

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ENERGIA**

PATRICIA CRISTINA DOS PASSOS SILVA

**IMPACTO DOS ENCARGOS SETORIAIS E TRIBUTOS NA TARIFA
DE ENERGIA ELÉTRICA**

**Itajubá – MG
2020**

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ENERGIA**

PATRICIA CRISTINA DOS PASSOS SILVA

**IMPACTO DOS ENCARGOS SETORIAIS E TRIBUTOS NA TARIFA
DE ENERGIA ELÉTRICA**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Energia como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Ciências em Engenharia de Energia.

Área de Concentração: Planejamento e Gestão de Sistemas Energéticos

Orientador: Prof. Dr. Jamil Haddad

Coorientador: Prof. Dr. Roberto Akira Yamachita

**Itajubá -M.G.
2020**

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ENERGIA

PATRICIA CRISTINA DOS PASSOS SILVA

**IMPACTO DOS ENCARGOS SETORIAIS E TRIBUTOS NA TARIFA
DE ENERGIA ELÉTRICA**

Dissertação aprovada por banca examinadora em 28 de setembro de 2020, conferindo ao autor o título de **Mestre em Ciências em Engenharia da Energia**.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Jamil Haddad (Orientador)

Prof. Dr. Roberto Akira Yamachita (Coorientador)

Prof. Dr. Germano Lambert Torres

Prof. Dr. Marcos Vinícius Xavier Dias

Itajubá -M.G.
2020

AGRADECIMENTOS

À Deus pelos dons a mim concedidos e pelas bênçãos que eu tenho recebido ao longo de minha vida.

À minha amada filha Yasmin, que durante metade de minha vida tem sido minha companheira, minha inspiração para lutar, crescer e nunca desistir. Que Deus assim permita que continue por muitos anos.

À David, pela paciência, companheirismo, amor e cuidado para comigo.

Ao Professor Dr. Jamil Haddad, meu Orientador, pelo incentivo, apoio e amizade e por acreditar em mim no desenvolvimento deste trabalho.

Ao Professor Dr. Roberto Akira, meu Coorientador, por entrar nesta empreitada e transmitir seu conhecimento com otimismo e amizade.

Ao Professor Dr. Electo Eduardo Silva Lora, Coordenador do Mestrado em Engenharia de Energia da UNIFEI, pelo voto de confiança a mim concedido na conclusão deste trabalho.

RESUMO

Através dos anos o setor elétrico passou por diversas alterações. Dentre elas, a participação do governo no setor foi uma das mais relevantes mudanças ocorridas, onde o governo sai do papel de proprietário para desenvolver outro mais voltado para os aspectos regulatórios. Quanto a questão tarifária relativa à energia elétrica, ela é afetada diretamente por encargos setoriais criados por lei federal e com definição de valores por resoluções da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e por tributos federal e estadual. Essa tarifa sofre, ao longo dos anos, mudança de valor em função das definições dos encargos e alterações dos mesmos, além da mudança da legislação tributária que em muitos casos aumentam a alíquota dos tributos. Com o objetivo de mostrar como os encargos setoriais e os tributos impactam no valor da tarifa de energia elétrica, foram analisados como eles podem afetar a tarifa para os consumidores no Ambiente de Contratação Regulada – ACR. Para o desenvolvimento deste trabalho foram coletados diversos dados quanto a receita faturada de fornecimento de energia elétrica em âmbito nacional, com tributos e sem tributos, relativamente ao ACR. Também é analisada a participação das distribuidoras de energia elétrica nesta receita, divididas pelas regiões brasileiras na qual opera. Foi considerada a evolução da tarifa média e comparada com a influência de índices econômicos. Em relação aos encargos setoriais e tributos que incidem no valor da tarifa, foi analisado esse impacto no decorrer dos anos e quanto isso afeta o preço final da energia para os consumidores neste ambiente de contratação. Como estudo de caso, mais específico, foram utilizadas informações de uma distribuidora de energia elétrica com grande atuação no mercado, demonstrando a sua receita, tributos incidentes sobre ela e os encargos setoriais, visando analisar o impacto gerado e que são pagos pelo consumidor final. Assim, pôde-se o impacto causado pelos encargos setoriais e pelos tributos na fatura de fornecimento de energia elétrica no ACR (no caso específico de um consumidor residencial em Minas Gerais). Constatou-se que uma significativa proporção desta fatura é composta por encargos setoriais e também pelo PIS, COFINS e ICMS (tributos que incidem sobre o fornecimento de energia elétrica). De fato, o consumidor analisado paga aproximadamente 50% da sua fatura na forma de tributos e encargos setoriais, que possuem finalidades específicas como de garantir energia de reserva, dar suporte financeiro para as atividades da ANEEL e ONS, investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento em termos de energia elétrica e em Programa de Eficiência Energética para o país, dentre outras.

Palavras-chave: Setor elétrico, tarifa, encargos setoriais, tributos.

ABSTRACT

Over the years, the electric sector has gone through many changes. Among these changes, and the most relevant change is that of the government's participation in the sector, going from proprietary role into one that is focused more on regulatory aspects. The tariffs relative to electric energy have been directly affected by charges created by the federal government as defined by resolutions from the National Electric Energy Agency – ANEEL, as well as federal and state taxes. This tariff has undergone changes to its value over the years due to the definitions to the charges and their changes, as well as changes to tax legislation where in many cases the tax rates were raised. The manner in which they can affect consumer rates with the Regulated Contracting Environment (ACR) was analyzed with the objective to show how sector charges and taxes impact electric energy tariffs. To develop this work, a diverse set of data was collected on billable revenues from electric energy supply on a national scope, with and without taxes, relative to the ACR. Electric energy distributors participation with this revenue was also analyzed by dividing them into the geographical regions in Brazil they operate. The evolution of the average tariff was considered and compared to the influence of economic indexes. This impact was analyzed along the years with regards to the sectorial charges and taxes with concern to the value of the tariffs, and how this affects the final price for energy for consumers in this contracting environment. With a more specific case study, information from an electric energy distributor, who has operated greatly in the market, was used. This includes information such as samples from its revenue, incidental taxes on said revenue and sectorial tariffs, having the aim of analyzing the impact it caused and paid by the final consumer. Thus, one can see how sectorial charges and taxes impact the final consumer's bill for electric power in the ACR (in this specific case a residential consumer in the state of Minas Gerais, Brazil). It was found that a significant portion of this bill is comprised of sectorial tariffs, as well as PIS, COFINS and ICMS (taxes on the supply of electric energy). In fact, of their bill, the consumer who was analyzed pays approximately 50% in sectorial taxes and tariffs designated for specific purposes such as: the guarantee of an electric energy reserve; provide financial support for activities by ANEEL and ONS; investment in Research and Development on electric energy; and the Energy Efficiency Program in the country, among others.

Keywords: Electric sector, tariffs, sectorial charges, taxes.

LISTA DAS FIGURAS

Figura 1	Área de Abrangência das Concessionárias de Distribuição	25
Figura 2	Fluxo da TUSD e TUST	30
Figura 3	Unidades Consumidoras - Grupo A	32
Figura 4	Unidades Consumidoras - Grupo B	32
Figura 5	Estrutura PRORET	34
Figura 6	Mapa com a Linhas de Transmissão que formam o SIN Brasileiro	36
Figura 7	Mapa com a Localização dos Sistemas Isolados do Brasil	37
Figura 8	Representação da Presença da CEMIG	93

LISTA DE TABELAS

Tabela 1	Exemplo de Sistema não Cumulativo do PIS e da COFINS	53
Tabela 2	Cálculo da Tarifa Final com Inclusão dos Tributos	56
Tabela 3	Cálculo da tarifa final com inclusão dos tributos – Nova Sistemática	56
Tabela 4	Efeito Médio da RTE por Distribuidora	63
Tabela 5	Evolução da Receita Bruta, do Consumo de Energia Elétrica e Unidades Consumidoras	68
Tabela 6	Resumo das Representatividades das Regiões Brasileiras na Receita Total Faturada	77
Tabela 7	Resumo das Representatividades das Empresas da Região Centro-oeste na Receita Total Faturada	79
Tabela 8	Histórico da Participação dos Encargos na Receita Total das Distribuidora – 2001 a 2007	89
Tabela 9	Histórico da Participação dos Encargos na Receita Total das Distribuidora – 2008 a 2018	90
Tabela 10	Variação dos Encargos Setoriais em Comparação ao PIB (em %)	90
Tabela 11	Composição da Receita Bruta da CEMIG-D – anos 2009 a 2019	96
Tabela 12	Composição dos Tributos e Encargos Incidentes sobre a Receita - anos 2009 a 2019	98
Tabela 13	Comparação da participação dos encargos na receita total das distribuidoras e da CEMIG-D	100

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1	Valores em R\$ de Arrecadação da CFURH nos anos de 2011 a 2019	42
Gráfico 2	Variação da Receita de Fornecimento de Energia Elétrica Total, sem e com Tributos-2003 a 2019	60
Gráfico 3	Comparação entre o Crescimento da Tarifa Média Nacional e os Índices – IPCA e IGP-M	62
Gráfico 4	Comparação entre o Crescimento da Tarifa Média da região Centro-Oeste e o IPCA e o IGP-M	64
Gráfico 5	Comparação entre o Crescimento da Tarifa Média da região Nordeste e o IPCA e o IGP-M	65
Gráfico 6	Comparação entre o Crescimento da Tarifa Média da região Norte e o IPCA e o IGP-M	65
Gráfico 7	Comparação entre o Crescimento da Tarifa Média da região Sudeste e o IPCA e o IGP-M	66
Gráfico 8	Comparação entre o Crescimento da Tarifa Média da região Sul e o IPCA e o IGP-M	66
Gráfico 9	Evolução da Receita Bruta, do Consumo de Energia Elétrica e Unidades Consumidoras	67
Gráfico 10	Evolução da Receita Bruta em Comparação ao PIB	69
Gráfico 11	Tarifa Média Nacional X Tarifa Média Atualizada pelo IPCA e IGP-M	70
Gráfico 12	Tarifa Média Região Centro-Oeste X Tarifa Média Atualizada pelo IPCA e IGP-M	71
Gráfico 13	Tarifa Média Região Nordeste X Tarifa Média Atualizada pelo IPCA e IGP-M	72
Gráfico 14	Tarifa Média Região Norte X Tarifa Média Atualizada pelo IPCA e IGP-M	72
Gráfico 15	Tarifa Média Região Sudeste X Tarifa Média Atualizada pelo IPCA e IGP-M	73
Gráfico 16	Tarifa Média Região Sul X Tarifa Média Atualizada pelo IPCA e IGP-M ..	73
Gráfico 17	Variação da Receita de Fornecimento de Energia Elétrica por Região - 2003 a 2019	74
Gráfico 18	Participação da Região na Receita de Fornecimento de Energia Elétrica Sem tributos – 2003	75
Gráfico 19	Participação da Região na Receita de Fornecimento de Energia Elétrica Sem tributos – 2008	75
Gráfico 20	Participação da Região na Receita de Fornecimento de Energia Elétrica	

	Sem tributos – 2013	76
Gráfico 21	Participação da Região na Receita de Fornecimento de Energia Elétrica sem tributos – 2019	76
Gráfico 22	Participação das Empresas na Receita de Fornecimento de EE sem tributos - Centro-Oeste-2003	78
Gráfico 23	Participação das Empresas na Receita de Fornecimento de EE sem tributos - Centro-Oeste-2008	78
Gráfico 24	Participação das Empresas na Receita de Fornecimento de EE sem tributos - Centro-Oeste-2013	79
Gráfico 25	Participação das Empresas na Receita de Fornecimento de EE sem tributos - Centro-Oeste-2019	79
Gráfico 26	Participação das Empresas na Receita de Fornecimento de EE sem tributos – Nordeste – 2003	80
Gráfico 27	Participação das Empresas na Receita de Fornecimento de EE sem tributos – Nordeste – 2008	81
Gráfico 28	Participação das Empresas na Receita de Fornecimento de EE sem tributos – Nordeste – 2013	81
Gráfico 29	Participação das Empresas na Receita de Fornecimento de EE sem tributos – Nordeste – 2019	82
Gráfico 30	Participação das Empresas na Receita de Fornecimento de EE sem tributos – Norte – 2003	83
Gráfico 31	Participação das Empresas na Receita de Fornecimento de EE sem tributos – Norte – 2008	83
Gráfico 32	Participação das Empresas na Receita de Fornecimento de EE sem tributos – Norte – 2013	84
Gráfico 33	Participação das Empresas na Receita de Fornecimento de EE sem tributos – Norte – 2019	84
Gráfico 34	Participação das Empresas na Receita de Fornecimento de EE sem tributos – Sudeste – 2003	85
Gráfico 35	Participação das Empresas na Receita de Fornecimento de EE sem tributos – Sudeste – 2008	86
Gráfico 36	Participação das Empresas na Receita de Fornecimento de EE sem tributos – Sudeste – 2013	86
Gráfico 37	Participação das Empresas na Receita de Fornecimento de EE sem tributos – Sudeste – 2019	87
Gráfico 38	Participação das Empresas na Receita de Fornecimento de EE sem tributos – Sul – 2003	87
Gráfico 39	Participação das Empresas na Receita de Fornecimento de EE sem tributos – Sul – 2008	88
Gráfico 40	Participação das Empresas na Receita de Fornecimento de EE sem tributos	

	– Sul – 2013	88
Gráfico 41	Participação das Empresas na Receita de Fornecimento de EE sem tributos – Sul – 2019	89
Gráfico 42	Composição da Receita Bruta da CEMIG-D – anos de 2009 a 2019	95
Gráfico 43	Composição da Receita Bruta de Fornecimento de Energia Elétrica no ACR	97
Gráfico 44	Composição dos Tributos e Encargos Setoriais da CEMIG-D	99
Gráfico 45	Comparação da participação dos encargos na receita total das distribuidoras e da CEMIG-D	100
Gráfico 46	Composição da Fatura de Julho a Dezembro de 2015 – Consumidor Cativo Residencial da CEMIG-D	101
Gráfico 47	Composição da Fatura de 2016 – Consumidor Cativo Residencial da CEMIG-D	102
Gráfico 48	Composição da Fatura de 2017 – Consumidor Cativo Residencial da CEMIG-D	103
Gráfico 49	Composição da Fatura de 2018 – Consumidor Cativo Residencial da CEMIG-D	103
Gráfico 50	Composição da Fatura de 2019 – Consumidor Cativo Residencial da CEMIG-D	104
Gráfico 51	Composição da Fatura de 2020 – Consumidor Cativo Residencial da CEMIG-D	104
Gráfico 52	Alíquotas efetivas dos tributos na fatura de um Consumidor Residencial (ACR) – 2015	105
Gráfico 53	Alíquotas efetivas dos tributos na fatura de um Consumidor Residencial (ACR) – 2016	106
Gráfico 54	Alíquotas efetivas dos tributos na fatura de um Consumidor Residencial (ACR) – 2017	106
Gráfico 55	Alíquotas efetivas dos tributos na fatura de um Consumidor Residencial (ACR) – 2018	107
Gráfico 56	Alíquotas efetivas dos tributos na fatura de um Consumidor Residencial (ACR) – 2019	108
Gráfico 57	Alíquotas efetivas dos tributos na fatura de um Consumidor Residencial (ACR) – 2020	108
Gráfico 58	Comparação entre o total das alíquotas efetivas dos tributos e sua representatividade na fatura de um consumidor residencial – ACR	109

LISTA DE QUADROS

Quadro 1	Mudanças no Setor Elétrico Brasileiro	21
Quadro 2	Diferença entre ACL X ACR	27
Quadro 3	Encargos do Setor Elétrico	48
Quadro 4	Encargo do Setor Elétrico Extintos	48
Quadro 5	Alíquotas de ICMS em Minas Gerais por Tipo Consumidor	55

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABRACE	Associação dos Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres
ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
C	Comercialização
CCC	Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis
CCEAR	Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CF	Constituição Federal
CFURH	Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos
CHESF	Companhia Hidrelétrica do São Francisco
CIP	Contribuição de Iluminação Pública
CNAEE	Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COFINS	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
COSIP	Custeio do Serviço de Iluminação Pública
CRC	Conta de Resultados a Compensar
D	Distribuição
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
EER	Encargo de Energia de Reserva
ELETROBRAS	Centrais Elétricas Brasileira S.A.
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESS	Encargos de Serviços do Sistema
FAEs	Fontes Alternativas de Energia
FHC	Fernando Henrique Cardoso
FGV	Fundação Getúlio Vargas
FNDCT	Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico
G	Geração
GCPS	Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos

GWh	Giga Watt hora
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IGP-M	Índice Geral de Preços do Mercado
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
IPI	Imposto sobre Produtos Industrializados
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatt-hora
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MCS D	Mecanismos de Compensação de Sobras e <i>Déficits</i>
MME	Ministério de Minas e Energia
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PEE	Programa de Eficiência Energética
PIB	Produto Interno Bruto
PIEs	Produtores Independentes de Energia
PIS	Programa de Integração Social
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PRORET	Procedimentos de Regulação Tarifária
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia
RICMS	Regulamento do ICMS
RGR	Reserva Global de Reversão
RTA	Reajustes Tarifários Anuais
RTE	Revisão Tarifária Extraordinária
RTP	Revisões Tarifárias Periódicas
SIN	Sistema Interligado Nacional
TE	Tarifa de Energia
TFSEE	Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	18
1.1.	Objetivos	21
1.1.1.	Objetivo Geral	21
1.1.2.	Objetivos Específicos	22
1.2.	Justificativa	22
1.3.	Metodologia do Trabalho	23
1.4.	Estrutura do Trabalho	24
2.	CONCESSIONÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO: TARIFA, ENCARGOS E TRIBUTOS DO SETOR	25
2.1.	Ambiente de Contratação de Energia	26
2.1.1.	Ambiente de Contratação Regulada – ACR	27
2.2.	Tarifa de Energia Elétrica	28
2.3.	Encargos Setoriais	33
2.3.1.	Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	35
2.3.2.	Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	38
2.3.3.	Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE	40
2.3.4.	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA	40
2.3.5.	Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH	41
2.3.6.	Encargos de Serviços do Sistema – ESS	43
2.3.7.	Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e Programa de Eficiência Energética – PEE	44
2.3.8.	Encargo de Energia de Reserva – EER	45
2.3.9.	Reserva Global de Reversão – RGR	46
2.3.10.	Operador Nacional do Sistema – ONS	47
2.4.	Tributos Incidentes sobre a Tarifa de Energia Elétrica	48
2.4.1.	PIS – Programa de Integração Social	49
2.4.2.	COFINS – Contribuição para Financiamento de Seguridade Social	52
2.4.3.	ICMS – Imposto sobre Circulação de Mercadoria e Serviços	54
2.4.4.	Cálculo da Incidência dos Tributos na Fatura de Energia para o Consumidor Cativo	55
2.5.	Comentários sobre o Capítulo 2	57
3.	ESTUDO DE CASO - INFORMAÇÕES NACIONAIS	59
3.1.	Receita de Fornecimento de Energia Elétrica em Âmbito Nacional	59
3.1.1.	Variação entre a Receita com Tributos e Sem Tributos	59

3.1.2.	Variação da Receita com Tributos, o IPCA-IBGE e o IGP-M-FGV	61
3.1.3.	Comparação da Evolução Anual da Receita Bruta com o Consumo de Energia Elétrica, Unidades Consumidoras e o PIB	68
3.1.4.	Evolução da Tarifa Média Nacional X Tarifa Média Atualizada	69
3.1.4.	Evolução da Tarifa Média Por Região X Tarifa Média Regional Atualizada	71
3.2.	Receita de Fornecimento de Energia Elétrica por Região	74
3.2.1.	Receita de Fornecimento de Energia Elétrica por Empresa e Região	77
3.2.1.1.	Região Centro-Oeste	77
3.2.1.2.	Região Nordeste	80
3.2.1.3.	Região Norte	82
3.2.1.4.	Região Sudeste	85
3.2.1.5.	Região Sul	87
3.3.	Encargos Setoriais	89
3.4.	Comentários sobre o Capítulo 3	91
4.	ESTUDO DE CASO – CEMIG-D	93
4.1.	Caracterização da Empresa	93
4.2.	Análise de Dados da CEMIG-D	94
4.2.1.	Composição da Receita Bruta da CEMIG-D	95
4.2.2.	Composição dos Tributos e Encargos Setoriais	97
4.2.3.	Comparação da Participação dos Encargos Setoriais a Receita Total das Distribuidoras com da CEMIG-D	99
4.3.	Impacto dos Encargos Setoriais e dos Tributos na Tarifa	101
4.4.	Alíquotas Efetivas dos Tributos na Fatura do Consumidor Residencial no ACR	105
4.5.	Comentários sobre o Capítulo 4	109
5.	CONCLUSÃO	111
	REFERÊNCIAS	114
	APÊNDICE A – CFURH – VALORES ARRECADADOS NOS ANOS DE 2011 A 2019	121
	APÊNDICE B – VARIAÇÃO ENTRE A RECEITA FATURADA SEM TRIBUTOS E COM TRIBUTOS POR REGIÃO	122
	APÊNDICE C – CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA, TARIFAS MÉDIAS POR REGIÃO E A MÉDIA GERAL – ANOS 2003 A 2019	124
	APÊNDICE D - VARIAÇÃO DA TARIFA MÉDIA DE FORNECIMENTO (R\$) - COM TRIBUTOS - POR REGIÃO	127
	APÊNDICE E - VARIAÇÃO ANUAL DA TARIFA MÉDIA E ÍNDICES ESCOLHIDOS	128
	APÊNDICE F – VARIAÇÃO DA TARIFA MÉDIA POR REGIÃO E	

COMPARAÇÃO COM IPCA E IGP-M	129
APÊNDICE G – EVOLUÇÃO DA RECEITA BRUTA, DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA E UNIDADES CONSUMIDORAS	130
APÊNDICE H – EVOLUÇÃO DA TARIFA MÉDIA NACIONAL DE 2003, ATUALIZADA PELO IPCA E IGP-M	131
APÊNDICE I – COMPARATIVO TARIFA MÉDIA NACIONAL ATUALIZADA PELO IPCA E IGP-M	132
APÊNDICE J – RECEITA DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA COM E SEM TRIBUTOS POR REGIÃO (EM REAIS)	133
APÊNDICE K – PARTICIPAÇÃO DA REGIÃO NA RECEITA DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA SEM TRIBUTOS	135
APÊNDICE L – VARIAÇÃO ENTRE A RECEITA DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA COM E SEM TRIBUTOS - ACR - REGIÃO CENTRO-OESTE	137
APÊNDICE M – VARIAÇÃO ENTRE A RECEITA DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA COM E SEM TRIBUTOS - ACR - REGIÃO NORDESTE	140
APÊNDICE N – VARIAÇÃO ENTRE A RECEITA DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA COM E SEM TRIBUTOS - ACR - REGIÃO NORTE	145
APÊNDICE O – VARIAÇÃO ENTRE A RECEITA DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA COM E SEM TRIBUTOS - ACR - REGIÃO SUDESTE	149
APÊNDICE P – VARIAÇÃO ENTRE A RECEITA DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA COM E SEM TRIBUTOS - ACR - REGIÃO SUL	152
APÊNDICE Q – VALORES COLETADOS DE ALGUNS ENCARGOS SETORIAIS DE RESPONSABILIDADE DAS DISTRIBUIDORAS (EM REAIS)	155
APÊNDICE R – VARIAÇÃO DOS ENCARGOS SETORIAIS EM COMPARAÇÃO AO PIB (EM %)	156
APÊNDICE S – COMPOSIÇÃO DA RECEITA BRUTA DA CEMIG-D NOS ANOS DE 2009 A 2019 (EM MILHARES DE REAIS)	157
APÊNDICE T – COMPOSIÇÃO DA RECEITA DE FORNECIMENTO NO ACR POR CLASSE DE CONSUMIDOR (EM MILHARES DE REAIS)	158
APÊNDICE U – COMPOSIÇÃO DOS TRIBUTOS E ENCARGOS DOS CONSUMIDORES (EM MILHARES DE REAIS)	159
APÊNDICE V – COMPARAÇÃO DA PARTICIPAÇÃO DOS ENCARGOS NA RECEITA TOTAL DAS DISTRIBUIDORAS E DA CEMIG-D	161
APÊNDICE W – DADOS DAS FATURAS DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA NO ACR – CLASSE RESIDENCIAL.....	162
APÊNDICE X – COMPOSIÇÃO DA FATURA DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA NO ACR – CLASSE RESIDENCIAL	163

APÊNDICE Y – RESUMO DA COMPOSIÇÃO DA FATURA DE FORNCIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA – CLASSE RESIDENCIAL	166
APÊNDICE Z – ALÍQUOTAS EFETIVAS DOS TRIBUTOS NA FATURA DE UM CONSUMIDOR RESIDENCIAL DA CEMIG-D (em %)	168
APÊNDICE AB – COMPARAÇÃO ENTRE O TOTAL DAS ALÍQUOTAS EFETIVAS DOS TRIBUTOS E SUA REPRESENTATIVDADE NA FATURA DE UM CONSUMIDOR RESIDENCIAL – ACR	170

1. INTRODUÇÃO

O Brasil começou a usar a energia elétrica no século XIX, com a chegada da empresa canadense Light em 1899. “O início do uso da energia elétrica no Brasil se deu no século XIX. Pinto (2018, p.98) descreve que:

Nesse período, tínhamos uma regulação local e uma iniciativa privada (nacional e estrangeira). Um momento importante no histórico do setor elétrico brasileiro foi o que veio a partir do Código de Águas (1934), na era Vargas, com a criação, em março de 1939, do Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (CNAEE), que tinha a finalidade de estudar o problema da exploração e utilização da energia elétrica no país, em especial a de origem hídrica. O CNAEE procurava colocar em prática as disposições contidas no Código de Águas. Sua finalidade principal era proporcionar uma atuação coordenada do Estado no âmbito da produção hidrelétrica – até então, entregue, quase exclusivamente, à iniciativa privada. A Companhia Hidrelétrica do São Francisco - CHESF foi fundada em 1945, e a Furnas, em 1957, com as décadas de 1940 e 1950 sendo caracterizadas pela convivência de investimentos públicos e privados. Na década seguinte, chegaram o Ministério das Minas e Energia (MME - 1960), a ELETROBRAS (1962) e o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE — 1965). Durante os anos de 1960 e 1970, houve um aprofundamento da estatização (Eletrosul em 1969 e Light em 1979). O marco maior da década de 1980, sem dúvida, é o início do funcionamento da hidrelétrica Itaipu Binacional (Brasil e Paraguai), em 1984.

O setor elétrico brasileiro passou por mudanças ao longo dos anos e na década de 90 foi redefinido qual o papel do governo frente a esse setor, onde a desregulamentação e a privatização de empresas contratadas pelo governo foram os focos de alterações.

Segundo Fonseca e Reis (2012, p. 2), "no Brasil, o governo passaria a exercer um papel mais voltado para os aspectos regulatórios e menos como proprietário de empresas, principalmente no seguimento de distribuição".

A Lei nº 8.031 de 12/04/1990 criou o Plano Nacional de Desestatização, constando em seu artigo 2º quais os tipos de empresas estavam sujeitos a desestatização, e no parágrafo 3º do referido artigo descrevia que:

“Não se aplicam os dispositivos desta lei às empresas públicas ou sociedades de economia mista que exerçam atividades de competência exclusiva da União, de acordo com os arts. 21, 159, inciso I, alínea c e 177 da Constituição Federal, ao Banco do Brasil S.A., e, ainda, ao órgão oficial ressegurador referido no inciso II do art. 192 da Constituição Federal”.

Dessa forma, as empresas do setor elétrico ainda não estariam inclusas na questão de desestatização por estarem inseridas no artigo 21 da Constituição Federal de 1988 no inciso XII, com a seguinte redação:

“XII - explorar, diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão:

...
b) os serviços e instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos de água, em articulação com os Estados onde se situam os potenciais hidroenergéticos”. (CONSTITUIÇÃO FEDERAL DE 1988)

Com o advento do mandato presidencial de Fernando Henrique Cardoso (1995 a 2002) foi instaurada de forma mais contundente a questão da reforma e a introdução da concorrência no setor elétrico brasileiro, e a tentativa de redefinição completa do papel do Estado no setor. (GOLDENBERG e PRADO, 2003)

Conforme exposto por Goldenberg e Prado (2003), os objetivos pretendidos pela reforma do governo eram:

- Desverticalização, visando à separação entre as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização;
- Privatização, transferindo para o setor privado a responsabilidade pela realização dos investimentos, além de fornecer recursos para o erário público;
- Competição na geração e na comercialização, propiciando um grande estímulo para o aumento da eficiência e a redução dos preços; e
- Livre acesso às redes de transmissão e distribuição, permitindo efetivamente a competição na produção e na comercialização.

Assim foi criada a Lei nº 9.074 de 07/07/1995 que estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos de competência da União, sendo que no Capítulo II trata dos serviços de energia elétrica, contendo a reforma pretendida no setor.

Dando continuidade as alterações pretendidas durante o governo FHC, foi sancionada a Lei nº 9.491 de 09/09/1997 revogando a Lei nº 8.031 de 12/04/1990 e que também altera os procedimentos relativos ao Programa Nacional de Desestatização. Sendo que no artigo 2º explana as empresas que poderão ser desestatizadas e constando explicitamente no inciso III que os serviços públicos objeto de concessão, permissão ou autorização serão passíveis de desestatização, dando forças e amplitude a esse processo.

Em 26/12/1996 por meio da Lei nº 9.427, foi instituída a ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica que tem por finalidade regular e fiscalizar a geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal.

Com o passar dos anos as mudanças continuaram ocorrendo em função da criação do MAE – Mercado Atacadista de Energia, o ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico e também por problemas com o modelo do setor elétrico que estava sendo estruturado,

problemas com estiagem, racionamento de energia, etc.

A questão tarifária também foi objeto de mudanças. Em 04/03/1993 foi criada a Lei nº 8.631 que dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço de energia elétrica, extingue o regime de remuneração garantida, bem como outras alterações.

Quanto a Lei mencionada, Fonseca e Reis (2012) resumem as mudanças como sendo:

- Extinção da equalização tarifária, onde o custo do serviço da concessionária é que define o valor a ser recebido;
- Encerra a CRC - Conta de Resultados a Compensar, que apresentava situação deficitária com recursos do tesouro; e
- Passa ser obrigatório contratos de suprimentos entre os geradores e distribuidores de energia.

