo a exploração exclusiva por cooperativas para ser preferencialmente explorado por cooperativas (SENA, 1980).

Ficou bastante evidente logo nos primeiros passos dados pelo cooperativismo na eletrificação rural que as comunidades que adotaram esta prática conseguiram: aumentar quantitativa e qualitativamente sua produção; fomentar a pequena indústria; estimular o mercado de trabalho, através do aumento da mão-de-obra aos pequenos empreendimentos industriais; aprimorar os processos de beneficiamento da produção agropecuária; propiciar maior comodidade ao lar e maior rendimento das atividades domésticas e estimular o espírito empresarial (SENA, 1980, p. 36).

Em 2017, a CEGERO (Cooperativa de Eletricidade de São Ludgero), cujo nome foi alterado na década de 2000, a partir de uma alteração no estatuto social, possuía 4.460 associados e distribuía

energia elétrica para 5.879 unidades consumidoras, distribuídas em cinco municípios, sendo São Ludgero e em parte dos municípios circunvizinhos de Braço do Norte, Orleans, Tubarão e Pedras Grandes, podendo exercer suas atividades em uma área pra determinada pela ANEEL correspondente a 178,5km², conforme figura 3. (CEGERO, 2018).

Figura 3: Poligonal de atuação da CEGERO



Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

Conforme a figura 3, além de atuar de maneira exclusiva em todo o território do município de São Ludgero, a Cooperativa ainda distribui energia elétrica em determinadas áreas dos municípios limítrofes, demonstrado com maior detalhe na tabela 4.

Tabela 4: Unidades consumidoras atendidas em 2017

NÚMERO DE UNIDADES CONSUMIDORAS EM 2017 (31/12/2017)						
Classes	São Ludgero	Braço do Norte	Orleans	Pedras Grandes	Tubarão	Total
Residencial	3.828	141	234	40	40	4283
Industrial	118	10	24	-	1	153
Comercial	424	11	30	2	-	467
Rural	538	70	252	22	11	893
Poder Público	41	-	4	-	-	45
Serviço Público	32	-	-	-	-	32
Iluminação	-	-	-	-	-	-
Consumo Próprio	5	-	1	-	-	06
Total (2017)	4.986	232	545	64	52	5879

Fonte: Adaptado de CEGERO (2018).

Conforme tabela 4, do total de unidades consumidoras atendidas pela CEGERO em 2017, apenas 15,19% das unidades são classificadas como unidades de consumo exclusivamente rural. Pode-se perceber que não há unidades consumidoras cadastradas na classe de iluminação pública, em virtude de a Cooperativa não ter realizado a transferências dos ativos de iluminação pública as prefeituras e não faturar a energia consumida pelos pontos de iluminação. Fato esse que será regularizado ao final de 2018, depois de concluído o processo de regularização junto a ANEEL, sendo inclusive um dos impactos do processo. Ainda conforme CEGERO (2018), nos últimos 5 anos, o crescimento acumulado de unidades consumidoras representa 11,43%.

Em complementação ao número de ligações verificadas na tabela 4, quanto à quantidade de energia elétrica “vendida”, em 2017, foram 139.582.208 kWh distribuídos ou vendidos, representando um crescimento anual de 4,32% em relação a 2016 e um crescimento acumulado de 28,35% em 5 anos, conforme tabela 5. Com relação a sua

receita operacional, em 2017, a Cooperativa apresentou uma receita operacional de R\$ 50.735.400,14, representado um aumento de 17,56% de aumento se comparado a 2016 (CEGERO, 2018).

Tabela 5: Índice de distribuição de energia em 2017

ENERGIA DISTRIBUÍDA SEM ILUMINAÇÃO PÚBLICA		
Ano	Consumo anual	Crescimento (%)
2013	114.581.288 kWh	7,91
2014	125.224.644 kWh	9,29
2015	125.645.956 kWh	0,34
2016	133.803.095 kWh	6,49
2017	139.582.208 kWh	4,32
Acumulado	638.837.191 kWh	28,35

Fonte: Adaptado de CEGERO (2018).

Em 2017, o crescimento de energia distribuída pela CEGERO foi de 4,32%, superando a média nacional de 0,80% (FECOERUSC, 2018). Ao analisar a tabela 5, percebe-se que 2015 foi o ano que apresentou menor crescimento, indo ao encontro com o crescimento do país que nesse ano teve um crescimento negativo de -3,77%, sendo o menor crescimento nos 5 anos aqui observados.

Outro ponto importante a ser observado é com relação ao consumo de iluminação pública, que conforme descrito anteriormente, não é faturado pela cooperativa às prefeituras, sendo esse consumo absorvido pela CEGERO em forma de perdas. O consumo de iluminação em 2017 foi de 1.155.259 kWh representando, ao somar com o consumo das demais classes, 140.737.467 kWh distribuídos em 2017. Do total de energia distribuída, segue na tabela 6 a relação de consumo em cada categoria.

Tabela 6: Índice de distribuição de energia por categoria

DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA POR CATEGORIA DE CONSUMO (%) - CEGERO					
Classes	2013	2014	2015	2016	2017
Residencial	9,13	9,51	9,42	9,68	9,78
Industrial	79,39	79,24	79,22	79,37	78,62
Comercial	4,08	4,36	4,34	4,07	3,87
Rural	5,92	6,12	6,26	6,10	6,06
Poder Público	0,47	0,48	0,49	0,45	0,44
Serviço Público	0,27	0,24	0,22	0,27	0,28
Iluminação*	0,91	0,95	0,94	0,84	0,82
Consumo Próprio	0,04	0,05	0,05	0,06	0,07
Total	100	100	100	100	100

Fonte: Adaptado de CEGERO (2018).

Do total de energia distribuída em 2017, conforme tabela 6, 78,62% foram destinadas para classe industrial, seguido de 9,78% residencial, 6,06% rural, 3,87% comercial, 0,44% poder público, 0,28% serviço público, 0,07 consumo próprio e 0,82 de iluminação. Das informações apresentadas, destaca-se que a área rural tem pouca representatividade no consumo total, diferente do setor industrial que corresponde a 78,62% da energia distribuída. Dados esses que corroboram com os dados do PIB municipal anteriormente apresentado, composto em grande parte pelo setor industrial (CEGERO, 2018).

Tabela 7: Índice de distribuição de energia por categoria em SC

DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA POR CATEGORIA DE CONSUMO CEGERO X COOPERATIVAS DE SC						
2017	COOPERATIVAS - SC			CEGERO		
Classe de consumo	UC`s	Energia distribuída (kWh)	(%)	UC`s	Energia distribuída (kWh)	(%)
Residencial	168.177	361.281.797	21,66	4283	13.764.124	9,78
Comercial	16.528	155.208.584	9,31	467	5.446.539	3,87
Rural	49.136	249.540.690	14,96	893	8.528.690	6,06
Industrial	5.425	759.832.327	45,56	153	110.647.796	78,62
Poder e serviço público	2.254	15.287.235	0,92	77	1.013.309	0,72
Iluminação pública	1.271	63.446.368	3,80	5	1.154.047	0,82
Outros	342	63.196.458	3,79	6	98.516.23	0,07
TOTAIS	243.134	1.667.793.459	100	5879	140.737.467	100%

Fonte: Adaptado de FECOERUSC (2018) e CEGERO (2018).

A tabela 7 faz uma comparação entre a quantidade de energia elétrica distribuída pela CEGERO e a quantidade total das 22 cooperativas do estado de Santa Catarina. Destaque para o índice de energia distribuída no setor industrial e no setor rural. Enquanto que no estado de Santa Catarina, o índice médio de energia distribuída, relativo ao setor industrial, representa 45,56%, na área de atuação da CEGERO o setor representa 78,62%, o que demonstra a importância do setor industrial no desenvolvimento socioeconômico da região. Já o índice de distribuição no meio rural, enquanto que em Santa Catarina representa 14,96%, na área da CEGERO, representa apenas 6,06%.

Tabela 8: Classificação por nº de unidades Consumidoras - 2017

Classificação por nº de unidades Consumidoras - 2017					
Posição	Cooperativa	Quantidade	Posição	Cooperativa	Quantidade
1	Cooperaliança	38.642	12	Coorsel	8.266
2	Coopera	24.232	13	Cooperzém	7.863
3	Cersul	18.509	14	Cergal	6.134
4	Cergal	17.473	15	Cegero	5.879
5	Cerbrante	16.822	16	Cejama	5.408
6	Ceprag	16.236	17	Certrel	4.275
7	Cermoful	14.138	18	Cergapa	3.852
8	Cerej	13.129	19	Ceral	3.277
9	Cerpalo	13.020	20	Ceesam	1.293
10	Ceraçá	11.217	21	Cersad	1.269
11	Coopercocal	10.829	22	Coopermila	1.215
Total = 243.134					

Fonte: Adaptado de FECOERUSC (2018).

No que compete ao número de unidades consumidoras, a CEGERO encontra-se em 2017 na 15ª, representado apenas 2,42% das unidades ligadas em Santa Catarina, em áreas de atuação das Cooperativas, conforme tabela 8, posição essa que muda completamente ao se analisar a classificação sob o ponto de vista da energia total distribuída, bem como do respectivo faturamento, conforme segue na tabela 9.

Tabela 9: Classificação das Cooperativas de SC

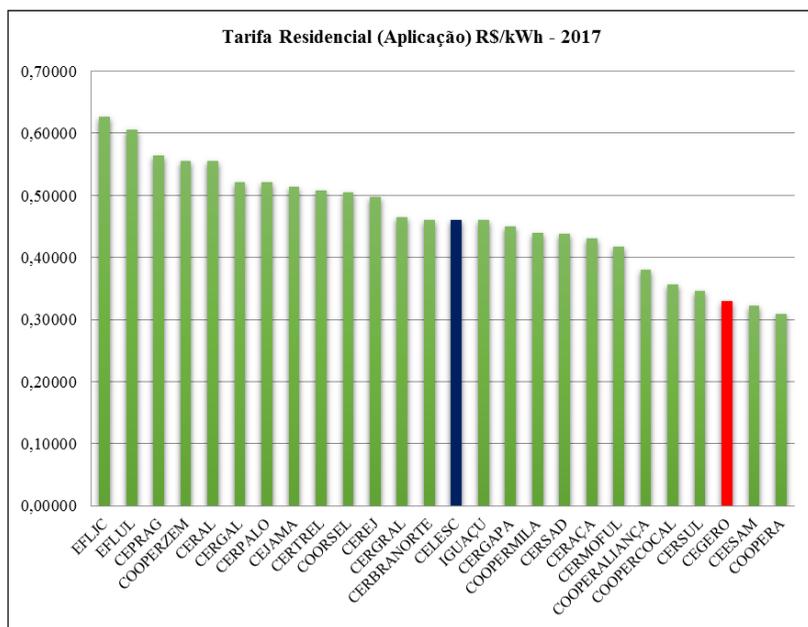
MWh Distribuído - 2017			Faturamento - Sem ICMS (R\$) 2017		
2017	Cooperativa	kWh	2017	Cooperativa	R\$
1	Coopera	283.573.483	1	Coopera	70.844.989,75
2	Cooperaliança	199.900.000	2	Cooperaliança	64.971.702,24
3	Cegero	140.737.467	3	Cerbranorte	45.054.594,65
4	Cersul	140.680.945	4	Cegero	38.972.487,86
5	Cerbranorte	127.288.617	5	Cermoful	37.852.596,02
6	Cermoful	110.473.980	6	Cersul	35.160.942,98
7	Ceraçá	79.096.695	7	Ceraçá	25.437.338,94
8	Coopercocal	78.289.174	8	Cergal	23.767.929,36
9	Cergal	64.455.000	9	Coopercocal	23.741.451,46
10	Ceesam	60.780.945	10	Cerpalo	21.491.847,67
11	Cerpalo	49.173.414	11	Ceprag	21.183.552,99
12	Coorsel	47.431.125	12	Cooperzém	19.724.367,74
13	Ceprag	45.200.970	13	Coorsel	18.309.918,18
14	Certrel	41.122.929	14	Ceesam	17.864.646,33
15	Cerej	41.049.150	15	Cerej	15.586.280,26
16	Cooperzém	40.895.231	16	Certrel	14.906.923,77
17	Cejama	32.610.935	17	Cejama	12.174.207,44
18	Cergapa	29.081.625	18	Cergapa	10.354.625,70
19	Cergal	24.674.068	19	Cergal	9.273.965,73
20	Coopermila	13.442.751	20	Coopermila	4.312.585,40
21	Ceral	9.516.330	21	Ceral	4.064.889,47
22	Cersad	8.318.625	22	Cersad	3.456.175,55
Total		1.667.793.459	Total		538.383.413,70

Fonte: FECOERUSC (2018, p.23).

Conforme tabela 9, com relação à energia elétrica distribuída, a CEGERO em 2017, encontrava-se na 3ª posição, com 8,44% da energia distribuída em todo o estado, entre as cooperativas, representando alta concentração de carga ao possuir poucas consumidoras e alto índice de energia distribuída. Diante desse fato, somada à reduzida área de atuação (178km²) e baixa extensão de redes (575km), pode-se concluir

que a Cooperativa possui uma importante vantagem competitiva, se comparada às demais cooperativa e à própria CELESC. Tal vantagem pode influenciar positivamente no decorrer dos anos, especialmente diante da redução dos subsídios tarifários, que exigirão das cooperativas ganhos de escala/faturamento e redução de custos operacionais ao ponto de manterem a tarifa o mais próximo possível da supridora.

Gráfico 1: Tarifa residencial de aplicação (sem tributos) 2017



Fonte: FECOERUSC (2018).

Para finalizar essa introdução à CEGERO e sua posição no âmbito da distribuição de energia elétrica, especialmente no estado de Santa Catarina, segue o gráfico 1, o qual demonstra o valor da tarifa residencial de aplicação (sem tributos) em cada distribuidora do estado, incluindo a CELESC e demais concessionárias de pequeno porte. Como

padrão de comparação, utiliza-se a tarifa residencial, visto que ser ela é considerada a tarifa referência para a definição da tarifa nas demais classes de consumo, incluindo os consumidores ligados em outros níveis de tensão.

Em 2017, a CEGERO possuía a 3ª menor tarifa residencial do estado de Santa Catarina, correspondendo a R\$ 0,32947, estando 28,4% abaixo da CELESC e 4,09% acima da COOPERA, quem distribuía a menor tarifa do Brasil, inclusive. Se comparada à tarifa da EFLJC, maior valor do estado, a diferença para a CEGERO era de 48,60%. Tais diferenças são verificadas em função de uma série de fatores que compõem as características econômicas e financeiras das distribuidoras, sendo divididas em parcela A e parcela B, conforme Santos (2011):

1. Parcela A: os custos não gerenciáveis, também denominados por Parcela A, são os custos que, pela regulação brasileira, não estão sob a esfera de controle da administração da distribuidora, sendo repassados diretamente para as tarifas. Envolve os custos incorridos pela distribuidora relacionados às atividades de geração e transmissão, além de encargos setoriais previstos em legislação específica. Os itens que compõe a Parcela A são:
 - a) Custo de Aquisição de Energia: para fins de cálculo tarifário, o custo de energia é calculado considerando a energia requerida para atendimento do Mercado de Referência e as Perdas de Energia, subtraída de energia do Proinfa, valorada pela tarifa média dos contratos de compra de energia vigentes na data do reajuste. De acordo com BRASIL (2018s), o agente de distribuição com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano (exemplo das

Cooperativas), no atendimento total ou parcial do mercado próprio, poderá adquirir energia elétrica nos leilões do Ambiente de Contratação Regulada – ACR, de geração distribuída – GD do atual agente supridor (CELESC) com tarifa regulada por meio de contrato de fornecimento (enquanto autorizada) e contrato de suprimento (enquanto permissionária) e em licitação pública por ele promovida. Outro ponto, de fundamental importância nesse item são os descontos/subsídios que as cooperativas recebem, por meio de política pública, na energia adquirida da supridora. Descontos esses que podem chegar a 95%, fazendo com que o custo de aquisição e consequente repasse se torne tão competitivo ao ponto de ficar mais baixo que a tarifa da própria supridora;

- b) Custo com Transporte de Energia: os custos de transporte de energia são aqueles relacionados ao transporte de energia desde as unidades geradoras até os sistemas de distribuição;
 - c) Encargos setoriais: são valores cobrados por determinação legal para o desenvolvimento do setor elétrico e para as políticas energéticas do Governo Federal.
2. Parcela B: segundo a ANEEL (BRASIL, 2018t), a Parcela B representa os custos diretamente gerenciáveis pela distribuidora. São custos próprios da atividade de distribuição que estão sujeitos ao controle ou influência das práticas gerenciais adotadas pela empresa. Os custos de Parcela B são

revisados a cada 4 anos, a depender do que consta do Contrato de Concessão ou Permissão. A esse processo é dado o nome de Revisão Tarifária. No período entre as revisões, a Parcela B é atualizada anualmente pelo índice de correção monetária constante Contrato de Concessão ou Permissão, subtraído de um fator de eficiência chamado fator X. Esse processo é chamado de Reajuste Tarifário. Para fins de cálculo tarifário, a Parcela B é composta de Custos Operacionais, Receitas Irrecuperáveis, Remuneração de Capital e Cota de Depreciação. Além disso, é subtraída da parcela compartilhada de Outras Receitas.

- a) Custos Operacionais: os custos operacionais são aqueles associados às atividades de operação, manutenção, tarefas comerciais e administrativas, como os custos com leitura e entrega de faturas, vistoria de unidades consumidoras, podas de árvores, operação de subestações, combate às perdas, administração e contabilidade.
- b) Receitas Irrecuperáveis: a Receita Irrecuperável é a parcela esperada da receita total faturada pela empresa que tem baixa expectativa de arrecadação em função da inadimplência por parte dos consumidores.
- c) Remuneração de Capital: a Remuneração dos Investimentos depende do Custo de Capital, que é a taxa de rentabilidade a ser adotada no cálculo da remuneração das empresas e representa o custo de oportunidade dos recursos, compatível com um risco similar ao que enfrenta a atividade.

- d) Cota de Depreciação: a Cota de Depreciação refere-se à recomposição do capital investido e a remuneração dos investimentos, à rentabilidade do negócio de distribuição. A Cota de Depreciação depende da taxa de depreciação dos bens da concessionária e da Base de Remuneração Regulatórias (montante de investimentos realizados pelas distribuidoras na prestação dos serviços que será coberto pelas tarifas cobradas aos consumidores).
- e) Outras receitas: as concessionárias de distribuição de energia elétrica possuem, além das receitas decorrentes da aplicação das tarifas, outras fontes de receita de atividades relacionadas à concessão de serviço público, que são denominadas de “Outras Receitas”. Elas podem ser receitas inerentes ao serviço de distribuição de energia elétrica ou receitas de atividades acessórias.

Enfim, há uma série de fatores que influenciam diretamente na tarifa de uma distribuidora de energia elétrica, estando ela regularizada pela ANEEL ou não. A diferença fundamental entre um Cooperativa autorizada, a exemplo da CEGERO, e outra Cooperativa permissionária está na forma como são tratados os referidos componentes. Enquanto autorizada, esses componentes são tratados de maneira empírica, mas as tarifas são definidas pelo custo do serviço prestado e tais fatores não são analisados diretamente. Enquanto permissionárias, essa estrutura e modelagem tarifária é conhecida e devidamente praticadas, caso contrário a cooperativa não tem sua tarifa homologada e autorizada a ser praticada a seus consumidores. Esses detalhes serão explicitados no

decorrer da pesquisa, ao adentra no processo de regularização da CEGERO.

4.1 PROCESSO DE REGULARIZAÇÃO DA CEGERO

No contexto da regulação dos serviços prestados, além do DNAEE, em 1962, as cooperativas eram fiscalizadas pela Superintendência de Política Agrária (SUPRA); a partir de 1964 pelo Instituto Nacional de Desenvolvimento Agrário (INDA) e a partir de 1970, pelo Instituto de Colonização e Reforma Agrária (INCRA) (WEBER, 2013). Ao final da década de 80, com a autogestão, encerra-se a rotina de fiscalização governamental, vindo a ser retomada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) na década de 2000, após a lei 9.074 de 1995 facultar, ao poder concedente, a regularização das cooperativas de eletrificação rural como permissionárias de serviço público de distribuição, desde que preservado o atual regime jurídico próprio das mesmas.

O processo, iniciado pela ANEEL em 2005, com base na Resolução Normativa nº 205, utilizou o SINCOR (Sistema de Coleta de Dados e Simulação de Tarifas) e resultou na regularização de 38 cooperativas de um total de 52 identificadas como passíveis de serem regularizadas como permissionárias. A CEGERO encaminhou o pedido de regularização à ANEEL em 2005, atendendo ao processo administrativo de regularização, porém o mesmo não foi efetivado, por não se enquadrar as condições impostas pelo SINCOOR, conforme consta no processo 48500.004011/2005-88. O mesmo ocorreu com outras 13 Cooperativas. Nesse contexto, a ANEEL estabeleceu que a

fixação das tarifas, por ora, dar-se-ia mediante revisão e reajuste tarifário da principal supridora, no caso da CEGERO, a CELESC.

Posteriormente, baseada no Decreto nº 6.160, de 20 de julho de 2007, a ANEEL definiu que a CEGERO e demais cooperativas em processo, seriam regularizadas seguindo a metodologia do 1º Ciclo de Revisão Tarifaria Periódica (CRTP) das Permissionárias aprovado em 2013, sendo solicitados dados e informações para realização do cálculo das revisões, por meio de Ofício Circular. Porém, em uma resposta conjunta formulada pela OCB – Organização das Cooperativas do Brasil, a ANEEL foi informada que as cooperativas não enviariam novas informações até que uma fórmula adequada de regulação fosse apresentada (BRASIL, 2018u).

A ausência das informações da CEGERO e das outras 13 cooperativas inviabilizou os cálculos de definição das tarifas iniciais e consequente sua regularização e, assim, foram mantidas como agentes autorizados, sendo considerados consumidores rurais, com a manutenção dos descontos recebidos em TUSD e TE, praticando preços pelo custo do serviço e definidos pelos próprios associados, de acordo com critérios por eles estabelecidos.

Contudo, diante das conclusões da Audiência Pública 062/2015, bem como edição da Lei nº 13.360/2016 e posterior resolução normativa nº 788/2017 da ANEEL, que criaram e aprovaram a subvenção¹¹, para compensar o impacto tarifário da reduzida densidade de carga do

¹¹A subvenção foi criada para substituir o atual modelo onde as cooperativas permissionárias recebem descontos na compra de energia e no custo do uso da rede de transmissão e distribuição, substituindo os mesmos por uma subvenção de forma a compensar a reduzida densidade de carga do seu mercado, o que geralmente é uma forte característica das cooperativas, por dar atendimento predominantemente rural (ANEEL-Q, 2018, p. 2).

mercado de cooperativas de eletrificação rural, bem com da resolução normativa nº 704/2016, que definiu a nova metodologia para a Revisão Tarifária às Cooperativas Permissionárias, a CEGERO aceitou e aderiu aos termos propostos pela ANEEL, no submódulo 8.4 dos procedimentos de regulação tarifária (PRORET), detalhados a seguir.

Inicialmente, para as cooperativas regularizadas como permissionárias, a metodologia tarifária para cálculos de reajuste e revisão partia de um modelo bastante similar ao imposto às concessionárias de distribuição. Essa metodologia de regulação econômica das permissionárias trouxe aspectos positivos quanto à qualidade e uniformização no atendimento técnico e comercial. No entanto, verificou-se a necessidade de simplificar a metodologia tarifária, principalmente no que tange ao volume de informações solicitadas pelo regulador, assim como questões relacionadas com a definição da Base de Remuneração Regulatória, taxa de retorno e custos operacionais, entre outros (BRASIL, 2018v).

Diante das dificuldades com o primeiro ciclo de revisão tarifária das cooperativas já permissionárias, após 4 anos, durante o segundo ciclo de revisão dessas cooperativas, a ANEEL buscou inovar a metodologia, tendo como base uma vertente da regulação econômica chamada de Regulação Econômica Leve (Light-Handed Regulation), que tem por objetivo dar mais flexibilidade aos regulados e reduzir os custos regulatórios. Esse modelo entende que a falha de mercado existente no setor de distribuição é minimizada pela presença dos consumidores na gestão da cooperativa, uma vez que seu papel perante os consumidores não é como de uma concessionária, em que se pressupõe oposição de vontades (interesses), mas sim vontades comuns,

uma vez que os próprios usuários do serviço participam da definição do preço do que irão consumir. Outro aspecto relevante para a mudança na metodologia foi que o primeiro ciclo de revisão demonstrou que a metodologia adotada (similar a concessionárias) era demasiadamente custosa de ser aplicada, tanto para as permissionárias quanto para o órgão regulador, fato demonstrado pela dificuldade de troca de informação entre eles (FRANCISCO, 2016).

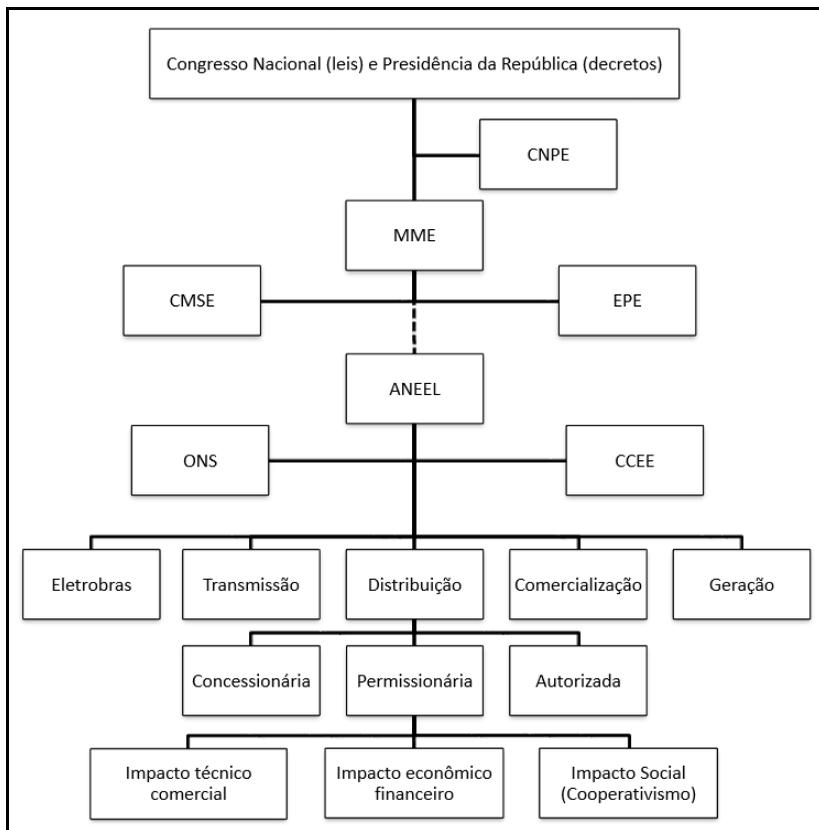
Nesse contexto, com mudanças significativas na sistemática dos eventos tarifários, tanto para as cooperativas a serem regularizadas, quanto para aquelas já permissionárias, foi formulado o Submódulo 8.4, com processo de definição de tarifas no qual a permissionária encaminha sua necessidade de Parcela B (custos operacionais + receitas irre recuperáveis + remuneração de capital + cota de depreciação), devidamente aprovado pela assembleia de cooperados, com estudo devidamente fundamentado, para ser utilizada como base para a definição de tarifas. O valor solicitado está limitado a um teto calculado pela ANEEL, por meio da metodologia disposta no submódulo 8.4 do PRORET, que trata da metodologia de reajuste e revisão tarifária periódica das permissionárias. As permissionárias que optaram por se submeter a esta nova metodologia tiveram que assinar um termo aditivo ao contrato de permissão.

Diante desse contexto, após aderir aos termos propostos pela ANEEL e o submódulo 8.4 da PRORET, um novo pedido de informação foi formulado às CEGERO, por meio do Ofício Circular nº 03/2017-SGT/ANEEL, de 20 de janeiro de 2017. Posteriormente, deu-se abertura a audiência pública AP nº 79/2017, com o propósito de colher subsídio para a definição da metodologia de regularização da CEGERO

e definição das tarifas iniciais, sendo essa audiência concluída em fevereiro de 2018. Como resultado da audiência pública, a ANEEL editou a resolução normativa nº 813, em maio de 2018, definindo os procedimentos e critérios a serem utilizados no cálculo das tarifas iniciais para cooperativas de eletrificação rural a serem enquadradas como permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica, entre elas a CEGERO. Ficou definido nessa resolução que a CEGERO oficializará o contrato de permissão, em 30 de setembro de 2018.

Enquanto prestadora de serviço público de distribuição de energia elétrica, a Cooperativa passa a ter suas atividades reguladas tanto pelo associado quanto pela agência reguladora, no sentido de manter a prestação de um serviço adequado, sob condições do seu estatuto social e do contrato efetuado com o órgão regulador, o qual por meio de resoluções, portarias e outras normas busca controlar e fiscalizar a concessionária e permissionária em dois aspectos fundamentais: a regulação econômico-financeira e a regulação técnica-comercial.

Figura 4: Impactos da regulação



Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

Por ser uma Cooperativa, além dos impactos técnico-comercial e econômico-financeiro, é necessário ainda avaliar os impactos sociais ocorridos direta ou indiretamente em função da regulação.

4.2 IMPACTOS TÉCNICOS E COMERCIAIS DA REGULAÇÃO

Os impactos técnicos e comerciais estão relacionados à qualidade dos serviços de distribuição de energia elétrica e das relações

com os consumidores, visando assegurar a prestação do serviço adequada; segundo a lei 8.987/1995, ” é aquele satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas”.

O direito do consumidor de energia elétrica tem como base os princípios regidos pelo decreto 6.523/08, pela resolução nº414/10 da Aneel e pelo código de defesa do consumidor, lei 8.078 de 11 de setembro de 1990.

O serviço de energia elétrica é considerado essencial e, assim sendo, de acordo com o artigo 22 do Código de Defesa do Consumidor, lei 8.078/90 (BRASIL, 2018j), “os órgãos públicos, por si ou suas empresas, concessionárias, permissionárias ou sob qualquer outra forma de empreendimento, são obrigados a fornecer serviços adequados, eficientes, seguros e, quanto aos essenciais, contínuos”. Ainda segundo a Lei, art. 22, “nos casos de descumprimento, total ou parcial, das obrigações referidas neste artigo, serão as pessoas jurídicas compelidas a cumpri-las e a reparar os danos causados”.

É de responsabilidade da ANEEL adotar medidas para garantir os três princípios básicos do Código de defesa do Consumidor. No que se referem à prestação de serviços essenciais, eles devem ter qualidade, continuidade e universalidade. Por meio da fiscalização e acompanhamento de indicadores de continuidade e qualidade do fornecimento de energia elétrica, as concessionárias e permissionárias são obrigadas a manter os padrões estabelecidos. Em eventuais distorções, a ANEEL mantém sua ouvidoria por meio da qual qualquer pessoa física ou jurídica, em qualquer local do País, por meio de

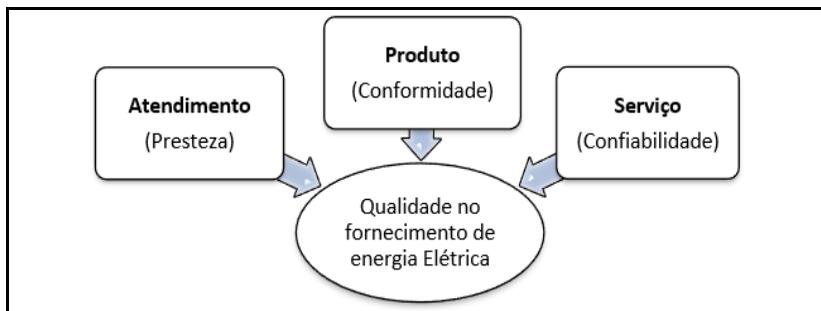
telefone, carta ou *e-mail* pode se comunicar com a Agência, para reclamações ou sugestões.

Entre as resoluções, portarias e normas voltadas a atender à regulação técnica e comercial, destacam-se:

- Procedimentos de Distribuição – PRODIST: impõem disciplinas, condições, responsabilidades e penalidades relativas à conexão, planejamento da expansão, operação e medição da energia elétrica, além de estabelecer critérios e indicadores de qualidade.
- Resolução normativa nº414/10: outro referencial para o setor de distribuição é a resolução de nº414 de 2010, que trata das condições gerais do fornecimento de energia elétrica de forma atualizada e consolidada, sendo a referência para os parâmetros de qualidade do atendimento ou comercial, incluindo os direitos e deveres dos consumidores;
- Resolução normativa nº63/2004: trata das penalidades aplicáveis às distribuidoras de energia elétrica pelos descumprimentos de normas e indicadores.

Com base nesses documentos, segundo Kangan, Robba e Schmidt (2013), o impacto técnico e comercial ocorre sobre três aspectos principais: a qualidade do produto, a qualidade do serviço e a qualidade do atendimento, também conhecida como qualidade dos serviços comerciais.

Figura 5: Regulação técnica - comercial



Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

4.2.1 Qualidade do produto - Conformidade

Associada diretamente à tecnologia empregada nos sistemas de distribuição, a qualidade no produto é caracterizada basicamente por fenômenos associados à forma de onda de tensão¹². Relaciona-se ao estabelecimento de requisitos técnicos a serem atendidos pelas distribuidoras quanto às características básicas da energia elétrica, de forma a garantir o funcionamento adequado dos diversos tipos de máquinas e equipamentos elétricos dos mais variados tipos de consumidores.

Segundo Oliveira, Kangan e Robba (2010), a qualidade do produto avalia a conformidade de tensão em regime permanente e transitório (perturbações na forma de onda de tensão). A Seção 8.1 do módulo 8 do PRODIST caracteriza os fenômenos de QEE (Qualidade da Energia Elétrica), estabelece os critérios de amostragem, os valores de referência e os procedimentos relativos à qualidade do produto. Os

¹²Tensão elétrica: Quantidade de energia elétrica necessária para movimentar uma carga elétrica (ANEEL-Q, 2018).

aspectos considerados da qualidade do produto em regime permanente e transitório, segundo o módulo-8 do Prodist, são:

- Tensão em regime permanente;
- Fator de Potência;
- Harmônicos;
- Desiquilíbrio de tensão;
- Flutuação de tensão;
- Variações de tensão de curta duração;
- Variações de frequência.

Com relação à qualidade do produto, por motivos técnicos e regulatórios, a regulação da conformidade é aferida por meio da tensão em regime permanente é o que mais impacta a distribuidora num primeiro momento, necessitando de maior atenção por parte das distribuidoras.

O regime de tensão permanente refere-se ao nível de tensão disponibilizado aos consumidores de maneira contínua e padronizada. Os equipamentos elétricos são projetados para operar numa determinada tensão (voltagem). Alguma variação na tensão é tolerável, mas acima ou abaixo de determinados limites os equipamentos deixam de funcionar adequadamente, sendo que determinados níveis de variações podem até danificar os equipamentos. Em função disso, são estabelecidos, pela ANEEL, limites adequados, precários e críticos para os níveis de tensão em regime permanente, bem como indicadores individuais e coletivos de conformidade de tensão elétrica, critérios de medição e registro e prazos para compensação ao consumidor, caso as medições de tensão executadas obrigatoriamente pelas distribuidoras excedam os limites dos

indicadores. A avaliação do nível de tensão se dá a partir de um conjunto de leituras de dez minutos de duração cada.

Segundo a ANEEL (BRASIL, 2018x), os indicadores de tensão em regime permanente devem ser apurados trimestralmente, a partir de medições amostrais realizadas pela distribuidora em unidades consumidoras sorteadas dentro de sua área de permissão e concessão. Para cada unidade consumidora, a tensão é medida ao longo de uma semana, e são apurados os indicadores DRP (Duração relativa da transgressão de tensão precária) e DRC (Duração relativa da transgressão de tensão crítica), que expressam o percentual do tempo no qual a unidade consumidora permaneceu com tensão precária e com tensão crítica. A partir dos indicadores DRP e DRC das unidades consumidoras são apurados, ainda, os indicadores coletivos, DRPE e DRCE, que expressam a média dos indicadores individuais DRP e DRC.