O novo modelo, conforme narra Pinto (2018, p. 98), “instituiu dois ambientes para a celebração de contratos de compra/venda de energia elétrica”:

- Ambiente de Contratação Regulada – ACR: exclusivo para empresas geradoras e distribuidoras;
- Ambiente de Contratação Livre – ACL: empresas geradoras e comercializadoras, além de importadores, exportadores e consumidores livres. Vendedores e compradores negociam entre si as cláusulas do contrato (preço, prazo e condições de entrega). A parte que compra a energia são os consumidores com demanda maior do que 500 kW, que devem ser destinados ao uso próprio.

O setor elétrico brasileiro é alvo de um problema que aflige a todos, o excessivo crescimento dos preços da energia elétrica, alimentado especialmente pela grande carga tributária e encargos setoriais incidentes sobre a tarifa de energia elétrica. Boa parte da tarifa média, do consumidor final, é composta por encargos setoriais e tributos.

O número excessivo de encargos setoriais tem gerado muitos questionamentos em função das distorções introduzidas no sistema tarifário. São exemplos os procedimentos de recolhimento adotados, que não possuem regras claras, a imprecisão das regras de cálculo e os pesados aumentos que tem gerado, a falta de metas para mitigação desses aumentos, a fiscalização da correta utilização dos recursos recolhidos, a aplicação indevida de algumas parcelas, etc.

Cabe à ANEEL fixar uma tarifa justa ao consumidor, e que estabeleça uma receita capaz de garantir o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

O Quadro 1 apresenta um resumo das principais mudanças ocorridas no setor elétrico

Brasileiro.

Quadro 1 – Mudanças no Setor Elétrico Brasileiro

Modelo antigo até 1995	Modelo de livre mercado 1995 a 2003	Novo modelo 2004
Financiamento por meio de recursos públicos	Financiamento por meio de recursos públicos e privados.	Financiamento por meio de recursos públicos e privados.
Empresas verticalizadas	Empresas divididas por atividade: G, T, D e C (respectivamente, geração, transmissão, distribuição e comercialização).	Empresas divididas por atividade: G, T, D, C, importação e exportação.
Empresas predominantemente estatais	Abertura e ênfase na privatização das empresas	Convivência de empresas estatais e privadas
Monopólios	Competição na geração e na comercialização.	Competição na geração e na comercialização.
Consumidores Cativos	Consumidores livres e cativos.	Consumidores livres e cativos.
Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e na comercialização.	No ambiente livre: preços livremente negociados na geração e comercialização. No ambiente regulado: leilão e licitação pela menor tarifa.
Mercado regulado	Mercado livre	Convivência entre os mercados livres e regulado
Planejamento determinativo pelo grupo coordenador do planejamento dos sistemas elétricos – GCPS	Planejamento indicativo pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE.	Planejamento pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE.
Contratação: 100% do mercado	Contratação: 85% do mercado até agosto de 2003; e 95% até dezembro de 2004.	Contratação: 100% do mercado + reserva.
Sobras/déficits do balanço energético rateados entre compradores	Sobras/déficits do balanço energético liquidados no MAE.	Sobras/déficits do balanço energético liquidados na CCEE, Mecanismos de Compensação de Sobras e Déficits - MCSD para as distribuidoras.

Fonte: PINTO (2018, p.98)

1.1. Objetivos

Os objetivos deste trabalho foram traçados visando nortear o desenvolvimento e as abordagens de cada capítulo.

1.1.1. Objetivo Geral

O objetivo geral deste trabalho é mostrar como os encargos setoriais e os tributos impactam no valor da tarifa de energia elétrica, buscando analisar como estes dois elementos afetam a tarifa para os consumidores no Ambiente de Contratação Regulada – ACR.

1.1.2. Objetivos Específicos

Os objetivos específicos são:

- Analisar os encargos setoriais e os tributos que compõe a tarifa de energia elétrica dos consumidores no Ambiente de Contratação Regulada – ACR destacando o suporte legal e regulatório dos mesmos;
- Analisar a evolução da receita de fornecimento de energia elétrica, bem como os encargos setoriais e tributos incidentes sobre ela;
- Apresentar dados de uma concessionária de distribuição de energia elétrica, sua receita, tributos e encargos setoriais incidentes sobre ela e analisar a proporção e evolução destes valores ano após ano; e
- Demonstrar o impacto no preço final da energia elétrica para os consumidores no ACR e particularizando o estudo de caso em uma distribuidora de energia elétrica.

1.2. Justificativa

Em termos territoriais o Brasil é extenso, necessitando de um setor elétrico estruturado e que atenda as demandas de energia elétrica com qualidade, de forma contínua e com regulamentação que o torne mais eficiente. Por essa extensão territorial, ainda há regiões brasileiras que não são atendidas pelo Sistema Interligado Nacional.

O setor elétrico brasileiro sofre mudanças constantes, buscando uma evolução aprimorada em termos de fornecimento de energia elétrica e de regulamentações, fazendo que todos os agentes envolvidos, desde a geração até o consumidor final, necessitem de um claro entendimento do mesmo. Para o consumidor final isto não é diferente, pois ele precisa conhecer de forma clara as questões envolvidas nos valores cobrados na fatura de energia elétrica.

Sendo o fornecimento de energia elétrica um serviço essencial na vida da população, das empresas, etc., não há como deixar de adquiri-la, consumi-la e muito menos ser interrompido. Assim, os consumidores do ACR ficam sujeitos ao valor cobrado na respectiva

fatura.

Como o ACR é um ambiente com maior regulação, é necessário conhecer o que isto influencia nas tarifas de energia elétrica e o que é pago pelo consumidor, além do consumo.

As tarifas de energia elétrica sofreram alterações e muitas delas provocadas por mudanças na legislação que criam encargos setoriais instituídos por leis federais. Tais encargos são regulamentados por decretos e regulados por resoluções da agência reguladora ANEEL.

Importante também ressaltar que a legislação tributária pode alterar, ao longo dos anos, tanto a alíquota como forma de tributação da atividade econômica de fornecimento de energia elétrica pelas distribuidoras.

Como há um arcabouço legal extenso e muitas questões envolvidas na tarifação de energia, não torna claro ao consumidor, principalmente o residencial, entender o porquê da variação do valor a ser pago mensalmente (além do aumento ou diminuição no seu consumo).

Desta forma, torna-se imperativo que se conheça o impacto que os encargos setoriais e os tributos geram no montante da fatura de fornecimento de energia elétrica, para que se possa entender tanto em âmbito nacional e até em um caso específico o que está envolvido e conseguir mensurar e compreender esses fatores que influenciam a conta que o consumidor recebe.

Tanto os encargos setoriais quanto os tributos inerentes desta atividade de fornecimento de energia elétrica fazem com que a fatura ao chegar ao consumidor seja nitidamente impactada, em termos de percentuais e valor monetário.

Neste contexto, compreender que parte da fatura é destinada aos encargos setoriais, com finalidades diversas e distintas entre si, visualizando o que está sendo pago e qual a finalidade específica de cada valor constante nesta fatura, torna menos obscuro a leitura e interpretação da mesma mensalmente.

1.3. Metodologia do Trabalho

Para atingir os objetivos traçados neste trabalho, realizou a pesquisa de dados e informações por meio de *sites* oficiais, legislação tributária e de criação dos encargos setoriais pertinente a tarifa de energia elétrica, normas e resoluções ANEEL no âmbito das atividades de distribuição de energia elétrica e também foi feita pesquisa bibliográfica.

O trabalho também é realizado por meio de estudo de caso dividido em duas partes, sendo a primeira com os dados coletados quanto a distribuidoras de energia elétrica, em

âmbito nacional. Na segunda parte foi realizada o estudo de caso de uma distribuidora de energia elétrica e de um consumidor cativo da classe Residencial.

1.4. Estrutura do Trabalho

O trabalho apresenta informações a respeito da tarifa de energia elétrica no ambiente de contratação regulada e o impacto dos tributos e encargos setoriais nestas tarifas, estando estruturado em cinco capítulos.

O primeiro capítulo refere-se à introdução, onde apresenta uma abordagem geral do setor elétrico brasileiro, os objetivos do trabalho, a justificativa do tema escolhido e a metodologia adotada.

O Capítulo 2 apresenta uma explanação sobre concessionária de distribuição e abordagem conceitual de Ambiente de Contratação Regulada no setor elétrico, que foram tratados no estudo de caso. Traz a explicação sobre tarifa de energia elétrica e apresentação dos encargos e tributos incidentes sobre a mesma, no âmbito do ACR.

O capítulo 3 apresenta os dados coletados quanto a receita de distribuição de energia elétrica em âmbito nacional, a tarifa média praticada e análises e comparações dos mesmos. Além disso apresenta o impacto dos tributos agregados na receita de fornecimento de energia elétrica no ACR.

O quarto capítulo apresenta o estudo de caso de uma concessionária de distribuição, visando demonstrar o impacto dos encargos e tributos setoriais no valor da tarifa de energia elétrica. Apresenta ainda, os dados constantes em suas Demonstrações de Resultados no que diz respeito à receita total no fornecimento de energia elétrica, os tributos que incidem sobre a mesma e os encargos setoriais da distribuidora. Apresenta ainda a evolução e composição da fatura de energia elétrica de um consumidor cativo.

Finalizando, o capítulo 6 apresenta as conclusões deste trabalho e sugestões para trabalhos futuros.

2. CONCESSIONÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO: TARIFA, ENCARGOS E TRIBUTOS DO SETOR

Um dos segmentos do setor elétrico é a distribuição que tem como finalidade entregar energia elétrica para o consumidor final, atendendo os critérios de qualidade e continuidade. A distribuição é o setor dedicado ao rebaixamento da tensão proveniente do sistema de transmissão.

A Figura 1 mostra a área de abrangência das principais concessionárias de distribuição de energia elétrica.



Figura 1 – Área de abrangência das principais concessionárias de distribuição de energia elétrica
Fonte: ANEEL (2018a)

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. (ANEEL, 2018b)

A Resolução Normativa nº 414 de 09/09/2010 da ANEEL, no inciso XXV do artigo 2º, define distribuidora como sendo o “agente titular de concessão ou permissão federal para

prestar o serviço público de distribuição de energia elétrica”.

Conforme Carneiro (2019, p. 70), a “distribuição consiste no fornecimento de energia elétrica a consumidores em média e baixa tensão. Os agentes de distribuição, prestando serviços públicos de transporte de energia em tensão abaixo de 230 kV, estabelecem relações de consumo com consumidores cativos (aqueles que em vista das características de consumo e da localização geográfica da unidade consumidora, devem ser atendidos pelos distribuidores locais na sua área de concessão)”.

2.1. Ambientes de Contratação de Energia

No Brasil, no âmbito do sistema elétrico, há dois ambientes para contratação de energia, sendo eles:

- Ambiente de Contratação Regulado – ACR, onde os consumidores são chamados cativos; e
- Ambiente de Contratação Livre – ACL (consumidores livres).

O Decreto nº 5.163 de 30/07/2004 regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração e energia elétrica, entre outras providências. Em seu artigo 1º estabelece que a comercialização de energia entre os agentes concessionários, permissionários e autorizados dar-se-á nos Ambientes de Contratação Regulada ou Livre.

Neste mesmo artigo do Decreto nº 5.163/2004 em seu parágrafo 2º, define os dois ambientes de comercialização de energia elétrica:

- I- Ambiente de Contratação Regulada é o “segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição, precedidas de licitação, ressalvados os casos previstos em Lei, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.
- II- Ambiente de Contratação Livre – ACL o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, objeto de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.

No ACR, conforme explana Nery (2012, p. 42), “estão obrigatoriamente, os consumidores com demandas menores do que 3 MW, e aqueles de demandas maiores que, efetivamente, preferem ser supridos através da distribuidora local”. Já no ACL, Nery (2012, p.

42) explicita que estão neste grupo “os consumidores que, à sua escolha, sejam supridos diretamente por Produtores Independentes de Energia (PIEs), com demandas maiores ou iguais a 3 MW”.

O Quadro 2 apresenta as principais diferenças entre os ambientes de contratação:

Quadro 2 – Diferença entre ACL X ACR

	Ambiente Livre	Ambiente Regulado
Participantes	Geradoras, comercializadoras, consumidores livres e especiais	Geradoras, distribuidoras e comercializadoras. As comercializadoras podem negociar energia somente nos leilões de energia existente – (Ajuste e A-1)
Contratação	Livre negociação entre os compradores e vendedores	Realizada por meio de leilões de energia promovidos pela CCEE, sob delegação da ANEEL
Tipo de contrato	Acordo livremente estabelecido entre as partes	Regulado pela ANEEL, denominado Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR)
Preço	Acordado entre comprador e vendedor	Estabelecido no leilão

Fonte: CCEE [s.d.]a

Como este trabalho visa narrar o impacto dos encargos setoriais e dos tributos na tarifa de energia, será abordada a questão do ACR.

2.1.1. Ambiente de Contratação Regulada - ACR

No ACR a energia elétrica é adquirida pela distribuidora do agente vendedor, por meio de leilões de energia proveniente de empreendimentos de geração existentes e de novos empreendimentos. Desta negociação é firmado o Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEAR. Este tipo de contrato é especificado “por meio dos editais publicados para cada leilão, contendo cláusulas e condições fixas, que não são passíveis de alteração pelos agentes”. (CCEE, [s.d.]b)

Segundo Nery (2012, p. 587):

Neste ambiente estão inseridas as operações de compra de energia elétrica por parte dos agentes de distribuição de energia elétrica e o fornecimento de energia elétrica para o mercado regulado. É o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores (geradores, comercializadores e importadores) e agentes de distribuição precedidas de licitação, ressalvados aos casos previstos em lei, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.

O Consumidor Cativo é aquele que compra energia elétrica da concessionária de

distribuição ao qual está ligado, ou seja, a distribuidora que possui área de concessão onde o consumidor possui sua Unidade Consumidora. Nesta categoria de consumidor estão todos os clientes de baixa tensão e a maioria dos consumidores de média tensão.

O consumidor cativo absorve incertezas, erros e acertos do planejamento centralizado do governo e da distribuidora. Participa do rateio dos custos da diferença entre geração programada e realizada, ou seja, está exposto a riscos e não tem como gerenciá-los.

Este consumidor pode se desconectar da distribuidora a qual está vinculado e gerar sua própria energia elétrica.

2.2. Tarifa de Energia Elétrica

“A tarifação de energia elétrica é baseada no estabelecimento de critérios de preços que correspondem aos mais diversificados serviços oferecidos aos consumidores no suprimento de suas necessidades de carga”. (CARNEIRO, 2019, p. 82). Ainda na sua narração explica que os preços vinculados aos serviços prestados pelas concessionárias de energia são compostos por diversos elementos econômico-financeiros e são supervisionados e normatizados pela ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica.

“Compete à ANEEL regulamentar as políticas e diretrizes do Governo Federal para a utilização e exploração dos serviços de energia elétrica pelos agentes do setor, pelos consumidores cativos e livres, pelos produtores independentes e pelos autoprodutores. Cabe à Agência, ainda, definir padrões de qualidade do atendimento e de segurança compatíveis com as necessidades regionais, com foco na viabilidade técnica, econômica e ambiental das ações – e, por meio desses esforços, promover o uso eficaz e eficiente de energia elétrica e proporcionar condições para a livre competição no mercado de energia elétrica”. (ANEEL, 2017a)

Segundo Haddad (2001, p. 114), “ao longo da história do setor elétrico brasileiro as questões tarifárias, por um motivo ou outro, sempre estiveram presentes, quer seja do lado do consumidor, preocupado com os pagamentos de suas contas mensais, quer seja do lado das empresas concessionárias de energia elétrica, preocupadas com o fluxo de caixa, equilíbrio econômico-financeiro e rentabilidade dos seus negócios.”

A tarifa de energia elétrica, como o preço de qualquer produto, tem por finalidade assegurar que as receitas geradas pelo fornecimento de energia elétrica sejam suficientes para cobrir os custos necessários para o desenvolvimento da atividade de forma eficiente e também remunerar os investimentos oriundos da expansão da capacidade e manter a qualidade dos serviços prestados. Isso passou a ser considerado e realizado após o processo de privatização

do setor elétrico, pois anteriormente havia uma parte da tarifa que era subsidiada pelo governo que participava em todos os segmentos do setor, tanto na geração, quanto na transmissão e distribuição de energia elétrica.

Conforme ANEEL (2014a), ela é responsável pela fixação de “uma tarifa justa ao consumidor e que estabeleça para a concessionária de distribuição uma receita com venda de energia elétrica capaz de garantir o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.”

A tarifa de energia elétrica é a composição de valores calculados que representam cada parcela dos investimentos e operações técnicas realizadas pelos agentes da cadeia de produção e da estrutura necessária para que a energia possa ser utilizada pelo consumidor. A tarifa representa, portanto, a soma de todos os componentes do processo industrial de geração, transporte (transmissão e distribuição) e comercialização de energia elétrica. São acrescidos ainda os encargos direcionados ao custeio da aplicação de políticas públicas. Os impostos e encargos estão relacionados na fatura de energia elétrica. (MME, [s.d.]a)

“A tarifa fixada pela ANEEL para as concessionárias de distribuição, através dos mecanismos de atualização (reajustes anuais e revisões periódicas), contempla as seguintes parcelas que integram a sua conta de luz: Energia, Transmissão, Distribuição, Encargos Setoriais e Tributos.” (ANEEL, 2014a)

Para Barros *et al* (2014, p. 88), “a tarifa de energia corresponde ao valor cobrado por unidade de energia (R\$/kWh) que contempla os custos desde a geração até a disponibilização aos consumidores. Tal valor remunera os custos operativos e aqueles relacionados com a expansão do sistema. O custo total da energia consumida resulta dos valores de energia acrescidos de encargos e impostos destinados aos governos federal, estadual e municipal. O valor correspondente à tarifa de energia elétrica dos consumidores cativos contempla:

- Custos com a aquisição de energia elétrica.
- Custos relativos ao uso do sistema de distribuição.
- Custos relativos ao uso do sistema de transmissão.
- Perdas técnicas e não técnicas.
- Encargos setoriais e impostos.”

O custo com a aquisição de energia pelas distribuidoras está relacionado diretamente com o resultado dos leilões públicos. Os custos com energia são alocados na chamada Tarifa de Energia – TE e repassados aos consumidores integralmente e sem inserir qualquer margem de lucro.

Os custos relativos ao uso do sistema de distribuição são considerados as despesas de

capital e os custos de operação e manutenção das redes de distribuição. Estes custos são alocados na tarifa denominada TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição.

Os custos relativos ao uso do sistema de transmissão são arrecadados por meio da TUST – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão. Essa tarifa compreende a remuneração pelo uso da Rede Básica de transmissão de energia.

A Figura 2, através da direção das setas, mostra quem paga e para quem destina os recursos oriundos da TUSD e TUST.

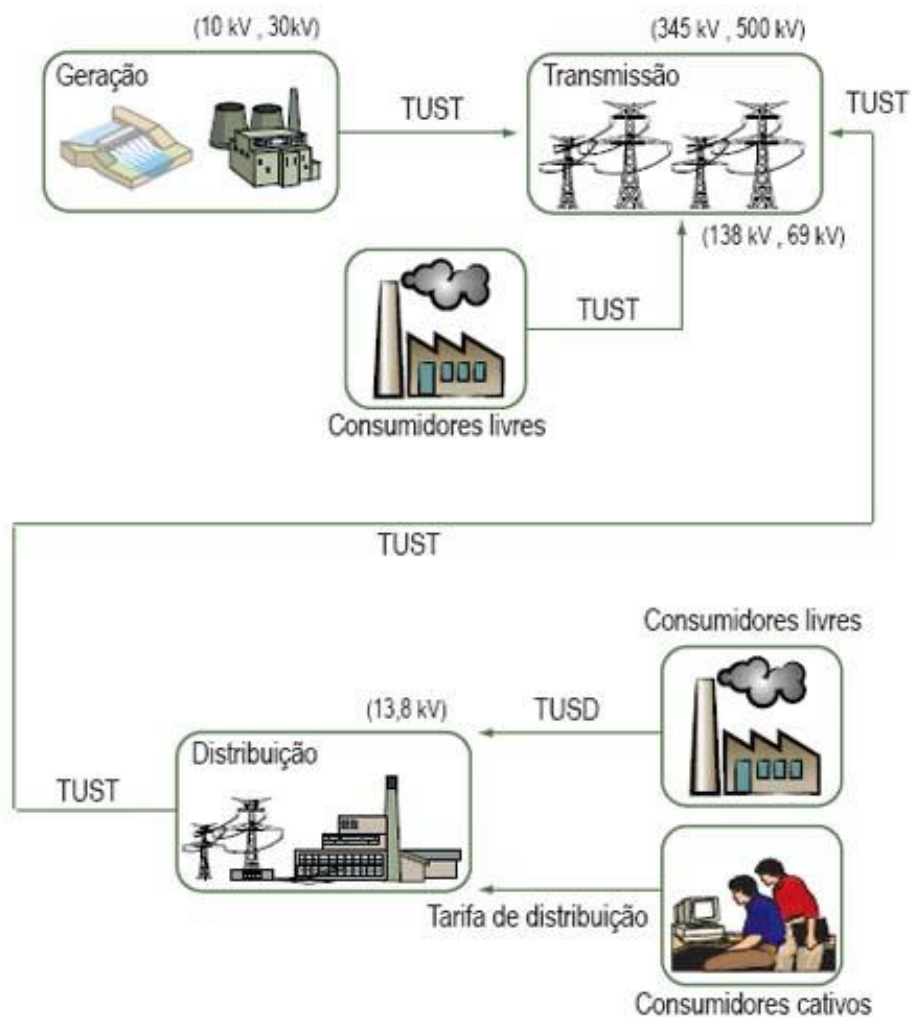


Figura 2: Fluxo da TUSD e TUST
Fonte: ABRADDEE (c2018)

A ANEEL define o valor da tarifa de energia por classe de consumo e a mesma divulga por meio de resoluções. É com base nessas tarifas que as distribuidoras de energia chegam no preço final para seus consumidores, incluindo os tributos seja de âmbito federal, estadual ou municipal.

Além da definição da tarifa, a ANEEL atua no reajuste e na revisão tarifária. O

Reajuste Tarifário Anual “é um dos mecanismos de atualização do valor da energia paga pelo consumidor, aplicado anualmente, de acordo com fórmula prevista no contrato de concessão. Seu objetivo é restabelecer o poder de compra da concessionária.” (ANEEL, 2017b)

Já a Revisão Tarifária Periódica “ocorre a cada quatro anos, em média, com o objetivo de preservar o equilíbrio econômico financeiro da concessão”. Pode também ocorrer revisão extraordinária a qualquer tempo, independentemente dos reajustes e revisões periódicas. Esta Revisão Extraordinária acontece “se houver alterações significativas comprovadas nos custos da concessionária e/ou modificação ou extinção de tributos e encargos posteriores à assinatura do contrato, quando comprovado o seu impacto sobre os custos da empresa.” (MME, [s.d.]b)

Os consumidores de energia elétrica são divididos em classes e subclasses de consumo:

- ✓ Residencial: consumidores residenciais de baixa renda, baixa renda indígena, baixa renda quilombola e baixa renda multifamiliar, cujas tarifas são estabelecidas de acordo com critérios específicos.
- ✓ Industrial: unidades consumidoras que desenvolvem atividade industrial, inclusive o transporte de matéria-prima, insumo ou produto resultante do seu processamento.
- ✓ Comercial: serviços e outras atividades: enquadram-se os serviços de transporte (exceto tração elétrica), comunicação e telecomunicação, templos religiosos, iluminação de rodovias, semáforos, radares e câmeras e outros afins.
- ✓ Rural: atividades de agropecuária, cooperativa de eletrificação rural, indústria rural, coletividade rural e serviço público de irrigação rural, escola agrotécnica e aquicultura.
- ✓ Poder público: atividades dos poderes públicos federal, estadual ou distrital e municipal.
- ✓ Iluminação pública: iluminação de ruas, praças, jardins, estradas e outros logradouros de domínio público, de uso comum e livre acesso, de responsabilidade de pessoa jurídica de direito público.
- ✓ Serviço público: serviços de água, esgoto e saneamento, tração elétrica e ferroviária.
- ✓ Consumo próprio: que se refere ao fornecimento destinado ao consumo de energia elétrica da própria empresa de distribuição.

No Brasil, as unidades consumidoras são classificadas em dois grupos tarifários: Grupo A e Grupo B, conforme Figuras 3 e 4.

A Figura 3 apresenta as unidades consumidoras classificadas no Grupo A e suas divisões em subgrupo de acordo com a tensão de atendimento.

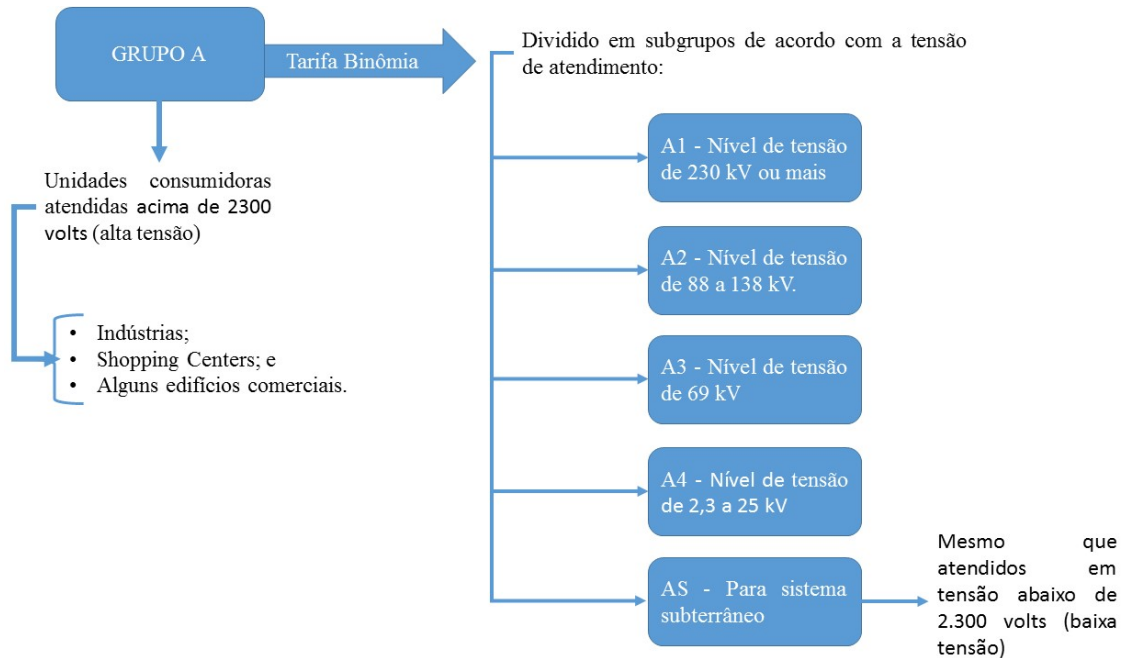


Figura 3: Unidades Consumidoras – Grupo A
Fonte: Elaborada pelo autor

A Figura 4 mostra quais unidades consumidoras se enquadram no Grupo B e como se dividem de acordo com a atividade do consumidor.

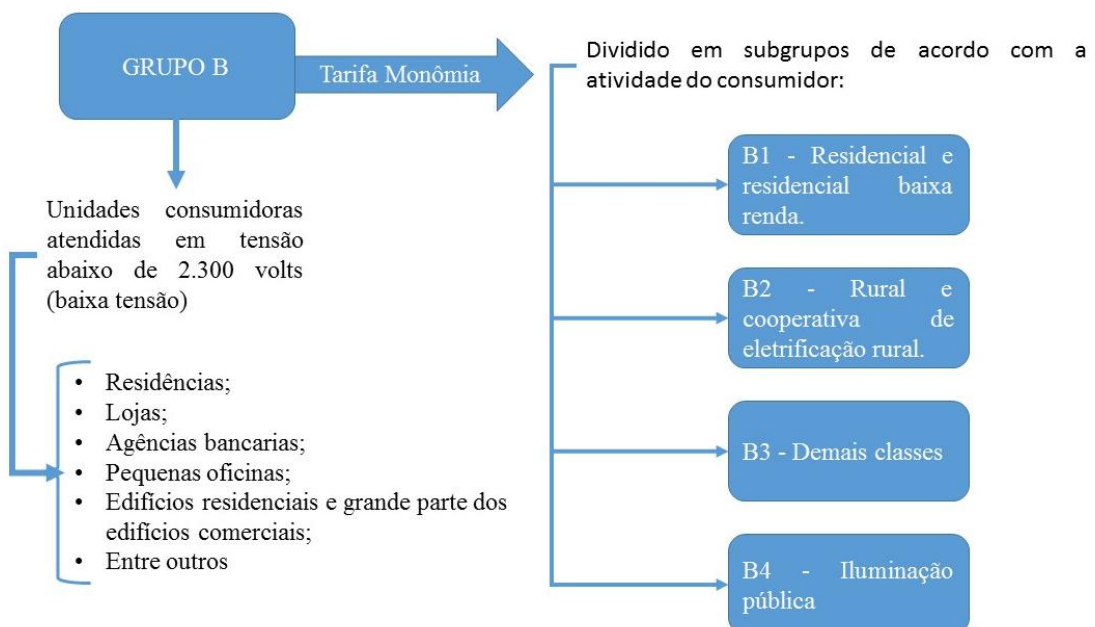


Figura 4: Unidades Consumidoras – Grupo B
Fonte: Elaborada pelo autor

2.3. Encargos Setoriais

Os encargos setoriais são criados por legislação federal, os valores são definidos pela ANEEL e constam de resoluções ou despachos e são recolhidos pelas distribuidoras por meio da fatura de energia elétrica. São vários os encargos criados e cada um possui objetivos pré-definidos.

Serão tratados neste item os encargos setoriais suportados pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica e são entendidos como custos não gerenciáveis suportados pelas concessionárias de distribuição, instituídos por Lei, cujo repasse aos consumidores é decorrente da garantia do equilíbrio econômico-financeiro contratual.

Os Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET) têm caráter normativo e consolidam a regulamentação acerca dos processos tarifários e a sua estrutura foi aprovada pela Resolução Normativa ANEEL nº 435/2011. O PRORET está organizado em 12 módulos, que por sua vez estão subdivididos em submódulos. (ANEEL, 2020a)

O Módulo 3 trata de Reajuste Tarifário Anual das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica e seus submódulos 3.4 e 3.4A são destinados aos Encargos Setoriais, objeto de estudo neste item.