4.2.2 Qualidade do atendimento/presteza – serviços comerciais

A qualidade dos serviços comerciais, também conhecida como a qualidade do atendimento prestado, concentra-se no relacionamento comercial entre a distribuidora e o cliente, analisando a satisfação destes com os serviços prestados por meios dos seguintes instrumentos: índice de Satisfação do consumidor (IASC), qualidade do atendimento comercial, qualidade do atendimento telefônico e reclamações, conforme segue:

- Qualidade do atendimento comercial: regulamentada pela ANEEL por meio dos artigos 148 a 155 das Condições Gerais de Fornecimento (Resolução Normativa nº414, de 2010), estabelece a obrigatoriedade do cumprimento dos prazos de

execução dos serviços estabelecidos e as penalidades em caso de violação. As distribuidoras são avaliadas por meio da verificação do cumprimento dos prazos de execução dos serviços.

- Qualidade do atendimento telefônico: é regulamentada pela ANEEL por meio dos artigos 183 a 191 das Condições Gerais de Fornecimento (Resolução Normativa nº 414, de 2010). Estabelece requisitos mínimos de qualidade a serem observados. Entre outros pontos a serem considerados, a ANEEL estabelece ainda que o serviço de atendimento telefônico deve ser gratuito, com acesso em toda área de concessão ou permissão, 24 (vinte e quatro) horas por dia, todos os dias, e ser realizado até o segundo toque de chamada, sendo um impacto direto a CEGERO.
- Reclamações: o tratamento das reclamações é regulamentado pela ANEEL por meio dos artigos 156 a 163 e 192 a 211 das Condições Gerais de Fornecimento (Resolução Normativa nº 414, de 2010), bem com a resolução nº 574, de 2013. Estabelece disposições e prazos a serem observados no tratamento e solução das reclamações recebidas pelas distribuidoras.
- Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor – IASC: O IASC da ANEEL busca representar o grau de satisfação do consumidor residencial quanto aos serviços prestados pelas distribuidoras de energia elétrica. É resultante de uma pesquisa realizada anualmente, abrangendo todas as distribuidoras regularizadas de energia elétrica do País, concessionárias e

permissionárias. A metodologia utilizada para a apuração do IASC é composta dos seguintes itens de avaliação: Qualidade Percebida, Valor percebido, Confiança, Fidelidade e Satisfação.

4.2.3 Qualidade do serviço - confiabilidade

Ligada diretamente à gestão das empresas, a qualidade do serviço é composta por dois tipos de indicadores, os indicadores de continuidade e os indicadores do tempo de atendimento a ocorrências emergenciais dos quais, por meio do Prodist, são estabelecidas metodologias para apuração definindo padrões e responsabilidades.

Segundo Fonseca e Reis (2012), a qualidade do serviço se relacionada à disponibilidade do fornecimento de energia elétrica, estando profundamente atrelado aos investimentos efetuados em linhas, redes e equipamentos, assim como aos processos logísticos de gestão e execução da manutenção pelas distribuidoras, sejam elas manutenções corretivas (originadas por falhas no sistema) ou manutenções preventiva-programadas (originadas em função de serviços pré-determinados no sistema).

Já a seção 8.2 do módulo 8 do PRODIST descreve que os padrões e os indicadores referentes à qualidade do serviço foram definidos de maneira a: fornecer mecanismos para acompanhamento e controle do desempenho das distribuidoras, subsídios para o plano de reforma, melhoramento e expansão da infraestrutura das distribuidoras e fornecer aos consumidores padrões para avaliação do serviço conforme segue:

- Indicadores de continuidade do serviço: ligada indiretamente à um dos princípios da administração pública e visando manter a

qualidade na prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, a ANEEL exige que as concessionárias mantenham um padrão de continuidade e, para tal, edita limites para os indicadores coletivos de continuidade, baseando-se na identificação dos períodos de tempo durante os quais houve falta de suprimento e do número de vezes que essa falha ocorreu. Desta forma, a continuidade do fornecimento é avaliada por meio de indicadores que mensuram a frequência e a duração das interrupções ocorridas nos consumidores (BRASIL-T, 2019).

- Indicadores de tempo de atendimento às ocorrências emergenciais: as ocorrências emergenciais são definidas como sendo eventos na rede elétrica que prejudicam a segurança do serviço prestado às unidades consumidoras, sendo, a sua resolução, avaliada por meio de indicadores definidos pela ANEEL. O atendimento às ocorrências emergenciais é avaliado por meio de indicadores apurados mensalmente pelas concessionárias de distribuição para cada conjunto de unidades consumidoras, sendo expressos em minutos. Os tempos médios de atendimento mostram o desempenho da estrutura de atendimento às ocorrências emergenciais das distribuidoras, estando diretamente relacionado à logística empresarial.

O indicador de continuidade, como também, os indicadores de tempo de atendimento emergencial, tem profundo impacto na gestão das empresas de distribuição, uma vez que, com exceção das situações nas quais os distúrbios têm origem nos sistemas de transmissão ou geração,

os indicadores utilizados refletem-se em praticamente toda a cadeia de processos e atividades das referidas empresas e em seus custos.

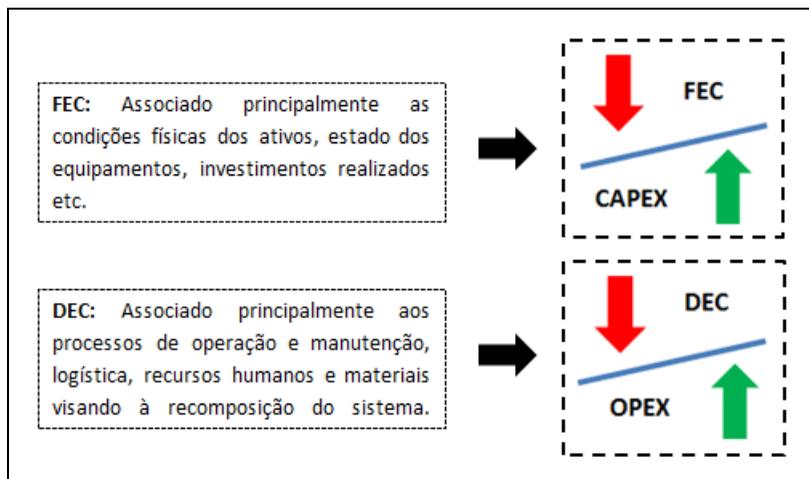
Neste sentido, é importante ressaltar que os indicadores relacionados à duração das interrupções apresentam estreita ligação com os processos de operação e manutenção das redes, juntamente com a estratégia e logística utilizada para a recuperação do sistema após a ocorrência da interrupção. São processos que dependem de diversos fatores, tais como o nível de automação, qualificação do pessoal envolvido na manutenção, localização estratégica das equipes de socorro (plantão), número e tipo adequado de veículos e equipamentos de socorro, rapidez na recepção das informações sobre distúrbios e início das atividades de socorro, planos estratégicos de remontagem das redes em distúrbios de grande vulto, etc. Tais indicadores de operação acabam tendo, portanto, forte interação com os custos operacionais das distribuidoras (FONSECA E REIS, 2012).

Os indicadores relacionados à frequência das interrupções, por seu lado, apresentam estreita ligação com a degradação do sistema devido ao envelhecimento das instalações ou falta de manutenção adequada, juntamente com a fragilidade do sistema em relação causas socioambientais, principais as externas dos distúrbios. Tais indicadores de frequência de interrupções têm forte interação com os investimentos em equipamentos, redes e ações minimizadoras das principais causas externas dos distúrbios (FONSECA E REIS, 2012).

Enfim, percebe-se que aos indicadores de continuidade do serviço estão fortemente ligadas às pessoas, tecnologias, processos e equipamentos empregados no seu sistema de distribuição, dos quais demandam investimentos financeiros significativos tanto de CAPEX

(despesas de capital ou investimento em bens de capital) quanto de OPEX (despesas de operação e manutenção).

Figura 6: Investimento x Qualidade



Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

Como se pode perceber na figura 6, cabe aos administradores, assim como engenheiros e técnicos, avaliarem essas variáveis e manterem um equilíbrio entre investimentos em CAPEX e OPEX, remuneração do capital investido, qualidade do serviço e compensações financeiras.

4.2.4 Segurança no trabalho e instalações

Apesar de alguns autores não considerarem a segurança do trabalho e instalações como um dos pilares da qualidade do fornecimento, vindo a considerar somente o atendimento, o produto e o

serviço, é importante destacar mais essa variável, visto que, também é objeto de acompanhamento pela ANEEL.

Conforme o submódulo-6 do Prodist (BRASIL, 2018y, seção 6.2, item 5.11, p.75), “a distribuidora deve realizar o acompanhamento e enviar à ANEEL os indicadores de segurança de trabalho e de suas instalações.” O acompanhamento desse assunto pelo órgão regulador é realizado por meio de indicadores encaminhados pela empresa e por fiscalizações periódicas.

4.2.5 Certificação ISO

Em atendimento à Resolução ANEEL nº 414/2010, deve-se implantar o Sistema de Gestão de Qualidade com base nas normas NBR ISO 9001:2008 – Sistema de Gestão da Qualidade, e NBR ISO 10.002:2005 - satisfação do cliente: diretrizes para o tratamento de reclamações nas organizações.

O processo de coleta e apuração dos indicadores de falta de energia deve estar certificado pela NBR ISO 9001:2008, assim como o processo de Tratamento de Reclamações dos Consumidores pela NBR ISO 10.002:2005. Os processos vinculados a essas duas certificações são: coleta de dados e apuração dos indicadores individuais e coletivos de continuidade dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica, processo de coleta e geração de dados para apuração dos indicadores de qualidade do atendimento telefônico, tratamento de reclamações dos consumidores e qualidade do atendimento comercial e avaliação técnica/aferição de medidores de energia elétrica.

4.2.6 Plano de Desenvolvimento da distribuição – PDD

Conforme módulo 2 e 6 do Prodist, anualmente, a distribuidora é obrigada a apresentar o resultado dos estudos de planejamento elétrico e energético de distribuição, baseando-se no planejamento das subestações de distribuição e dos sistemas de alta, média e baixa tensão, além de informações relativas ao ano anterior. As informações de investimentos apresentadas no PDD estão segregadas em três tipos básicos: Expansão, Melhoria ou Renovação.

- Expansão: obra associada ao incremento de carga, motivada pelo aumento de demanda de consumidores existentes ou pela ligação de novos consumidores.
- Melhoria: obra relacionada exclusivamente com a melhoria da qualidade e da confiabilidade do sistema de distribuição.
- Renovação: obra necessária para substituição de ativos elétricos que tenham chegado ao final da vida útil. Também devem ser classificadas nesta categoria as obras de substituição de ativos avariados (queimados, danificados).

Além das três categorias anteriores, os investimentos também podem compor programas especiais que são destacados no PDD. São eles: Programa Luz para Todos, Obra com Participação Financeira e Planejamento Setorial.

4.2.7 Base de dados geográfica da distribuidora - BDGD

Conforme o módulo 10 do Prodist (BRASIL, 2018w), anualmente, a distribuidora deve disponibilizar à ANEEL a sua base de

dados geográfica, compreendendo dados técnicos do sistema de distribuição, informações comerciais e dados físico-contábeis da base de ativos. O modelo geográfico da BDGD deve conter o traçado geométrico dos segmentos de rede de alta, média e baixa tensão localizado entre cada uma das estruturas de suporte; a localização geográfica das estruturas de suporte; a localização geográfica dos acessantes e equipamentos; a delimitação das subestações e demais áreas de caracterização.

Essa base de dado georreferenciados permite ao órgão regulador e a distribuidora terem controle efetivo da base de ativos e consequentemente controle da remuneração dos mesmos.

4.2.8 Sanções e penalidades

Para as distribuidoras, as penalidades e o respectivo processo punitivo decorrente do descumprimento das obrigações previstas nesse trabalho estão previstas na Resolução Normativa da ANEEL nº 63/2004, que aprova procedimentos para regular a imposição de penalidades aos concessionários, permissionários, autorizados e demais agentes de instalações e serviços de energia elétrica, bem como às entidades responsáveis pela operação do sistema, pela comercialização de energia elétrica e pela gestão de recursos provenientes de encargos setoriais (BRASIL, 2018z).

As penalidades aplicáveis aos acessados, previstas na Resolução ANEEL nº 63/2004 são graduadas em função da gravidade e tipo de infração cometida, estando previstas: advertência; multas; embargo de obras; suspensão temporária de participação em licitações para obtenção de novas concessões, permissões e autorizações;

revogação de autorização; intervenção administrativa; caducidade da concessão ou da autorização.

Segundo o modulo-1 do Prodist (BRASIL, 2018p), que trata dos fundamentos, responsabilidades e sanções, entre as infrações pertinentes à prestação dos serviços técnicos de distribuição, decorrentes de ações estabelecidas no âmbito do PRODIST, destacam-se:

- a) Deixar de prestar informações aos consumidores;
- b) Deixar de registrar ocorrências nos sistemas de transmissão e de distribuição;
- c) Classificar incorretamente unidades consumidoras;
- d) Deixar de enviar à ANEEL indicadores utilizados para a apuração da qualidade do fornecimento, bem como descumprir os índices estabelecidos pela regulamentação;
- e) Deixar de instalar medidores de energia elétrica e demais equipamentos de medição nas unidades consumidoras;
- f) Deixar de utilizar equipamentos, instalações e métodos operativos que garantam a prestação de serviço adequado;
- g) Deixar de implementar medidas objetivando incremento da eficiência;
- h) Descumprir as regras e procedimentos estabelecidos para a implantação ou operação das instalações de distribuição de energia elétrica;
- i) Deixar de assegurar livre acesso, aos seus sistemas de distribuição, a outros agentes do setor de energia elétrica e a consumidores não sujeitos à exclusividade do fornecimento;
- j) Fornecer falsa informação à ANEEL.

Quadro 5: Penalidades

Compensações			Multas	
Continuidade	Conformidade	Serviços Comerciais	Serviços comerciais	
DIC, FIC, DMIC, DICRI	DRP, DRC	Prazo para realização dos serviços	FER	Teleatendimento

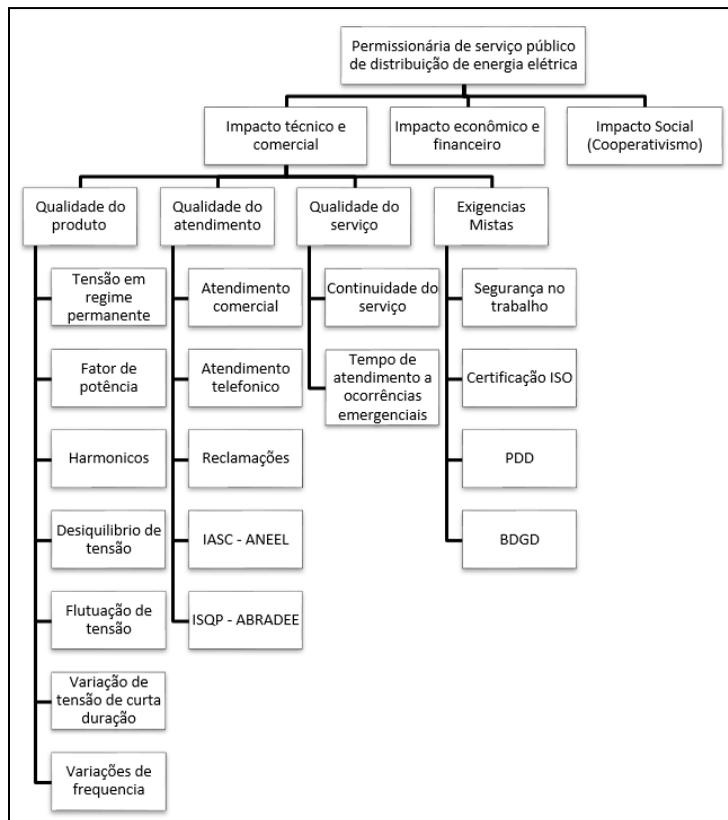
Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

Em resumo, conforme descrito no quadro 5, as penalidades impostas por descumprimento da regulação técnica partem basicamente de compensações financeiras e multas. O descumprimento da qualidade do serviço (DIC, FIC, DMIC e DICRI) e da qualidade do produto (DRP, DRC) são penalizados por meio de compensações financeiras ao consumidor. Já a qualidade do atendimento ou dos serviços comerciais pode gerar compensações aos consumidores pelo descumprimento do prazo de realização dos serviços ou multas por violações do indicador de tele atendimento e reclamações.

4.2.9 Síntese dos efeitos da regulação técnica-comercial na CEGERO

Conforme descrito, ao se tornar permissionária de serviço público de distribuição de energia elétrica, a CEGERO passa a ter que desenvolver suas atividades técnicas e comerciais conforme parâmetros pré-estabelecidos pela ANEEL, quanto ao produto, atendimento e serviços prestados. Parâmetros esses, se não seguidos, podem levar à revogação da permissão e consequentemente falência da Cooperativa.

Figura 7: Impacto técnico - comercial



Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

Conforme figura 7, os impactos técnicos e comerciais após a regularização da CEGERO estão diretamente ligados a um efetivo controle e conseqüente aumento da qualidade do produto, qualidade do serviço e qualidade do atendimento, bem como adesão a sistemas de gestão da qualidade, gestão da segurança e planejamento do sistema de distribuição, vinculado ao planejamento estratégico da Cooperativa, que em virtude da regularização como permissionária, está sendo elaborado

com vistas a planejar as atividades da Cooperativa para os anos de 2019 e 2022, algo que anteriormente não era praticado.

Antes de iniciar o processo de regularização em 2005, a CEGERO desenvolvia suas atividades e definia seus parâmetros de qualidade (atendimento, produto e serviço), de maneira empírica, ou seja, apoiava suas decisões em experiências e observações diárias, porém sem critérios definidos de planejamento, organização, direção e controle. Foi somente a partir de edição da resolução nº205 da ANEEL em 2005, que a possibilidade de enquadramento como permissionária, bem como tais parâmetros e as primeiras adaptações aos mesmos passaram a ser desenhados, com mudanças na estrutura organizacional, formalização de processos e atividades, assim como controle dos mesmos. Porém intensificação e principais mudanças vieram somente em 2017, quando enfim foi aprovado o processo de regularização.

Hoje, a CEGERO possui processos pré-estabelecidos para cada item descrito na imagem 6, estando alguns, inclusive, automatizados por meio de um ERP (Sistema Integrado de Gestão Empresarial), desenvolvido exclusivamente para a gestão de Cooperativas no ambiente regulado. Apesar dos custos relacionados às respectivas exigências regulatórias, pode-se concluir que os impactos técnicos e comerciais foram positivos com a regularização da Cooperativa.