O Submódulo 3.4, aprovado pela Resolução Normativa nº 604/2014 da ANEEL, tem como objetivo “estabelecer os critérios e procedimentos relativos ao cálculo dos encargos setoriais a serem considerados nos processos tarifários das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica”. Os critérios e procedimento deste submódulo são aplicáveis aos Reajustes Tarifários Anuais (RTA) e, no que couber, às Revisões Tarifárias Periódicas (RTP) das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

O Submódulo 3.4A foi aprovado pela Resolução Normativa ANEEL nº 761/2017, com o mesmo objetivo do Submódulo 3.4, mas com a seguinte abrangência

Os procedimentos deste submódulo são aplicáveis aos reajustes e revisões tarifárias de concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica, prorrogadas nos termos do Decreto nº 8.461/2015 ou que assinaram o termo aditivo ao contrato de concessão nos termos do Despacho nº 2.194/2016.

Já o Módulo 5 do PRORET trata dos Encargos Setoriais, estabelecendo os procedimentos regulatórios de cada um, conforme segue:

- Submódulo 5.1 - Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC
- Submódulo 5.2 - Conta de Desenvolvimento Energético – CDE
- Submódulo 5.3 - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia - PROINFA

- Submódulo 5.4 - Encargo de Serviço de Sistema – ESS e Encargo de Energia de Reserva – EER
- Submódulo 5.5 - Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE
- Submódulo 5.6 - Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e Eficiência Energética – EE
- Submódulo 5.7 - Reserva Global de Reversão – RGR
- Submódulo 5.8 - Contribuição dos Associados – ONS
- Submódulo 5.9 - Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH

Para ilustrar, foi elaborada a Figura 5 com a estrutura do PRORET, destacando em azul os módulos e submódulos aqui tratados.

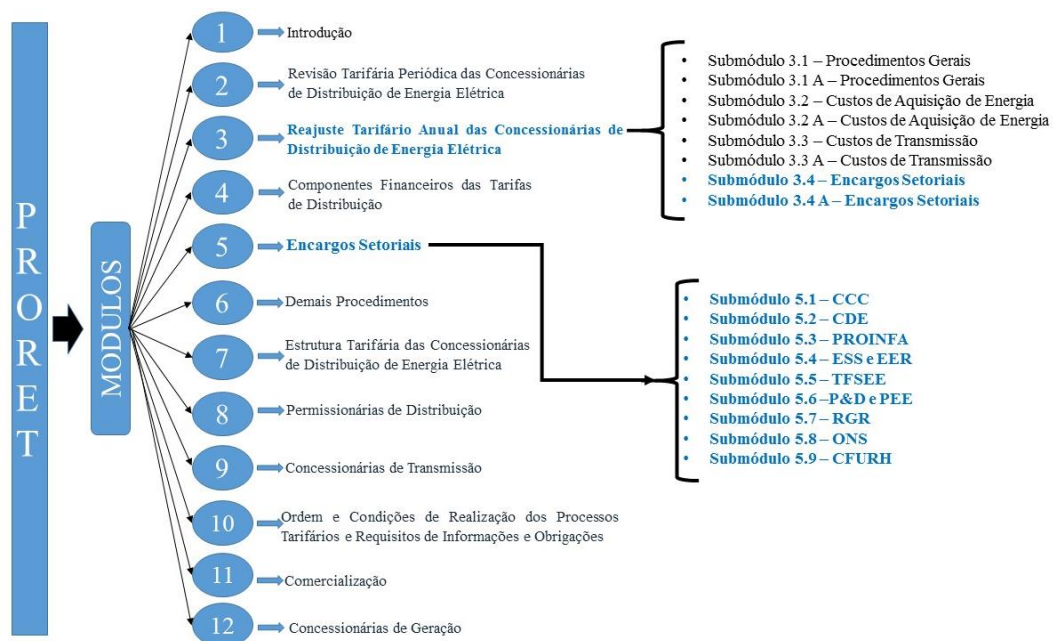


Figura 5: Estrutura PRORET
Fonte: Elaborada pelo autor

Os Encargos Setoriais, descritos neste capítulo, “fazem parte das políticas de Governo para o Setor Elétrico e são todos definidos em Lei. Seus valores são estabelecidos por Resoluções ou Despachos da ANEEL, para efeito de recolhimento pelas concessionárias dos montantes cobrados dos consumidores por meio das tarifas de fornecimento de energia elétrica.” (ANEEL, 2014a)

Em 2012 com a Medida Provisória nº 579 (convertida na Lei nº 12.783/2013), ficou definido as condições para a adesão à prorrogação antecipada de concessões de geração e transmissão de energia elétrica e alterou o marco legal dos encargos setoriais, ficando a cargo

da ANEEL “realizar a revisão tarifária extraordinária das concessionárias de distribuição de forma a contemplar os efeitos dessas medidas, sem prejuízo dos reajustes e revisões tarifárias ordinárias previstas nos contratos de concessão. A redução dos encargos setoriais foi viabilizada com a extinção da Conta de Consumo de Combustíveis, a concessão de isenção às distribuidoras de energia elétrica do pagamento da Reserva Geral de Reversão e a transferência direta de recursos da União na Conta de Desenvolvimento Energético”. (ANEEL, 2014a)

Esta prorrogação antecipada de concessões em troca de redução das tarifas, em primeiro momento, foi positiva para os consumidores de energia elétrica no ano de 2013. Como a tarifa tem o preceito de preservar o equilíbrio econômico e financeiro dos contratos, em 2015 foi realizada uma Revisão Tarifária Extraordinária - RTE que garantiu o aumento das tarifas num patamar que os consumidores sentiram fortemente este acréscimo nas faturas.

Então, uma decisão que em 2013 parecia ser positiva, demonstrou que a retomada do valor da tarifa, após a RTE, para manter esse equilíbrio impactou os gastos dos consumidores com a energia elétrica em um significativo patamar, como poderá ser observado no capítulo 3 deste trabalho. Esta situação foi uma postergação do aumento das tarifas, não sendo um ponto positivo no final.

2.3.1. Conta de Consumo de Combustíveis – CCC

A Lei nº 5.899 de 05/07/1973 dispõe sobre a aquisição dos serviços de eletricidade da ITAIPU e outras providências, estipulando que a coordenação técnica compete a Centrais Elétricas Brasileira S.A. – ELETROBRAS, juntamente com representantes das empresas concessionárias listadas no Artigo 8º da referida lei, farão a coordenação operacional o uso racional das instalações geradoras de transmissão existentes e que vierem a existir nos sistemas interligados das Regiões Sudeste e Sul do Brasil.

Inicialmente, a CCC, conforme previsto no inciso III do art. 13 da Lei nº 5.899/73, teve como diretriz básica de criação o rateio dos ônus e das vantagens do consumo de combustíveis fósseis voltado à otimização da operação dos sistemas elétricos interligados.

O item III do Artigo 13 desta Lei dispõe “que os ônus e vantagens decorrentes do consumo dos combustíveis fósseis, para atender às necessidades dos sistemas interligados ou por imposição de interesse nacional, sejam rateados entre todas as empresas concessionárias daqueles sistemas, de acordo com critérios que serão estabelecidos pelo Poder Executivo.”

Segundo a ABRACE (2012), “posteriormente, a diretriz inicial foi ampliada para abranger o rateio de combustíveis, também nos sistemas elétricos isolados, nos termos do art.

8º da Lei nº 8.631/93, que previu a incidência da CCC-Isolado sobre todos os concessionários distribuidores, que atuam tanto no sistema isolado como no interligado.”

Para melhor entender o que seja o Sistema Interligado Nacional - SIN, Pinto (2018, p. 103) descreve:

...é composto por mais de 100 mil quilômetros de linhas de transmissão. É predominantemente hidrelétrico, e aproximadamente 65% da sua capacidade de armazenamento se localiza no chamado quadrilátero dos reservatórios, que compreende parte dos estados de MG, GO e SP, ao longo das áreas em que se concentram as bacias de quatro grandes rios: São Francisco, Grande, Tocantins e Paranaíba. Ter reservatórios de grande capacidade consequentemente faz com que o SIN tenha uma dependência das chuvas — onde, quando e quanto irá chover são as questões mais importantes. A administração desses fluxos de armazenamento dos reservatórios é o que leva ao atendimento de energia elétrica do SIN, que é dividido geopoliticamente em quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte, que, mesmo interligados, têm características próprias de operação e planejamento. O ONS prepara diariamente um relatório energético de todo o SIN.

O SIN é considerado um sistema de produção e transmissão de energia elétrica que “é um sistema hidro-termo-eólico de grande porte, com predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários. O Sistema Interligado Nacional é constituído por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte.” (ONS, c2020a)

A Figura 6 mostra as linhas de transmissão brasileiras que forma o SIN.

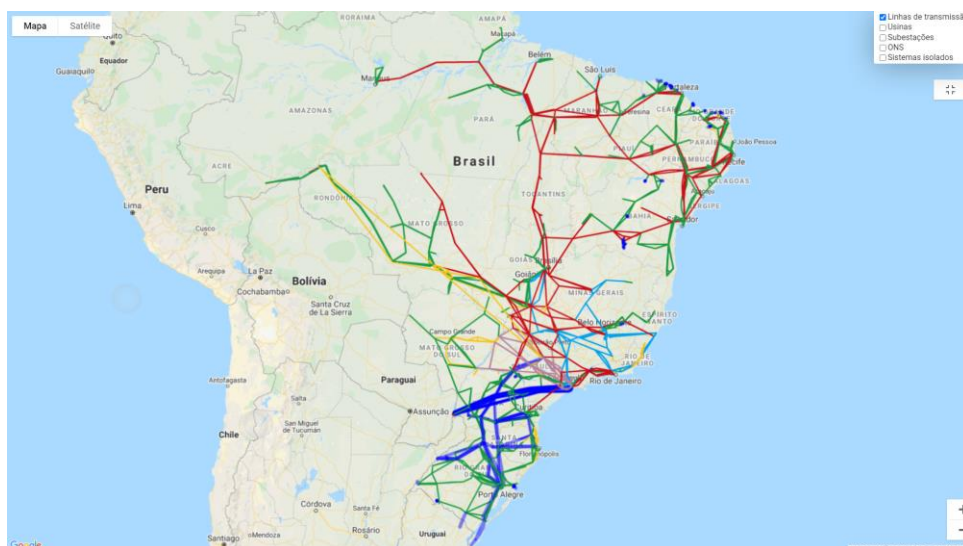


Figura 6: Mapa com as Linhas de Transmissão que formam o SIN Brasileiro
Fonte: ONS (c2020b)

Segundo o *site* da ONS (c2020a), “a interconexão dos sistemas elétricos, por meio da malha de transmissão, propicia a transferência de energia entre subsistemas, permite a

obtenção de ganhos sinérgicos e explora a diversidade entre os regimes hidrológicos das bacias. A integração dos recursos de geração e transmissão permite o atendimento ao mercado com segurança e economicidade.”

Já os Sistemas Isolados, segundo PINTO (2018, p. 104):

... (dispostos juridicamente pela Lei no 12.111 de 9 de dezembro de 2009) se conectaram ao SIN e compreendiam os estados do Amazonas, Amapá, Roraima, Pará (exceto a cidade de Belém), Mato Grosso e a ilha de Fernando de Noronha. Em 2008, a comunidade de Batavo, em Balsas (MA), e a ilha de Camamu (BA) entraram para o SIN. Depois, em 2009, os estados do Acre e de Rondônia também se interligaram. Esses sistemas eram abastecidos majoritariamente por usinas térmicas movidas a diesel e óleo combustível e, em menor escala, por PCH, CGH e termelétricas movidas a biomassa. Apesar de estarem localizados em 45% da área territorial brasileira, com cerca de 1,2 milhão de consumidores, os sistemas isolados respondiam apenas por 3,4% da energia elétrica produzida no país (2010). Após a interligação do Acre e de Rondônia, o mercado dos sistemas isolados alcançou, no primeiro semestre de 2010, 1,6% do total do mercado nacional. Em 2013, com a interligação de Manaus e Macapá ao SIN, chegou a menos de 1% de participação.

“Atualmente, existem 235 localidades isoladas no Brasil. A maior parte está na região Norte, nos estados de Rondônia, Acre, Amazonas, Roraima, Amapá e Pará. A ilha de Fernando de Noronha, em Pernambuco, e algumas localidades de Mato Grosso completam a lista. Entre as capitais, Boa Vista (RR) é a única que ainda é atendida por um sistema isolado. O consumo nessas localidades é baixo e representa menos de 1% da carga total do país. A demanda por energia dessas regiões é suprida, principalmente, por térmicas a óleo diesel.” (ONS, c2020c)

A Figura 7 apresenta as localidades isoladas no Brasil (Sistemas Isolados), conforme descrito pela ONS.

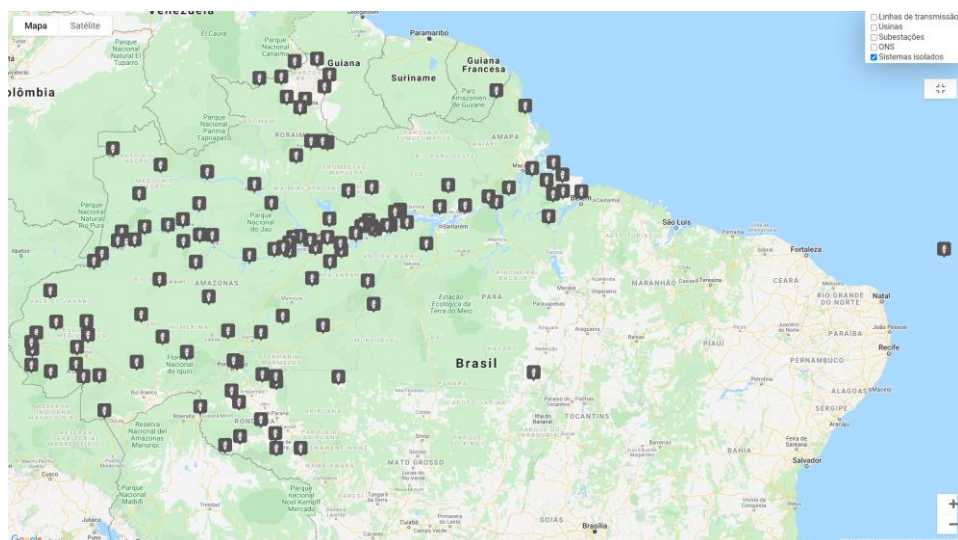


Figura 7: Mapa com a Localização dos Sistemas Isolados do Brasil

Fonte: ONS (c2020b)

Para Barros *et al* (2014, p. 13):

Construir o SIN são necessárias muitas linhas de transmissão. Devido à dificuldade de construção dessas linhas na Floresta Amazônica, parte da Região Norte do país historicamente possuía uma rede isolada. Na atualidade, porém, há um plano do governo para interligar essa parte da rede ao SIN. As técnicas construtivas desenvolvidas recentemente permitem a redução do impacto ambiental provocado pela edificação desta infraestrutura, através da utilização de torres mais altas e mais espaçadas entre si. Com a interligação do sistema isolado ao SIN espera-se aumentar a confiabilidade do fornecimento de energia elétrica para a Região Norte e, ainda, obter uma redução nas despesas com a geração. Essa redução de custos é resultado da diminuição do uso de geradores movidos a óleo combustível, os quais são os responsáveis principais pela geração de energia no Sistema Isolado.

De acordo com Carneiro (2019, p. 131), a CCC “constitui reserva financeira para cobertura do custo de combustíveis fósseis funcionando como conta de compensação, por meio da qual se realiza o rateio dos ônus e das vantagens da geração térmica do respectivo sistema interligado. Desta forma, as despesas referentes aos combustíveis fósseis utilizados na geração de energia elétrica nos sistemas interligados são reembolsadas com recursos da CCC.”

A ANEEL discorre que a “CCC é uma conta cuja arrecadação é usada para cobrir os custos do uso de combustíveis fósseis (óleo diesel, por exemplo) para geração termelétrica nos sistemas Interligado e Isolado. A Conta é rateada entre todos os consumidores instalados no sistema interligado de energia elétrica do País. As distribuidoras de energia são obrigadas a recolher, mensalmente, sua quota, que, por força da legislação atual, tem que ser homologada pela ANEEL. O valor da quota é proporcional ao mercado atendido por cada empresa.” (ANEEL, s.d.)

A Lei nº 12.783 de 11/01/2013, ao alterar Lei nº 10.438 de 26/04/2002, trouxe mudança para a CCC, onde a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE (objeto de estudo no item 3.2.2) passou a encampar suas principais atribuições. Desta forma, a arrecadação para a CCC diretamente vinculada a fixação dos valores das quotas pela ANEEL, foi extinta, podendo ser transferidos recursos da CDE para a CCC visando atender suas finalidades.

Pela Medida Provisória nº 735/2016 (convertida em Lei nº 13.360/2016), a partir de maio de 2017 a CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica assumiu a gestão financeira e operacional da CCC.

2.3.2. Conta de Desenvolvimento Energético – CDE

A Lei nº 10.438 de 26/04/2002, em seu Artigo 13, criou a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, “visando o desenvolvimento energético dos Estados e a competitividade

da energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional, nas áreas atendidas pelos sistemas interligados e promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional (...).”

Em 2003, por meio da Lei nº 10.762, incluiu ao texto do Artigo 13 da Lei nº 10.438/2002 “(...) e garantir recursos para atendimento à subvenção econômica destinada à modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda”.

“Os recursos da CDE são arrecadados principalmente das quotas anuais pagas por todos os agentes que comercializam energia elétrica com consumidor final, mediante encargo tarifário incluído nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão de energia, além dos pagamentos anuais realizados pelos concessionários e autorizados a título de Uso de Bem Público - UBP, das multas aplicadas pela ANEEL e da transferência de recursos do Orçamento Geral da União.” (ANEEL, 2018c)

Por meio da Medida Provisória nº 579 de 2012, convertida na Lei nº 12.783 de 11/01/2013, alterou ainda o artigo acima descrito, mudando os objetivos da CDE, sendo que a Lei nº 13.360/2016 deu nova redação aos objetivos deste encargo. Estão vigentes os seguintes objetivos:

- a) promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional;
- b) garantir recursos para atendimento da subvenção econômica destinada à modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda;
- c) prover recursos para os dispêndios da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC;
- d) promover a competitividade da energia produzida a partir da fonte carvão mineral nacional nas áreas atendidas pelos sistemas interligados, destinando-se à cobertura do custo de combustível de empreendimentos termelétricos em operação até 6 de fevereiro de 1998, e de usinas enquadradas no § 2º do art. 11 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998; e
- e) promover a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, termossolar, fotovoltaica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, outras fontes renováveis e gás natural.

A partir de 2013, a CDE passou a assumir objetivos similares ao da RGR, como o de permitir a amortização de operações financeiras vinculadas à indenização por ocasião da reversão de concessões de energia elétrica e o de atender a finalidade de modicidade tarifária,

estando prevista a possibilidade de transferência de recursos entre os dois fundos setoriais. Também foram adicionadas à CDE as funções de prover recursos para compensar os descontos aplicados nas tarifas de energia elétrica (subsídios tarifários) e o efeito da não adesão à prorrogação das concessões de geração, além de cobrir os custos de geração de energia elétrica nos sistemas isolados, em substituição ao encargo da CCC, que fora extinto. (ANEEL, 2016a)

2.3.3. Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE

A Lei nº 9.427 de 26/12/1996 (Lei que instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL) criou também a TFSEE, foi alterada pela Lei nº 12.783 de 11/01/2013 e regulamentada pelo Decreto nº 2.410/1997, cujo objetivo é custear o funcionamento da ANEEL nos exercícios das duas atividades de fiscalização e regulamentação econômica. Essa taxa é paga por todos os consumidores de energia elétrica, incidindo na atividade de distribuição, geração e transmissão de energia elétrica. (ANEEL, 2016b)

O Artigo 12 da Lei nº 9.427/1996 institui que a TFSEE “será anual, diferenciada em função da modalidade e proporcional ao porte do serviço concedido, permitido ou autorizado, aí incluída a produção independente de energia elétrica e a autoprodução de energia”. A TFSEE é considerada como uma das receitas da ANEEL.

A taxa de fiscalização vigente equivalente a 0,4% do valor do benefício econômico anual auferido pelo concessionário, permissionário ou autorizado, sendo que originalmente era de 0,5%. O cálculo do benefício econômico anual auferido está previsto no Parágrafo 1º do Artigo 12 da Lei nº 9.247/1996.

Os valores estabelecidos são pagos mensalmente em duodécimos e sua gestão fica a cargo da ANEEL.

2.3.4. Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA

O PROINFA também foi criado pela Lei nº 10.438 de 26/04/2002 e regulamentado pelo Decreto nº 5.025 de 30/03/2004, cujo objetivo é “aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos de Produtores Independentes Autônomos, concebidos com base em fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, no Sistema Elétrico Interligado Nacional”.

De acordo com o Artigo 7º do Decreto nº 5.025/2004, o PROINFA será administrado pelo Ministério de Minas e Energia, e caberá ao Ministério:

- I- estabelecer o planejamento anual de ações a serem implementadas, definindo o

- montante anual de contratação e avaliando o impacto decorrente do repasse de custos aos consumidores finais, de modo a tentar minimizá-los;
- II- estabelecer e divulgar os valores econômicos, obedecidas as diretrizes metodológicas definidas no Artigo 3º do referido decreto;
- III- definir medidas de estímulo ao avanço tecnológico que se reflitam, progressivamente, no cálculo dos valores econômicos;
- IV- editar, com antecedência à Chamada Pública, o Guia de Habilitação por Fonte, consignando as informações necessárias à participação e habilitação de cada empreendimento no PROINFA; e
- V- definir o cronograma da Chamada Pública.

“A cada final de ano, com base nos procedimentos definidos no Submódulo 5.3 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, a ANEEL publica as cotas anuais de energia e de custeio a serem pagas em duodécimos, por todos os agentes do Sistema Interligado Nacional (SIN) que comercializam energia com o consumidor final ou que pagam pela utilização das redes de distribuição, calculadas com base na previsão de geração de energia das usinas integrantes do PROINFA e nos referentes custos apresentados no Plano Anual específico elaborado pela ELETROBRAS. São excluídos deste rateio os consumidores integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda. Sua gestão fica a cargo da ELETROBRAS- Centrais Elétricas Brasileiras.” (ANEEL, 2014a)

A quota anual é calculada com base na previsão de geração de energia das usinas que compõe o PROINFA.

2.3.5. Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH

“A Lei nº 7.990 de 28/12/1989 instituiu a Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos para fins de geração de energia elétrica, que corresponde a 6% (seis por cento) sobre o valor da energia produzida a ser paga à União, aos Estados, Distrito Federal e aos Municípios, em cujos territórios se localizarem as instalações destinadas à produção de energia elétrica, ou que tenham áreas invadidas por águas dos respectivos reservatórios”. (CARNEIRO, 2019, P. 129)

Esta Lei sofreu alterações no decorrer dos anos pelos seguintes dispositivos legais: Lei nº 8.001/1990, Lei nº 9.648/1998, Lei nº 9.993/2000, Lei nº 10.195/2001, Lei nº 12.588/2013, Lei nº 13.360/2016 e Lei 13.540/2017.

“O cálculo da CFURH baseia-se na geração efetiva das usinas hidrelétricas, de acordo com a seguinte fórmula: $CFURH = TAR \times GH \times 6,75\%$, onde TAR refere-se à Tarifa Atualizada de Referência estabelecida anualmente pela ANEEL (em R\$/MWh) e GH é o montante (em MWh) da geração mensal da usina hidrelétrica. Destina-se a compensar os municípios afetados pela perda de terras produtivas, ocasionada por inundação de áreas na

construção de reservatórios de usinas hidrelétricas.” (ANEEL, 2014a)

O Artigo 4º da Lei que instituiu o CFURH explicita as isenções de pagamento que desta compensação financeira:

- I- produzida pelas instalações geradoras com capacidade nominal igual ou inferior a 10.000 kW (dez mil quilowatts);
- II- gerada e consumida para uso privativo de produtor (autoprodutor), no montante correspondente ao seu consumo próprio no processo de transformação industrial; quando suas instalações industriais estiverem em outro Estado da Federação, a compensação será devida ao Estado em que se localizarem as instalações de geração hidrelétrica;
- III- gerada e consumida para uso privativo de produtor, quando a instalação consumidora se localizar no Município afetado.

O Artigo 5º da Lei nº 7.990/1989, no seu Parágrafo Único, narra que o aproveitamento do potencial hidráulico atingir mais de um Estado ou Município, a CFURH será rateada proporcionalmente, levando em consideração as áreas inundadas ou outros parâmetros de interesse público regional local, sendo de responsabilidade do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, elaborar, anualmente, os estudos necessários à operacionalização dos critérios estabelecidos deste rateio.

Com a criação da ANEEL em 1996, e a partir da publicação do seu regimento interno, ficou extinto DNAEE e transferidos todo seu acervo técnico e patrimonial, as obrigações, os direitos e receitas para a agência reguladora.

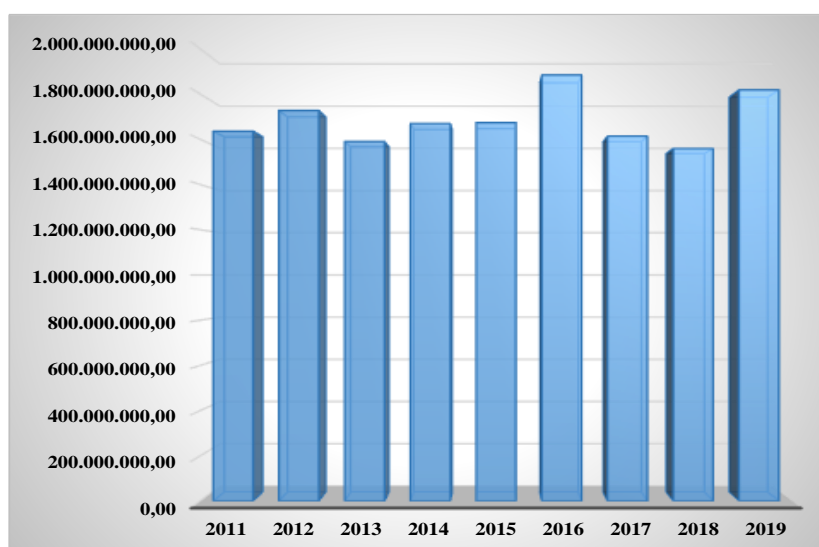


Gráfico 1 – Valores em R\$ de Arrecadação da CFURH nos anos de 2011 a 2019

Fonte – Elaborado pelo autor com base no Demonstrativos de Receitas Próprias da ANEEL (2020b)

“Do montante arrecadado mensalmente a título de compensação financeira, 45% se destinam aos Estados, 45% aos Municípios, 3% ao Ministério de Meio Ambiente, 3% ao

Ministério de Minas e Energia, e 4% ao Ministério de Ciência e Tecnologia. A gestão da sua arrecadação fica a cargo da ANEEL.” (ANEEL, 2014a)

Como este encargo não afeta diretamente a concessionária de distribuição que será apresentada no estudo de caso, para ilustrar o volume de recursos desta Compensação Financeira foi elaborado o Gráfico 1, com dados constantes no Apêndice A.

Pode-se verificar que os valores arrecadados a título de CFURH se mantem dentro de um padrão muito próximo, desde 2011 até 2019, apresentando uma maior variação, do ano 2018 para 2019, com crescimento de aproximadamente 16%.

2.3.6. Encargos de Serviços do Sistema – ESS

O Encargo de Serviços do Sistema tem por objetivo manter a confiabilidade e a estabilidade do fornecimento de energia elétrica, assegurando a oferta de energia no país (sistema para atendimento da demanda) e contempla o ressarcimento aos agentes de geração. O ESS foi criado pelo Decreto nº 2.655 de 02/07/1998.

Este Decreto em seu Artigo 18, alterado pelo Decreto nº 5.163 de 30/07/2004 prevê que:

Art. 18 - As regras do MAE poderão prever o pagamento de um encargo destinado à cobertura dos custos dos serviços do sistema, inclusive os serviços ancilares, prestados a todos os usuários dos Sistemas Elétricos Interligados, que compreenderão, dentre outros:

- I- a reserva de capacidade, em MW, disponibilizada pelos geradores para a regulação da frequência do sistema e sua facilidade de partida automática;
- II- a reserva de capacidade, em MVAr, disponibilizada pelos geradores, superior aos valores de referência estabelecidos para cada gerador em procedimentos de rede, necessária para a operação do sistema de transmissão;
- III- a operação dos geradores como compensadores síncronos, a regulação da tensão e os esquemas de corte de geração e alívio de cargas.

“Consiste basicamente num valor em R\$/MWh correspondente à média dos custos incorridos na manutenção da confiabilidade e da estabilidade do sistema para atendimento do consumo em cada Submercado, e que não estão incluídos no Preço de Liquidação das Diferenças. Este valor é pago por todos os agentes com medição de consumo registrada na CCEE, na proporção do consumo sujeito ao pagamento desse encargo, contratado ou não.” (CCEE, 2009)

O Anexo à Resolução Normativa nº 109, de 26 de outubro de 2004, define os ESS como:

Valores monetários destinados à cobertura dos custos dos serviços do sistema, inclusive os serviços ancilares, prestados aos usuários do SIN, que compreendem os custos decorrentes da geração despachada independentemente da ordem de mérito, por restrições de transmissão dentro de cada submercado, a reserva de potência operativa,

em MW, disponibilizada pelos geradores para a regulação da frequência do sistema e sua capacidade de partida autônoma, a reserva de capacidade, em MVar, disponibilizada pelos geradores, superior aos valores de referência estabelecidos para cada gerador em Procedimentos de Rede, necessária para a operação do sistema de transmissão, a operação dos geradores como compensadores síncronos, a regulação da tensão e os esquemas de corte de geração e alívio de cargas.

2.3.7. Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e Programa de Eficiência Energética – PEE

O *site* da ANEEL (2016b) narra que o “P&D/EE foi criado pela Lei nº 9.991/2000, alterado pela Lei nº 11.465/2007 e Lei nº 12.212/2010, com o objetivo de estimular pesquisas científicas e tecnológicas relacionadas à energia elétrica e ao uso sustentável dos recursos necessários para gerá-la. As Distribuidoras devem aplicar 0,5% da receita operacional líquida, tanto para pesquisa e desenvolvimento como para programas de eficiência energética na oferta e no uso final da energia. Outros agentes, como transmissoras e geradoras de energia elétrica, devem investir 1% em P&D.”