4.3 IMPACTOS ECONÔMICOS DA REGULAÇÃO

Visando assegurar a prestação do serviço adequado e, especialmente, a modicidade nas tarifas, conforme o art. 6º da Lei 8.987/1995, a regulação econômica visa ao equilíbrio econômico-financeiro do contrato de modo a manter um nível tarifário que não seja

tão baixo ao ponto de inviabilizar o investimento do delegatário do serviço público e nem tão alto ao ponto de onerar o consumidor. Diante desse contexto, os seus impactos estão relacionados diretamente às tarifas praticadas aos associados, bem como aos resultados econômicos e financeiros da Cooperativa, frente à metodologia de gestão tarifária praticadas no ambiente regulado, que passa a ser dividida em dois componentes principais:

- **Prestação de serviço:** corresponde ao ato de disponibilizar ao consumidor o acesso à rede de distribuição mediante tarifa de uso (TUSD), ligada diretamente à parcela B da receita requerida da Cooperativa, conhecida como custos gerenciáveis, conforme visto anteriormente no item 4.
- **Repasse de um produto:** corresponde ao repasse da energia elétrica, mediante tarifa de energia (TE), ligada diretamente à parcela A da receita requerida. Portanto, nesse primeiro momento, tem-se como impacto essa importante divisão, no qual a Cooperativa deixa de “vender” energia, e passa a ser um agente cujo objetivo é prestar o serviço de distribuição por meio da disponibilidade da rede elétrica ou do “fio” aos consumidores, sendo remunerado exclusivamente por esse serviço, ou seja, o componente TE, é apenas repassado ao associado/consumidor, não sofrendo remuneração alguma. Enquanto cooperativa não regularizada, a CEGERO não possui essa divisão e sua remuneração se dá pelo custo total do serviço. Sem essa divisão, portanto, conclui-se que enquanto cooperativa, ela vende energia aos seus associados sendo remunerada pelo custo total, já enquanto permissionária,

disponibiliza a rede de energia elétrica aos associados sendo remunerada por esse serviço apenas, em valor pré-estabelecida pela ANEEL, sendo a TE apenas repassada aos associados e consumidores.

As distribuidoras de energia, assim como as transmissoras, não estabelecem seus próprios preços, pois são reguladas pelo poder concedente, representado pela ANEEL. Isso se deve principalmente ao fato de as distribuidoras serem delegadas do serviço público de distribuição de energia, signatárias de contratos de concessão ou permissão que preveem métodos regulatórios para o estabelecimento de preços aos consumidores.

O sistema regulatório aplicado à distribuição de energia no Brasil é do tipo preço-teto (*price-cap*), cujo órgão regulador estabelece os preços máximos que podem ser aplicados por essas empresas, nesse caso a CEGERO. Esses valores são corrigidos anualmente de acordo com o nível inflacionário observado no período, descontando um índice de ganho de produtividade previamente estabelecido. Nesse modelo, as empresas são motivadas a serem mais produtivas e eficientes, visto que com base no valor máximo praticado, se a distribuidora conseguir ser eficiente na gestão da parcela B, reduzindo custos e despesas, maior serão as sobras e conseqüentemente retorno (FONSECA E REIS, 2012).

As tarifas de energia elétrica, permitidas às distribuidoras, devem garantir o fornecimento de energia elétrica com qualidade e assegurar aos prestadores dos serviços receitas suficientes cobrir os custos operacionais eficientes e remunerar os investimentos necessários para expandir a capacidade e garantir o atendimento.

Já enquanto cooperativa não regularizada, sua remuneração se dá

pelo custo total, ou seja, sendo ela eficiente ou não, ao final o custo é rateado entre os sócios, incluindo as sobras ou possíveis perdas. Tem-se aqui um segundo impacto econômico e financeiro, visto que a CEGERO passa a ter taifa regulada, tendo que ser eficiente em suas operações, visto que seu resultado econômico e financeiro passa a ser limitado por meio de um preço teto de tarifa a ser praticado, ou seja, um preço teto de receita requerida.

De acordo com Fonseca e Reis (2012), e conforme visto no item 4 deste, as receitas visam à garantia da cobertura dos custos não gerenciáveis, traduzidos pela parcela A (compra de energia + encargos setoriais) e a cobertura dos custos gerenciáveis eficientes, traduzidos pela parcela B (custos operacionais + custos de capital + depreciação + tributos). De maneira geral, as exigências e respectivos impactos ligados à regulação econômico-financeira são realizadas sobre três aspectos principais: a contabilidade regulatória, o processo tarifário e as anuências prévias.

4.3.1. Contabilidade regulatória

Além da contabilidade societária da Cooperativa, ao se tornar permissionária de serviço público, a CEGERO passa a ter que instituir a contabilidade regulatória. A Contabilidade Regulatória foi instituída pela Resolução Normativa ANEEL nº 396, de 23 de fevereiro de 2010. A Contabilidade Regulatória é necessária para preservar informações imprescindíveis à regulação e à fiscalização econômico-financeira das concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica. Consiste num modelo que representa adequadamente a realização dos componentes tarifários e da efetiva remuneração, pelo

confronto de receitas e despesas incorridas segundo o princípio contábil da competência, e também a manutenção de informações relativas aos ativos vinculados à permissão, sujeitos à reversão, para fins de apuração e remuneração na tarifa de energia elétrica dos investimentos efetuados no setor elétrico (BRASIL, 2017a). Como forma de cumprir a contabilidade regulatória, outros componentes passam a ser exigidos ou gerenciados pelas permissionárias, entre elas a CEGERO:

- Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE: o atual MCSE, estabelecido pela Resolução Normativa ANEEL nº 605, de 2014 contempla o novo Plano de Contas do Setor Elétrico, objetivos, instruções gerais, instruções contábeis, instruções de divulgação de dados e informações contábeis, financeiras, administrativas e de responsabilidade social, entre outras;
- Balancete Mensal Padronizado – BMP: o Balancete Mensal Padronizado - BMP apresenta informações referentes à empresa e valores de débito, crédito e saldo das contas contábeis;
- Relatório de Informações Trimestrais – RIT: o Relatório de Informações Trimestrais - RIT é um instrumento gerencial que permite o acompanhamento do equilíbrio econômico-financeiro da permissionária de distribuição, a partir da apresentação de dados relevantes detalhados. Além desses dados, o RIT contempla outras necessidades da ANEEL como a de fiscalização de cálculo de encargos setoriais e de investimentos realizados no setor;
- Prestação Anual de Contas – PAC: é composta das demonstrações contábeis societárias e regulatórias, Relatório da Administração, Parecer do Auditor Independente, Parecer do

Conselho Fiscal e Relatório de Responsabilidade Socioambiental - RSA. Além destes, inclui as notas conciliatórias das informações contábeis e regulatórias;

- Relatório de Responsabilidade Socioambiental – RSA: para as permissionárias de distribuição, já obrigadas à preparação dos demais documentos da PAC, do BMP e do RIT, o RSA é apresentado como um dos itens da PAC. As permissionárias de distribuição classificadas como de mercado próprio inferior a 500 GWh/ano estão desobrigadas de elaborar o RSA relativo ao exercício posterior do ano de definição do mercado.
- Demonstrações Contábeis Regulatórias – DCR: segundo a Aneel (2014), as DCR atendem às necessidades do Órgão Regulador, sendo compostas de informações sobre o desempenho econômico e financeiro da empresa. As Demonstrações Contábeis Regulatórias - DCR fazem parte da PAC.

4.3.2 Processo tarifário

O processo tarifário das permissionárias de distribuição está descrito no Módulo 8 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, disponível no site da ANEEL, sendo um dos fatores de maior impacto para a Cooperativa ao se tornar permissionária, visto que até então, seu processo era definido exclusivamente por meio de assembleias e pelo conselho de administração, passando agora a ser definido por critérios pré-estabelecidos:

- **Revisão Tarifária Periódica:** a Revisão Tarifária Periódica das permissionárias de distribuição ocorre a cada 4 anos em média, e compreende o cálculo do Reposicionamento Tarifário - RT e do Fator X, redefinindo as tarifas de energia para um nível compatível com o equilíbrio econômico-financeiro da permissão. Cabe ressaltar que são considerados apenas custos operacionais eficientes, comparados a outras permissionárias, e um retorno adequado para o capital investido;
- **Reajuste Tarifário Anual:** definido no Submódulo 8.2, o mecanismo de Reajuste Tarifário Anual tem como objetivo restabelecer o poder de compra da receita da permissionária de distribuição que, conforme visto anteriormente, é composta de “Parcela A” e “Parcela B”, mediante aplicação do Índice de Reajuste Tarifário - IRT sobre as tarifas homologadas na data de referência anterior;
- **Estrutura Tarifária:** definido no submódulo 8.3, trata-se do conjunto de tarifas, aplicadas ao faturamento do mercado de distribuição de energia elétrica, que refletem a diferenciação relativa dos custos regulatórios da distribuidora entre os grupos, subgrupos, classes e subclasses tarifárias, de acordo com as modalidades e postos tarifários. De modo geral, a estrutura tarifária visa definir a metodologia de “rateio” da receita requerida aos consumidores, procurando repassar os custos de maneira adequada, conforme a utilização da rede por cada tipologia de consumidor. Enquanto cooperativa, a estrutura tarifária é definida por assembleia gerias e conselho de administração, sendo em algumas cooperativas, como no caso

da CEGERO, definida sem critérios e estudos técnicos. Após regularizada, a Cooperativa passa a ter sua estrutura definida por meio de metodologia pré-estabelecida pela ANEEL, seguindo inicialmente a estrutura tarifária da principal supridora. A cooperativa até pode propor sua estrutura tarifária, mas precisará seguir métodos pré estabelecidos pela agência, além de realizar campanhas de medição em cada tipo de consumidor para que se entenda o perfil de cada um e seu nível de utilização do sistema de distribuição.

- Reajuste e revisão tarifária: definido pelo Submódulo 8.4, diante das conclusões da Audiência Pública 062/2015 e da edição da Resolução Normativa 704/2016. Trata-se de uma nova metodologia para a Revisão Tarifária das Cooperativas Permissionárias, a partir de 2016, na qual, as mesmas passaram a ter suas revisões e reajustes realizados anualmente, vindo a substituir parcialmente os submódulos 8.1 e 8.4. A adoção dessa nova metodologia é obrigatória às cooperativas que se tornarem permissionárias e opcionais para as que já eram permissionárias, sendo que, nesse caso, um aditivo de contrato é realizado enquadrando-as nessa nova metodologia. Para o processo de revisão, é indispensável apresentar laudo de ativos, conforme modelo definido pela ANEEL, com informações técnicas e contábeis dos bens em operação acompanhado de mapas georreferenciados atualizados (GIS). Então, faz-se necessário um levantamento dos ativos validados mediante fiscalização da ANEEL. Como visto anteriormente, essa metodologia tem com base uma vertente da regulação

econômica chamada de Regulação Econômica Leve (Light-Handed Regulation), que tem por objetivo dar mais flexibilidade aos regulados, ou seja, a Cooperativa, por meio de assembleia geral ou do conselho de administração, se previsto no estatuto, passa a ter um maior controle sobre a receita requerida e conseqüentemente tarifas a serem praticadas aos consumidores/associados. Anteriormente, a receita requerida era definida por meio de metodologia imposta pela ANEEL, por meio de revisões periódicas a cada quatro anos por meio da qual, ao final do processo se estabelecia de maneira unilateral a receita requerida da Cooperativa e, desse modo, tarifas a serem praticadas aos associados. Com a concepção da nova metodologia, essa definição é realizada de maneira bilateral, que a ANEEL estipula um teto de receita máxima a ser praticada pela Cooperativa e os associados ou o conselho de administração definem a respectiva receita e conseqüente nível tarifário.

Além dos Procedimentos de Regulação Tarifária, outros três aspectos relacionados ao processo tarifário das permissionárias de distribuição passam a ser gerenciados pela Cooperativa:

- Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE: o Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico - MCPSE, anexo à Resolução Normativa ANEEL nº 367, de 02 de junho de 2009, contempla as instruções de controle do cadastro e das movimentações dos bens e instalações vinculados ao serviço de distribuição de energia elétrica. É utilizado pela ANEEL para

acompanhamento patrimonial e avaliação dos ativos, tanto para fins tarifários como para fins de reversão. Trata-se de avaliar o investimento realizado em bens e instalações vinculados ao serviço para garantir uma remuneração adequada na tarifa;

- Relatório de Controle Patrimonial – RCP: As informações do controle patrimonial são enviadas para a ANEEL por meio do RCP, elaborado pelos agentes obrigados à aplicação do MCPSE, conforme classificação nele contida. O RCP tem periodicidade anual e contém informações relativas à data do encerramento do exercício anterior. Destaca-se a importância do RCP no processo de revisão tarifária e a necessidade de ser previamente auditado.
- Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP: instituído pela resolução nº674/2002, processo de coleta de informações referentes ao mercado de energia elétrica das concessionárias e permissionárias de energia elétrica, cujos procedimentos foram instituídos na década de 1980 por portarias do DNAEE.

4.3.2.1 Perda de Subsídios tarifários

Os subsídios tarifários aplicados ao setor elétrico brasileiro é um tema polêmico, e em constante transformação. No âmbito do cálculo tarifário, trata-se de um elemento mais político de que técnico. Sua abrangência e intensidade dependem unicamente da vigência de políticas públicas, variando de acordo com o objetivo. A tarifa social, por exemplo, busca facilitar o acesso das comunidades mais carentes à

eletricidade. Outrossim, o subsídio ao rural irrigante tem o objetivo de promover a agricultura do país. De maneira geral, os consumidores que têm acesso aos descontos são: consumidores de baixa renda, gerador e consumidor de fonte incentivada, atividade de irrigação e aquicultura em horário especial, agente de distribuição com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano; serviço público de água, esgoto e saneamento, classe rural, subclasse cooperativa de eletrificação rural e subclasse de serviço público de irrigação (ANEEL, 2017b).

As cooperativas e permissionárias, portanto, entram no rol dos agentes que possuem subsídios tarifários, enquanto cooperativa na forma de desconto na tarifa de energia elétrica - TE e desconto na tarifa de uso do sistema de distribuição-TUSD, e enquanto permissionária na forma de subvenção na parcela B. O objetivo principal é promover o desenvolvimento da eletrificação rural por meio do cooperativismo, que pelas características do mercado, se impostas as mesmas condições da concessionária (compra de energia descontos e com encargos setoriais), corre-se o risco de ou a tarifa ficar demasiadamente alta e acima da supridora, rompendo o princípio da modicidade, ou não haver um equilíbrio econômico-financeiro da permissão, impedindo a cooperativa de atuar. Portanto, o objetivo dos subsídios praticados às cooperativas estão ligadas diretamente ao princípio do equilíbrio econômico-financeiro do contrato de permissão e ao princípio da modicidade tarifária (PELEGRINI, 2003).

Várias modificações políticas e legais ocorreram no decorrer dos anos quanto à metodologia e ao nível de subsídios praticados às Cooperativas. Atualmente, no âmbito das cooperativas, há duas possibilidades de subsídios, de acordo com a característica das mesmas:

- Cooperativa de eletrificação rural: subsídio em forma de redução tarifária de 30% sobre a TE e a TUSD, aplicada às cooperativas autorizadas ou não regularizadas pela ANEEL, conforme Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013 (ANEEL, 2017b).
- Cooperativas permissionárias de energia elétrica: subsídio em forma de subvenção na parcela B, com vistas a compensar a reduzida densidade de carga do mercado e respectivos custos operacionais. Subvenção essa que somente é praticada se a densidade de carga da cooperativa for inferior a da supridora principal, conforme metodologia de cálculo prevista no Preret 8.5 da ANEEL, na qual define que a densidade de carga será medida pelo resultado da divisão do mercado (MWh) no período de referência (12 meses anteriores ao processo de revisão tarifária), dividido pelo total de km de rede (ANEEL, 2018v).

Conforme visto na tabela-9, a CEGERO possui uma grande concentração de carga, principalmente em virtude ao consumo industrial. É a terceira cooperativa do estado com maior quantidade de energia distribuída e a 15ª em quantidade de consumidores. Sua densidade de carga é de 218,3 MWh por quilometro de rede, enquanto que a CELESC, sua supridora, possui 138,32 MWh por quilômetro de rede, fazendo com que a Cooperativa não tenha direito à subvenção, enquanto permissionária.

Essa situação impacta significativamente a situação econômica e financeira da CEGERO, sendo um dos maiores impactos ligados à regularização como permissionária de energia elétrica. Enquanto autorizada e não regularizada, ela teria no mínimo um benefício tarifário de 30%, já enquanto permissionária, perde todo o subsídio tarifário, não

tendo inclusive direito à subvenção. Essa perda representa um acréscimo de 14 milhões de reais/ano no gasto com a compra de energia elétrica, tendo como base o custo de compra médio de 2018.

O impacto previsto, porém, não é imediato, visto que a transição da metodologia dos descontos para a metodologia da subvenção prevê que a retirada dos descontos praticados na data da regularização deve ocorrer anualmente a cada processo tarifário, no limite do impacto tarifário de 10% do efeito médio final a ser percebido pelos consumidores. Caso o processo resulte em valores superiores a 10%, sem alteração dos descontos, não haverá redução. Ou seja, esse impacto deve ocorrer no horizonte de 4 a 5 anos, quando efetivamente todo o desconto reduzirá a 0,0%. Outro detalhe é que em 2018 a CEGERO possuía ainda 44,01% de desconto, visto que a redução para os 30% passou a ser prevista e aplicada somente em 2013, após o decreto 7.891/13. O referido decreto estabelecia que a Aneel deveria realizar a convergência gradual dos descontos concedidos para cada concessionária ou permissionária de distribuição, ao valor de 30% (trinta por cento) para TE e TUSD das unidades classificadas como cooperativas de eletrificação rural. Convergência essa, que segundo o submódulo 7.3 do PRORET, § 28º, deveria ocorrer em um período de 8 anos, à razão de 1/8 ao ano, a partir do processo tarifário subsequente à 24 de março de 2014. Antes do referido decreto, conforme quadro 13, a Cooperativa possuía 67,35% de descontos.

Tabela 10: Desconto praticado enquanto autorizada

Processo tarifário	2013	2014	2015	2016	2017
Redução (%)	0,00	4,67	4,67	4,67	4,66
Desconto (%)	67,35	62,68	58,01	53,34	48,68
Processo tarifário	2018	2019	2020	2021	2022
Redução (%)	4,67	4,67	4,67	4,67	0,00
Desconto (%)	44,01	39,34	34,67	30,00	30,00

Fonte: Dados da pesquisa (2018).

Com a aplicação dos dispositivos legais atuais, enquanto autorizada, a CEGERO em 2022 teria os descontos estabilizados em 30%. Já enquanto permissionária, os subsídios passam a ser praticados apenas às Cooperativas com reduzida densidade de carga, não abrangendo a CEGERO pelas características do seu mercado. Os descontos praticados no momento da regularização passam, nesse caso, a ser reduzidos anualmente até a extinção, sendo a retirada dos mesmos limitada ao impacto tarifário de 10% ao ano para os consumidores. De acordo com projeções iniciais, estima-se que os descontos sejam totalmente zerados até o reajuste tarifário de 2022, representado um reajuste mínimo de 50% nas tarifas de energia dos associados. Segundo Francisco (2016), com o fim do subsídio tarifário, espera-se que, em algumas permissionárias, a tarifa do consumidor B1-residencial (Tarifa referencial) aumente em média 53,2%, ficando conseqüentemente em média, 38% maior que a supridora principal. Na CEGERO, segundo previsões e estudos iniciais, a tarifa da CEGERO ficaria por volta de 5% acima da supridora, levando em conta os custos atuais da parcela B e parcela A.

Pelas características do mercado consumidor da CEGERO, cujo montante de 70% do fornecimento de energia elétrica é destinados a

consumidores industriais, essa redução nos subsídios tarifários deve impactar significativamente o desenvolvimento socioeconômico da região, especialmente do município de São Ludgero, onde 33,14% do PIB, em 2015, eram originados do setor industrial.

Uma alternativa para mitigar os efeitos da perda do subsídio tarifário seria deixar de adquirir a energia elétrica (TE) da supridora principal, mantendo apenas o aluguel do fio na mesma (TUSD). Essa possibilidade está prevista no submódulo 11.1 do Proret (BRASIL, 2017c), que descreve que o agente de distribuição com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano, no atendimento total ou parcial do mercado próprio, poderá adquirir energia elétrica nos leilões do Ambiente de Contratação Regulada – ACR, de geração distribuída, do atual agente supridor com tarifa regulada, e em licitação pública por ele promovida.

4.3.3 Anuências prévias

Ao se regularizar como permissionária, a Cooperativa passa a ter que pedir anuência prévia da ANEEL para realizar determinadas operações, conforme estabelecido nos atos de delegação e normativos próprios, a fim de assegurar o equilíbrio econômico-financeiro da outorga e contribuir para a modicidade tarifária.

A prática de ato que necessita de anuência prévia sem autorização está sujeita às penalidades previstas na Resolução Normativa ANEEL nº 63/2004. Para as permissionárias, pode haver multa de até 2% (dois por cento) sobre o valor do faturamento relativo aos últimos doze meses e até mesmo a caducidade da permissão. A fiscalização por anuência prévia analisa os aspectos econômicos e financeiros dos seguintes assuntos:

- Alteração de Atos Constitutivos: os procedimentos do pedido de anuência para alteração de atos constitutivos estão previstos na Resolução Normativa ANEEL nº 149/2005;
- Constituição de Garantia: a constituição de garantias pelos agentes do setor elétrico está prevista no art. 1º da Lei nº 10.604/2002, e nos artigos 28 e 28-A da Lei nº 8.987/1995. Por sua vez, a Resolução Normativa da ANEEL nº 532/2013, regulamenta o oferecimento em garantia, inclusive por meio de alienação fiduciária, de direitos emergentes da concessão e de quaisquer ativos e atividades vinculadas à prestação do serviço público;
- Contrato entre partes relacionadas: a obrigação de anuência prévia da ANEEL para que os agentes celebrem quaisquer tipos de acordos com partes relacionadas está disposta no inciso XIII do art. 3º da Lei nº 9.427/1996, sendo regulamentada pela Resolução Normativa ANEEL nº 334/2008;
- Operação com Bens: a venda, cessão ou oneração de bens vinculados ao serviço público depende de autorização prevista no Decreto nº 41.019/1957. Portanto, as transações com bens móveis e imóveis, temporárias ou definitivas, de forma onerosa ou não, sujeitam-se aos procedimentos estabelecidos pela ANEEL;
- Importação e Exportação de Energia Elétrica: de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 225/2006, dependem de anuência prévia operações de importação e exportação de energia elétrica, que serão realizadas no âmbito do Sistema Integrado do Comércio Exterior – SISCOMEX;

- Exploração de Atividade Acessória: a Resolução Normativa ANEEL nº 581/2013, regulamenta a prestação de atividades acessórias. Segundo a REN nº 581/2013, a cooperativa permissionária pode arrecadar convênios ou valores e veicular propaganda ou publicidade na fatura de energia elétrica, compartilhar postes com empresas de telefonia e de comunicação para a passagem de cabos, alugar imóveis mantidos para investimento, entre outros. As atividades que não estão previstas nesta resolução necessitam de anuência prévia da ANEEL;
- Transferência de Controle Societário: de acordo com a Res. nº 484/2012, a transferência de controle societário direto e indireto de delegatária de serviço público de geração, de transmissão e de distribuição de energia elétrica depende de anuência prévia da ANEEL;
- Indicadores Econômico-Financeiros: a ANEEL visa instituir indicadores para formalizar e aprimorar a fiscalização do equilíbrio econômico e financeiro das distribuidoras de energia elétrica que serão calculadas com base nas informações das demonstrações regulatórias, estabelecendo limites considerados adequados.

4.3.3.1 Cisão da Cooperativa

Ao ser tornar permissionária de serviços público de energia elétrica, os bens vinculados à distribuição de energia elétrica passam a ser vinculados à permissão, sendo de propriedade da União. Além disso,

conforme item 4.3.3, a Cooperativa passa a ter que pedir anuência prévia da ANEEL para realizar determinadas operações, conforme estabelecido nos atos de delegação e normativos próprios.

Diante do contexto, em 2015, a CEGERO iniciou um processo de cisão e desmembramento da Cooperativa, com o objetivo de separar o serviço de distribuição de energia elétrica de outras atividades desenvolvidas pela cooperativa, transferindo o patrimônio e as respectivas atividades para uma Cooperativa de Geração e desenvolvimento, que seria criada para esse fim.

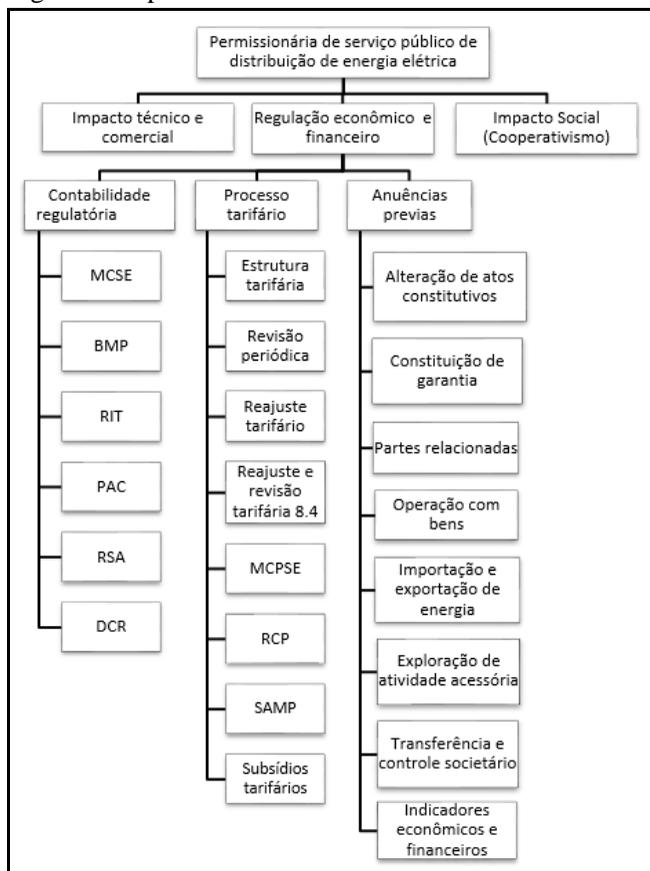
O processo foi concluído no dia 10 de abril de 2018, em assembleia geral extraordinária, na qual aprovou da minuta do Estatuto Social e autorizou a constituição da nova cooperativa denominada Cooperativa de Geração e Desenvolvimento de São Ludgero (Cegero GD). Ao total, foram desmembrados do patrimônio da CEGERO distribuição, e incorporados na nova Cooperativa, a CEGERO GD, exatos R\$ 14.357.636,96, incluídos nesse valor terrenos, veículos, numerários e a própria sede administrativa, na qual a CEGERO distribuição desenvolve suas atividades. Na CEGERO distribuição ficaram apenas os bens móveis e imóveis ligados diretamente à distribuição de energia elétrica. Cabe agora efetivamente desenvolver atividades que rentáveis ao ponto de manter e ampliar a cooperativa de geração e desenvolvimento.

4.3.4 Síntese dos efeitos da regulação econômico-financeira na CEGERO

Conforme descrito, ao se tornar permissionária de serviço público de distribuição de energia elétrica, a CEGERO passa a ter seus

resultados econômicos e financeiros controlados e gerenciados seguindo critérios pré-estabelecidos pelo órgão regulador, indo além das decisões e do controle dos sócios.

Figura 8: Impacto econômico-financeiro



Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

Conforme figura 8, os impactos econômicos e financeiros são organizados em três grupos. O primeiro se refere à contabilidade, no qual a Cooperativa passa a ser organizada de duas maneiras, a

contabilidade societária, própria da organização cooperativa e a contabilidade regulatória, organizada de acordo com manuais e regulamentos específicos do setor elétrico.

O segundo grupo está ligado ao processo tarifário, conforme já comentado anteriormente, que passa a seguir critérios estabelecidos pelo órgão regulador, não sendo mais exclusividade dos sócios a sua definição. As tarifas e sua estrutura passa a ser definida segundo metodologia estabelecida pela ANEEL, cabendo aos associados e ao próprio conselho de administração apenas o dever de administrar os custos operacionais, sendo estes limitados com base num valor teto de receita requerida. Outro detalhe é que a cooperativa passa a ser exclusivamente remunerada pelo fio por meio da TUSD, não sendo mais remunerada pela tarifa cheia, perdendo a característica de venda de energia. É nesse grupo que se verifica um dos maiores impactos da regulação, que é a perda completa dos subsídios tarifários em 4 e 5 anos, representando um valor de 14 milhões de reais por ano após a redução completa. Tal redução deve afetar significativamente o desenvolvimento socioeconômico da região, especialmente do município de São Ludgero, pela alta concentração de indústrias instaladas no município em virtude justamente da tarifa atualmente baixa, 39,5% em relação à CELESC.

Por fim, outro grande impacto é percebido no terceiro grupo, ao qual a cooperativa e seus sócios deixam de ter a total autonomia frente às decisões que envolvem a cooperativa. Diante de todo contexto econômico e financeiro e do modelo regulatório implantado, como forma de proteger o patrimônio, como também restabelecer uma certa autonomia diante de algumas atividades desenvolvidas até então pela Cooperativa, ela decidiu por fazer uma cisão do patrimônio ao

estabelecer uma segunda Cooperativa, com o propósito de desenvolver atividades diversas, entre elas, a geração de eletricidade.

Com base no que foi descrito, pode-se concluir que os impactos econômicos e financeiros foram negativos com a regularização da Cooperativa, principalmente em virtude da perda de autonomia nas decisões, elevação do custo de aquisição de energia, pela perda de subsídios e limitação das atividades desenvolvidas, obrigando-a a desmembrar parte do seu patrimônio.

4.4 IMPACTOS SOCIAIS - COOPERATIVISMO

Para analisar os impactos sociais, toma-se como base os princípios do cooperativismo, por compreender a essencialidade deles no desenvolvimento das cooperativas e legitimação enquanto sociedade de pessoas, sem fins lucrativos, com objetivo de desenvolvimento econômico e social dos seus membros. Inicialmente foi realizada uma análise no estatuto social da Cooperativa, buscando identificar a aplicação dos princípios na gestão da Cooperativa.

O Estatuto Social atual, objeto de análise, foi atualizado e aprovado pela assembleia geral extraordinária de 27 de julho de 2017, sendo a CEGERO regida pelos valores e princípios do Cooperativismo, pelas disposições legais e por este estatuto. Inicialmente, ao observar, o estatuto menciona brevemente os princípios do cooperativismo como uma das bases para a gestão da CEGERO, mas é necessário adentrar e verificar se os princípios estão de fato aplicados e detalhados no estatuto. Seguem as considerações acerca da observação aos princípios do cooperativismo no estatuto social da CEGERO.

1. Adesão voluntária e aberta: a observação a este princípio está

explícita no capítulo IV, art. 5, onde se descreve que “poderá associar-se à CEGERO qualquer pessoa física, com unidade de consumo de eletricidade em sua área de ação, desde que adira ao presente Estatuto e se encontre dentro da possibilidade técnica de atendimento, ressalvando neste artigo as exceções previstas no § 3º do art. 29 da Lei Cooperativista” (CEGERO, 2017, p.2);

2. Gestão democrática dos membros: a observação a este princípio está explícita no capítulo IV, art. 7, III, onde se descreve que “o associado tem direito de votar e ser votado para todos os cargos eletivos, salvo se não tiver operado com a CEGERO durante o exercício anterior ou com ela tiver estabelecido vínculo empregatício, caso em que só readquirirá a condição de elegibilidade depois de aprovadas às contas do exercício em que se deu a desvinculação”. Além desse, quanto à assembleia geral, no capítulo VII, art. 27, § 3º, “as decisões nas assembleias gerais serão tomadas por maioria simples de votos dos associados em condições de votar, salvo nos casos previstos no art.30 do estatuto, tendo cada associado direito a um só voto, qualquer que seja o número de suas cotas-partes” (CEGERO, 2017, p.8). Por fim, nos capítulos X e XI, há toda a estruturação dos conselhos de administração e fiscal, bem como suas atividades, com detalhe ao art. 35, § 1º. III, que delibera ao conselho de administração avaliar e propor a ANEEL, os montantes dos recursos financeiros necessários ao atendimento das operações e serviços, na forma estabelecida em lei ou outros atos normativos. Verifica-se aqui um dos impactos

sociais da regulação visto que, enquanto autorizada ou não regularizada, os sócios tinham total liberdade de decidir os montantes e respectivas metodologias, com base apenas na lei do cooperativismo;

3. Participação econômica dos membros: previstos no capítulo VI, referente ao capital social, em seu art. 14 “o capital social da CEGERO é representado por cotas-partes no valor de R\$ 1,00 (um real) cada uma, não terá limite quanto ao máximo, variará conforme o número de cotas subscritas, mas nunca será inferior a R\$ 900,00 (novecentos reais)” (CEGERO, 2017, p.5). Além desse, no capítulo XIII, destinam os excedentes a fundo de reserva, ao fundo de assistência técnica, educacional e social – FATES e ao fundo de Reserva para Expansão e Melhorias, sendo que o Fundo de Reserva, e o FATES são indivisíveis entre os associados e em caso de liquidação da CEGERO serão destinados de acordo com a Lei nº 5.764/71. Por fim, no art. 51, descreve que “as sobras líquidas à disposição da Assembleia Geral, apuradas no exercício, serão rateadas entre os associados em partes diretamente proporcionais às operações que realizaram com a CEGERO no exercício de referência da prestação de contas, salvo deliberação adversa da assembleia geral” (CEGERO, 2017, p.16);
4. Autonomia e independência: a CEGERO é regida pelos valores e princípios do Cooperativismo, pelas disposições legais e pelo estatuto, conforme é descrita por ele. Porém, por ser uma empresa regulada pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, esse princípio fica limitado à regulação imposta pelo

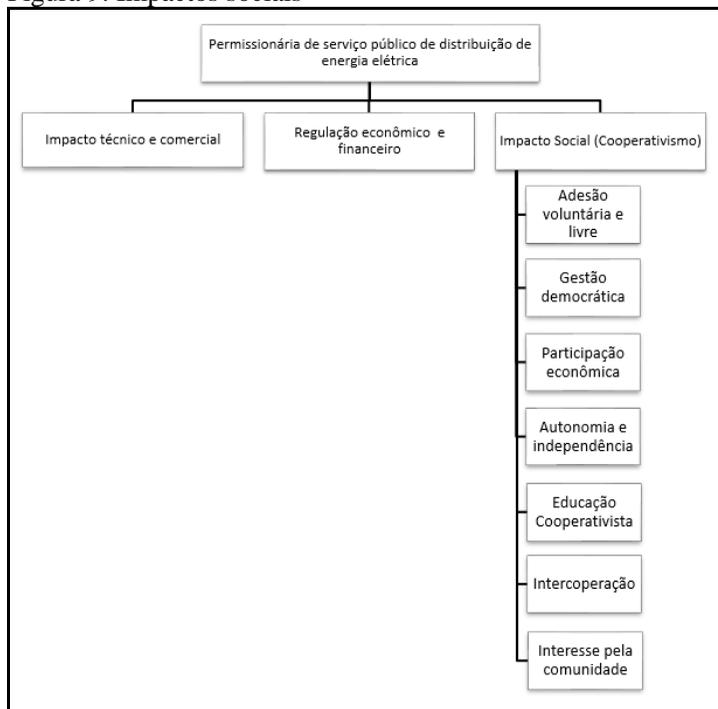
poder concedente, sendo o princípio mais afetado pela regulação;

5. Educação, formação e informação: este princípio está previsto no capítulo III, art. 4º, § 3º, VII, no qual descreve como atos integrantes de seus objetivos, a possibilidade de promoção permanente da educação cooperativista do seu quadro social por meio de campanhas de expansão de forma a mantê-lo em harmonia com a doutrina e os princípios do cooperativismo (CEGERO, 20107. Há, ainda, o fundo de assistência técnica, educacional e social – FATES, destinado à prestação de assistência aos associados, seus familiares e seus empregados, bem como ao atendimento de projetos sociais e comunitários, apoio à saúde e à educação, esporte e à cultura, às associações de moradores, além de outras atividades (CEGERO, 2017);
6. Cooperação entre cooperativas: previsto, indiretamente no capítulo III, art. 4º, § 3º, VI, onde se descreve a possibilidade de “filiar-se a federações e centrais, em nível regional, estadual e nacional, preservados a sua individualidade e seu poder de decisão e atendida à intenção da assembleia geral” (CEGERO, 2017, p.2);
7. Interesse pela comunidade: esse princípio é descrito no decorrer de todo estatuto, especialmente no capítulo III, descrevendo os objetivos sociais, e no capítulo XIII, designando os fundos, sobras e perdas.