O Artigo 1º da Lei 9.991 de 24/07/2000, estabelece que:

Art. 1º - As concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica ficam obrigadas a aplicar, anualmente, o montante de, no mínimo, setenta e cinco centésimos por cento de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e, no mínimo, vinte e cinco centésimos por cento em programas de eficiência energética no uso final, observado o seguinte:

- I- até 31 de dezembro de 2022, os percentuais mínimos definidos no caput deste artigo serão de 0,50% (cinquenta centésimos por cento), tanto para pesquisa e desenvolvimento como para programas de eficiência energética na oferta e no uso final da energia;
- II- os montantes originados da aplicação do disposto neste artigo serão deduzidos daquele destinado aos programas de conservação e combate ao desperdício de energia, bem como de pesquisa e desenvolvimento tecnológico do setor elétrico, estabelecidos nos contratos de concessão e permissão de distribuição de energia elétrica celebrados até a data de publicação desta Lei;
- III- a partir de 1º de janeiro de 2023, para as concessionárias e permissionárias cuja energia vendida seja inferior a 1.000 (mil) GWh por ano, o percentual mínimo a ser aplicado em programas de eficiência energética no uso final poderá ser ampliado de 0,25% (vinte e cinco centésimos por cento) para até 0,50% (cinquenta centésimos por cento);
- IV- para as concessionárias e permissionárias de que trata o inciso III, o percentual para aplicação em pesquisa e desenvolvimento será aquele necessário para complementar o montante total estabelecido no *caput* deste artigo, não devendo ser inferior a cinquenta centésimos por cento;
- V- as concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica poderão aplicar até 80% (oitenta por cento) dos recursos de seus programas de eficiência energética em unidades consumidoras beneficiadas pela Tarifa Social de Energia Elétrica, em comunidades de baixa renda e em comunidades rurais, na forma do parágrafo único do art. 5º desta Lei.

Para fins de elucidação, o item V, acima mencionado, refere-se ao Parágrafo Único do Artigo 5º da Lei nº 9.991/2000 que trata que “os investimentos em eficiência energética previstos no art. 1º desta Lei deverão priorizar iniciativas e produtos da indústria nacional,

conforme regulamentação a ser definida pela ANEEL.”

“Os recursos são destinados ao Ministério da Ciência e Tecnologia, Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FNDCT, ao Ministério de Minas e Energia e aos agentes, a serem aplicados em projetos aprovados pela ANEEL. Estão envolvidos com a sua gestão os Ministérios de Ciência e Tecnologia e de Minas e Energia, como também a ANEEL, a ELETROBRAS e os próprios agentes.” (ANEEL, 2014a)

2.3.8. Encargo de Energia de Reserva - EER

“O EER foi criado pela Lei nº 10.848/2004 e regulamentado pela Resolução Normativa ANEEL nº 337/2008, com o objetivo de cobrir custos decorrentes da contratação de energia de reserva, incluindo os custos administrativos, financeiros e tributários. O rateio entre os usuários finais de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN), incluindo os consumidores livres e os autoprodutores apenas na parcela da energia decorrente da interligação ao SIN”. (ANEEL, 2016b)

Este encargo, conforme legislação aplicada, tem por finalidade cobrir os custos decorrentes da contratação de energia de reserva, bem como os custos administrativos, financeiros e tributários e será rateado entre os usuários de Energia de Reserva.

A Lei nº 10.848 de 15/03/2004, em seu Artigo 3º-A dispõe que os custos (os custos administrativos, financeiros e encargos tributários, dentre outros) decorrentes da contratação de energia de reserva para o atendimento de todas as necessidades do mercado nacional, serão rateados entre todos os usuários finais de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN.

Uma das previsões legais do Decreto nº 6.353 de 16/01/2008 é regulamentar a contratação de energia de reserva.

O Artigo 4º do referido Decreto prevê:

Art. 4º - Todos os custos decorrentes da contratação da energia de reserva, incluindo os custos administrativos, financeiros e tributários, serão rateados entre os usuários finais de energia elétrica do SIN, incluindo os consumidores livres e aqueles referidos no § 5º do art. 26 da Lei no 9.427, de 1996, e os autoprodutores apenas na parcela da energia decorrente da interligação ao SIN, mediante encargo específico, a ser disciplinado pela ANEEL.

§ 1º - Os custos previstos no caput serão pagos mensalmente no âmbito da liquidação financeira específica a ser realizada pela CCEE, por intermédio de Encargo de Energia de Reserva - EER.

§ 2º - Os custos administrativos, financeiros e tributários com a estruturação e a gestão do processo de contratação de energia de reserva deverão ser incluídos no encargo de que trata o § 1o.

§ 3º - O EER será proporcional à parcela da carga do agente no SIN, conforme medição da CCEE em bases anuais.

§ 4º - O EER pago pelos agentes de distribuição de energia elétrica será repassado às tarifas dos consumidores finais.

Conforme *site* da ANEEL (2014a), representa todos os custos decorrentes da contratação da energia de reserva, entendida como aquela destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional - SIN, proveniente de usinas especialmente contratadas mediante leilões para este fim, incluindo os custos administrativos, financeiros e tributários, que são rateados entre os usuários finais de energia elétrica do SIN.

2.3.9. Reserva Global de Reversão – RGR

O Decreto nº 41.019 de 26/02/1957 criou a Reserva Global de Reversão e em seu Artigo 33 dispõe que a finalidade é “prover recursos para indenizar o concessionário pela reversão dos bens e instalações do serviço, ao fim da concessão”.

Segundo a ANEEL (2016b), a RGR tem “o objetivo de gerar recursos para reversão das instalações utilizadas na geração e transporte de energia em favor das concessionárias, além de financiar a expansão e a melhoria do serviço de energia elétrica.”

§ 1º - A quota anual de reversão (art. 170) será creditada a conta Reserva para Reversão (11.1) por ocasião do encerramento do balanço, e a importância correspondente ao total das quotas de reversão, durante os três anos de vigência da tarifa, será depositada em conta especial vinculada na agência do Banco do Brasil S.A. ou no Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico, na sede da empresa. Estes depósitos serão contabilizados pela empresa a débito da conta Fundo de Reversão (42.1) e só poderão ser movimentados para aplicação na sua finalidade ou em obras e instalações destinadas à expansão dos serviços a cargo da empresa, ou na amortização de empréstimo tomado para o mesmo fim, sempre mediante prévia aprovação da Fiscalização. Os juros bancários destes depósitos serão creditados à Reserva para Reversão. (§ 1º do Art. 33 do Decreto nº 41.019/1957)

“As quotas anuais da RGR, conforme estabelece a Resolução ANEEL nº 023, de 1999, são definidas com base em 2,5% do investimento “*pro rata tempore*”, observado o limite de 3,0% das receitas da concessionária.” (ANEEL, 2014a)

A RGR é limitada à 3% das receitas das concessionárias, não podendo ser definida valor de quota superior a esse limite.

O Artigo 21 da Lei nº 12.783 de 11/01/2013 prevê, a partir de 01/01/2013, a desobrigação do recolhimento da quota anual da RGR, pelas seguintes empresas do setor elétrico:

- a) as concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica;

- b) as concessionárias de serviço público de transmissão de energia elétrica licitadas a partir de 12 de setembro de 2012; e
- c) as concessionárias de serviço público de transmissão e geração de energia elétrica prorrogadas ou licitadas nos termos desta Lei.

Com essa concessão de isenção às distribuidoras de energia elétrica do pagamento da RGR, houve um impacto favorável para redução do total de encargos setoriais que compõe a tarifa de fornecimento de energia elétrica.

“A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE passa a ser responsável pela gestão da Conta de Reserva Global de Reversão - RGR a partir de maio de 2017, conforme MP nº 735/16, convertida na Lei nº 13.360, de 2016.” (CCEE, [s.d.]c)

2.3.10. Operador Nacional do Sistema - ONS

“A contribuição ao ONS está previsto na Lei nº 9.648/1998, regulamentado pelo Decreto nº 2.335/1997, com o objetivo de financiar o funcionamento do Operador Nacional do Sistema Elétrico, que coordena e controla a operação das geradoras e transmissoras de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN). O valor é definido anualmente pelo ONS e aprovado pela ANEEL”. (ANEEL, 2016b)

No Artigo 13 da Lei nº 9.648 de 27/05/1998 explica que:

As atividades de coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica integrantes do Sistema Interligado Nacional (SIN) e as atividades de previsão de carga e planejamento da operação do Sistema Isolado (Sisol) serão executadas, mediante autorização do poder concedente, pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, fiscalizada e regulada pela ANEEL e integrada por titulares de concessão, permissão ou autorização e consumidores que tenham exercido a opção prevista nos arts. 15 e 16 da Lei no 9.074, de 7 de julho de 1995, e que sejam conectados à rede básica.

Narra ainda que, sem prejuízo de outras funções que possam ser atribuídas ao ONS, pelo Poder Concedente, lhe constitui atribuições:

Parágrafo único (...)

- a) o planejamento e a programação da operação e o despacho centralizado da geração, com vistas a otimização dos sistemas eletroenergéticos interligados;
- b) a supervisão e coordenação dos centros de operação de sistemas elétricos;
- c) a supervisão e controle da operação dos sistemas eletroenergéticos nacionais interligados e das interligações internacionais;
- d) a contratação e administração de serviços de transmissão de energia elétrica e respectivas condições de acesso, bem como dos serviços auxiliares;
- e) propor ao Poder Concedente as ampliações das instalações da rede básica, bem como os reforços dos sistemas existentes, a serem considerados no planejamento da expansão dos sistemas de transmissão;
- f) propor regras para a operação das instalações de transmissão da rede básica do SIN, a serem aprovadas pela ANEEL. (PARÁGRFO ÚNICO DO ART. 13)

“Com base no orçamento anual do ONS aprovado pela ANEEL, as distribuidoras pagam mensalmente valores relativos ao custeio das atividades de coordenação e controle da geração e da transmissão de energia elétrica do SIN.” (PRORET - SUBMÓDULO 3.4)

Como está descrito no Submódulo 3.4, “corresponde à contribuição anual de responsabilidade da concessionária de distribuição, vigente na data do reajuste em processamento, que compõe o orçamento anual do ONS aprovado pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira - SFF, conforme Submódulo 5.8 do PRORET.”

“Anualmente, o ONS submete à aprovação da ANEEL seu orçamento e os valores das contribuições mensais de seus associados. Cabendo a gestão dos recursos a própria ONS.” (ANEEL, 2014a)

O Quadro 3 descreve os encargos do setor elétrico voltados para as distribuidoras, em vigor, conforme revisão do Submódulo 3.4. (ANEEL, 2020a)

Quadro 3 – Encargos do Setor Elétrico

Encargo Setorial	Criação
CDE – Conta de Desenvolvimento Energético	Lei 10.438/2002
TFSEE - Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica	Lei 9.427/1996
PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica	Lei 10.438/2002
CFURH – Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos	Lei 7.990/1989
ESS – Encargos de Serviços do Sistema	Decreto 2655/1998
P&D – Pesquisa e Desenvolvimento e PEE – Programa de Eficiência Energética	Lei 9.991/2000
EER – Encargo de Energia de Reserva	Lei 10.848/2004
ONS – Operador Nacional do Sistema	Lei nº 9.648/1998

Fonte: Elaborado pelo Autor

O Quadro 4 foi elaborada para apresentar os encargos setoriais cuja arrecadação a esse título que já foi extinto.

Quadro 4 – Encargos do Setor Elétrico Extintos

Encargo Setorial	Criação
RGR – Reserva Global de Reversão (Extinto e suas principais atribuições encampadas pela CDE)	Decreto 41.019/1957
CCC – Conta de Consumo de Combustível (Extinto e suas principais atribuições encampadas pela CDE)	Lei nº 5.899/1973

Fonte: Elaborado pelo Autor

2.4. Tributos Incidentes sobre a Tarifa de Energia Elétrica

A carga tributária no Brasil é muito alta, onerando assim os valores de venda de

produtos e serviços, independentemente de quais sejam.

Conforme Carneiro (2019, p. 47), “a carga tributária brasileira é excessivamente onerosa em comparação aos sistemas tributários de outros países, sendo que a mensuração destes tributos, bem como a sua efetiva classificação, tem sua delimitação prejudicada pela edição volumosa de leis, decretos, resoluções e medidas provisórias emanadas da autoridade fiscal.”

Outro problema tributário, além da excessiva carga é a quantidade de tributos existentes e também a questão de os tributos serem cumulativos e muitas vezes possuem multi-incidência sobre a mesma operação. Pode-se citar como exemplo de multi-incidência tributária o caso do IPI – Imposto sobre Produtos Industrializados. O IPI incide sobre outros tributos como ICMS – Imposto de Circulação de Mercadorias e Serviços, PIS – Programa de Integração Social e a COFINS – Contribuição para Financiamento Social.

A questão tributária sobre os serviços do setor elétrico é bem diversificada, dependendo do tipo de serviço. Como este trabalho trata da tarifa de energia para consumidor cativo, será abordado os tributos incidentes na fatura de energia elétrica.

Sobre os tributos que incidem no faturamento da operação tem-se:

- PIS – Programa de Integração Social;
- COFINS – Contribuição para Financiamento da Seguridade Social; e
- ICMS – Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços.

Quanto a Contribuição de Iluminação Pública – CIP ou a Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública – COSIP está previsto no Artigo 149-A da CF/88, onde os municípios e o DF poderão instituir contribuição para custeio do serviço de iluminação pública. O Parágrafo Único do referido artigo da CF/88 explicita que “é facultada a cobrança da contribuição na fatura de consumo de energia elétrica”.

Por se tratar de uma contribuição que deverá estar previsto no Código Tributário de cada município ou do Distrito Federal e ser facultativo a cobrança na fatura de energia elétrica, sendo a distribuidora somente uma intermediária dessa arrecadação entre o consumidor e o ente municipal, a CIP ou COSIP não serão tratadas como tributo incidente na fatura. O entendimento é que se trata de uma contribuição de natureza não tributária.

2.4.1. PIS – Programa de Integração Social

O PIS – Programa de Integração Social pertence a esfera federal e tem por finalidade manter programas voltados ao trabalhador.

O PIS surgiu com a Constituição de 1967, com a previsão legal no seguinte artigo:

Art. 158 - A Constituição assegura aos trabalhadores os seguintes direitos, além de outros que, nos termos da lei, visem à melhoria, de sua condição social:

..
V - integração do trabalhador na vida e no desenvolvimento da empresa, com participação nos lucros e, excepcionalmente, na gestão, nos casos e condições que forem estabelecidos;

Por meio da Lei Complementar nº 7 de 07/09/1970 foi instituído o PIS, destinado a promover a integração do empregado na vida e no desenvolvimento das empresas, mediante Fundo de Participação constituído por depósitos efetuados pelas empresas na Caixa Econômica Federal.

A Lei Complementar nº 7/1970, em seu artigo 3º, estabelece que “o Fundo de Participação será constituído por duas parcelas”, sendo dividido essa contribuição para o PIS entre a empresa e o governo federal:

- a) a primeira, mediante dedução do Imposto de Renda devido, na forma estabelecida no § 1º deste artigo, processando-se o seu recolhimento ao Fundo juntamente com o pagamento do Imposto de Renda;
- b) a segunda, com recursos próprios da empresa, calculados com base no faturamento, como segue:
 - 1) no exercício de 1971: 0,15%;
 - 2) no exercício de 1972: 0,25%;
 - 3) no exercício de 1973: 0,40%;
 - 4) no exercício de 1974 e subsequentes: 0,50%.

Conforme estabelecido na letra “a” do artigo 3º da referida Lei Complementar, a dedução “será feita sem prejuízo do direito de utilização dos incentivos fiscais previstos na legislação em vigor e calculada com base no valor do Imposto de Renda devido, nas seguintes proporções:

- a) no exercício de 1971: 2%;
- b) no exercício de 1972: 3%;
- c) no exercício de 1973 e subsequentes: 5%.”

Segundo Pêgas (2018, p.3), “a alteração mais significativa na estrutura e no funcionamento do PIS/PASEP ocorreu por ocasião da promulgação da Constituição Federal de 1988. As principais mudanças são sintetizadas a seguir”:

- a) O PIS/PASEP deixou de ser uma CONTRIBUIÇÃO PARAFISCAL, cujos recursos eram aplicados nas contas individuais dos trabalhadores, para ser uma CONTRIBUIÇÃO SOCIAL, com seus recursos direcionados para pagamento do seguro-desemprego, uma remuneração provisória (em torno de seis meses) aos trabalhadores que perdessem seus empregos.
- b) O trabalhador que possuía conta individual no PIS/PASEP permaneceu com seu direito adquirido, recebendo anualmente o equivalente aos juros sobre o saldo e podendo utilizar este saldo por ocasião de sua aposentadoria. As contas não mais

- receberam depósitos a partir da Constituição de 1988.
- c) Já quem entrou no mercado de trabalho a partir de 5/OUT/88, não teria direito aos juros anuais, pelo simples fato de não receber depósitos regulares, aliás este trabalhador não teria a conta individual.
 - d) O empregado com carteira assinada e salário mensal de até dois salários mínimos tem direito anualmente a um abono, no valor de um salário mínimo.

Assim, com esta alteração significativa, o governo federal deixou de contribuir para o PIS. “Esse fato desagradou em muito a classe empresarial, que continuava arcando, na prática, com uma contribuição cobrada diretamente sobre o faturamento, encarecendo ainda mais os preços dos produtos e serviços.” (PÊGAS, 2018, p.4).

De acordo com Carneiro (2019, p. 109), “a partir de 01/02/1999, com a edição da Lei nº 9.718/98, a base de cálculo da contribuição é a totalidade das receitas auferidas pela pessoa jurídica, sendo irrelevante o tipo de atividade por ela exercida e a classificação contábil adotada para as receitas.”

O Artigo 3º da Lei 9.718/98, explicita que o faturamento referido no Artigo 2º corresponde à receita bruta da pessoa jurídica. “A legislação, de forma arbitrária, modificou o conceito de faturamento, definindo-o como correspondente à Receita Bruta. E, pior, definiu receita bruta como a totalidade das receitas auferidas pela pessoa jurídica.” (PÊGAS, 2018, p.4).

De acordo com Hauser (2017, p.160), o “Decreto nº 2.445 de 29 de junho de 1988, a alíquota passou a ser de 0,65% e o recolhimento mensal, como aplicado até hoje; e a Lei nº 9.718, de 27 de novembro de 1998 é aplicada para o PIS na modalidade cumulativa.”

Com o advento da Lei nº 10.637 de 30/12/2002, Pêgas (2018, p.4) comenta que “o PIS passou a ser cobrado pelo método não cumulativo para as empresas que utilizam o lucro real como forma de tributação. As empresas tributadas pelo lucro presumido ou com seu lucro arbitrado permaneceram calculando PIS/PASEP no formato anterior.”

A referida Lei, no seu atual artigo 1º, dispõe que “a contribuição para o PIS/PASEP, com a incidência não cumulativa, incide sobre o total das receitas auferidas no mês pela pessoa jurídica, independentemente de sua denominação ou classificação contábil.”

Para Pêgas (2018, p. 4) “as principais mudanças definidas para o método não cumulativo foram as seguintes:

- a) A alíquota do PIS/PASEP passou de 0,65% para 1,65%; e
- b) A empresa pode utilizar créditos permitidos em lei para deduzir o PIS/PASEP a pagar, com a alíquota majorada.”

Todos os tributos sofrem alterações de tempos em tempos por força de mudanças

tributárias. Além da alteração da alíquota também foi alterado o sistema de apuração de cumulativo para não cumulativo, onde há a compensação do PIS originária nas transações de compras de insumos e materiais.

A Lei nº 10.637/2002 é a responsável pela alteração da sistemática de apuração para não cumulatividade e da alíquota do PIS.

Hauser (2017, p. 164) comenta que com o advento da Lei nº 10.637/2002 (PIS) e 10.833/2003 (COFINS), “desde então, as contribuições passaram a vigorar nas duas modalidades: cumulativa e não cumulativa. Da mesma maneira que ocorre com o ICMS e o IPI, a não cumulatividade é direito à apropriação de créditos nas operações de entrada sujeitas à incidência das contribuições.

O regime de incidência não cumulativa permite que a concessionária de distribuição desconte os créditos apurados mensalmente, do PIS, sobre os custos e despesas, como por exemplo sobre a energia adquirida para revenda.

2.4.2. COFINS - Contribuição para Financiamento de Seguridade Social

A COFINS também pertence a esfera federal e sua finalidade é atender programas sociais do Governo Federal.

A Lei Complementar nº 70 de 30/12/1991 instituiu a contribuição para financiamento da Seguridade Social, onde dispõe:

Art. 1º Sem prejuízo da cobrança das contribuições para o Programa de Integração Social (PIS) e para o Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público (Pasep), fica instituída contribuição social para financiamento da Seguridade Social, nos termos do inciso I do art. 195 da Constituição Federal, devida pelas pessoas jurídicas inclusive as a elas equiparadas pela legislação do imposto de renda, destinadas exclusivamente às despesas com atividades fins das áreas de saúde, previdência e assistência social.

No Artigo 2º da referida Lei Complementar, estipula que a COFINS “será de 2% sobre o faturamento mensal, assim considerando a receita bruta das vendas de mercadorias e de serviço de qualquer natureza.”

Com a publicação da Lei nº 9.718/1998, a alíquota da referida contribuição foi majorada para 3%, tendo como hipótese de incidência a obtenção de faturamento. (HAUSER, 2017, p. 161)

A Lei nº 10.833/2003 trouxe alteração da sistemática de apuração para não

cumulatividade e da alíquota COFINS, sendo que no Artigo 2º narra que “para determinação do valor da COFINS aplicar-se-á, sobre a base de cálculo apurada conforme o disposto no art. 1º, a alíquota de 7,6% (sete inteiros e seis décimos por cento).”

Como no caso do PIS, o regime de incidência não cumulativa para a COFINS também permite que a concessionária de distribuição desconte os créditos apurados, mensalmente, sobre os custos e despesas, como por exemplo sobre a energia adquirida para revenda.

Okada (2010, apud Borges e Leme, 2010, p. 196) narra que:

Com o advento da Lei 10.833, de 29/12/2003, que instituiu a chamada ‘não-cumulatividade’ para as Contribuições ao PIS/PASEP e COFINS e que, a par de outras medidas, majorou consideravelmente a alíquota dessas exações (a da COFINS que foi majorada de 3% para 7,6% e a do PIS foi aumentada de 0,65% para 1,65%, restou constituído aos contribuintes dessas exações o direito de crédito caracterizado pela dedução nas bases de cálculo respectivas, de valores em montantes consideráveis, que variam de mês a mês, gerando um aumento ou diminuição da carga fiscal dependendo do montante a ser deduzido.

Conforme Hauser (2017, p. 161), “diferente do PIS, as entidades imunes e isentas (sem fins lucrativos) não sofrem incidência da COFINS sobre a folha de salários. Entretanto, as outras receitas, que não fazer parte do objeto social da entidade (não operacionais) terão incidência de COFINS [...]”

Para exemplificar o cálculo de alíquota média tanto para o PIS quanto para a COFINS, segue a Tabela 1.

Tabela 1 – Exemplo de Sistema não Cumulativo do PIS e da COFINS

Sistema não Cumulativo – Exemplo	
Alíquotas: PIS – 1,65% e COFINS – 7,6%	
Faturamento Bruto	R\$ 10.000,00
PIS	R\$ 165,00
COFINS	R\$ 760,00
1 – PIS / COFINS a débito (incidente sobre o faturamento)	R\$ 925,00
Custo e/ou Despesas	R\$ 4.000,00
PIS	R\$ 66,00
COFINS	R\$ 304,00
2 – PIS / COFINS a crédito (incidente sobre os custos e despesas)	R\$ 370,00
PIS a pagar (“sobre faturamento” menos “sobre custos e despesas”)	R\$ 99,00
COFINS a pagar (“sobre faturamento” menos “sobre custos e despesas”)	R\$ 456,00
PIS / COFINS a pagar (1-2)	R\$ 555,00
Alíquota efetiva ou média do PIS*	0,99%
Alíquota efetiva ou média da COFINS*	4,56%
Alíquota efetiva ou média PIS / COFINS*	5,55%
*calculado dividindo o tributo a pagar pelo faturamento bruto	

Fonte – Adaptada pelo autor da cartilha Por Dentro da Conta de Luz – ANEEL (2016)

Assim, as alíquotas que serão cobradas efetivamente na conta referem-se a alíquota média do PIS e da COFINS que será variável mensalmente, conforme o volume de créditos apurados por cada distribuidora. Isto fará com que os percentuais destes tributos sejam diferentes a cada mês.

2.4.3. ICMS – Imposto sobre Circulação de Mercadoria e Serviços

O ICMS está previsto no artigo 155 da Constituição Federal de 1988, sendo de competência dos governos estaduais e Distrito Federal, regulado pelo código tributário de cada estado. A alíquota do ICMS varia de Estado para Estado.

No item I do Parágrafo 2º do Artigo 155 da Constituição Federal estabelece que o imposto “será não cumulativo, compensando o que for devido em cada operação relativa à circulação de mercadorias ou prestação de serviços com o montante cobrado nas anteriores pelo mesmo ou outro Estado ou Distrito Federal.”

No item XII – letra “i” do mesmo parágrafo e artigo da CF, deixa claro que a sistemática do cálculo do ICMS será por dentro: “fixar a base de cálculo, de modo que o montante do imposto a integre, também na importação do exterior de bem, mercadoria ou serviço.”

Carneiro (2019, p. 86) diz que “evidentemente, para fins tributários, o que deve ser considerado é a natureza de cada operação praticada, assim a condição de explorador, gerador, concessionário, permissionário, autorizado, produtor independente ou autoprodutor de energia elétrica pouco importa em relação à incidência do ICMS.”

“Apesar de seu um imposto de natureza estadual, a própria Constituição Federal previu no inciso XII do parágrafo 2º do Artigo 155 que tal matéria fosse regulamentada através de lei complementar, sendo que até sua promulgação a mesma matéria foi disciplinada através do Ato das Disposições Constitucionais Transitórias, Parágrafo 9º do Artigo 34, o qual estabelecia:” (CARNEIRO, 2019, p. 87)

Art. 34. (...)

§ 9º Até que lei complementar disponha sobre a matéria, as empresas distribuidoras de energia elétrica, na condição de contribuintes ou de substitutos tributários, serão as responsáveis, por ocasião da saída do produto de seus estabelecimentos, ainda que destinado a outra unidade da Federação, pelo pagamento do imposto sobre operações relativas à circulação de mercadorias incidente sobre energia elétrica, desde a produção ou importação até a última operação, calculado o imposto sobre o preço então praticado na operação final e assegurado seu recolhimento ao Estado ou ao

Distrito Federal, conforme o local onde deva ocorrer essa operação.

Em Minas Gerais há varias alíquotas de ICMS para o caso do faturamento do consumo de energia para o consumidor cativo, sendo o Regulamento do ICMS/MG foi aprovado pelo Decreto nº 43.080 de 13/12/2002.

O Regulamento do ICMS – RICMS/2002 de Minas Gerais, no seu artigo 42, definem as alíquotas de cada tipo de consumidor.

O Quadro 5 apresenta as alíquotas por tipo de consumidor e os tratamentos diferenciados, como isenção e alíquotas reduzidas no fornecimento de energia elétrica:

Quadro 5 – Alíquotas de ICMS em Minas Gerais por tipo de Consumidor

Consumidor	Alíquota	Tratamento diferenciado
Residenciais	30%	Isenção: para unidade consumidora classificada nas subclasses Residencial Baixa Renda, definidas pela ANEEL, beneficiárias da Tarifa Social de Energia Elétrica – TSEE. O faturamento mensal deve corresponder ao consumo médio de até 3 kWh por dia.
Comerciais e Serviços	25%	Alíquota 18%: Entidades religiosas, beneficentes educacionais, de assistência social ou de saúde, inclusive filantrópicas; hospitais públicos e privados. Alíquota de 6%: Instituições públicas de ensino superior e hospitais públicos universitários mantidos por instituições federais e estaduais de ensino superior.
Industriais e Rurais	18%	Alíquota 12%: produtor rural e utilizada na atividade de irrigação no período diurno, nos termos definidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Alíquota 7%: para utilização durante o período noturno, até o dia 31 de dezembro de 2022.

Fonte: Elaborado pelo Autor

2.4.4. Cálculo da Incidência dos Tributos na Fatura de Energia para o Consumidor Cativo

O PIS, a COFINS e o ICMS são considerados tributos “por dentro”. Assim, o cálculo do valor a ser pago pelo consumidor e a incidência dos tributos são feitas com base na tarifa de energia elétrica estabelecida pela ANEEL.

O exemplo a seguir demonstra a forma de calcular o valor final a ser pago pelo consumidor, bem como dos tributos incidentes sobre a fatura de energia elétrica. As alíquotas do PIS e COFINS que serão utilizadas, neste exemplo, serão as que compõe a Tabela 2 – Alíquota Efetiva ou média do PIS e da COFINS. No caso do ICMS, considerou-se a alíquota de um consumidor residencial.

Tabela 2 – Cálculo da tarifa final com inclusão dos tributos

Alíquotas dos tributos consideradas	PIS: 0,99% COFINS: 4,56% ICMS: 30%
Quantidade de kWh consumido	132 kWh
Valor do kWh estabelecido pela ANEEL	R\$ 0,5472
Valor a ser cobrado do consumidor = $\frac{\text{valor da tarifa estabelecida pela ANEEL}}{1-(\text{PIS} + \text{COFINS} + \text{ICMS})}$	
Valor a ser cobrado do consumidor = $\frac{0,5472 \text{ R\$/kWh}}{1-(0,0099 + 0,0456 + 0,30)}$	
Valor a ser cobrado do consumidor = 0,8490 R\$/kWh	
Valor total a ser cobrado do consumidor = 132 kWh x 0,8490 R\$/kWh = R\$ 112,07	

Fonte: Elaborada pelo autor

Conforme Recurso Extraordinário 574.706 do Supremo Tribunal Regional e por decisões judiciais transitadas em julgado, houve uma alteração na interpretação do que faz parte da base de cálculo do PIS e da COFINS. Para fins de cumprimento dessas decisões judiciais, a Receita Federal publicou a Instrução Normativa RFB nº 1911 de 11 de outubro de 2019, passando o ICMS a não mais incorporar a base de cálculo do PIS e da COFINS.

Desta forma, a Tabela 2 para cálculo do valor a ser cobrado do consumidor será diferente do exemplo dado, conforme nova sistemática constante na Tabela 3.

Tabela 3 – Cálculo da tarifa final com inclusão dos tributos – Nova Sistemática

Alíquotas dos tributos consideradas	PIS: 0,99% COFINS: 4,56% ICMS: 30%
Quantidade de kWh consumido	132 kWh
Valor do kWh estabelecido pela ANEEL	R\$ 0,5472
Valor a ser cobrado do consumidor = $\frac{\text{valor da tarifa estabelecida pela ANEEL}}{((1 - (\text{PIS} + \text{COFINS})) \times (1 - \text{ICMS}))}$	
Valor a ser cobrado do consumidor = $\frac{0,5472 \text{ R\$/kWh}}{((1-(0,0099 + 0,0456)) \times (1 - 0,30))}$	
Valor a ser cobrado do consumidor = 0,8276 R\$/kWh	
Valor total a ser cobrado do consumidor = 132 kWh x 0,8276 R\$/kWh = R\$ 109,24	

Fonte: Elaborada pelo autor

Considerando a mudança da sistemática para calcular o valor a ser cobrado do consumidor, no exemplo acima, incluindo os tributos incidentes na fatura de energia elétrica e excluindo o ICMS da base de cálculo do PIS e da COFINS, percebe-se que houve uma redução de 2,5% no montante total da fatura.

Muitas vezes, pela variação dos encargos setoriais e das alíquotas efetivas do PIS e da COFINS mensalmente, esta redução não foi explicitamente sentida pelo consumidor ao receber a fatura de energia elétrica. Caberia uma maior divulgação e ou explicação, demonstrando o efetivo benefício ao alterar a base de cálculos de tributos nas faturas.

2.5. Comentários sobre o Capítulo 2

Este capítulo apresentou o segmento do setor elétrico que se refere a distribuição de energia elétrica, os tipos de ambientes existente com relação a contratação de fornecimento de energia elétrica, sendo o foco de estudo o ACR.

Este capítulo também apresentou a conceituação de tarifa de energia elétrica, a competência da ANEEL em regulamentar as políticas e diretrizes para utilização e exploração desse serviço, bem como as partes que compõe a tarifa para o consumidor neste ambiente regulado de contratação de energia elétrica.

Foram apresentados os encargos setoriais, conforme explicitado no PRORET, suas finalidades e arcabouço legal de criação, alteração e regulamentação dos mesmos.

Narrou-se sobre a Medida Provisória nº 579/2013 que define as condições para a adesão à prorrogação antecipada de concessões de geração e transmissão de energia elétrica e alterou o marco legal dos encargos setoriais, viabilizando sua redução com a extinção da Conta de Consumo de Combustíveis, a concessão de isenção às distribuidoras de energia elétrica do pagamento da Reserva Geral de Reversão e a transferência direta de recursos da União na Conta de Desenvolvimento Energético.

Apontou-se que esta prorrogação antecipada, em primeiro momento, foi positiva para os consumidores de energia elétrica no ano de 2013, mas em 2015 visando preservar o equilíbrio econômico e financeiro dos contratos de concessão, foi realizada uma RTE permitindo um aumento das tarifas num patamar significativo. Assim, uma decisão política de redução das tarifas em 2013, postergou o aumento necessário para manter a viabilidade dos contratos de concessão prorrogados.

Neste capítulo também se tratou dos tributos incidentes sobre a tarifa de energia elétrica, em âmbitos federal (PIS e COFINS) e estadual (ICMS), apresentando os mesmos, a forma de tributação e alíquotas vigentes.

Narrou-se as alterações ocorridas no âmbito da tributação do fornecimento de energia elétrica, destacando-se que conforme o Recurso Extraordinário 574.706 do Supremo Tribunal Regional e decisões judiciais transitadas em julgado, a base de cálculo do PIS e COFINS foram alteradas. Essa alteração diz respeito a exclusão do ICMS da base de cálculo destes tributos federais. Percebeu-se que com essa mudança, o valor a ser cobrado do consumidor apresentou um ponto de redução no montante total da fatura.

Assim, conclui-se que pela variação dos encargos setoriais e das alíquotas efetivas do PIS e da COFINS mensalmente, esta redução não foi explicitamente sentida pelo consumidor ao

receber a fatura de energia elétrica, cabendo um maior destaque e detalhamento para que se perceba que alterando a multi-incidência ou até a questão de tributo incidindo sobre tributo impacta significativamente a fatura de energia elétrica.

3. ESTUDO DE CASO – INFORMAÇÕES NACIONAIS

Considerando o cenário nacional de distribuição de energia elétrica, as informações disponibilizadas pela ANEEL quanto ao fornecimento de energia elétrica pelas distribuidoras, foram elaborados gráficos e análises.

3.1. Receita de Fornecimento de Energia Elétrica em Âmbito Nacional

A ANEEL, em seu sítio eletrônico, divulga toda a receita faturada de fornecimento de energia elétrica sem tributos e com os tributos federal e estadual (PIS, COFINS e ICMS) dos consumidores cativos (ACR). Os referidos dados não contemplam o mercado de suprimentos e o de ACL.

“Os dados de receita faturada e receita faturada com tributos (PIS, ICMS e COFINS) se referem às tarifas de aplicação homologadas, incluem o adicional de bandeiras tarifárias e não contêm COSIP/CIP (contribuição para custeio do serviço de iluminação pública). (ANEEL, 2020b)

3.1.1. Variação entre a Receita com Tributos e Sem Tributos

Com base no Apêndice B, foi elaborado o Gráfico 2 que demonstra a variação da receita faturada de fornecimento de energia elétrica das distribuidoras, comparando duas situações:

- a) Receita bruta faturada com os respectivos tributos inclusos, mencionados no item 2.4; e
- b) Receita faturada excluindo os referidos tributos.

Por meio do Gráfico 2, percebe-se que, mesmo com alíquotas de ICMS diferenciadas nos diversos estados brasileiros e também para as classes consumidoras dentro do próprio estado, a média de variação entre a receita faturada de fornecimento de energia elétrica em âmbito nacional (com e sem tributos) ao longo dos anos de 2006 a 2019 fica entre 35 a 38%.

Nos anos de 2003 e 2004, observa-se que as variações correspondentes aos tributos (entre a receita faturada com tributos e sem tributos) foi em torno de 27%, menor do que os anos subsequentes. Isto se deve, pois houve alteração do PIS e COFINS mencionados no item 2.4 deste trabalho, passando do método cumulativo para não cumulativo e a majoração das alíquotas para 1,65% e 7,6% respectivamente.

Em função disto, a ANEEL editou a Nota Técnica nº 115 de 18 de abril de 2005 retirando o PIS e a COFINS do valor da tarifa por ela divulgado, principalmente pela

mudança para não cumulativo destes tributos, pois cada concessionária deverá incluir as alíquotas efetivas de acordo com sua realidade.

A alteração prevista na Nota Técnica foi feita na época da revisão tarifária de cada ente.

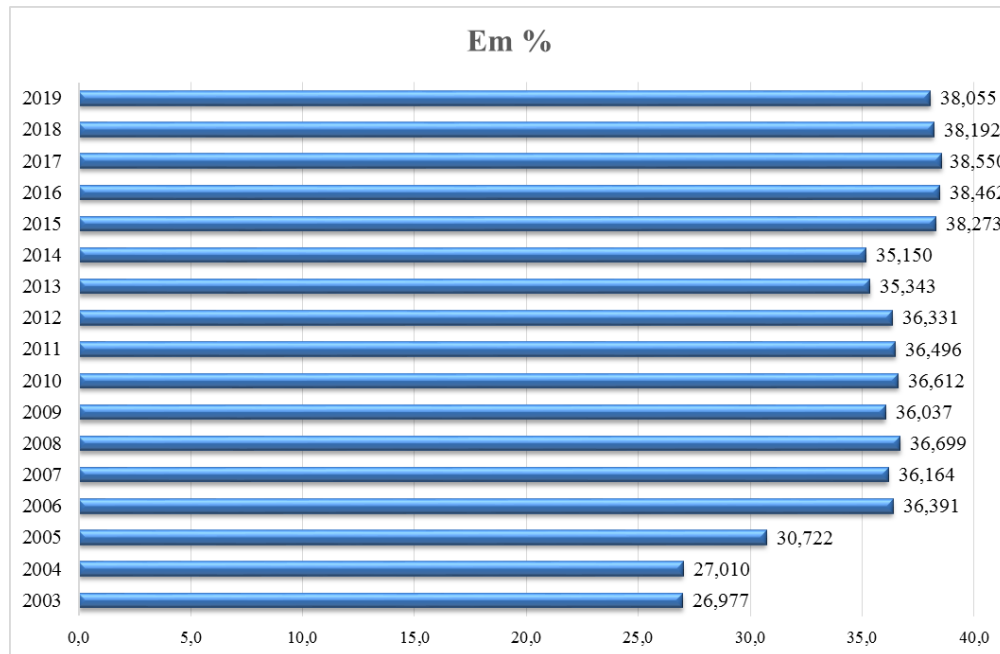


Gráfico 2 – Variação da Receita de Fornecimento de Energia Elétrica Total, sem e com Tributos-2003 a 2019
Fonte – Elaborado pelo autor com base em dados disponibilizados pela ANEEL

Assim, é possível notar, que após essa alteração, a partir de 2005 a variação da receita sem tributo para com tributo apresentou um crescimento significativo.

Tudo isso demonstra que a majoração de alíquotas do PIS e da COFINS com a sistemática não cumulativa e alteração por parte da ANEEL nos cálculos dos valores da tarifa, afetou de forma direta o consumidor de energia elétrica, que sentiu na fatura de 2006 em diante um acréscimo dos tributos que incidem sobre a mesma.

Diante de todo o exposto, torna-se cada vez mais necessário que seja tramitada e aprovada uma reforma tributária, revendo a alta carga de tributos existentes no Brasil. Além desta carga tributária há também as questões de multi-incidência numa mesma base de cálculo e tributos fazendo parte desta base para calculá-lo (o que é conhecido como tributo em cima de tributo).

Uma reforma tributária, onde reduzam a quantidade de tributos existentes e de legislações tributárias, que tornam tortuoso a interpretação, aplicação e até mesmo o entendimento por consumidores leigos. Com isso, trará mais facilidade até mesmo para que os órgãos fiscalizadores que poderão acompanhar a efetividade dos cálculos e arrecadações e

minimizar a evasão fiscal, tendo uma arrecadação mais eficaz.

Este crescimento no faturamento com tributos a partir de 2006 impactou de forma significativa o valor a ser pago pelo consumidor e a energia elétrica por se tratar de um serviço essencial no dia a dia dos consumidores, não sendo eletivo consumi-la ou não, deveria ter uma tributação mais comedida e menos onerosa.

3.1.2. Variação da Receita com Tributos, o IPCA-IBGE e o IGP-M-FGV

Utilizando os dados disponibilizados pela ANEEL (2020b) em seu *site*, foi elaborado o Apêndice C com as tarifas médias por região e a média geral, considerando o valor da receita de fornecimento de energia elétrica dividido pelo consumo de energia em MWh. Assim, tem-se a tarifa média entre os anos 2003 a 2019.

Foram calculados a variação das tarifas médias de fornecimento nos anos mencionados, visando verificar o comportamento das mesmas para os consumidores cativos em relação a índices gerais de preços acumulados.

Para dar seguimento a análise é necessário conceituar a inflação e segundo os autores Alves, Mattos e Azevedo (2017, p. 159) “inflação é o descontrole relacionado principalmente ao aumento demasiado dos preços dentro de uma economia. Em um ambiente econômico inflacionário, as variações de preços, que também estão relacionadas à procura e à oferta de produtos, fazem o consumidor perder seu poder de compra.”

Os autores ainda esclarecem que “a inflação pode ser medida por índices, como o índice geral de preços (IGP) e o índice de preços ao consumidor amplo (IPCA), que não deixam de ser considerados taxas. Eles servem como balizadores de muitos mercados para formação dos preços, correção de folha salarial e, também, para avaliar se o valor de uma aplicação é rentável o suficiente para cobrir a evolução dos preços dos produtos no mercado em determinado período.” (ALVES, MATTOS E AZEVEDO, 2017, p.159)

O IPCA é considerado um dos principais indicadores utilizados no Brasil para acompanhar o desempenho da inflação no país. Cabe salientar que existem metas estabelecidas para esse índice, que são rigorosamente acompanhadas pelos mercados, inclusive internacionais, pois o descontrole inflacionário pode demonstrar instabilidade econômica e influenciar no risco de investimentos em determinado país. (ALVES, MATTOS E AZEVEDO, 2017, p.160)

Para fazer a comparação e análise, foram adotados os seguintes índices:

- a) IPCA – IBGE; e
- b) IGP-P – FGV.

Para fazer a comparação foram desenvolvidos os Apêndices C e D com os valores utilizados tanto das tarifas médias como dos índices escolhidos.

O Gráfico 3 tem por finalidade demonstrar o crescimento da tarifa média nacional, ano a ano, e comparar esse crescimento com o IPCA e o IGP-M, visando verificar se o aumento das tarifas médias acompanhou o desempenho da inflação brasileira entre os anos de 2003 e 2019.

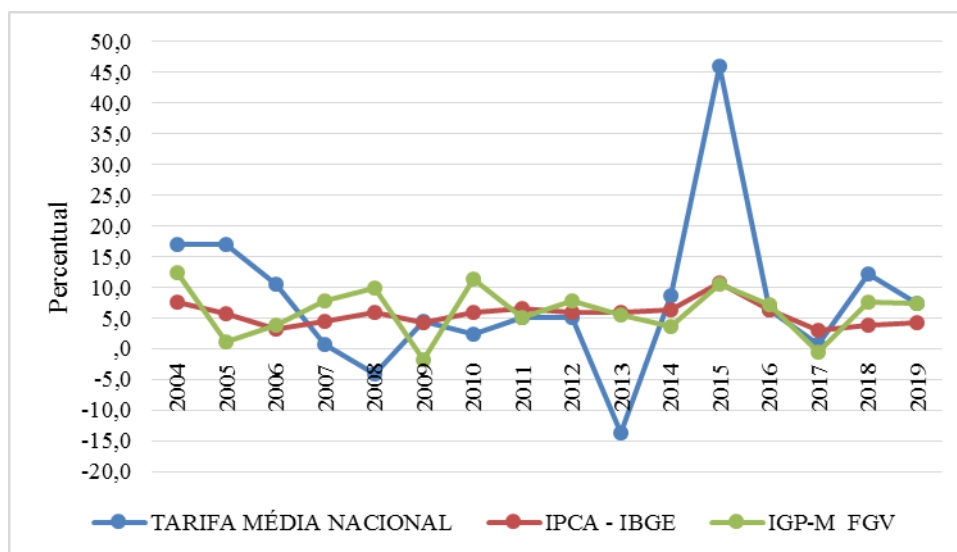


Gráfico 3 – Comparação entre o Crescimento da Tarifa Média Nacional e os Índices – IPCA e IGP-M
Fonte – Elaborado pelo autor

Com a análise do Gráfico 3, pode-se verificar que há dois pontos que mais chamam atenção: 2013 com uma redução significativa e 2015 com um impactante aumento.

Em 2013 há uma redução na tarifa média nacional de 13,75%. Isto se deve pela RTE realizada pela ANEEL em 63 distribuidoras, “publicando tarifas com uma redução média de 20,2% na fatura de energia elétrica. A redução foi resultado da Lei nº 12.783/2013, que promoveu a renovação antecipada das concessões de transmissão e geração de energia que venciam até 2017. As condições para a antecipação da renovação das concessões previam a redução dos custos dos ativos que já se encontravam total ou parcialmente amortizados e depreciados. Também foram instituídas medidas que visaram reduzir o peso dos encargos setoriais nas tarifas.” (ANEEL, 2016)

Na cartilha Por Dentro da Conta de Luz, divulgada pela ANEEL (2016), as principais alterações que permitiram a redução da fatura de energia elétrica são:

- a alocação de cotas de energia das geradoras com concessão renovada, a um preço médio de R\$ 32,81 por megawatt-hora (MWh), inferiores aos custos médios

praticados;

- a redução da receita das transmissoras com concessão renovada;
- a redução dos encargos setoriais, com o aporte direto de recursos do Tesouro Nacional na Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), a isenção da Reserva Geral de Reversão (RGR) e a extinção da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC);
- a retirada de subsídios cruzados da estrutura da tarifa – descontos concedidos a determinados consumidores e demais usuários do serviço de distribuição de energia elétrica, que passaram a ser cobertos pela CDE.

Já em 2015 percebe-se que foi o período em que mais cresceu a tarifa média nacional ficando em um patamar bem mais elevado dos que os índices utilizados para comparação. O crescimento da tarifa média foi de 35 pontos percentuais acima do IPCA e IGP-M.

Para embasar esse crescimento considerável, verificou-se que em 2015 a ANEEL definiu uma RTE das distribuidoras de energia elétrica. A RTE tem como finalidade “reposicionar os dois itens em que havia maior distanciamento entre os custos efetivos e a cobertura tarifária: a CDE e os custos com compra de energia.” (ANEEL, 2015)

A ANEEL (2015) divulgou em seu site eletrônico o efeito médio da RTE por distribuidora em 2015, conforme Tabela 4.

Tabela 4 – Efeito médio da RTE por distribuidora

Distribuidora	Efeito	Distribuidora	Efeito
CELPE	2,20%	CELESC	24,80%
COSERN	2,80%	BANDEIRANTE	24,90%
CEMAR	3,00%	ENF	26,00%
CEPISA	3,20%	ESCELSA	26,30%
CELPA	3,60%	CEMAT	26,80%
ENERGISA PB	3,80%	ENERGISA MG	26,90%
CELTINS	4,50%	EFLUL	27,00%
CEAL	4,70%	ELETROCAR	27,20%
COELBA	5,40%	CELG	27,50%
ENERGISA BO	5,70%	DME-PC	27,60%
SULGIPE	7,50%	ENERSUL	27,90%
ENERGISA SE	8,00%	CEMIG	28,80%
CPFL STA CRUZ	9,20%	CPFL PIRATININGA	29,20%
COELCE	10,30%	EDEVP	29,40%
MOCOCA	16,20%	CPFL PAULISTA	31,80%
CERON	16,90%	HIDROPAN	31,80%
CPEE	19,10%	CFLO	31,90%

Distribuidora	Efeito	Distribuidora	Efeito
JOAOCESA	19,80%	ELETROPAULO	31,90%
COOPERALIANÇA	20,50%	FORCEL	32,20%
ELETROACRE	21,00%	CAIUA	32,40%
SANTAMARIA	21,00%	DEMEI	33,70%
CHESP	21,30%	MUXFELDT	34,30%
CSPE	21,30%	COCEL	34,60%
CEEE	21,90%	CNEE	35,20%
LIGHT	22,50%	RGE	35,50%
CJE	22,80%	COPEL	36,40%
IENERGIA	23,90%	UHENPAL	36,80%
CEB	24,10%	BRAGANTINA	38,50%

Fonte: Site ANEEL (2015)

Os Gráficos 4, 5, 6, 7 e 8 foram elaborados com as informações do Apêndice E e F, demonstrando as variações ocorridas nas tarifas médias anuais por região brasileira em comparação ao IPCA e IGP-M.

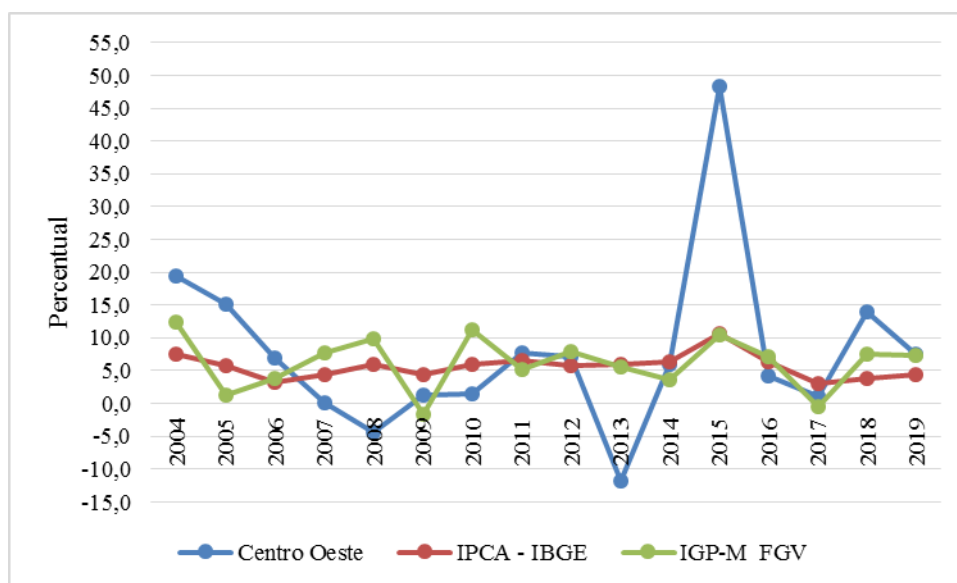


Gráfico 4 – Comparação entre o Crescimento da Tarifa Média da região Centro-Oeste e o IPCA e o IGP-M
Fonte – Elaborado pelo autor

O Gráfico 4 compara a variação da tarifa média da região Centro-Oeste ao longo dos anos de 2004 a 2019 e verifica-se que os dois pontos de maior redução e crescimento foram em 2013 e 2015. Desta forma, percebe-se também o impacto da RTE dos dois anos já mencionados na tarifa média praticada pelas distribuidoras do Centro-oeste.

Quanto a região Nordeste, o Gráfico 5 demonstra o mesmo padrão dos gráficos anteriormente analisados.

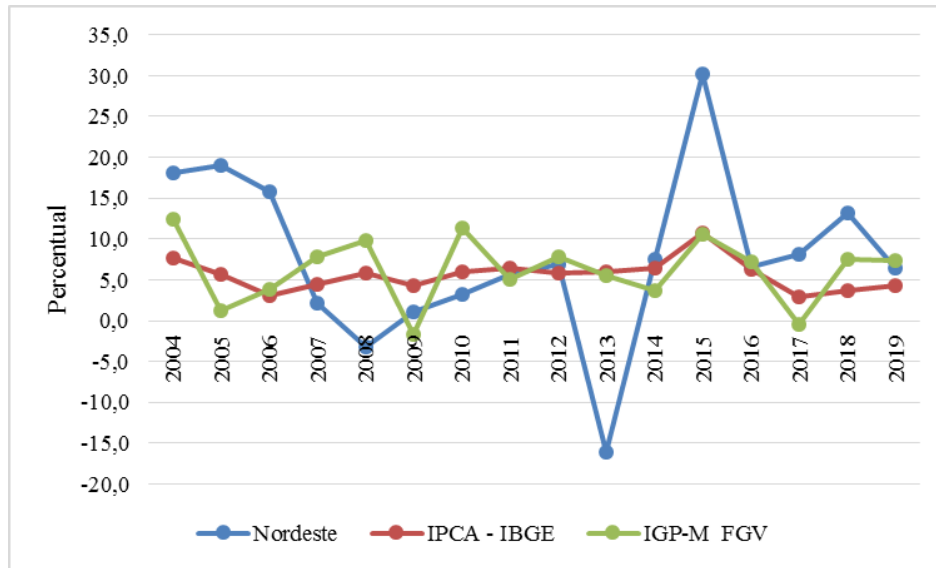


Gráfico 5 – Comparação entre o Crescimento da Tarifa Média da região Nordeste e o IPCA e o IGP-M
Fonte – Elaborado pelo autor

No Gráfico 6 pode-se observar a variação da tarifa média da região Norte.

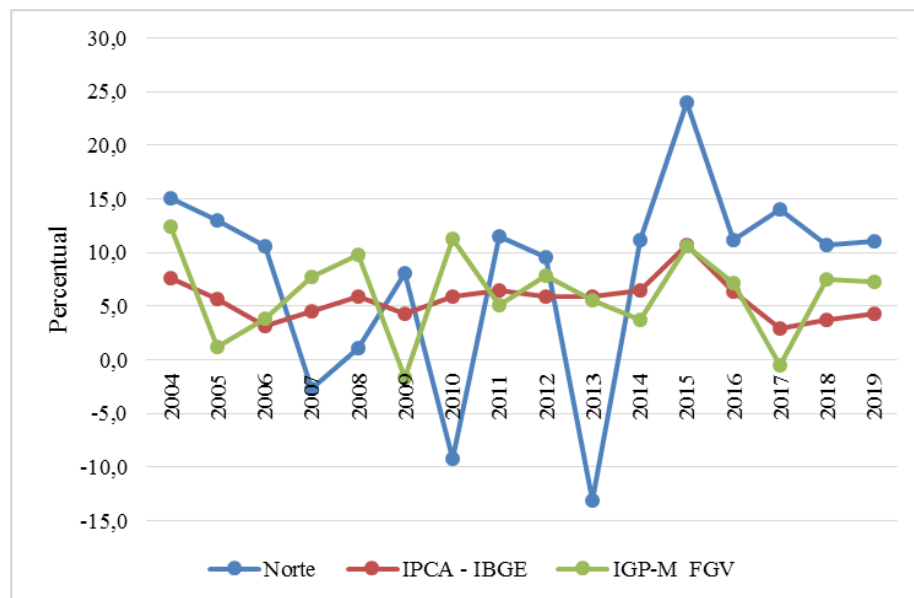


Gráfico 6 – Comparação entre o Crescimento da Tarifa Média da região Norte e o IPCA e o IGP-M
Fonte – Elaborado pelo autor

Entre os anos de 2004 a 2019, na região Norte, apresentou as variações de 2013 e 2015, conforme já narrado na análise de outras regiões, e também demonstra uma redução da tarifa média em 2010.

Nos Gráficos 7 e 8, que diz respeito as regiões Sudeste e Sul, apresenta semelhança quanto a evolução da tarifa média nacional e das regiões Centro-Oeste e Nordeste, tendo o mesmo padrão de comportamento já narrado.

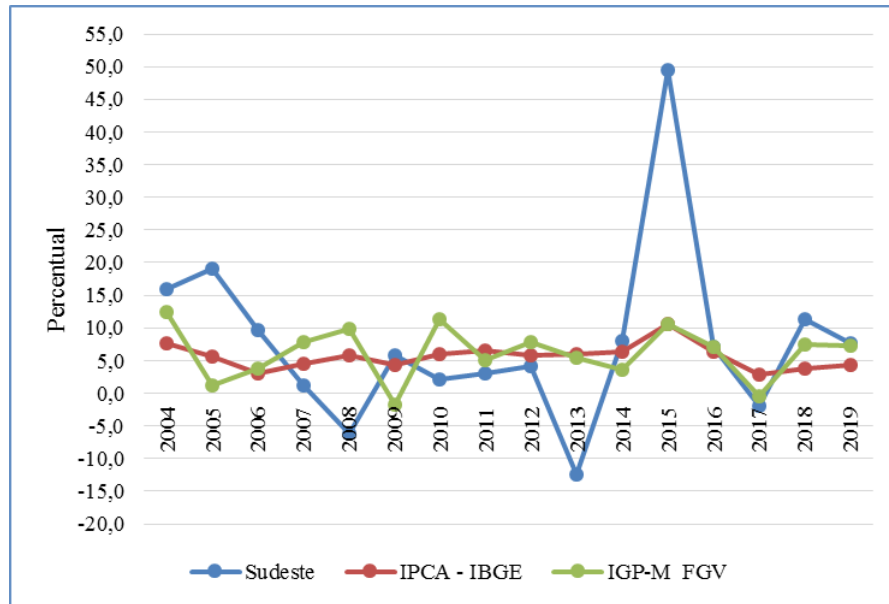


Gráfico 7 – Comparação entre o Crescimento da Tarifa Média da região Sudeste e o IPCA e o IGP-M
Fonte – Elaborado pelo autor

Novamente é perceptível como em 2013 com a MP 579, editada durante o governo da então Presidente Dilma Rousseff, afetou a tarifa média das regiões brasileiras, apresentando redução significativa, onde as empresas de energia elétrica antecipariam a renovação de suas concessões que venceriam nos próximos anos sem passar por licitação. Em contrapartida, as concessionárias teriam que reduzir as tarifas

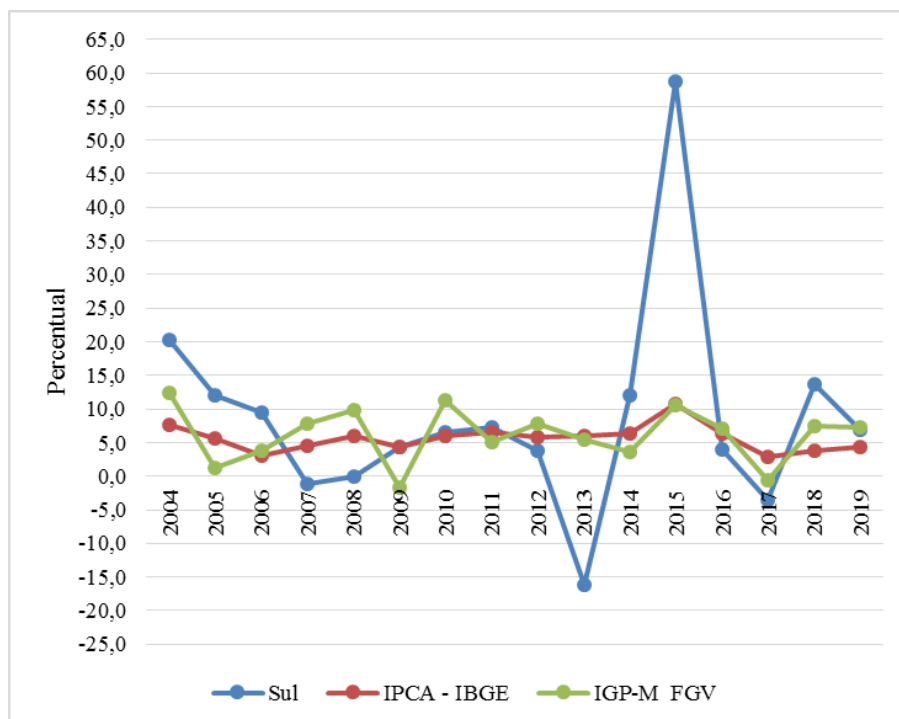


Gráfico 8 – Comparação entre o Crescimento da Tarifa Média da região Sul e o IPCA e o IGP-M
Fonte – Elaborado pelo autor

Aqui percebe-se que a intervenção política para redução das tarifas foi para o consumidor, naquele momento, uma conquista que mais tarde (em 2015) se reverteria com a RTE ocorrida, onde os valores das tarifas foram majorados para que se mantivesse o equilíbrio econômico como financeiro dos contratos do setor elétrico.

Apesar do fornecimento de energia elétrica ser considerado um serviço público previsto na CF/88, mas por meio de licitação é concedida a concessão, permissão ou autorização para exploração deste serviço por outros entes privados ou de economia mista, o Governo deveria desempenhar mais seu papel de regulador do setor e menos interferências com caráter político nas definições de revisões tarifárias.

3.1.3. Comparação da Evolução Anual da Receita Bruta com o Consumo de Energia Elétrica, Unidades Consumidoras e o PIB

Visando verificar se a evolução da receita bruta das distribuidoras está diretamente ligada ao aumento ou diminuição do consumo de energia elétrica ou o número de unidades consumidoras, foi elaborado o Apêndice G e o Gráfico 9.