Ao analisar o estatuto social e a observação aos princípios do cooperativismo, pode-se concluir que todos os princípios foram

observados na concepção do estatuto social da CEGERO, porém em função da regularização da cooperativa, alguns foram afetados. Como já observado em outros capítulos, ao ser regularizada como agente público de distribuição de energia elétrica, a cooperativa passa a ter que seguir uma série de regulamentos envolvendo variáveis técnicas e econômicas, muitas delas sem que os sócios tenham autonomia e independência para interferir.

Figura 9: Impactos sociais



Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

Diante do contexto, percebe-se que o princípio mais impactado foi o princípio da autonomia e independência, visto que as decisões

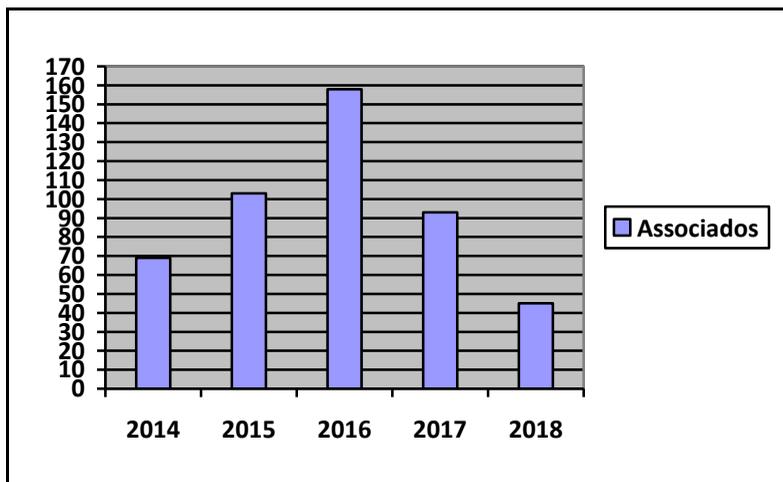
passam estar sujeitas à fiscalização e controle do órgão regulador. Outro princípio que sofre impacto é o da interoperação, que passa a ser ainda mais fundamental na sobrevivência das cooperativas, tanto com relação à troca de conhecimentos e informações, quanto à de possibilidade compartilhamento de infraestrutura, compras conjuntas, junção de setores etc., no sentido de reduzir custo e aumentar a eficiência operacional.

Outro ponto de impacto é percebido na governança cooperativa, em particular na participação dos sócios na tomada de decisão. A especificidade do tipo de conhecimento humano necessário no ambiente regulatório que leva à falta de conhecimento dos sócios sobre ele, fazendo-se necessário que se gaste mais tempo e dinheiro para a redução da lacuna de conhecimento e assim garantir que as melhores decisões sejam tomadas. Apesar disso, pela tamanha especificidade, ainda assim não se consegue a total compreensão por todos os sócios, reduzindo conseqüentemente a confiança na cooperativa e sua participação nas decisões, por exemplo, nas assembleias (HENDRIKSE e VEERMAN, 2001).

À medida em que o nível de especificidade aumenta, os membros da cooperativa passam a estar menos informados sobre os custos, riscos e benefícios relacionados com a organização, diferentemente do que ocorre em uma firma comum. Isso causa relutância em relação às sobras aferidas, bem como aos benefícios de ser sócio da Cooperativa (HENDRIKSE e VEERMAN, 2001). Somado a isso, o modelo regulatório permite que o consumidor da Cooperativa, nesse caso a CEGERO, enquanto permissionária, opte por não ser sócio, mas sim apenas um consumidor da cooperativa. Nesse caso, em função

do nível de especificidade do negócio e não compreensão dos benefícios dele, a CEGERO pode ter nos próximos anos uma diminuição proporcional no número de sócios. Essa diminuição ainda não foi percebida, porém quanto à participação de sócios nas assembleias, já foi houve uma redução em 2018, conforme gráfico 2.

Gráfico 2: Número de sócios em AGO da CEGERO



Fonte: Dados da pesquisa (2018).

Conforme gráfico 2, na assembleia geral ordinária de 2018, ano em que a CEGERO conclui a regularização da ANEEL e as principais mudanças quanto à prestação de serviços aos associados, houve a presença de somente 45 associados, contra uma presença de 93 registrada em 2017 e 158 em 2016. Em 2015, entes do início do processo de regularização foram 103 associados presentes.

4.5 IMPACTOS NOS PROCESSOS GERENCIAIS DA CEGERO

Os impactos verificados até aqui, técnicos-comerciais, econômico-financeiros e sociais influenciam, por consequência, os processos gerenciais das cooperativas. Para analisar os efeitos sobre a gestão da CEGERO, utilizaram-se os relatórios disponibilizados pela empresa vinculados ao Programa de Desenvolvimento da Gestão das Cooperativas (PDGC), do qual participa desde 2015, ano anterior ao início do processo de regularização da CEGERO ao ambiente regulado. O PDGC é um programa organizado pela SESCOOP voltado ao desenvolvimento da autogestão das cooperativas, tendo como objetivo principal a promoção e adoção de boas práticas de gestão e de governança pelas cooperativas. A metodologia desse Programa está pautada no Modelo de Excelência da Gestão® (MEG) da Fundação Nacional da Qualidade (FNQ), que é um modelo referencial utilizado para promover a melhoria da qualidade da gestão e o aumento da competitividade das organizações. O Programa é aplicado em ciclos anuais, visando à melhoria contínua a cada ciclo de planejamento, execução, controle e aprendizado. O programa oferece um instrumento de avaliação, que permite um diagnóstico objetivo da gestão, gerando relatórios com pontos fortes e oportunidades de melhoria a serem utilizadas na elaboração do planejamento estratégico e dos planos de ação da cooperativa. Além disso, gera indicadores para acompanhamento do processo de melhoria da gestão e da governança (SESCOOP e FNQ, 2013; SESCOOP, 2018).

O Instrumento de Avaliação é dividido em dois questionários. A Cooperativa primeiro responde ao Questionário de Diagnóstico, que

verifica a conformidade legal em relação à Lei 5.764/71 e identifica as boas práticas de gestão por meio de um questionário de 32 questões de múltipla escolha. Na sequência, responde ao questionário de autoavaliação, que avalia a gestão da cooperativa com base no Modelo de Excelência da Gestão, composto por 56 questões de múltipla escolha, dividido em dois blocos, um sobre governança e um sobre gestão. (SESCOOP e FNQ, 2013; SESCOOP, 2018).

O Modelo de Excelência da Gestão® representa uma visão sistêmica da organização constituído por oito critérios, segundo (SESCOOP e FNQ (2013):

- Liderança: analisa a liderança da cooperativa, representada por seus dirigentes, abordando os processos gerenciais relativos ao desenvolvimento da gestão, ao exercício da liderança e à análise do desempenho da cooperativa.
- Estratégias e Planos: analisa o posicionamento estratégico da cooperativa, abordando os processos gerenciais relativos à definição e à implementação das estratégias.
- Clientes: analisa o relacionamento da cooperativa com seus clientes. São abordados também os processos gerenciais relativos ao relacionamento com o mercado.
- Sociedade: analisa a cooperativa em relação à sociedade. São abordados os processos gerenciais relativos à responsabilidade socioambiental e ao desenvolvimento social. Observa também o cumprimento das exigências legais e o comprometimento com a comunidade, por meio do desenvolvimento de ações ou projetos sociais, com envolvimento, de seus cooperados e colaboradores.

- **Informações e Conhecimento:** analisa a gestão das informações e do conhecimento existente na cooperativa, abordando os processos gerenciais relativos às informações da organização e ao conhecimento organizacional.
- **Pessoas:** analisa a cooperativa em relação à gestão das pessoas que nela trabalham. O critério aborda os processos gerenciais relativos aos sistemas de trabalho, à capacitação, ao desenvolvimento e à qualidade de vida.
- **Processos:** aborda os processos gerenciais relativos à gestão dos processos principais da cooperativa. O critério também analisa os processos relativos ao relacionamento com os fornecedores e à gestão financeira da cooperativa.
- **Resultados:** solicita os resultados econômicos da cooperativa e também aqueles relativos aos cooperados, clientes, colaboradores e processos.

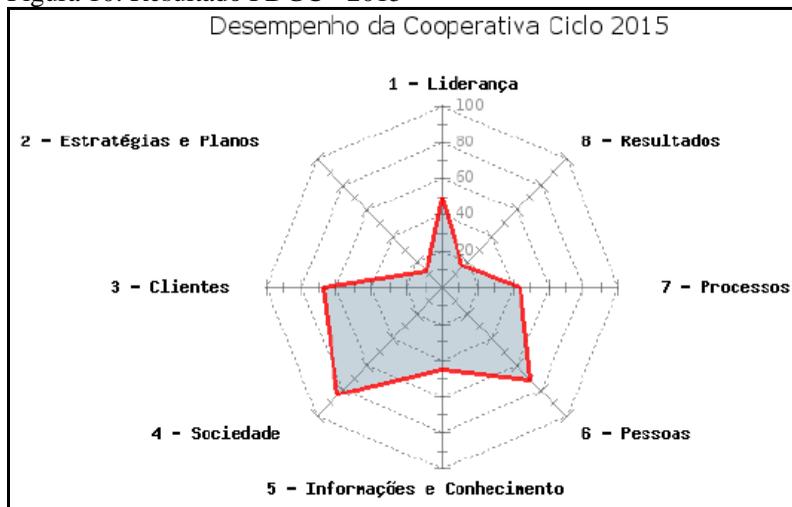
Após respondido os questionários, a Cooperativa recebe uma devolutiva, na qual apresenta, de maneira descritiva, o resultado da cooperativa a respeito dos critérios abordados, bem como os pontos a serem melhorados na gestão. Quanto aos resultados do questionário de autoavaliação, vinculados ao MEG, são apresentados de maneira descritiva e sintetizados por meio três índices de desempenho, segundo SESCOOP (2018).

- O Índice SESCOOP de Governança Cooperativista (ISGC) reflete o desempenho nas questões do Bloco Governança do Questionário de Autoavaliação.

- O Índice SESCOOP de Gestão (ISG) reflete o desempenho nas questões do Bloco Gestão, nos oito critérios do MEG: Liderança, Estratégias e Planos, Clientes, Sociedade, Informações e Conhecimento, Pessoas, Processos e Resultados.
- O Índice SESCOOP de Sustentabilidade Cooperativista (ISSC) é resultado da ponderação dos indicadores anteriores, ISGC e ISG, e é um indicativo da capacidade da cooperativa de manter-se no mercado, gerando bons resultados para todas as partes envolvidas - $ISSC = (ISGC \times 0,25) + (ISG \times 0,75)$.

O sistema de autoavaliação também apresenta o Índice SESCOOP de Gestão (ISG) na forma de Gráfico Radar, com as pontuações de cada Critério de Excelência. Os resultados apresentados pela CEGERO nos três primeiros anos de participação no programa estão diretamente vinculados ao processo de regularização como permissionária, em virtude das melhorias promovidas pela CEGERO em sua gestão irem ao encontro das exigências e impactos técnicos, comerciais, econômicos, financeiros e sociais. Seguem nas figuras 10, 11 e 12 o desempenho da Cooperativa nos ciclos de avaliação do PDGC nos anos 2015, 2016 e 2017 respectivamente.

Figura 10: Resultado PDGC - 2015



Fonte: CEGERO (2015).

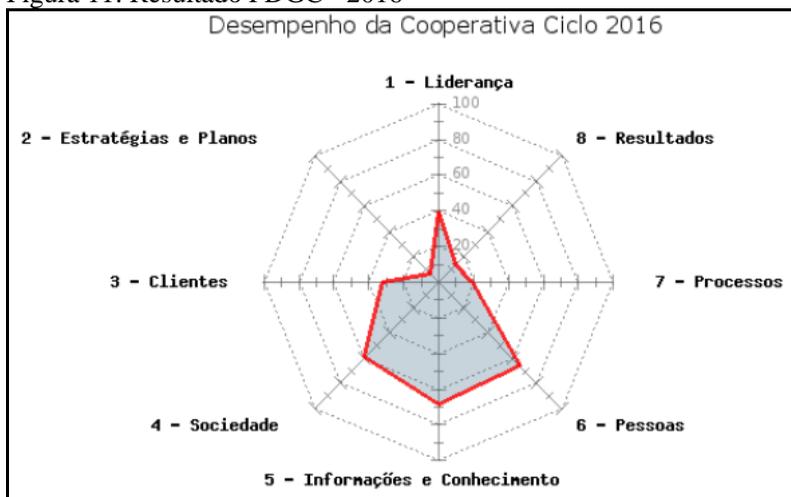
No primeiro ciclo do PDGC, de 2015, percebe-se que os dois processos gerenciais mais críticos são estratégia e planos e resultados. Já os processos mais bem avaliados são os que envolvem a sociedade e o conhecimento. Já com relação aos índices, os resultados foram os seguintes:

- Índice SESCOOP de Governança Cooperativista (ISGC) = 38,25 %
- Índice SESCOOP de Gestão (ISG) = 40,90 %;
- Índice SESCOOP de Sustentabilidade (ISSC) = 40,24 %.

Quando ao fato de a cooperativa apresentar seus resultados para os critérios Liderança, Estratégias e Planos, Clientes, Sociedade e Informações e Conhecimento, abaixo de 40%, as práticas relativas a esses critérios não estão documentadas e acontecem eventualmente, demonstrando uma postura reativa da cooperativa. É importante rever as

práticas de gestão, estabelecendo padrões gerenciais adequados para sua realização, adotando uma postura proativa na adequação da sua gestão. Assim, a cooperativa irá agregar aumentar a maturidade de sua gestão, o que contribuirá para a melhoria do seu desempenho (SESCOOP e FNQ (2013).

Figura 11: Resultado PDGC - 2016



Fonte: CEGERO (2016).

Já em 2016, em meio ao início do processo de adequação da CEGERO ao ambiente regulado, percebe-se que os itens com os piores resultados continuam os mesmos apresentados em 2015. Contudo, o destaque é a queda do índice relativos ao cliente, sociedade e processo. Essa queda se deu em virtude de que nesse ano, as respostas passaram a ser apresentadas com base nos critérios e exigências técnicas, econômicas e sociais vinculadas à regulação da ANEEL, aumentando o número de variáveis envolvidas em cada um dos oito critérios do MEG. Por exemplo, os processos até então considerados críticos pela

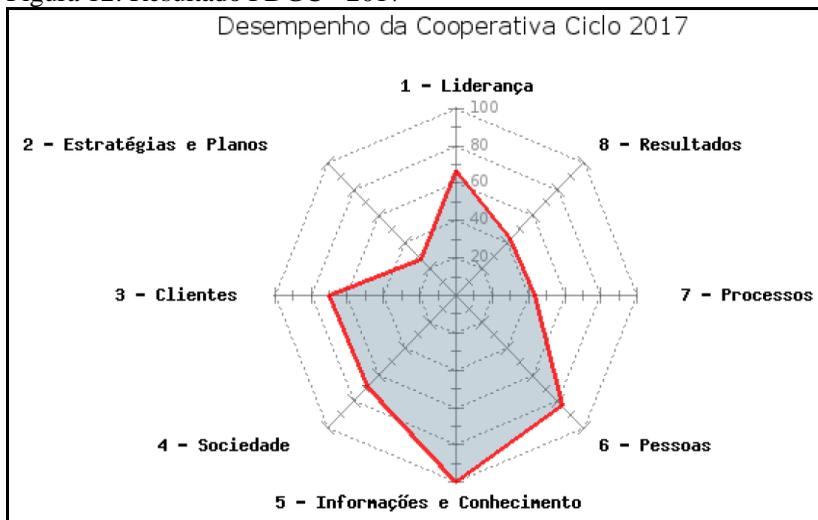
cooperativa, foram nesse ano ampliados em função das exigências regulatórias, e como nem todas estavam implantados corretamente, o índice teve uma retração. Com relação aos clientes, as causas foram as mesmas. Enquanto permissionária, a Cooperativa passa a ter que desempenhar uma série de processos até então não desempenhados pela CEGERO, fazendo com que houvesse uma redução no indicador.

Em 2016, a CEGERO teve como foco a adequação da estrutura física e organizacional, como forma de atender às exigências da ANEEL, ao se tornar permissionária. Essa situação fez com que o critério sociedade tivesse uma redução quanto à participação efetiva da Cooperativa durante aquele ano. Por fim, é importante destacar o critério informação e conhecimento que passou a receber uma atenção especial, em virtude da regularização. Treinamento, capacitações, bolsas de estudo foram ofertadas aos colaboradores, no intuito de capacitá-los ao novo ambiente organizacional que estava sendo formulado. Já com relação aos índices, os resultados foram os seguintes:

- Índice SESCOOP de Governança (ISGC) = 20,25 %
- Índice SESCOOP de Gestão (ISG) = 30,74 %
- Índice SESCOOP de Sustentabilidade (ISSC) = 28,12 %

Nota-se uma redução considerável, se comparável a 2015, de aproximadamente 29,98%. Essa redução é em virtude do aumento do grau de exigências no ambiente regulado. Apesar dos questionários serem os mesmos em 2016, 2016 e 2017, muitas variáveis envolvidas nas respostas acabam sendo ampliadas ao sair de um olhar da cooperativa de eletrificação rural para um olhar da cooperativa prestadora do serviço público de distribuição de energia elétrica.

Figura 12: Resultado PDGC - 2017



Fonte: CEGERO (2017a).