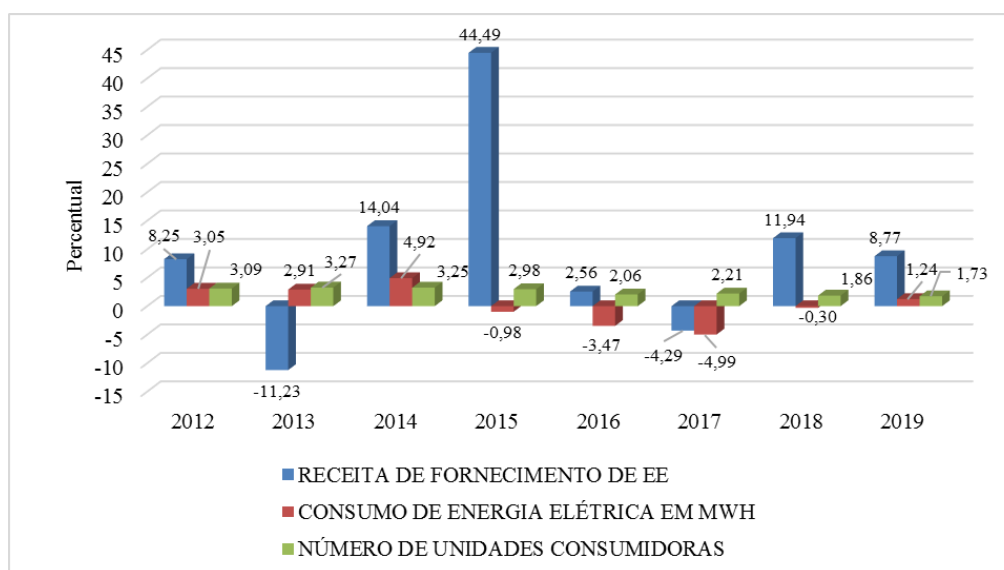


Gráfico 9 – Evolução da Receita Bruta, do Consumo de Energia Elétrica e Unidades Consumidoras
Fonte – Elaborado pelo autor

O Gráfico 9 demonstra que não há uma ligação direta entre a variação da receita bruta total com o crescimento ou decréscimo do consumo de energia elétrica em âmbito nacional e nem com o total de unidades consumidoras instaladas ao longo dos anos analisados.

O primeiro ponto a ser observado é o decréscimo de 11,23% da receita bruta em 2013, vinculado a MP 579 já tratada neste trabalho e em 2015 o crescimento significativo após o

RTE que visava dar o equilíbrio financeiro e econômico aos contratos de fornecimento de energia, principalmente pelo impacto causado pela MP de 2013.

Uma segunda observação é que as evoluções do consumo de energia elétrica e de unidades instaladas em vários anos estão bem próximas e há um forte vínculo destas variações, conforme demonstra o Gráfico 9. Já quanto a evolução da Receita Bruta, não há esta ligação, mostrando que ao aumentar ou diminuir a receita não há um padrão definido com a proporção do consumo de energia.

Como o faturamento do fornecimento de energia elétrica para os consumidores vinculados as distribuidoras é afetado diretamente pelos encargos setoriais que tem seus valores fixados por resoluções ou despachos da ANEEL (como o caso da CDE, TFSEE e PROINFA), a receita muitas vezes apresenta um crescimento ou decréscimo mais substancial em função das quotas destes encargos (que apesar de serem repassados para o consumidor, agregam a receita bruta das distribuidoras e são considerados custos não gerenciáveis).

Para melhor ilustrar foi elaborada a Tabela 5 com o resumo do Apêndice G.

Tabela 5 – Evolução da Receita Bruta, do Consumo de Energia Elétrica e Unidades Consumidoras

ANOS	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Receita de Fornecimento de EE	8,25	-11,23	14,04	44,49	2,56	-4,29	11,94	8,77
Consumo de EE em MWh	3,05	2,91	4,92	-0,98	-3,47	-4,99	-0,30	1,24
Número de Unidades Consumidoras	3,09	3,27	3,25	2,98	2,06	2,21	1,86	1,73

Fonte – Elaborado pelo autor

Outro ponto de comparação da evolução da Receita Bruta é com a variação anual do PIB – Produto Interno Bruto brasileiro.

De acordo com o IBGE [s.d.], o “PIB é a soma de todos os bens e serviços finais produzidos por um país, estado ou cidade, geralmente em um ano”.

O Gráfico 10 apresenta a evolução da Receita Bruta de fornecimento de energia elétrica e compara com a variação do PIB, conforme Apêndice G.

Como para mensuração do PIB estão inclusos os serviços finais produzidos e o fornecimento de energia elétrica enquadra na atividade econômica de serviços, foi utilizado a sua variação anual para comparar se a Receita Bruta das distribuidoras brasileiras acompanha ou não o crescimento ou retração do PIB brasileiro.

Percebe-se que a receita bruta apresentou variações bem diferentes do PIB, demonstrando que na maior parte dos anos analisados a receita de fornecimento de energia elétrica cresceu mais que o Produto Interno Bruto.



Gráfico 10 – Evolução da Receita Bruta em Comparação ao PIB
Fonte – Elaborado pelo autor

O Setor Elétrico Brasileiro, no que tange as distribuidoras de energia elétrica, cresceu além da variação do PIB, principalmente nos anos de 2012, 2015 e 2018.

Desconsiderando o caso específico do ano de 2013, já explanado neste capítulo, onde a Receita Bruta das distribuidoras apresentou uma queda significativa, verifica-se que o setor elétrico brasileiro na atividade de distribuições apresenta um crescimento além do PIB anual, demonstrando que o setor é um grande influenciador para cálculo de um PIB positivo na maior parte dos anos analisados.

3.1.4. Evolução da Tarifa Média Nacional X Tarifa Média Atualizada

Com a finalidade de verificar se o reajuste da tarifa de energia elétrica acompanha os índices inflacionários anuais, foi elaborado o Apêndice H.

Utilizou-se a tarifa média nacional de fornecimento de energia elétrica sem tributos de 2003 e a mesma foi atualizada ao longo dos anos tanto pelo IPCA quanto pelo IGP-M. Desta forma, pode-se comparar se a tarifa de energia elétrica acompanhou ou não a inflação brasileira.

O Gráfico 11, elaborado a partir do Apêndice I, apresenta a comparação entre a tarifa média anual e a tarifa atualizada pelos índices (IPCA e IGP-M).

Pode-se observar, no Gráfico 11, a evolução da tarifa média nacional, divulgada pela ANEEL das distribuidoras de energia elétrica brasileira. Já nas duas linhas verifica-se o valor da tarifa média nacional de 2003 atualizada pelo IPCA e IGP-M.

Apesar do reajuste tarifário não ter vínculo somente com os índices de inflação, alguns anos percebe-se que a tarifa média de fornecimento de energia elétrica fica abaixo do valor

atualizado ao longo dos anos. Sendo que no final de 2019 a tarifa média apresentada pela ANEEL é de R\$ 510,84 para o ACR e as tarifas atualizadas pelo IPCA e IGP-M são de R\$ 456,13 e R\$ 476,38, respectivamente.

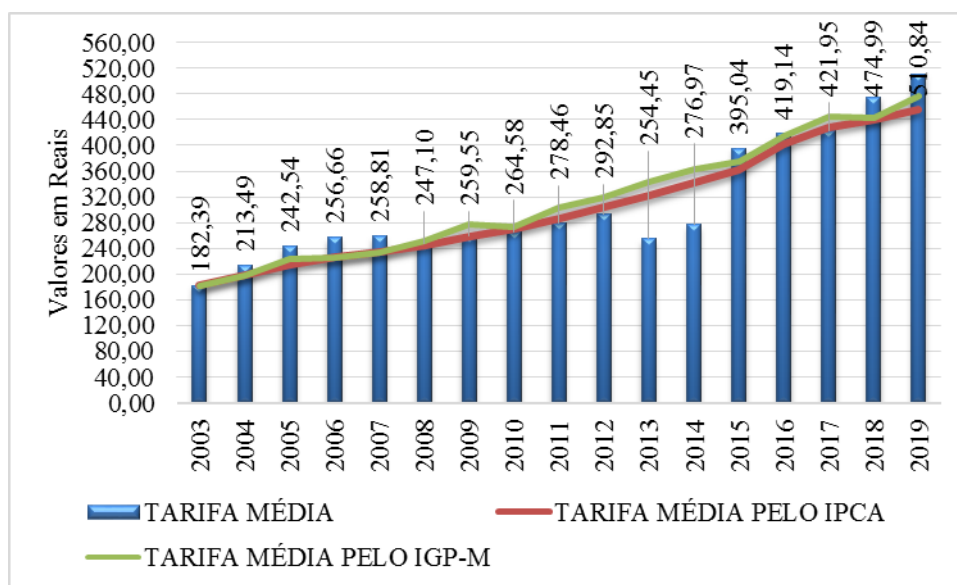


Gráfico 11 – Tarifa Média Nacional X Tarifa Média Atualizada pelo IPCA e IGP-M
Fonte – Elaborado pelo autor

No Gráfico 11 verifica-se que em 2013 e 2014 a tarifa média atualizada ficou acima da tarifa média realizada, sendo isto causado pela MP 579, conforme já mencionado.

Com a RTE de 2015 a tarifa média passa a patamares bem próximos da tarifa média atualizada.

Pela sistemática de cálculo da revisão tarifária, conforme previsto no PRORET, a variação da inflação não é o único influenciador no aumento ou redução das tarifas de cada distribuidora, por isso apresentar um valor maior que a tarifa atualizada pelo IPCA e IGP-M é, em termos, aceitável. Há custos da empresa que aumentam e impactam o valor da tarifa revista pela ANEEL em patamares além deste percentual de inflação.

Para o consumidor Residencial o aumento da tarifa, quando fica além do índice de inflação, gera descontentamento e desconforto, pois quem possui acesso ao fornecimento de energia elétrica e percebe que mesmo mantendo o consumo, tem pago cada vez mais e compara com o aumento salarial que foi corrigido com base na inflação ou até menos, vê seu orçamento doméstico sendo afetado. Se não compreende o que está incorporado na tarifa e qual a finalidade destes itens e se realmente são necessários, torna o setor elétrico um vilão na vida financeira das famílias.

3.1.5. Evolução da Tarifa Média Por Região X Tarifa Média Regional Atualizada

Neste item será feita a comparação entre a tarifa média do ACR por região com a tarifa média atualizada pelo IPCA e IGP-M, visando avaliar se a tarifa de energia elétrica tem acompanhado os índices de inflação.

Os Gráficos 12, 13, 14, 15 e 16 apresentam essa comparação por região, entre os anos de 2003 a 2019.

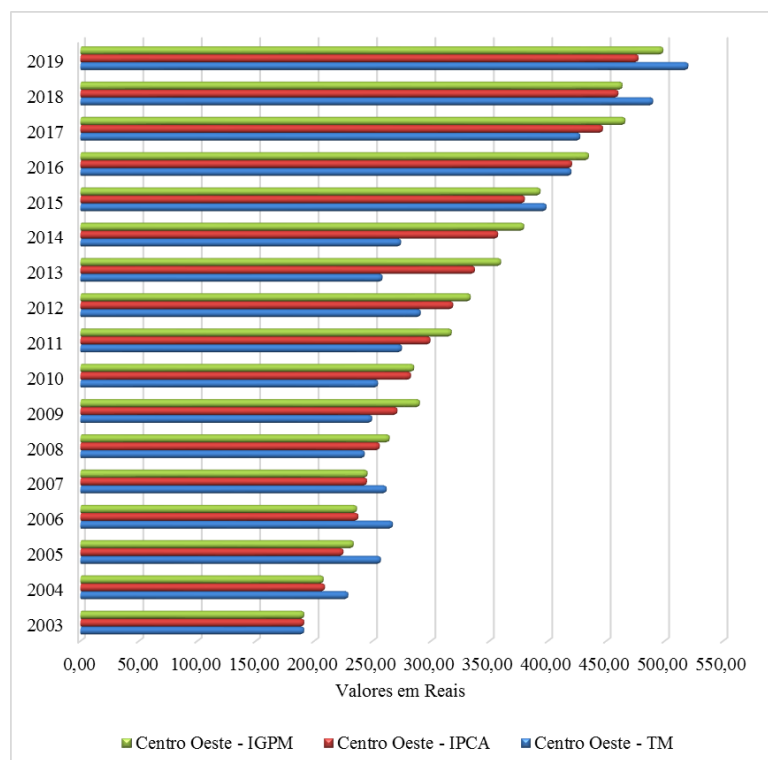


Gráfico 12 – Tarifa Média Região Centro-Oeste X Tarifa Média Atualizada pelo IPCA e IGP-M
Fonte – Elaborado pelo autor

Mesmo sabendo que os mecanismos de reajuste tarifário adotado pela ANEEL, não considera somente a perda de poder aquisitivo da moeda, tendo outros fatores que influenciam diretamente neste reajuste, é interessante essa comparação até mesmo para nortear os diálogos feitos pelos consumidores finais ao receber a fatura mensal de consumo de energia elétrica.

Percebe-se que há, nos anos analisados, situações nas quais a tarifa média regional ficou abaixo das tarifas atualizadas.

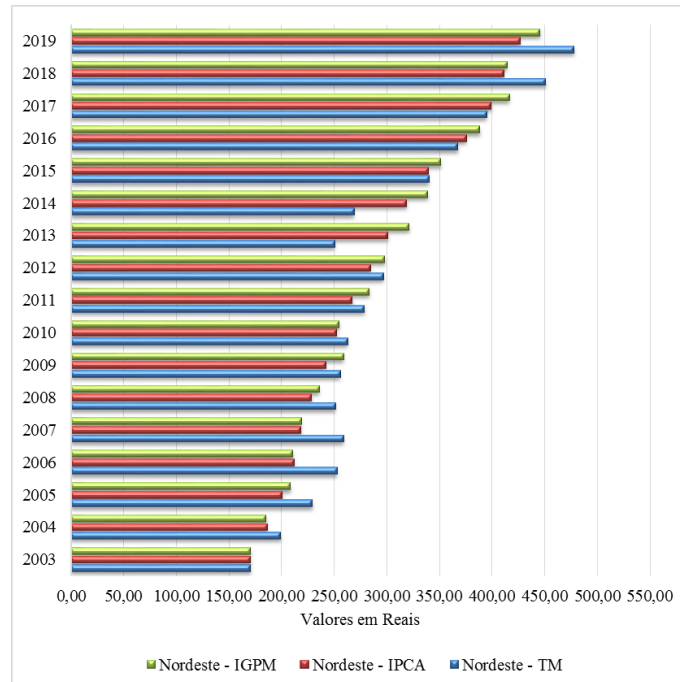


Gráfico 13 – Tarifa Média Região Nordeste X Tarifa Média Atualizada pelo IPCA e IGP-M
Fonte – Elaborado pelo autor

Nas cinco regiões brasileiras, fechando a análise em 2019, verifica-se que todas as tarifas médias ficaram com valores mais elevados que a tarifa de 2003 atualizada pelos índices adotados, sendo possível constatar que as regiões Norte e Sul que apresentaram suas tarifas muito além da atualização ocorrida com os valores disponível de 2003.

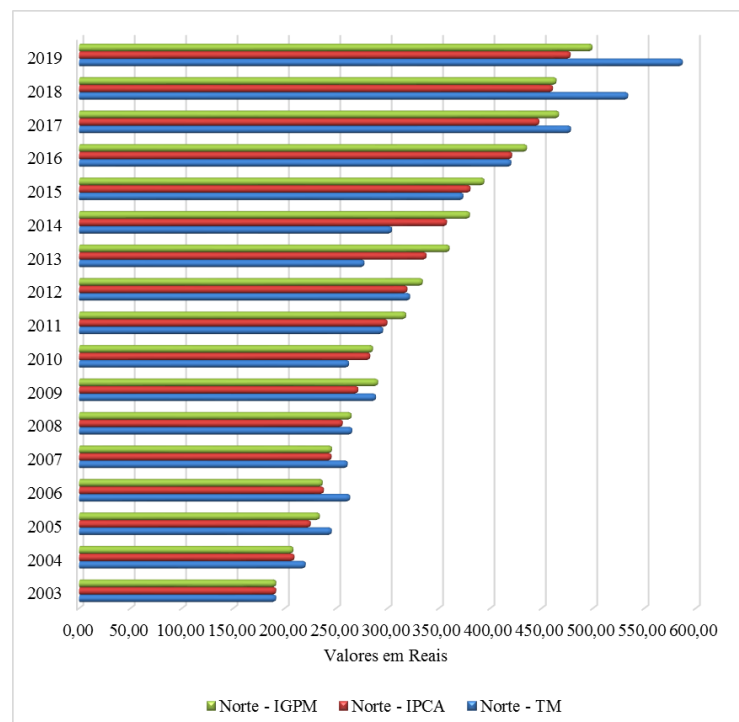


Gráfico 14 – Tarifa Média Região Norte X Tarifa Média Atualizada pelo IPCA e IGP-M
Fonte – Elaborado pelo autor

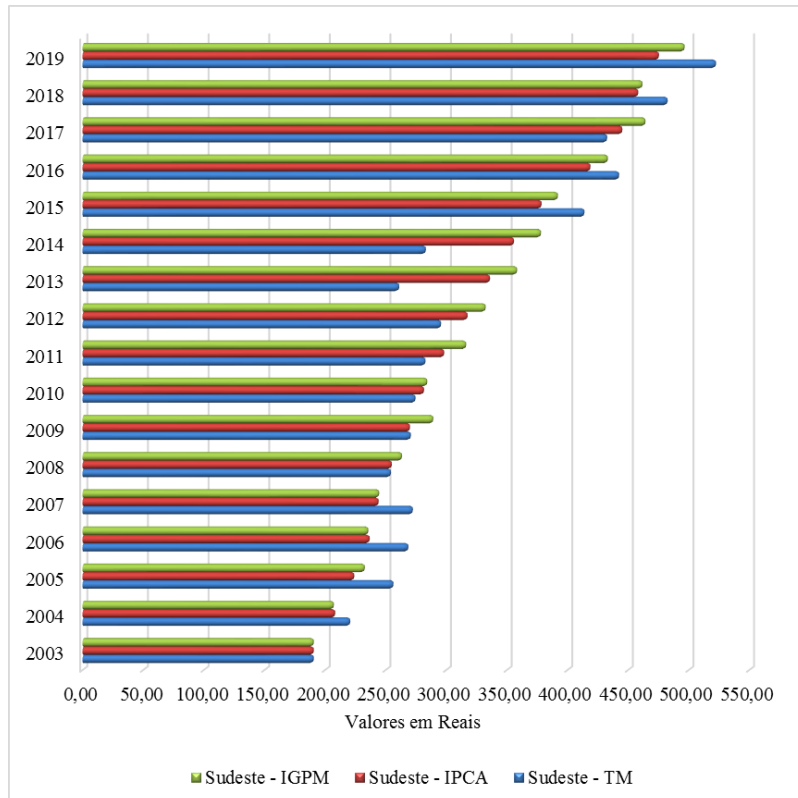


Gráfico 15 – Tarifa Média Região Sudeste X Tarifa Média Atualizada pelo IPCA e IGP-M
Fonte – Elaborado pelo autor

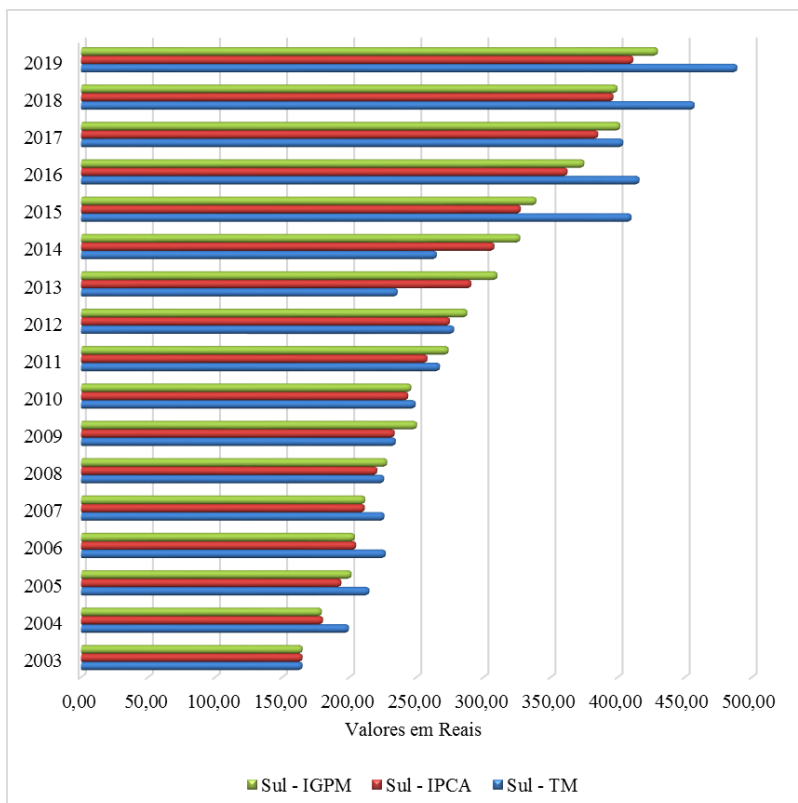


Gráfico 16 – Tarifa Média Região Sul X Tarifa Média Atualizada pelo IPCA e IGP-M
Fonte – Elaborado pelo autor

3.2. Receita de Fornecimento de Energia Elétrica por Região

Dando sequência as análises da receita faturada com tributos e sem tributos, com os dados divulgados pela a ANEEL (2020b) foi elaborado o Gráfico 17 de acordo com o Apêndice B.

O Gráfico 17 apresenta a variação entre a receita faturada sem tributos e com tributos por região do Brasil.

Observando o Apêndice J e o Gráfico 17, percebe-se que as regiões com maior impacto nas receitas após a inclusão do PIS, COFINS e ICMS são as regiões brasileiras Sul e Centro-Oeste, passando em alguns anos a marca de 40% de tributos agregados a receita de fornecimento de energia elétrica.

Frente a média nacional, apresentada no Gráfico 2, estas regiões, estão bem acima dos percentuais calculados. Isso faz com que os consumidores de energia destas regiões tenham uma carga tributária maior que outras partes do país.

Observa-se ainda que, em 2003 e 2004, as variações da receita faturada com tributos e sem tributos, apresenta percentuais menores que os anos seguintes, conforme já explicitado no item 3.1.1.

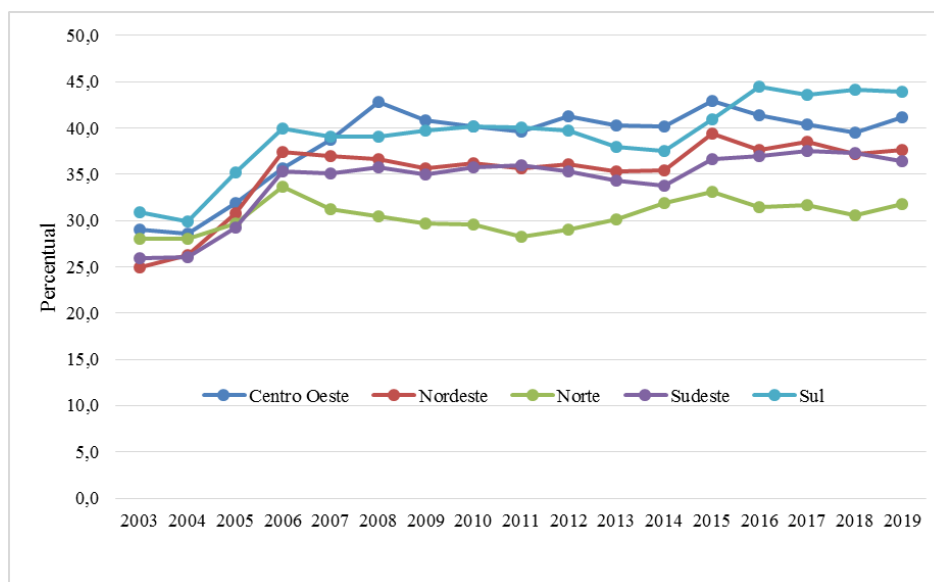


Gráfico 17 – Variação da Receita de Fornecimento de Energia Elétrica por Região – 2003 a 2019

Fonte – Elaborado pelo autor com base em dados disponibilizados pela ANEEL

Os Gráficos 18, 19, 20 e 21 demonstram a representação de cada região na receita total faturada de fornecimento de energia elétrica, desconsiderando os tributos, nos anos de 2003, 2008, 2013 e 2019, respectivamente. Estes gráficos foram elaborados a partir das informações contidas no Apêndice K.

Analisando o Gráfico 18, pode-se verificar que a região Sudeste é responsável pela maior participação na receita total de fornecimento de energia elétrica sem tributo no ano de 2003, tendo uma representatividade de mais de 59%.

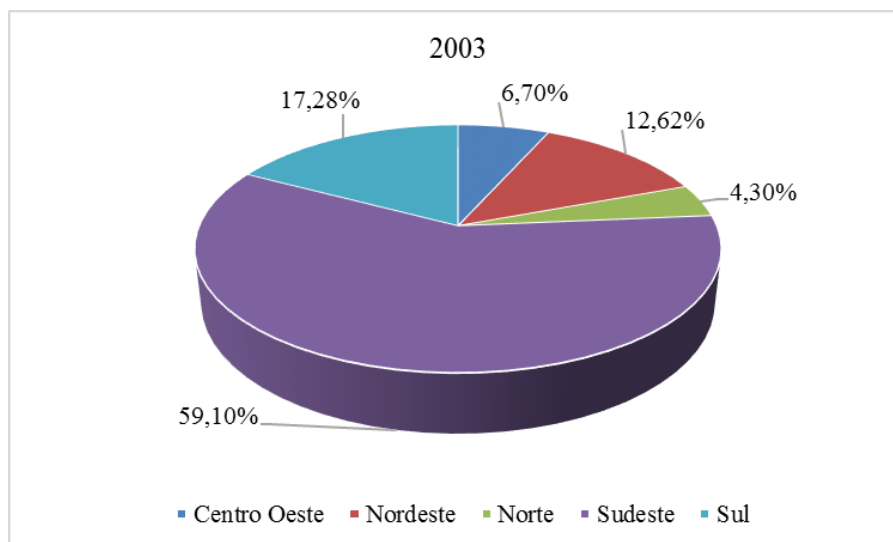


Gráfico 18 – Participação da Região na Receita de Fornecimento de Energia Elétrica Sem tributos – 2003
Fonte – Elaborado pelo autor com base em dados disponibilizados pela ANEEL

Seguindo o *ranking* de participação tem-se a região Sul com 17,28% e a região Nordeste com 12,62% desta receita total.

As regiões Centro-Oeste e Norte ficam juntas com 11% da representatividade da receita de fornecimento de energia elétrica do país.

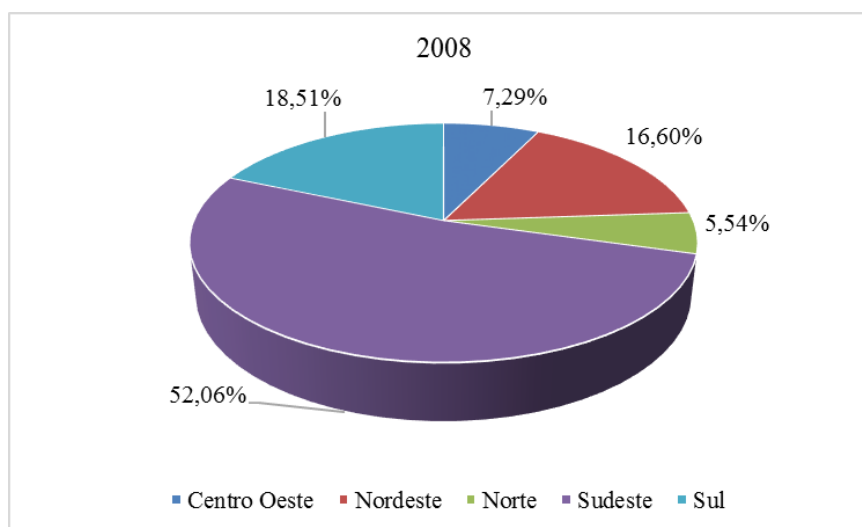


Gráfico 19 – Participação da Região na Receita de Fornecimento de Energia Elétrica Sem tributos – 2008
Fonte – Elaborado pelo autor com base em dados disponibilizados pela ANEEL

Já no ano de 2008, o Gráfico 19 apresenta o *ranking* de participação na receita total da mesma forma, sendo que há uma redução na proporção da região Sudeste que passa a contar

com 52,06% da receita total analisada. Com isso, as demais regiões passam a ter uma representatividade maior no ano de 2008, verificando o maior crescimento na participação da região Nordeste em quatro pontos percentuais da receita faturada de fornecimento de energia elétrica total.

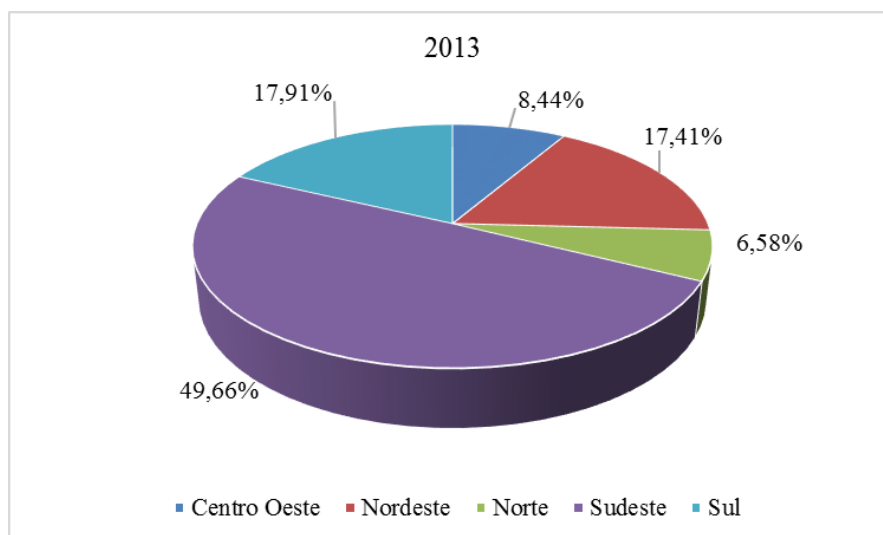


Gráfico 20 – Participação da Região na Receita de Fornecimento de Energia Elétrica Sem tributos – 2013
Fonte – Elaborado pelo autor com base em dados disponibilizados pela ANEEL

O cenário em 2013 aparece com a mesma performance que o ano de 2008, conforme Gráfico 20. Há uma nova redução da representatividade da região Sudeste que contempla praticamente 50% da receita do ano. Em detrimento a essa redução, pode-se observar o crescimento contínuo da participação das outras regiões ao longo dos anos frente a receita de fornecimento de energia elétrica brasileira.