Em 2017, já com parte do processo de regularização implantado, nota-se um claro aumento no desempenho da CEGERO. Desempenho esse, fruto em grande parte da necessidade de se adaptar ao ambiente regulado, o que fez com que os processos gerenciais passassem a ser efetivamente desempenhados e melhorados, por meio de planejamento, organização, direção, controle e aprendizado, com destaque ao último que atingiu um nível de 100%. Com relação aos oito critérios, observou-se melhora, se comparado a 2016. Com relação aos índices, os resultados foram os seguintes:

- Índice SESCOOP de Governança (ISGC) = 37,35 %
- Índice SESCOOP de Gestão (ISG) = 56,62 %
- Índice SESCOOP de Sustentabilidade (ISSC) = 51,80 %

Como se percebeu, a CEGERO sai de índice SESCOOP de Sustentabilidade (ISSC) de 28,12% em 2016 para um índice de 51,80 % em 2017, quase dobrando seu índice de adequação aos processos gerenciais. Resultados obtidos no intervalo 41% - 75%, demonstram que a cooperativa já iniciou o processo de formalização dos padrões gerenciais e que suas práticas ocorrem regularmente, demonstrando que está atuando para adequar sua gestão ao Modelo de Excelência da Gestão. É importante continuar neste caminho, sanando as lacunas existentes para atingir uma pontuação superior a 75% (SESCOOP e FNQ (2013)). Com vista a se adaptar à regulação da ANEEL e mitigar os seus impactos, bem como atender aos oitos critérios do MEG, a CEGERO nos últimos dois anos desenvolveu as seguintes mudanças e melhorias nos processos gerenciais:

- No critério liderança, a CEGERO iniciou em 2016 um trabalho de capacitação e desenvolvimento dos líderes e coordenadores de setores com vistas a capacitá-los e prepará-los para a ambiente regulado;
- No critério estratégia e planos, passaram a ser estabelecidos a curto e médio prazo, sendo que ao final de 2018, a cooperativa prevê a implantação de um planejamento estratégico;
- Com relação aos clientes, suas expectativas passaram a ser conhecidas e seu relacionamento com a Cooperativa passou a utilizar critérios formais e auditáveis;
- Com relação à sociedade, a Cooperativa passou a focar em projetos envolvendo parcerias com instituições sem fins lucrativos, que desenvolvem ações na sociedade, como APAE, Rede Feminina de Combate ao Câncer etc. Além disso, em

2018 criou uma comissão interna do Cooperativismo com o propósito de desenvolver projetos e ações que contribuam para o desenvolvimento e manutenção dos princípios do cooperativismo. Nesse critério, é importante descrever que as ações e projetos que envolvem o Cooperativismo ficam limitadas aos resultados financeiros da Cooperativa e consequentemente constituição Fundo de Assistência Técnica Educacional e Social (FATES). Como visto anteriormente, um dos grandes impactos da regulação está vinculado às questões econômicas e financeiras, prejudicando o critério sociedade.

- No ambiente regulado, o nível de informação e conhecimento exigido dos colaboradores e associados é ampliado, sendo inclusive um dos principais processos gerenciais a serem trabalhados e desenvolvidos na cooperativa. Desde 2015, a cooperativa disponibiliza a média de R\$40.000,00 por ano para o desenvolvimento de treinamentos e capacitações dos colaboradores, sem contar bolsas de estudo disponibilizadas por meio de ajudas do SESCOOP.
- Na mesma linha do item anterior, os processos que envolvem a gestão de pessoas passam a ter que ser desenvolvidos de maneira profissional, seguindo critérios e diretrizes que fazem com que a cooperativa tenha a sua disposição os profissionais mais bem qualificados e capacitados, com conhecimentos, habilidade e atitudes necessárias ao bom desempenho da cooperativa no ambiente regulado. Em 2018, dos 36 colaboradores ativos na CEGERO, 86% possuíam no mínimo

formação técnica, sendo que compunham esse percentual, técnicos, graduados, pós-graduados e mestres.

- No que compete ao processo, como visto anteriormente, ao se tornar permissionária, a gestão por processo passa ser algo fundamental para a manutenção da Cooperativa. A CEGERO iniciou em 2017 o mapeamento dos principais processos que envolvem o ambiente regulatório, realizando inclusive a automação de alguns por meio de sistemas computacionais. A conclusão desse mapeamento está prevista em 2019 com a concepção do planejamento estratégico e implantação das normas NBR ISO 9001:2008 e NBR ISO 10.002:2005.
- Por fim, quanto aos resultados, eles passam a ser analisados com critérios ainda mais rígidos e transparentes. A CEGERO iniciou em 2017 melhorias nesse critério, iniciando com a elaboração de fluxos de caixas mensais e anuais, buscando mensalmente comparar o realizado com o projetado. A ampliação desse controle está prevista em conjunto com o planejamento estratégico, meio do qual está previsto a concepção de um planejamento orçamentário a longo prazo, no período de cinco anos. Com relação à transparência, estão realizando mudanças e adaptações em seus meios de comunicação, incluindo o *web site*, para até o final de 2018 passe a disponibilizar aos associados todos os resultados financeiros da Cooperativa, além dos já apresentados nas assembleias gerais.

Enfim, com base no desenvolvimento dos processos gerenciais, a CEGERO pretende em breve atingir o patamar de maturidade da sua gestão preconizado por este nível do Modelo de Excelência da Gestão (resultados obtidos acima de 75%), estando efetivamente preparada para o ambiente regulado por meio da melhoria dos padrões gerenciais de suas práticas de gestão.

4.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

O capítulo demonstrou os impactos do marco regulatório nas cooperativas de eletrificação rural, percebidos em três principais áreas: econômico-financeiros, técnicos-comerciais e sociais. Nos impactos técnico-comerciais, destaca-se a qualidade do produto, do serviço e do atendimento comercial, bem como da segurança nas instalações. Enquanto permissionária, a cooperativa passa a ter que cumprir uma série de indicadores e processos, visando à qualidade do fornecimento da energia elétrica, trazendo impactos positivos aos associados e consumidores, como também a própria cooperativa, que passa a distribuir energia elétrica sob critérios pré-estabelecidos que garantem um nível mínimo de conformidade, confiabilidade e presteza, incluindo a implantação das normas ISO 9001 e 10002.

Já os impactos econômico-financeiros giram em torno da contabilidade regulatória que passa a ser realizada em paralelo à contabilidade societária; processo tarifário no qual a cooperativa passa a ter suas tarifas e estrutura tarifária definida conforme metodologia da ANEEL; e principalmente redução de subsídios tarifários que no caso da CEGERO impactará num acréscimo anual de R\$14.000.000,00 no custo de compra da energia.

Ainda com relação aos impactos econômico-financeiros, há anuências prévias, que influencia na autonomia da cooperativa em realizar determinadas operações, contexto esse que influenciou na cisão da Cooperativa, ao constituir uma segunda cooperativa, a CEGERO GD, com o propósito de resguardar ativos que não eram vinculados à distribuição, bem como poder desenvolver outras atividades restritas ao ambiente regulado de distribuição.

Já quanto aos impactos sociais, ao analisar os princípios do cooperativismo, verifica-se que o principal impacto se dá no princípio da autonomia e independência, visto que a cooperativa e os respectivos sócios passam a ter suas decisões limitadas ao modelo regulatório, exemplo das anuências prévias e do processo de revisão tarifária. Outro impacto é quanto a participação dos sócios nas decisões da Cooperativa. Em 2018 foi registrada uma diminuição de quase 50% no número de sócios presentes na assembleia geral ordinária.

Por fim, ao analisar os processos gerenciais, verificou-se que o modelo de gestão determinado pelo setor elétrico exige da cooperativa mudança uma significativa no seu ambiente interno e na sua cultura de gestão. A cooperativa precisa se adaptar a um modelo cujas características são verificadas em empresas privadas e em ambientes competitivos. Por meio de relatórios disponibilizados pela CEGERO, verificou-se que o processo de regulação obrigou a insituição a desenvolver seu modelo de gestão, profissionalizando e deixando com características próximas a de distribuidoras privadas, de forma a mitigar os efeitos do ambiente regulado. Exemplo disso foi a adesão ao Programa de Desenvolvimento da Gestão das Cooperativas (PDGC) e aplicação anual do modelo de excelência da gestão com o objetivo de

melhor a gestão da cooperativa e adaptá-lo às características do ambiente regulado. O risco de se adaptar totalmente a esse modelo do setor elétrico é perder as características do cooperativismo, verificados em seus princípios. Dessa forma, cabe à cooperativa, desenvolver e intensificar projetos e ações cooperativistas no sentido de mitigar esses impactos.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Durante a construção desse trabalho, foi possível perceber a importância das Cooperativas de eletrificação rural no desenvolvimento socioeconômico das comunidades em que elas atuam, bem como o quão desafiador é o ambiente regulado a elas.

Diante das mudanças do marco regulatório do setor elétrico brasileiro, a Cooperativa de energia elétrica nesse caso a CEGERO se vê diante de um contexto desafiador. Precisa ser eficiente em suas operações, reduzir seus custos operacionais, cuidar para não prestar um serviço de má qualidade e zelar pelas demais condições do seu contrato de permissão, especialmente a redução dos subsídios tarifários. Somado a isso, está o fato de que necessitam ser rentáveis e socialmente responsáveis, zelando pelos princípios do cooperativismo. Portanto, um sistema de gestão voltado a aumentar ou manter a qualidade dos serviços refletida pelos indicadores e processos gerenciais apresentados nesse trabalho certamente caminhará no sentido dos bons resultados.

Quanto aos impactos técnicos verificados no estudo, para que sejam efetivamente positivos, cabe à cooperativa desenvolver processos gerenciais que garantam o cumprimento de tais indicadores e processos, caso contrário os impactos à distribuidora serão negativos. Processos esses que passaram a ser desenvolvidos e gerenciados no início de 2016.

Com relação aos impactos econômicos e financeiros, especialmente, a perda dos benefícios tarifários, estes devem influenciar negativamente no desenvolvimento socioeconômico da região de atuação da Cooperativa, em virtude da alta concentração de indústrias instaladas ali. O fato de a tarifa da Cooperativa estar em média 40% abaixo da CELESC contribuiu para o desenvolvimento de indústrias na

região, incluindo toda a cadeia de valor em volta. A regularização da CEGERO e a perda total dos subsídios nos próximos 4 a 5 anos afetará diretamente a manutenção desse parque industrial. Diante desse fato, fica a necessidade de estudos futuros com o objetivo de analisar o desenvolvimento socioeconômico da região com a perda dos subsídios tarifários da CEGERO e um reajuste médio de 50% nas tarifas de energia avaliando, inclusive, se as indústrias da região conseguiram se adaptar com rapidez suficiente às condições impostas por essas circunstâncias.

Ainda com relação aos impactos econômicos e financeiros, principalmente a cisão da Cooperativa e criação da CEGERO GD, surge a necessidade de conseguir conciliar a gestão das duas Cooperativas, evitando o conflito de interesses e a má gestão. Não basta somente resguardar ativos, visto que estes são depreciados no decorrer dos anos, mas sim desenvolver atividades que tragam efetivamente retorno financeiro à cooperativa. Fica a necessidade de estudos futuros com o objetivo de verificar se foi possível conciliar de maneira adequada a gestão das duas cooperativas, bem como identificar que atividades foram desenvolvidas pela CEGERO GD, ao ponto de restabelecer de maneira autônoma e independente o desenvolvimento socioeconômico dos associados.

Quanto aos impactos sociais, em virtude da recente regularização, não foi possível identificar de maneira mais conclusiva se essa baixa participação deve realmente se efetivar nos próximos anos. Também não foi possível concluir se além da alta especificidade do ambiente regulado, outros fatores contribuíram à redução na participação. Fica a necessidade de em estudos futuros verificar se essa

baixa participação continuou ocorrendo, se mais fatores influenciaram nessa participação e o que a cooperativa tem feito para mitigar tal problema.

Enfim, percebe-se a importância de se manter um adequado equilíbrio entre a gestão da qualidade, das necessidades e expectativas dos associados, da gestão dos resultados e dos custos operacionais; a sobrevivência e o sucesso de uma cooperativa no ambiente regulado, bem como mitigação dos impactos proporcionados estão diretamente relacionados à sua capacidade de atender às necessidades e expectativas dos clientes, sejam eles associados ou consumidores, tendo uma atuação responsável perante à sociedade por meio da aplicação dos princípios do cooperativismo, sem que isso onere a qualidade e principalmente a capacidade financeira da Cooperativa.

Por ser tratar de um serviço essencial e fundamental para o desenvolvimento socioeconômico da região de atuação da cooperativa, os impactos abordados no trabalho precisam se mitigados, sobretudo, com muito cuidado, muita prudência e com visão estratégica, no médio e longo prazo.

REFERÊNCIAS

ABRADE (Brasil) (Org.). **Entenda a Indústria de Energia Elétrica.**

Brasília: Abrade, 2014. 67 p. Disponível em:

<<http://www.abradee.com.br>>. Acesso em: 05 ago. 2017.

ALEXANDRINO, Marcelo; PAULO, Vicente. **Direito Administrativo Descomplicado.** 22. ed. São Paulo: Método, 2014. 1070 p.

ALIANZA COOPERATIVA INTERNACIONAL (ACI). **Los principios cooperativos:** nuevas formulaciones de la Alianza Cooperativa Internacional. Zaragoza: Escuela de Gerentes Cooperativos, 1968.

ACI – ALIANÇA COOPERATIVA INTERNACIONAL. **Princípios Cooperativistas.** Disponível em: <<http://ica.coop/en/whats-co-op/co-operative-identity-values-principles>>: Acesso em: 03 Jul. 2017.

ARAÚJO, João Lizardo; OLIVEIRA, Adilson. **Questões de política energética brasileira para o fim do século.** In: ARAÚJO, João Lizardo (org.); OLIVEIRA, Adilson. Diálogos da Energia: reflexões sobre a última década. 1994-2004. Rio de Janeiro: 7 letras, 2005. p.20-67.

ARAGÃO, Alexandre Santos de. **Agências reguladoras e a evolução do direito administrativo econômico.** 1. ed. Rio de Janeiro: Forense, 2002.

BIALOSKORSKI NETO, Sigismundo. **Economia e Gestão de Organizações Cooperativas.** 2. ed. São Paulo: Atlas, 2012. 231 p.

BIALOSKORSKI NETO, Sigismundo. **Aspectos econômicos das cooperativas.** Belo Horizonte: Mandamentos, 2006.

BOYER, Robert. **Teoria da Regulação:** os Fundamentos. São Paulo: Estação Liberdade, 2009.

BRASIL. Constituição (1988). **Constituição da República Federativa do Brasil.** Brasília, DF: Senado Federal: Centro Gráfico, 2008.

BRASIL (2018a). 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, DOU, 1971. Disponível em: [ccivil_03/leis/L5764.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L5764.htm)>. Acesso em: 23 jan. 2018.

BRASIL (2018b). **Código Civil de 2002.** Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/2002/110406.htm> Acessado em: 11 de jan. de 2018.

BRASIL (2018c). **Código Tributário de 1966.** Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L5172.htm> Acessado em: 11 de jan. de 2018.

BRASIL (2018d). **Decreto nº 62.655, de 03 de maio de 1968.** Regulamenta a execução de Serviços de Eletrificação Rural mediante autorização para uso privativo, e dá outras providências. Disponível em: <http://www2.camara.leg.br/legin/fed/decret/1960-1969/decreto-62655-3-maio-1968-404056-publicacaooriginal-1-pe.html>> Acesso em 12 jan. 2018.

BRASIL (2018e). **Decreto nº 24.643, de 10 de julho de 1934.** Decreta o Código de Águas. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/d24643.htm> Acesso em 16 jan. 2018.

BRASIL (2018f). ANEEL. **Resolução normativa 333/99.** Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 21 jan. 2018.

BRASIL (2018g). ANEEL. **Aspectos institucionais:** Cooperativas de eletrificação. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/aspectos_institucionais>. Acesso em: 21 mar. 2018.

BRASIL (2018h). **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. 1995. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L8987compilada.htm>. Acesso em: 21 jan. 2018.

BRASIL (2018i). **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. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/blei19969427.pdf>>. Acesso em: 21 abr. 2018.

BRASIL (2018j). **Lei nº 8.078, de 11 de setembro de 1990**. Dispõe sobre a proteção do consumidor e dá outras providências (CDC). Brasília. 1990. Disponível em: <<http://www2.camara.leg.br/atividade-legislativa/legislacao>>. Acesso em: 12 jul. 2018.

BRASIL (2018k). ANEEL. **Resolução normativa 414/10**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 12 jul. 2018.

BRASIL (2018l). **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. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L9074cons.htm>. Acesso em: 21 mai. 2018.

BRASIL (2018m). ANEEL. **Resolução normativa 12/02**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 21 mai. 2018.

BRASIL (2018n). ANEEL. **Resolução normativa 704/16**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 21 mai. 2018.

BRASIL (2018o). ANEEL. **Resolução normativa 713/18**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 21 mai. 2018.

BRASIL (2018p). ANEEL. **Prodlist: módulo 1**. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L9074cons.htm>. Acesso em: Acesso em: 21 mai. 2018.

BRASIL (2018q). ANEEL. **Resolução normativa 205/05**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: Acesso em: 21 mai. 2018.

BRASIL (2018r). ANEEL. **Distribuidoras de Energia Elétrica**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: Acesso em: 21 mai. 2018.

BRASIL (2018s). ANEEL. **Proret 11.1: Distribuidoras com mercado próprio Inferior a 500 GWH/ano.** Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 02 jun. 2018.

BRASIL (2018t). ANEEL. **Entendendo a tarifa.** Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 21 ago. 2018.

BRASIL (2018u). ANEEL. **Nota Técnica no. 220/2015-SRM/SGT/ANEEL, de 14 de outubro de 2015. Distribuidoras de Energia Elétrica.** Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/062/docu mento/nota_tecnica_n%C2%BA_220_2015-srm_sgt_aneel.pdf>. Acesso em: 02 jun. 2018.

BRASIL (2018v). ANEEL. Nota Técnica nº 104/2018-SGT/SCT/SRM/ANEEL. **Regularização de Cooperativas de Eletrificação Rural como Permissionárias do Serviço Público de Distribuição, após análise das contribuições apresentadas na AP 79/2017.** Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/nren2018813.pdf>>. Acesso em: 02 jun. 2018.

BRASIL (2018w). ANEEL. **Prodist: módulo 10.** Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>> Acesso em: 12 jul. 2018.

BRASIL (2018x). ANEEL. **Prodist: módulo 8.** Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>> Acesso em: 12 jul. 2018.

BRASIL (2018y). Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. **Prodist: módulo 6.** Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>> Acesso em: 12 jul. 2018.

BRASIL (2018z). ANEEL. **Resolução normativa nº63/2004.** Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: Acesso em: 21 mai. 2018.

BRASIL (2017a). Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Resolução Normativa nº 396, de 23 de janeiro de 2010. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2010396.pdf>>. Acesso em: 22 dez. 2017.

BRASIL (2017b). Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. **Submódulo 7.3 do PRORET: Tarifas de aplicação.** Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2010396.pdf>>. Acesso em: 22 dez. 2017.

BRASIL (2017c). **Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013.** Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2013/decreto/D7891.htm>. Acesso em: 12 jul. 2018.

BRASIL (2017c). Agência nacional de energia elétrica – aneel. **submódulo 11.1 do proret: distribuidoras com mercado inferior a 500gwh/ano.** Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2010396.pdf>>. Acesso em: 22 dez. 2017.

BULGARELLI, Waldirio. **As sociedades Cooperativas e sua disciplina jurídica.** 2. Ed. Rio de Janeiro: Renovar, 2000.

BUSS, Iva. **São Ludgero: Seu povo e sua história.** Orleans: Gráfica do Lelo, 2007. 234 p.

CAMPOS, Clever. **Curso Básico de Direito da Energia Elétrica.** Rio de Janeiro: Synergia, 2010.

CARVALHO FILHO, José dos Santos. **Manual de Direito Administrativo.** 16. ed. rev. amp. atual., Rio de Janeiro: Editora Lumen Juris, 2006. p. 44.

CEGERO. **Estatuto Social.** São Ludgero: Cegero, 2017. 18 p.

CEGERO. **Assembleia Geral Ordinária: Prestação de contas do exercício de 2017.** São Ludgero, 28 de março de 2018.

CEGERO (São Ludgero). Cooperativa. **Relatório de autoavaliação do PDGC.** São Ludgero: SESCOOP, 2015. 66 p. Organizados por: SESCOOP e FNQ.

CEGERO (São Ludgero). Cooperativa. **Relatório de autoavaliação do PDGC.** São Ludgero: SESCOOP, 2016. 66 p. Organizados por: SESCOOP e FNQ.

CEGERO (São Ludgero). Cooperativa. **Relatório de autoavaliação do PDGC**. São Ludgero: SESCOOP, 2017a. 66 p. Organizados por: SESCOOP e FNQ.

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

DELGADO, M.A.P. **A Expansão da Oferta de Energia Elétrica Pela Racionalidade do Mercado Competitivo e a Promessa da Modicidade Tarifária**. Tese de Doutorado. COPPE / URFJ, 2003. Disponível em: <<http://www.ppe.ufrj.br/pppe/production/tesis/mapdelgado.pdf>>. Acesso em 06 jun. 2018.

DUARTE JR. Ricardo. **Agência Reguladora, Poder Normativo e Democracia Participativa**. Juruá Editora, Curitiba, 2014, p. 113.

EL HAGE, Fábio S., Marco AP DELGADO. **Regulação Técnica e Econômica em Monopólios Naturais**: Reflexões conceituais e metodológicas no setor de distribuição de energia elétrica. Rio de Janeiro: Synergia (2015), p. 347.

FARIAS, Kelson Adriani de. **130 anos de colonização alemã em São Ludgero**. São Ludgero: Prefeitura Municipal de São Ludgero, 2003. 114 p.

FECOERGS – Federação das cooperativas de eletrificação do Estado do Rio Grande do Sul. **Início do Cooperativismo e do Ramo Eletrificação Rural**. Disponível em: <<http://www.fecoergs.com.br/pagina.php?cont=historia.php&sel=2>>. Acessado em 01 de abr. 2018.

FECOERUSC. **Assembleia Geral Ordinária**: Prestação de contas do exercício de 2017. Florianópolis, 26 de abril de 2018.

FONSECA, Joazir Nunes; REIS, Lineu Belico dos. **Empresas de distribuição de energia elétrica no Brasil**: Temas relevantes para a gestão. Rio de Janeiro: Synergia, 2012. 238 p.

FUGIMOTO, S.K. **A universalização do serviço de energia elétrica acesso e uso contínuo.** Dissertação apresentada à escola Politécnica da Universidade de São Paulo para a obtenção do título de mestre em Engenharia. São Paulo: 2005.

FRANCISCO; Cecília. **Permissionárias Cooperativas de Energia Elétrica - Perspectivas e Futuro.** 2016. Programa de Pós-Graduação Stricto Sensu em Economia do Setor Público. Universidade de Brasília – UnB. Brasília, 2016.

GAWLAK, Albino; RATZKE, Fabiane. **Cooperativismo: Primeiras lições.** 4ª. Ed. Brasília: SESCOOP, 2010.

GAYOTTO, A.M.; BARROS, M.J.M. **Os realizadores.** São Paulo: ICA, 1976. 34p.

GOMES, A. C. S. et al. **BNDES 50 Anos - Histórias Setoriais: O Setor Elétrico.** Rio de Janeiro, BNDES, 2002.

GOMES, João Paulo Pombeiro; VIEIRA, Marcelo Milano Falcão. **O campo da energia elétrica no Brasil de 1880 a 2002.** Mestrado executivo em gestão empresarial, FGV, Rio de Janeiro, 2009.

GOULARTI FILHO, Alcides. **Formação econômica de Santa Catarina.** 3. ed. Florianópolis: UFSC, 2016. 431 p.

HENDRIKSE, G. W. J.; VEERMAN, C. P. **Marketing Cooperatives and Financial Structure: a Transaction Costs Economics Analysis.** Agriculture Economics, Rotterdam, v. 26, p. 205-216, 2001.

IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. **Censo Demográfico 2010.** Disponível em: <<http://www.censo2010.ibge.gov.br/>>. Acesso em: 01 dez. 2017.

IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. **Consulta de área, população e dados básicos dos municípios.** <Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/estatisticas-novoportal/economicas/contas-nacionais/9088-produto-interno-bruto-dos-municipios.html?=&t=resultados>>. Acesso em: 26 mar. 2018.

IRION, J. E. **Cooperativismo e Economia Social**. São Paulo: STS, 1997.

KANGAN, Nelson; ROBBA, Ernesto João; SCHMIDT, Hernán Prieto. **Estimação de indicadores de qualidade da energia elétrica**. São Paulo: Edgard Blucher, 2013. 230 p.

MAZZA, Alexandre. **Manual de direito administrativo**. 2. ed. São Paulo: Saraiva, 2012. 663 p.

MEDAUAR, Odete. **Direito Administrativo Moderno**. 12. ed. São Paulo: Revista dos Tribunais, 2008. 430 p.

MEIRELLES, Hely Lopes. **Direito administrativo brasileiro**. 29. ed. atual. São Paulo: Malheiros, 2004.

MOURA ROCHA, B. (org.) 2003. **A Regulação da Infra-Estrutura no Brasil: Balanço e Propostas**, São Paulo: IOB – Thompson, Levy & Salomão Advogados.

MUNDOCOOP. **Confira os números do Cooperativismo Brasileiro**. Disponível em: <<http://www.mundocoop.com.br/especial/confira-os-numeros-cooperativismo-brasileiro.html>>. Acesso em: 14 jan. 2018.

MUNARETTO, L. F. (2015). **Um estudo relativo ao processo histórico das cooperativas de eletrificação: o caso do Brasil e Estados Unidos**. RGC, Santa Maria, v.2, n.3, 83-96. Disponível em: <https://periodicos.ufsm.br/rgc/article/view/17059>> Acesso em: 01 dez. 2017.

MUNARETTO, Lorimar Francisco. **Avaliação de desempenho organizacional em Cooperativas de eletrificação: Um estudo sobre o uso de indicadores de desempenho**. Porto Alegre: SESCOOP/RS, 2015. 352 p.

NASCIMENTO, Fernando Rios do. **Cooperativa como alternativa de mudança: uma abordagem normativa**. Rio de Janeiro: Forense, 2000.

NERY, E. **Mercados e Regulação de Energia Elétrica**. São Paulo: Interciência, 2012.

NRECA (2018a). Nacional Rural Electric Cooperatives Association. **The story behind America's electric cooperatives and NRECA.**

Disponível em: < <https://www.electric.coop/our-organization/history/>>. Acesso em: 14 mar. 2018.

NRECA (2018b). Nacional Rural Electric Cooperatives Association. **The value of membership: 2015 NRECA Annual Report.** Disponível em:

http://www.electric.coop/wp-content/uploads/2016/02/2015_NRECA_AnnualReport_final_FINAL.pdf>. Acesso em: 14 mar. 2018.

NACIONAL RURAL ELETRIC COOPERATIVES ASSOCIATION (NRECA). **The story behind America's electric cooperatives and NRECA.** Disponível em: < <https://www.electric.coop/our-organization/history/>>. Acesso em: 14 mar. 2018.

OLIVEIRA, N.B. **Cooperativismo:** guia prático. Porto Alegre: AGE OCERGS, 1979. 303p.

OLIVEIRA, L. C. (2001). **Perspectivas para a eletrificação rural no novo cenário econômico** - institucional do setor elétrico brasileiro. Rio de Janeiro: Tese de Doutorado. UFRJ/COPPE. Disponível em: <<http://ppe.ufrj.br/ppe/production/tesis/lcoliveira.pdf>>. Acesso em: 14 jan. 2018.

OCB (2017a). **Princípios do cooperativismo.** Disponível em: <<http://www.ocb.org.br>> Acesso em 13 dez. 2017.

OCB (2017b). **Ramos do cooperativismo.** Disponível em: <<http://www.ocb.org.br/ramos>> Acesso em 11 dez. 2017.

OCESC (Santa Catarina). **Unidos por uma vida melhor:** A força do cooperativismo em Santa Catarina. Florianópolis: Expressão, 2011. 145p.

PACHECO, Regina Silvia. **Regulação no Brasil:** desenho das agências e formas de controle. 2006. RAP Rio de Janeiro 40(4):523-43, Jul./Ago. 2006. Disponível em: <<http://www.scielo.br/pdf/rap/v40n4/31594.pdf>>. Acesso em: 07 abr. 2018.

PAZZINI, L. H. A. et al. **Inspeção de cooperativas de eletrificação rural em São Paulo** - um passo para sua regularização. III Encontro de Energia no Meio Rural, AGREENER, 2000, Anais...CD ROOM, UNICAMP, Campinas, São Paulo, Brasil, Setembro de 2000.

PELEGRINI, M.A. **A Regulação Das Cooperativas De Eletrificação Rural**. São Paulo, 2003. Tese - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. 162p.

PELEGRINI, M. A., RIBEIRO, F. S. and ALVES, H. **As cooperativas de eletrificação rural no novo cenário do setor elétrico**. In: ENCONTRO DE ENERGIA NO MEIO RURAL, 5., 2004, Campinas. Proceedings online... Available from:.. Acessado em 15 de jan. 2018.

PEREIRA, Marcio Giannini et al. **Políticas públicas de eletrificação rural**: Na superação da pobreza energética brasileira. Rio de Janeiro: Synergia, 2012. 249 p.

PINHO, Diva Benevides. **O que é Cooperativismo**. São Paulo: Burity, 1966. 154 p.

PINHO, Diva Benevides. **Concentração de Cooperativas: das fusões e incorporações ao controle acionário**. Curitiba: Voz do Paraná, 1977.

PINHO, Diva Benevides. **O pensamento cooperativo e o cooperativismo brasileiro**. São Paulo: CNPq, 1982.

PINHO, Diva Benevides. **O Cooperativismo no Brasil: da Vertente Pioneira à Vertente Solidária**. São Paulo: Saraiva, 2004.

PIRES, F. A. C; CAMARGO, P. C. L. (2008). **Eletrificação Rural: desafios para a Universalização da Energia**. Rio de Janeiro: XII Congresso Brasileiro de Energia. Desafios do setor energético brasileiro.

PIRES, J.C.L. **O Processo de Reforma do Setor Elétrico Brasileiro**. Revista do BNDES, Rio de Janeiro, v.6, n. 12, dez. 1999.

RECH, Daniel. **Cooperativas**: uma alternativa de organização popular. 1º ed. São Paulo: DP&A, 2000.

RICCIARDI, Luiz.; LEMOS, Roberto.J. **Cooperativa, a Empresa do Século XXI: Como os países em desenvolvimento podem chegar a desenvolvidos.** 1º ed., São Paulo: LTr Editora, 2000.

RIBEIRO, Jaciara Xavier Pereira. **Princípios cooperativistas na percepção dos associados:** estudo em uma cooperativa de crédito de Minas Gerais. 2012. 132 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Administração, Faculdade Novos Horizontes, Belo Horizonte, 2012. Disponível em: <http://unihorizontes.br/novosite/banco_dissertacoes/140320131853479771.pdf>. Acesso em: 02 dez. 2017.

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

ROSSET, G. C., LORENZI, J., MAROSO, L., SANTOS, D.M., NARDI, V. **A regularização da cooperativa regional de eletrificação rural do alto Uruguai - Creral, como agente prestador do serviço público de distribuição de energia elétrica e suas vantagens e desvantagens.** Revista de Administração e Ciências Contábeis do IDEAU, Vol.4.n.8jan/jun/2009. Disponível em: https://www.ideau.com.br/getulio/restrito/upload/revistasartigos/117_1.pdf>. Acesso em: 01 abr. 2018.

ROSSI, Amélia do Carmo Sampaio. **Cooperativismo à luz dos princípios constitucionais.** Curitiba: Juruá, 2005.

SANTANA, José Ricardo de; MUNDURUCA, Danilo Felipe Viana. **Setores de infra-estrutura:** importância econômica e problema informacional na sua regulação. 2008. Revista de Economía Política de las Tecnologías de la Información y Comunicación. Vol. X, n. 1, enero – abr. 2008. Disponível em: <<https://seer.ufs.br/index.php/eptic/article/download/165/140>>. Acesso em: 07 abr. 2018.

SANTOS, Sílvio Coelho dos; REIS Maria José. **Memória do Setor Elétrico na região Sul.** Florianópolis: UFSC. 2002. 239 p.

SANTOS, Paulo Eduardo Steele. **Tarifas de Energia Elétrica - Estrutura Tarifária.** Rio de Janeiro: Interciencia, 2011. 128 p.

SCHNEIDER, José Odelso. **Democracia, participação e autonomia cooperativa**. 2 ed. São Leopoldo: UNISINOS, 1999.

SCHNEIDER, José Odelso. **Cooperativas de produção ou de trabalho: sua viabilidade no Brasil**. Cadernos Cedope, v. II-6, p. 5-26, 1991. Série Movimentos Sociais e Cultura.

SENA, Valmor Bonifácio de. **A política do cooperativismo de eletrificação rural em Santa Catarina: O caso da Cooperativa de eletrificação rural de Santa Maria**. 1980. 130 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Pós Graduação em História, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 1980. Disponível em: <<https://repositorio.ufsc.br/>>. Acesso em: 02 set. 2018.

SESCOOP, Serviço Nacional de Aprendizagem do Cooperativismo; FNQ, Fundação Nacional da Qualidade. **Programa de desenvolvimento da gestão das cooperativas: Instrumento de Avaliação**. Brasília: Sistema OCB, 2013. 70 p.

SESCOOP (Brasil). Serviço Nacional de Aprendizagem do Cooperativismo (Org.). **Prêmio SESCOOP excelência de gestão: o programa**. Disponível em: <<http://pdgc.somoscooperativismo.coop.br/o-programa>>. Acesso em: 14 jul. 2018.

SILVA, Edna Lúcia da; MENEZES, Eстера Muszkat. **Metodologia da Pesquisa e Elaboração de Dissertação**. 2005. UFSC. Disponível em: <<https://projetos.inf.ufsc.br>>. Acesso em: 22 jun. 2017.

SILVA, Bruno Gonçalves da. **Evolução do Setor Elétrico Brasileiro no contexto econômico nacional: Uma análise histórica e econométrica de longo prazo**. 2011. 162 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Mestre em Ciências, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2011. Disponível em: <www.iee.usp.br>. Acesso em: 04 dez. 2017.

SIMON, C. (2011). **A revolução silenciosa: A saga da eletrificação rural cooperativada do RS**. Porto Alegre: SESCOOP-RS.

SISTEMA OCEPAR. Institucional **Autogestão**. Disponível em: <<http://www.paranacooperativo.coop.br/ppc/index.php/sistema-ocepar/autogestao/institucional>>. Acesso em: 14 jan. 2018.

SOUTO, C. F.; LOUREIRO, G. K. **O Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro e as Cooperativas de Eletrificação Rural**. 1a. ed. Porto Alegre, RS: Livraria do Advogado, v. 1, 1999.

SOUZA, C. R.; Anjos, F. S. (2007). **Impacto dos Programas de Eletrificação Rural em Comunidades Rurais de Arroio Grande, RS**. *Revista Extensão Rural*. DEAER/CPGExR – CCR – UFSM, Ano XIV, Jan–Dez. Disponível em: <<http://w3.ufsm.br/extensaorural/art2ed14.pdf>>. Acesso em: 21 dez. 2017.

TAVARES, André Ramos. **Direito Constitucional Econômico**. São Paulo: Editora Método, 2003. p. 350)

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

THOMPSON, E. P. **A formação da classe operária inglesa**. Rio de Janeiro: Paz e Terra, 1988. v.2.

TOLMASQUIM, Mauricio Tiomno. **Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro**. Brasília: Synergia; Epe, 2011. 290 p.

VIEIRA, Reginaldo de Souza. **Partidos políticos brasileiros**: Das origens ao princípio da autonomia político-partidária. Criciúma: Unesc, 2010. 192 p.

WEBER, Bertoldo Kirchner. **Da Luz de querosene ao acender de uma lâmpada já se passaram 50 anos**. São Ludgero: Copiart, 2013. 144 p.

WIKIPEDIA. **Localização de São Ludgero**. Disponível em: <<https://pt.wikipedia.org/>>. Acesso em: 02 jun. 2018.

WOLFFENBÜTTEL, Andréa. **Marco regulatório**. Disponível em: <http://desafios.ipea.gov.br/index.php?option=com_content&view=article&id=2093:catid=28&Itemid=23>. Acesso em: 14 jan. 2018.

XAVIER, Ana Maria; MAGALHAES, Carlos Eduardo. **Memória Viva**: Energia Elétrica. São Paulo: Via das Artes, 2013. 179 p.

APÊNDICE(S)

APÊNDICE A – Impactos da Regulação: Organograma