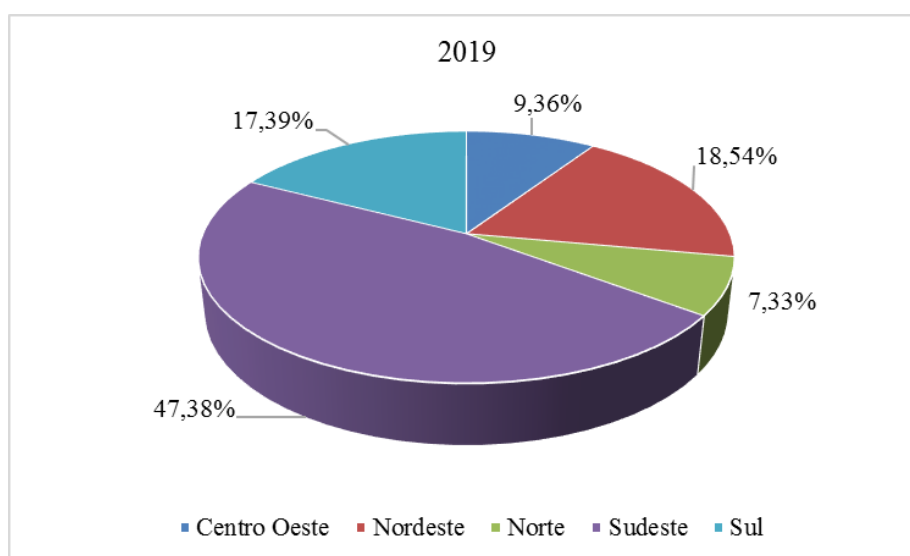


Gráfico 21 – Participação da Região na Receita de Fornecimento de Energia Elétrica sem tributos – 2019
Fonte – Elaborado pelo autor com base em dados disponibilizados pela ANEEL

Dando continuidade à análise, no ano de 2019 conforme do Gráfico 21, verifica-se que a região Sudeste apresenta uma participação menor no cenário da receita faturada de fornecimento de energia elétrica, com uma fatia de 47,38%. A região Nordeste passa a ser a que tem a segunda maior representatividade no lugar da região Sul.

Para melhor ilustrar, foi elaborada a Tabela 6 com o resumo das representatividades das regiões brasileiras na receita de fornecimento de energia elétrica:

Tabela 6 – Resumo das Representatividades das Regiões Brasileiras na Receita Total Faturada

REGIÃO	2003	2008	2013	2019
Centro-Oeste	6,70%	7,29%	8,44%	9,36%
Nordeste	12,62%	16,60%	17,41%	18,54%
Norte	4,30%	5,54%	6,58%	7,33%
Sudeste	59,10%	52,06%	49,66%	47,38%
Sul	17,28%	18,51%	17,91%	17,39%
TOTAL	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

Fonte: Elaborada pelo autor

3.2.1. Receita de Fornecimento de Energia Elétrica por Empresa e Região

Utilizando os valores coletados da receita de fornecimento de energia elétrica por distribuidora, serão feitas as análises e comparações das participações de cada empresa, por região, no total de receita faturada.

3.2.1.1. Região Centro-Oeste

A região Centro-Oeste apresenta uma quantidade menor de Distribuidoras de energia Elétrica. Assim, as análises neste subitem poderão abordar cada empresa da região.

Com base no Apêndice L, foram elaborados os Gráficos 22, 23, 24 e 25.

O Gráfico 22 apresenta a participação das empresas da região Centro-oeste na receita de fornecimento de energia elétrica sem tributos da referida região no ano de 2003.

Observando o Gráfico 22, pode-se analisar que a empresa com maior representatividade na região Centro-Oeste na questão de fornecimento de energia elétrica e conseguinte na geração de tributos federais e estadual é a CELG-D Distribuição S.A. (passou a ter esta razão social em 2007). A partir do corrente ano, a CELG passou a utilizar a razão social Enel Distribuidora Goiás, pois desde fevereiro de 2017 ela faz parte do Grupo ENEL.

Logo em segunda posição, em termo de geração de receita de fornecimento de energia elétrica no Centro-Oeste, encontra-se a empresa EMT – Energia Mato Grosso Distribuidora de Energia S.A. com uma representatividade de 24,89%; seguida da CEBDIS com 21,46% da receita do Centro-oeste de fornecimento de energia elétrica.

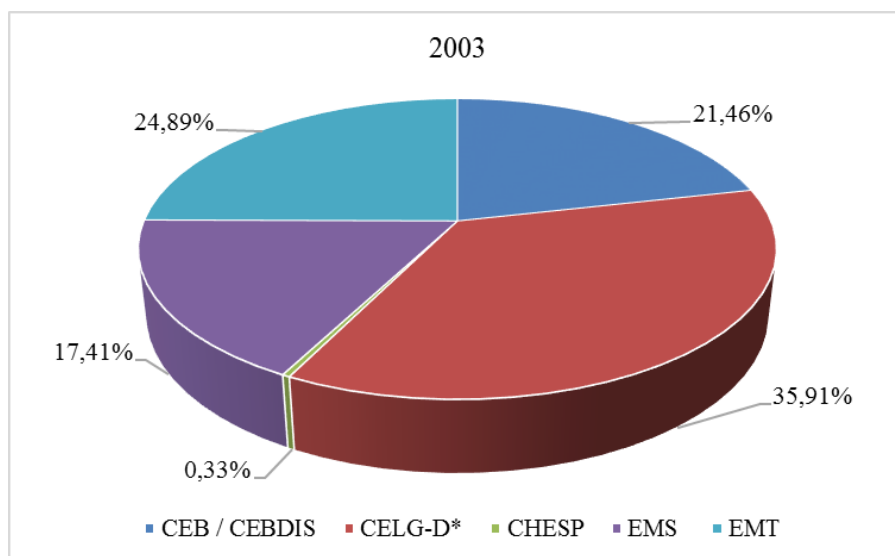


Gráfico 22– Participação das Empresas na Receita de Fornecimento de EE sem tributos – Centro-Oeste-2003
Fonte – Elaborado pelo autor com base em dados disponibilizados pela ANEEL

Os Gráficos 23, 24 e 25 mostram também a participação das concessionárias de distribuição da região Centro-Oeste na receita de fornecimento de energia elétrica (sem tributos) nos anos de 2008, 2013 e 2019.

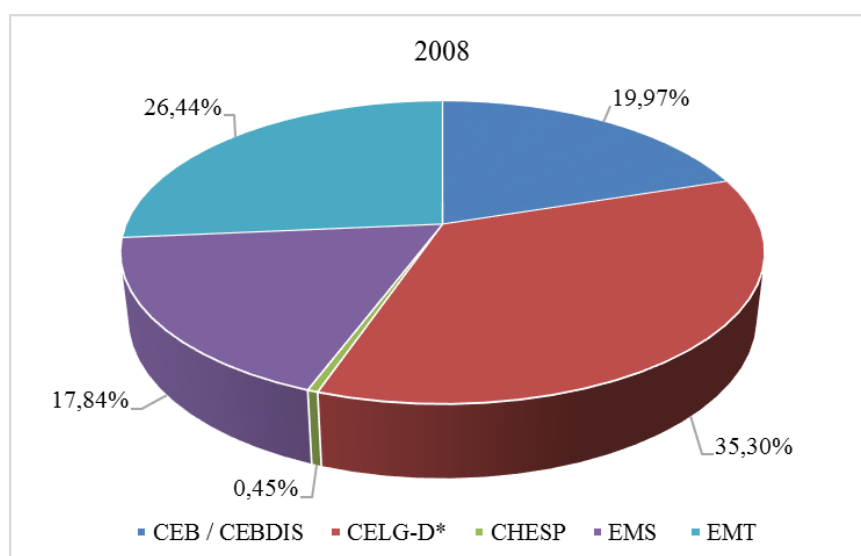


Gráfico 23 – Participação das Empresas na Receita de Fornecimento de EE sem tributos – Centro-Oeste-2008
Fonte – Elaborado pelo autor com base em dados disponibilizados pela ANEEL

Desta forma, analisando os gráficos de participação na receita de fornecimento de energia elétrica na região Centro-Oeste, pode-se concluir que a empresa CELG-D continua ao longo dos anos com a maior fatia no faturamento do setor elétrico da região. Já a EMT que está localizada no segundo lugar do *ranking* de faturamento apresentou um crescimento na sua representatividade na região, com 27,66% no ano de 2019.

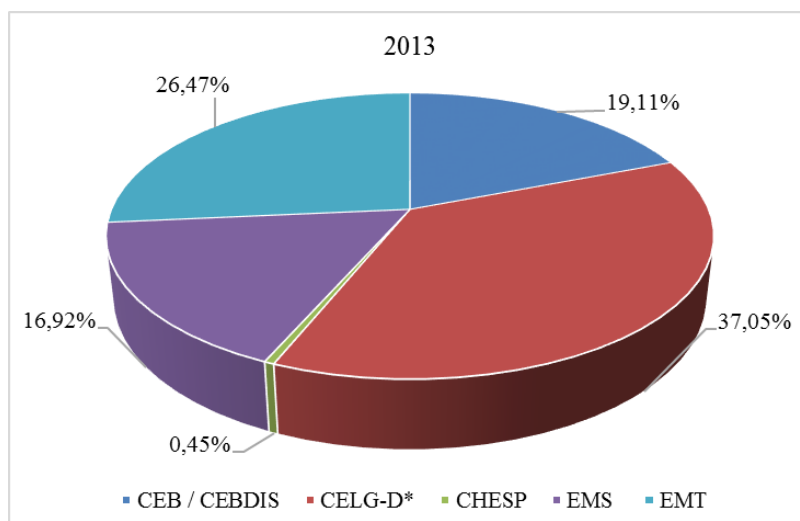


Gráfico 24 – Participação das Empresas na Receita de Fornecimento de EE sem tributos – Centro-Oeste-2013
Fonte – Elaborado pelo autor com base em dados disponibilizados pela ANEEL

A CEBDIS ocupa a terceira maior participação na receita faturada ao longo dos anos analisados, sendo que apresenta uma queda na proporção de receita.

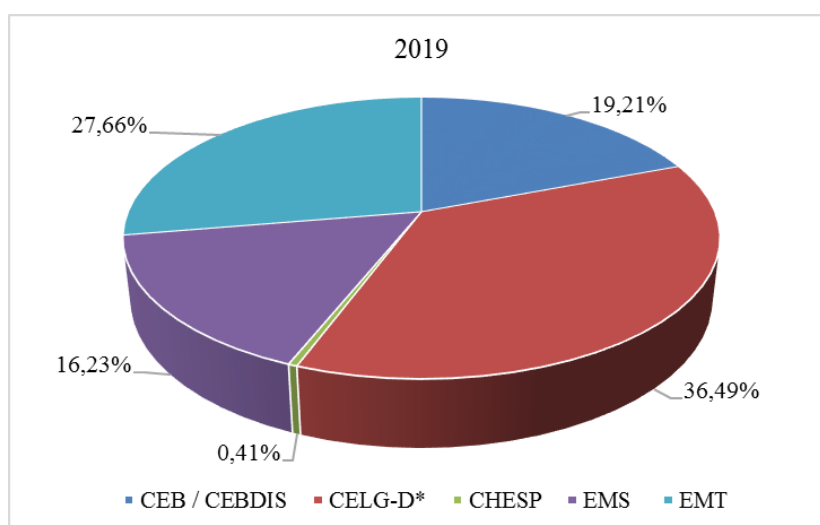


Gráfico 25 – Participação das Empresas na Receita de Fornecimento de EE sem tributos – Centro-Oeste-2019
Fonte – Elaborado pelo autor com base em dados disponibilizados pela ANEEL

A Tabela 7 apresenta a representatividade das empresas da região Centro-oeste na receita faturada de fornecimento de energia elétrica, sem tributos:

Tabela 7 – Resumo das Representatividades das Empresas da Região Centro-oeste na Receita Total Faturada

EMPRESAS	2003	2008	2013	2019
CEBDIS	21,46%	19,97%	19,11%	19,21%
CELG-D	35,91%	35,30%	37,05%	36,49%
CHESP	0,33%	0,45%	0,45%	0,41%
EMS	17,41%	17,84%	16,92%	16,23%
EMT	24,89%	26,44%	26,47%	27,66%
TOTAL	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

Fonte: Elaborada pelo autor

3.2.1.2. Região Nordeste

Levando em consideração as informações da região Nordeste que se encontram no Apêndice M, elaborou-se os Gráficos 26, 27, 28 e 29.

O Gráfico 26 apresenta a composição da receita faturada de fornecimento de energia elétrica da região Nordeste, sem tributos, por empresa.

Observa-se que há uma divisão de participação entre as empresas que compõe o rol de fornecimento de energia elétrica no Nordeste, sendo que em 2003 a empresa com a maior proporção é a COELBA com 27,5% desta receita. Ela vem acompanhada da CELPE com uma representatividade de 20,51%, seguida da ENEL CE com uma fatia de 15,7% da receita de fornecimento de energia elétrica da região.

As demais empresas apresentam uma representatividade mais igualitária no faturamento de fornecimento de energia elétrica do Nordeste.

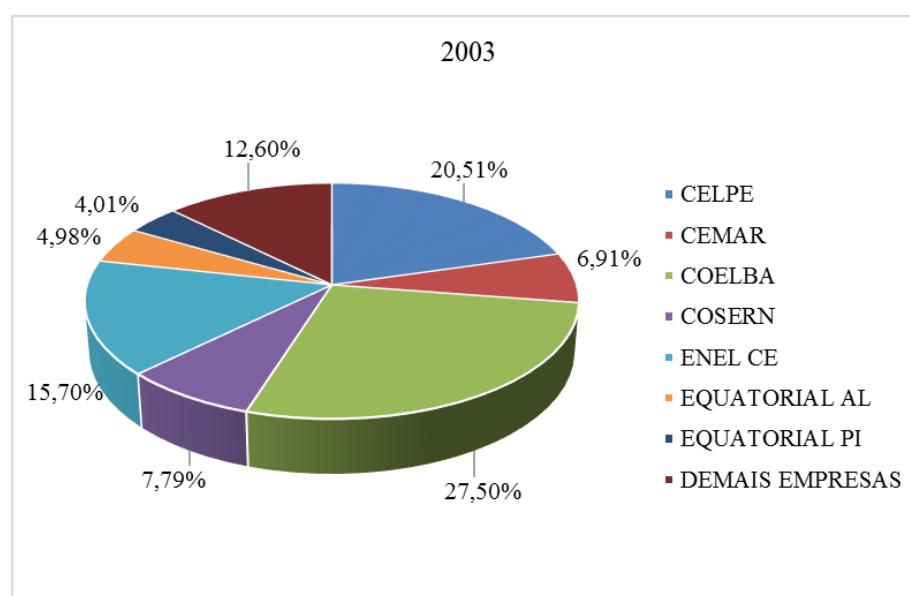


Gráfico 26 – Participação das Empresas na Receita de Fornecimento de EE sem tributos – Nordeste – 2003
Fonte – Elaborado pelo autor com base em dados disponibilizados pela ANEEL

O Gráfico 27 também mostra a distribuição da receita de fornecimento de energia elétrica da região Nordeste no ano de 2008 e pode-se concluir que o *ranking* de representatividade nesta receita apresenta a mesma ordem observada no ano de 2003.

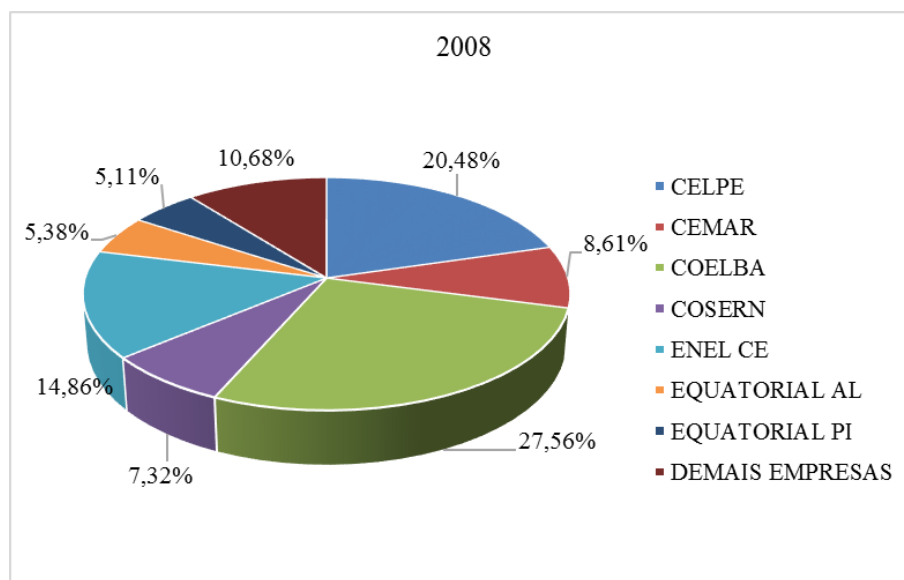


Gráfico 27 – Participação das Empresas na Receita de Fornecimento de EE sem tributos – Nordeste – 2008
Fonte – Elaborado pelo autor com base em dados disponibilizados pela ANEEL

O Gráfico 28 foi elaborada para demonstrar a participação das empresas da região Nordeste a receita do ano de 2013 de fornecimento de energia elétrica.

As empresas que permanecem com as três maiores proporções da receita são: COELBA, CELPE e ENEL CE.

A CELPE, mesmo mantendo a segunda posição no *ranking*, apresentou uma redução na fatia do faturamento da região Nordeste e assim pode-se perceber o ganho de representatividade da empresa CEMAR que passou a ter 10,02% da receita de fornecimento de energia elétrica no ano de 2013.

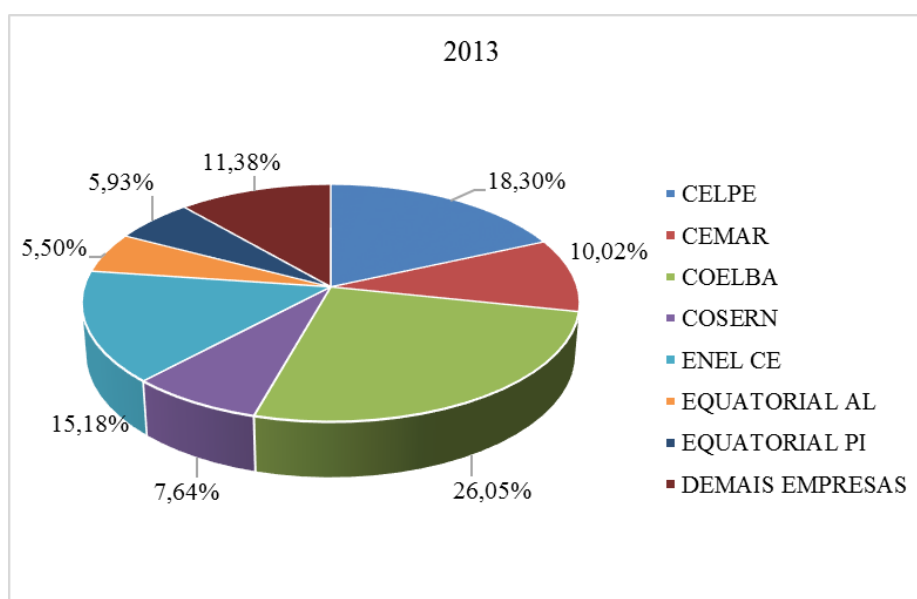


Gráfico 28 – Participação das Empresas na Receita de Fornecimento de EE sem tributos – Nordeste – 2013
Fonte – Elaborado pelo autor com base em dados disponibilizados pela ANEEL

O Gráfico 29 apresenta a composição da receita do ano de 2019 da região Nordeste.

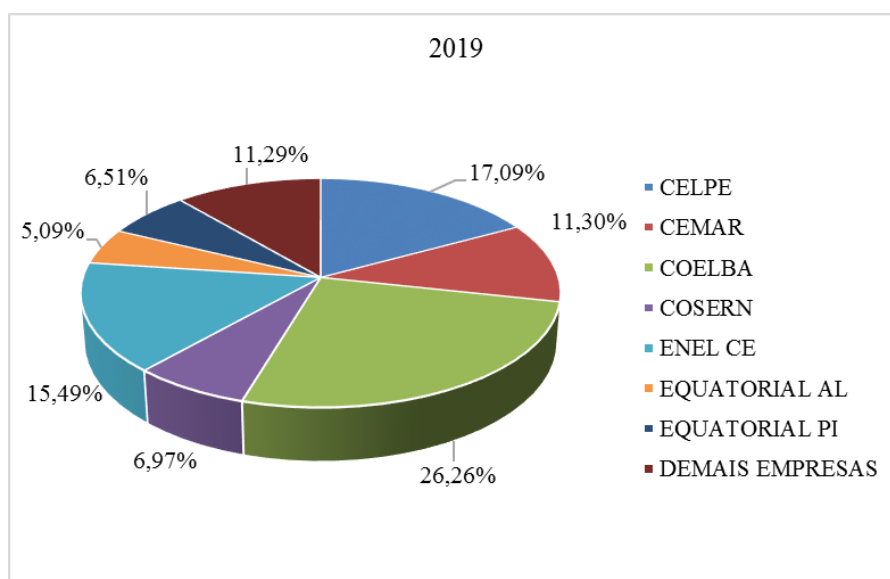


Gráfico 29 – Participação das Empresas na Receita de Fornecimento de EE sem tributos – Nordeste – 2019
Fonte – Elaborado pelo autor com base em dados disponibilizados pela ANEEL

Conclui-se que no ano de 2019 as empresas aparecem na mesma posição na participação na receita de fornecimento de energia elétrica para os consumidores cativos da região Nordeste, sendo que as principais alterações ocorridas foram:

- CELPE apresentou nova redução na fatia da receita, passando para 17,09%; e
- CEMAR, que é a quarta empresa com maior participação, passou a ter 11,3% do faturamento.

3.2.1.3. Região Norte

Utilizando as informações contidas no Apêndice N elaborou-se os Gráficos 30, 31, 32 e 33.

O Gráfico 30 considera a participação das empresas da região Norte na geração de receita de fornecimento de energia elétrica, sem tributos, no ano de 2003.

Observando o Gráfico 30, percebe-se que a maior representatividade está a cargo da empresa EQUATORIAL PA, com 40,22% da receita de fornecimento de energia elétrica no ACR no norte do Brasil.

A MANAUS Energia, que operou com este nome até 2009 e em 23/04/2009 alterou seu estatuto social passando a operar com a razão social Amazonas Energia S.A. – AME, em 2003 teve 24,13% da receita da região Norte.

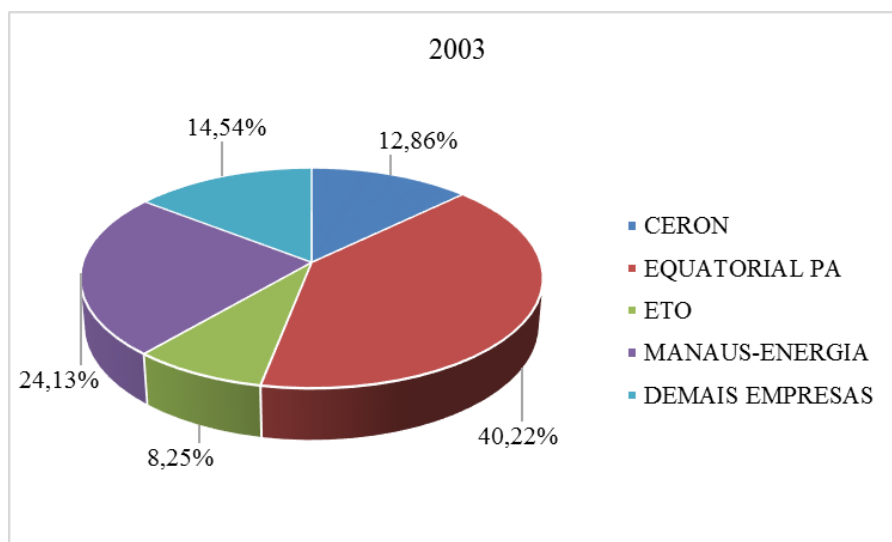


Gráfico 30 – Participação das Empresas na Receita de Fornecimento de EE sem tributos – Norte – 2003
 Fonte – Elaborado pelo autor com base em dados disponibilizados pela ANEEL

Com a terceira maior fatia desta receita aparece a CERON. As demais empresas que operam na distribuição de energia elétrica no ACR têm participações bem menores que a CERON e dividem 14,54% da receita em 2003.

O Gráfico 31 refere-se ao ano de 2008 e a composição das participações das empresas do Norte na receita faturada de fornecimento de energia elétrica para os consumidores cativos.

Em 2008, a ordem decrescente de participação continua como apresentado em 2003, mas com a EQUATORIAL PA demonstrando uma redução na sua fatia de 6,12 pontos percentuais que equivale a uma diminuição de 15,22% da receita total da região Norte entre os anos de 2004 a 2008.

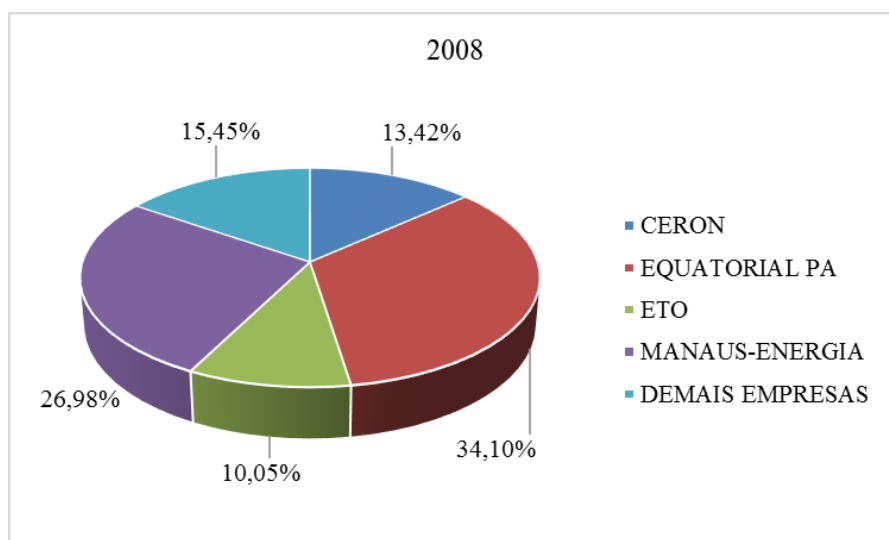


Gráfico 31 – Participação das Empresas na Receita de Fornecimento de EE sem tributos – Norte – 2008
 Fonte – Elaborado pelo autor com base em dados disponibilizados pela ANEEL

O ano de 2013 em sua representatividade apresentada no Gráfico 32.

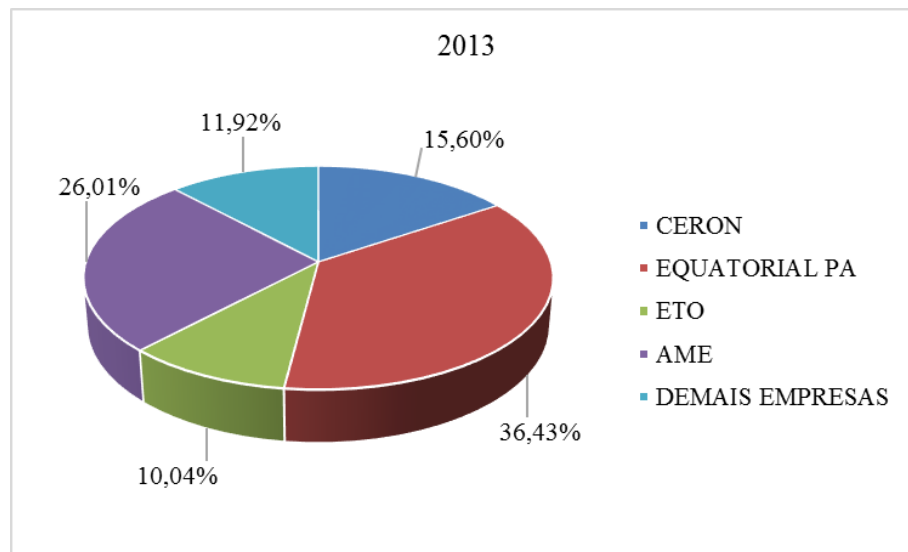


Gráfico 32 – Participação das Empresas na Receita de Fornecimento de EE sem tributos – Norte – 2013
Fonte – Elaborado pelo autor com base em dados disponibilizados pela ANEEL

No Gráfico 32 pode-se observar que a EQUATORIAL PA continua na liderança com 36,43% de participação na receita de fornecimento de energia elétrica, sendo que a AME (que até 2009 operava sobre o nome de MANAUS Energia) passou a ocupar a segunda maior fatia da região Norte com 26,01%, no lugar da CERON.

O Gráfico 33 trata da representatividade das empresas da região Norte na receita de fornecimento de energia elétrica.

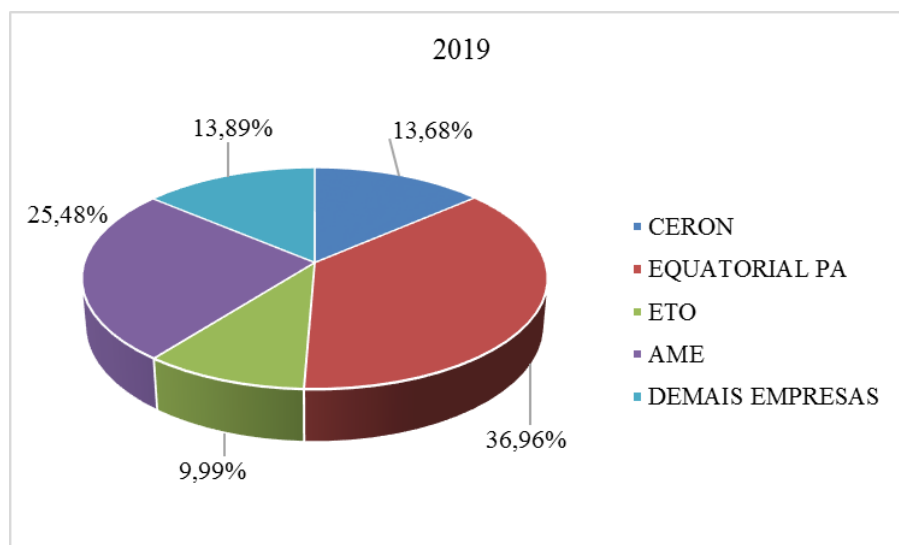


Gráfico 33 – Participação das Empresas na Receita de Fornecimento de EE sem tributos – Norte – 2019
Fonte – Elaborado pelo autor com base em dados disponibilizados pela ANEEL

Conclui-se que em 2019 a representatividade das empresas que operam na região

Norte do país permanece como apresentado em 2013, mantendo o mesmo *ranking*.

3.2.1.4. Região Sudeste

O Sudeste é a região brasileira que mais tem empresas de distribuição de energia elétrica. Com isso, o Apêndice O apresenta todas as empresas com informações disponibilizadas no *site* da ANEEL (2020b), mesmo que tenham uma receita pouco impactante na participação da região Sudeste.

Os Gráficos 34, 35, 36 e 37 foram elaborados a partir do Apêndice O.

Dentre as empresas com maior representatividade na receita faturada de fornecimento de energia elétrica no Sudeste em 2003, conforme Gráfico 34, encontram-se:

- 1º) Eletropaulo com 23,30%;
- 2º) CEMIG com 18,25%;
- 3º) LIGHT com 14,15%; e
- 4º) CPFL-PAULISTA com 12,25%

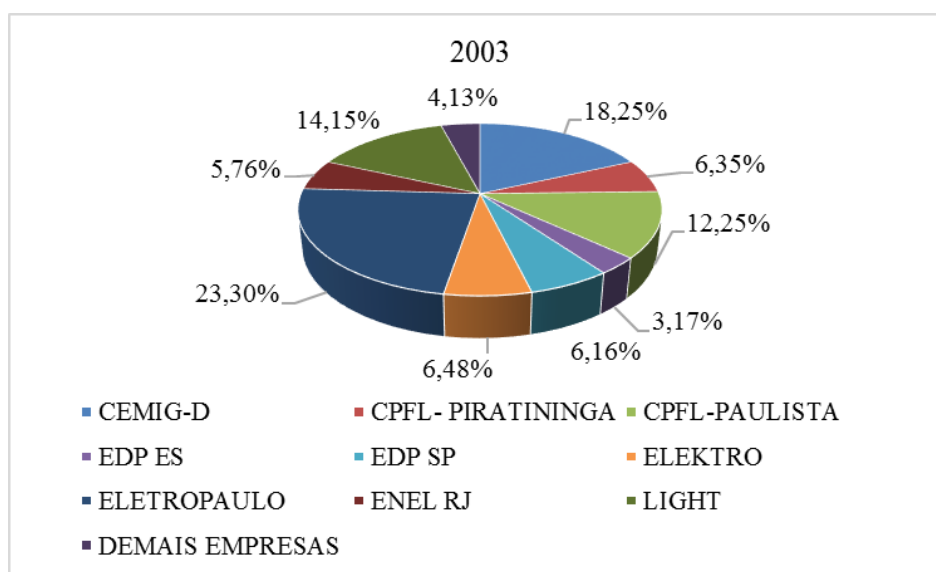


Gráfico 34 – Participação das Empresas na Receita de Fornecimento de EE sem tributos – Sudeste – 2003
Fonte – Elaborado pelo autor com base em dados disponibilizados pela ANEEL

Por meio do Gráfico 35, pode-se observar que o cenário continua bem parecido com 2003, em termos de representatividade na receita de fornecimento de energia elétrica de 2008 e sem muita variação para as quatro empresas com maior fatia da região Sudeste.

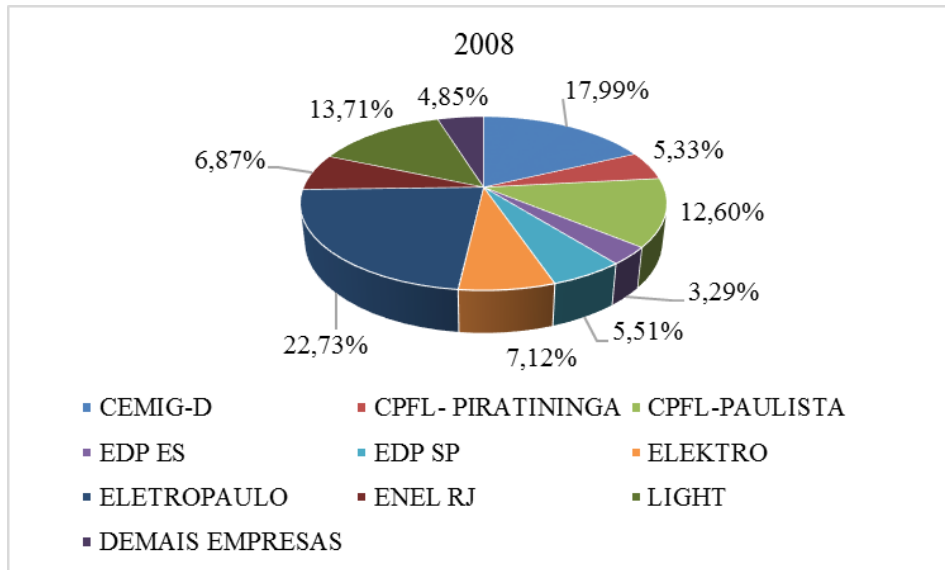


Gráfico 35 – Participação das Empresas na Receita de Fornecimento de EE sem tributos – Sudeste – 2008
 Fonte – Elaborado pelo autor com base em dados disponibilizados pela ANEEL

O Gráfico 36 destaca as empresas e suas participações em 2013, sendo que permanece da forma já explicitada nos anos anteriores, ainda sem grandes alterações nas participações individuais da ELETROPAULO, CEMIG-D, LIGHT e CPFL-PAULISTA.

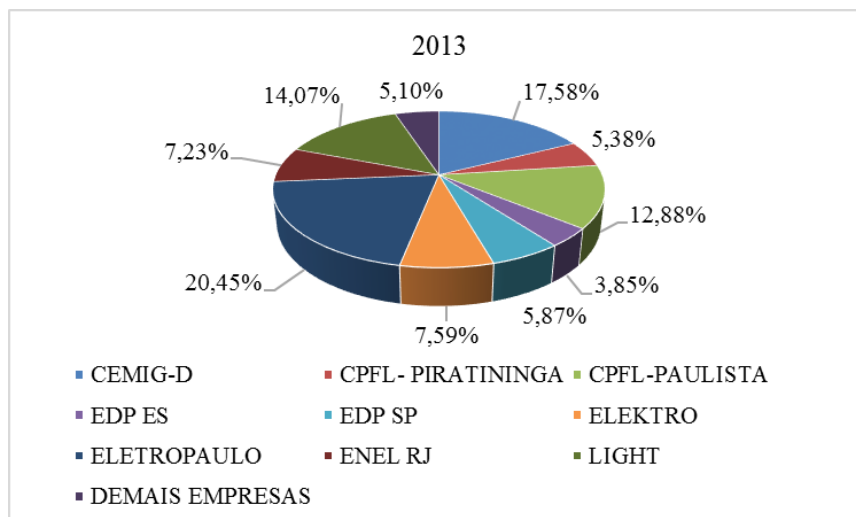


Gráfico 36 – Participação das Empresas na Receita de Fornecimento de EE sem tributos – Sudeste – 2013
 Fonte – Elaborado pelo autor com base em dados disponibilizados pela ANEEL

A performance das distribuidoras de energia elétrica do Sudeste em 2019 com maior receita, conforme Gráfico 37, apresenta-se de forma constante nos anos apresentados neste subitem.

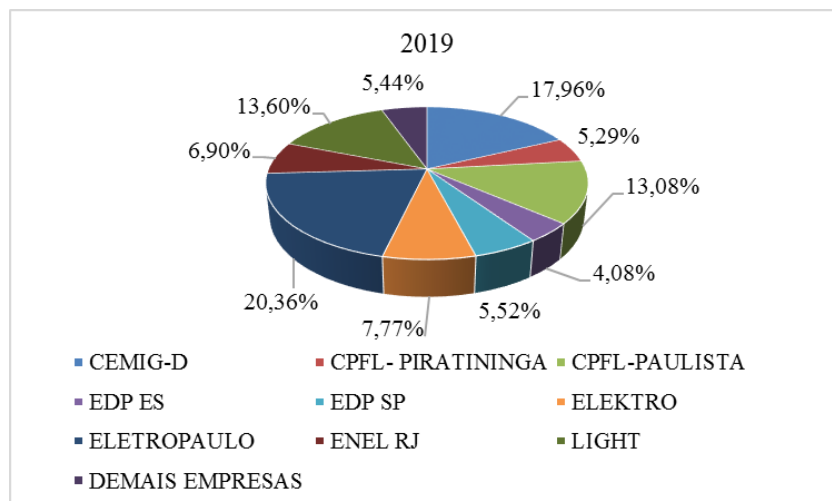


Gráfico 37 – Participação das Empresas na Receita de Fornecimento de EE sem tributos – Sudeste – 2019
Fonte – Elaborado pelo autor com base em dados disponibilizados pela ANEEL

3.2.1.5. Região Sul

Ao longo dos anos de 2003 a 2019, a região Sul passou a contar com um número maior de distribuidoras de energia elétrica para o ACR, sendo que muitas das empresas não possuem uma significativa representação na receita de fornecimento de energia elétrica da região.

Desta forma, com as informações do Apêndice P foram confeccionados os Gráficos 38, 39, 40 e 41, visando demonstrar a participação das empresas na receita dos anos de 2003, 2008, 2013 e 2019.

Por meio do Gráfico 38, observa-se que a distribuição da receita entre as empresas de fornecimento de energia elétrica da região Sul está dividida principalmente entre as empresas COPEL-DIS e CELESC-DIS, que juntas detêm mais de 55% da receita da região.

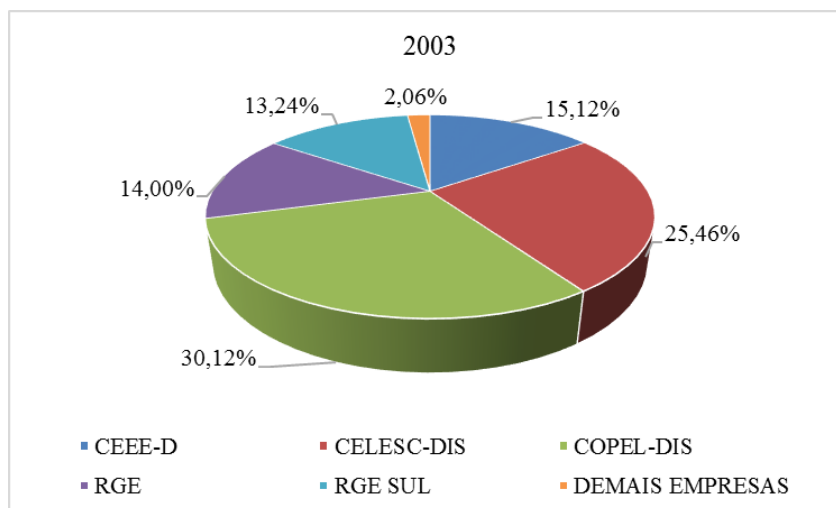


Gráfico 38 – Participação das Empresas na Receita de Fornecimento de EE sem tributos – Sul – 2003
Fonte – Elaborado pelo autor com base em dados disponibilizados pela ANEEL

Aproximadamente os outros 42% da participação estão com as empresas CEEE-D, RGE e RGE-SUL, respectivamente. Ficando o restante da representatividade diluído em várias empresas de fornecimento de energia elétrica do sul do país, das quais apresentam pouca representação em termos de receita do setor.

O Gráfico 39 representa a participação da empresa no ano de 2008, sendo que não apresenta uma grande variação de representatividade entre as empresas, conforme já analisado em 2003.

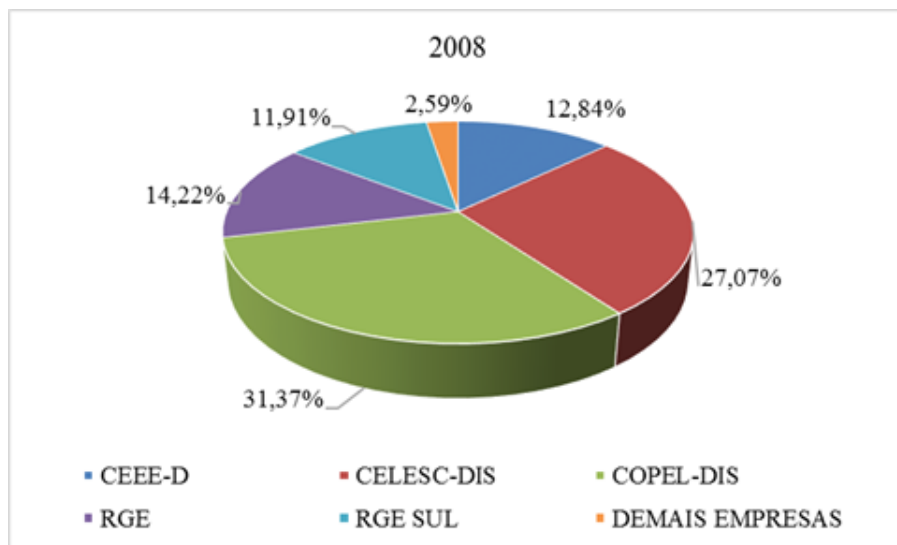


Gráfico 39 – Participação das Empresas na Receita de Fornecimento de EE sem tributos – Sul – 2008
Fonte – Elaborado pelo autor com base em dados disponibilizados pela ANEEL

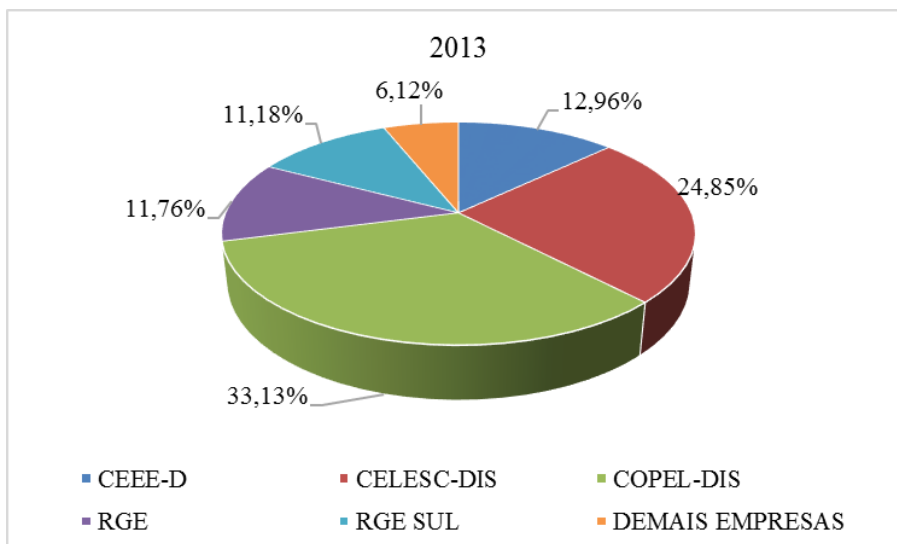


Gráfico 40 – Participação das Empresas na Receita de Fornecimento de EE sem tributos – Sul – 2013
Fonte – Elaborado pelo autor com base em dados disponibilizados pela ANEEL

O ano de 2013, conforme Gráfico 40, tem a distribuição da receita semelhante ao já narrado nos anos anteriores quanto a participação das empresas da região Sul na receita de

fornecimento de energia elétrica, tendo como ponto principal o aumento da fatia da COPEL-DIS e da RGE-SUL ao longo dos anos.

Em 2019 a análise a ser apresentada, no Gráfico 41, confirma o que já foi explicitado no ano de 2013, sem grandes modificações na participação das quatro empresas com maior receita.

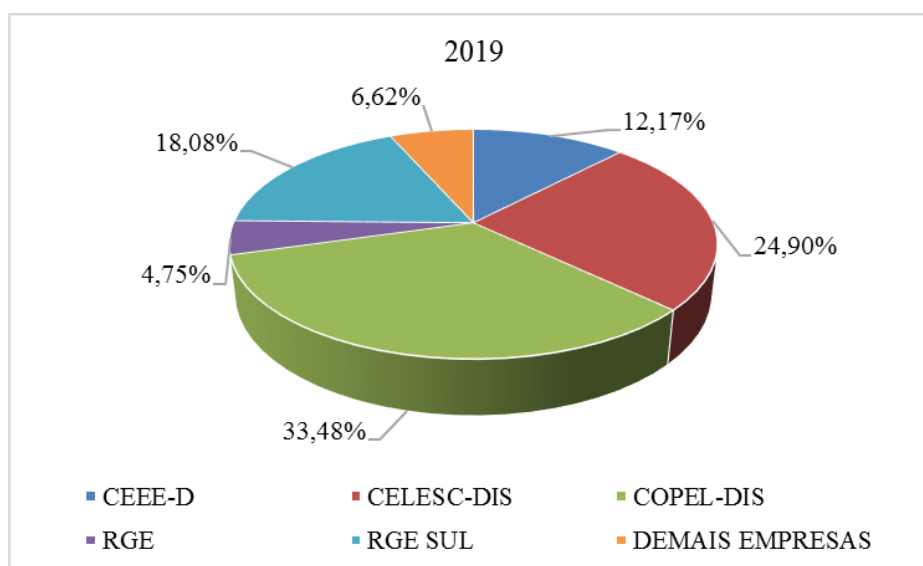


Gráfico 41 – Participação das Empresas na Receita de Fornecimento de EE sem tributos – Sul – 2019
Fonte – Elaborado pelo autor com base em dados disponibilizados pela ANEEL

3.3. Encargos Setoriais

A Tabela 8 apresenta o histórico da participação dos encargos setoriais na receita total das distribuidoras, no período de 2001 a 2009.

Tabela 8 - Histórico da participação dos encargos na receita total das distribuidoras – 2001 a 2009 (em%)

ENCARGOS	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
RGR	1,820	1,550	1,500	1,400	0,990	0,860	0,870	0,980	0,920
CCC	4,960	5,530	3,710	5,090	5,140	6,300	3,670	3,790	2,970
CFURH	0,280	0,130	0,180	0,170	0,080	0,010	0,010	0,010	0,000
TFSEE	0,220	0,190	0,200	0,230	0,260	0,250	0,270	0,250	0,210
CDE			2,030	2,470	2,980	3,310	3,450	3,270	3,460
PROINFA						0,560	0,870	1,120	1,700
P&D					0,550	0,910	0,920	0,940	1,090
ESS						0,230	0,100	0,740	1,280
ONS	0,090	0,010	0,010	0,010	0,010	0,005	0,005	0,004	0,004
TOTAL	7,37	7,41	7,63	9,37	10,01	12,44	10,17	11,10	11,63

Fonte: Adaptada pelo autor com base no Informativo Tarifário de Energia Elétrica – Ano 2018 - MME

A Tabela 9 apresenta o histórico da participação dos encargos setoriais na receita total das distribuidoras, no período de 2010 a 2018.

Tabela 9 - Histórico da participação dos encargos na receita total das distribuidoras – 2010 a 2018 (em %)

ENCARGOS	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
RGR	0,520	1,160	1,040						
CCC	5,490	5,700	2,920						
CFURH	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,110
TFSEE	0,220	0,220	0,210	0,180	0,130	0,110	0,110	0,110	14,690
CDE	3,250	3,240	3,460	1,050	1,460	19,770	15,840	13,210	1,930
PROINFA	1,890	1,730	2,000	2,550	2,320	1,650	2,260	2,000	0,910
P&D	1,160	1,140	1,070	0,970	1,010	0,840	0,840	0,880	2,350
ESS	1,390	1,590	1,840	2,340	2,310	2,220	4,310	3,080	
ONS	0,004	0,004	0,004	0,004	0,003	0,003	0,003	0,002	19,987
TOTAL	13,92	14,78	12,54	7,09	7,22%	24,59	23,36	19,28	39,98

Fonte: Adaptada pelo autor com base no Informativo Tarifário de Energia Elétrica – Ano 2018 – MME

Os percentuais apresentados na Tabela 8 e 9 foram divulgados pelo MME em seu Informativo Tarifário de Energia Elétrica do ano de 2018. Percebe-se que a participação dos encargos na receita total das distribuidoras oscila ano a ano, apresentando acréscimos e decréscimos. Como muitos destes encargos setoriais são considerados como custos não gerenciáveis (por se tratar de valores estipulados por meio de resoluções homologatórias ou despachos com bases definidas), os mesmos impactam a receita total da distribuidora significativamente e sendo o consumidor quem paga os mesmos.

Na coleta de dados foram levantados os valores dos encargos setoriais a serem repassados pelas distribuidoras de 2011 a 2019 e foi elaborado o Apêndice Q.

A Tabela 10 apresenta os percentuais de crescimento ou decréscimo dos encargos setoriais P&D, PEE, TFSEE e CDE das distribuidoras, frente a variação anual do PIB – Produto Interno Bruto brasileiro entre os anos de 2012 a 2019, conforme Apêndice R. Foi utilizado a sua variação anual para comparar se os encargos citados acompanham ou não o crescimento ou retração do PIB brasileiro.

Tabela 10 - Variação dos encargos setoriais em comparação ao PIB (em %)

ANOS	P&D	PEE	TFSEE	CDE	PIB
2012	10,89	11,97	3,85	12,12	1,92
2013	2,80	- 2,13	3,15	- 72,68	3,00
2014	-2,85	18,31	11,45	67,99	0,50
2015	23,11	17,11	10,78	1.246,59	- 3,55
2016	- 4,24	- 2,49	11,24	- 33,03	- 3,31
2017	17,80	- 5,42	6,75	-15,02	1,06
2018	6,26	5,70	6,55	32,48	1,12
2019	5,77	5,85	17,96	- 0,18	1,14

Fonte: Elaborada pelo Autor

Observando a Tabela 10 e comparando a evolução dos encargos setoriais coletados

com a variação anual do PIB, verifica-se que alguns encargos, como a CDE, cresceram muito além do PIB. Isto é uma questão preocupante, principalmente quando se trata de encargos setoriais em que são definidos os valores das quotas a serem repassados pelas distribuidoras (caso do TFSEE e a CDE, considerados como custos não gerenciáveis). Estes valores são repassados ao consumidor que é quem paga esses encargos, onerando significativamente o valor da fatura de energia elétrica.

Como o P&D e o PEE são calculados considerando o percentual definido em legislação sobre a receita de fornecimento de energia elétrica, a variação apresentada tem reflexo nítido no aumento ou diminuição da receita das distribuidoras. Estes dois encargos já são considerados gerenciáveis, pois dependem diretamente da receita auferida pela empresa.

3.4. Comentários sobre o Capítulo 3

No capítulo 3 foi construído o primeiro estudo de caso considerando as informações em âmbito nacional, onde procurou-se levantar os dados necessários e, posteriormente, analisa-los. Foram levantadas as receitas de fornecimentos de energia elétrica faturadas pelas distribuidoras, considerando os tributos agregados e sem os mesmos, analisando a variação entre elas.

Foi possível notar que a partir de 2005 a variação da receita de energia elétrica com e sem tributos apresentou um aumento considerável, devido a decisão da ANEEL de alterar os cálculos dos valores da tarifa em função da mudança de sistemática do PIS e da COFINS para não cumulativo e a majoração das alíquotas.

Foi analisado a receita por região e por empresas de cada região, percebendo que a região que apresenta mais representatividade é a Sudeste, seguida do Nordeste e Sul do Brasil.

Analisando esta situação, não há como deixar de narrar que uma reforma tributária é primordial para rever a alta carga de tributos existentes e também as questões de multi-incidência numa mesma base de cálculo.

Se for pensada em uma reforma tributária que reduza o arcabouço legal e a quantidade de tributos existentes, torna-se mais eficiente a aplicação da legislação e o entendimento de consumidores leigos. Além disso facilitará a fiscalização pelos órgãos competentes que poderão acompanhar a efetividade dos cálculos e arrecadações, minimizando a evasão fiscal.

Foi apresentado também a comparação da variação da receita de fornecimento de energia elétrica e da tarifa média nacional e por região, com os percentuais anuais do IGP-M e do IPCA, percebendo que não há um vínculo de variações entre estes dados.

Destaca-se a grande redução em 2013 em função da MP nº 579 e consequentemente o aumento considerável em 2015 para manter o equilíbrio financeiro e econômico dos contratos de concessão, novamente percebendo que a intervenção política nas tarifas de energia elétrica não é viável, devendo o Governo desempenhar o seu papel de regulador do setor elétrico e não intervir nos valores politicamente.

Neste capítulo também foram analisadas a correlação entre a evolução da receita bruta de fornecimento de energia elétrica com o aumento do consumo de energia, com a evolução da quantidade de unidades consumidoras instaladas e com o PIB brasileiro. Conclui-se que a alteração do consumo de energia elétrica e da quantidade de unidades consumidoras evoluem bem próximas, mas a receita bruta não apresentou uma correlação direta com a variação destas informações levantadas.

Em comparação ao PIB, a receita bruta apresentou variações bem diferentes sendo que esta receita de fornecimento de energia elétrica cresceu mais que o Produto Interno Bruto, e desconsiderando o caso específico de 2013 onde a Receita Bruta das distribuidoras apresentou uma queda significativa, verifica-se que o setor elétrico brasileiro na atividade de distribuição apresenta um crescimento além do PIB anual, demonstrando que o setor é um grande influenciador para cálculo de um PIB positivo na maior parte dos anos analisados.

Outra análise feita foi com base na tarifa média nacional de 2003, atualizando-a até 2019 com base no IPCA e no IGP-M. Como a sistemática de cálculo das tarifas, de acordo com o PRORET, não considera apenas o reajuste inflacionário, a tarifa média nacional em 2019 apresentou valor maior que a tarifa atualizada. Desta forma, o que é sentido pelos consumidores é quando o aumento da tarifa é superior a inflação que muitas vezes é utilizado para correção do valor do salário deles, afetando o orçamento doméstico.

Neste capítulo também foram coletadas as informações sobre os encargos setoriais em termos de participação na receita total das distribuidoras entre os anos de 2001 a 2018, comparando a evolução destes encargos coletados com o percentual do PIB. Foi possível verificar que em alguns encargos, como a CDE, houve crescimento muito além do PIB. Isto é preocupante principalmente quando se trata de encargos cujos valores das quotas são definidos pela ANEEL e considerados como custos não gerenciáveis. Como estes valores são repassados ao consumidor, oneram significativamente o valor da fatura de energia.

4. ESTUDO DE CASO – CEMIG-D

O estudo de caso foi realizado considerando duas partes distintas:

- ✓ Análise da receita, tributos sobre a receita e encargos setoriais, repassados para o consumidor, da concessionária de distribuição CEMIG-D; e
- ✓ Análise da fatura de energia de consumidor cativo, no âmbito de atuação da CEMIG-D.

4.1. Caracterização da Empresa

A CEMIG foi fundada em 1952 pelo então governador de Minas Gerais Juscelino Kubitschek, como *centraes elétricas*, para suprir Minas Gerais com energia na década de 1950. A então CEMIG passou por diversas transformações nestas seis décadas de existência, chegando a uma *holding* com mais de 174 empresas, consórcios e fundo de participações.

A CEMIG atua nas áreas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica e também em soluções energéticas. É um sólido e importantes grupo do segmento de energia elétrica do Brasil. (CEMIG, [s.d.]

A Figura 8 mostra as áreas de atuação do grupo CEMIG.

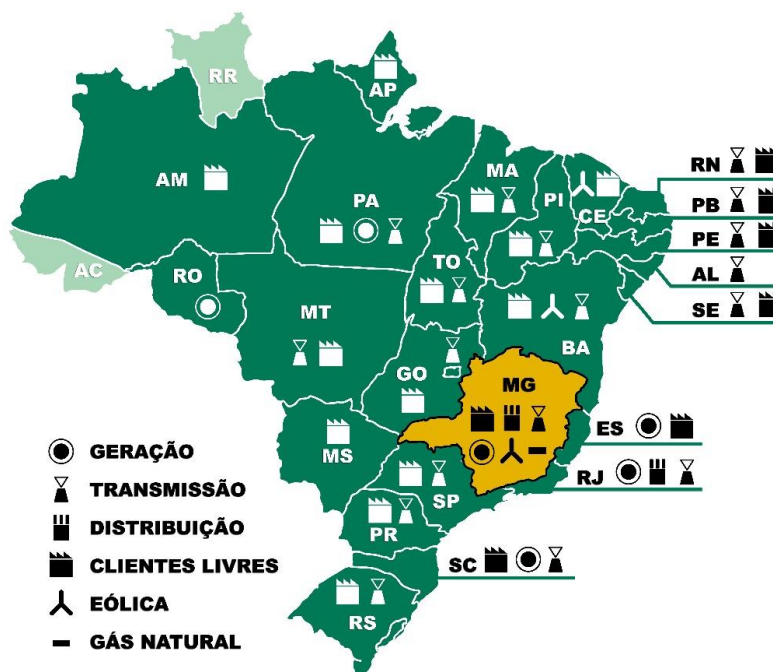


Figura 8 – Representação da presença da CEMIG
Fonte: Site CEMIG [s.d.]

A CEMIG é uma empresa de capital aberto, controlado pelo Governo de Minas Gerais e suas ações são negociadas nas bolsas de São Paulo, Nova Iorque e Madri.

Segundo o *site* da CEMIG [s.d.], o grupo CEMIG “em Minas Gerais, possui 8,4 milhões de consumidores em 774 municípios.”

O foco do estudo de caso será com base nos dados da CEMIG Distribuição S/A – CEMIG-D e conforme *site* da Companhia, “sua área de concessão abrange 567.740 km², aproximadamente 96% do Estado de Minas Gerais. São 774 municípios e 5.415 localidades - um atendimento a 18,2 milhões de habitantes, de acordo com a Contagem da População 2007 – IBGE.” (CEMIG, [s.d.]

A CEMIG-D é considerada “a maior distribuidora de energia elétrica do Brasil em extensão de rede, contando com 453.935 km de redes de distribuição (91.465 km de rede urbana e 362.470 km de rede rural) e 16.835 km de linhas de distribuição.” (CEMIG, [s.d.]

Quanto a atendimento a consumidores de baixa renda, a CEMIG-D atende, com base nas informações disponíveis da Companhia, mais de dois milhões de consumidores, sendo considerada como o maior índice de consumidores nesta categoria no Brasil.

4.2. Análise de Dados da CEMIG-D

Para esta análise foram utilizados os dados encontrados nas Demonstrações Financeiras da CEMIG-D, disponíveis em seu sítio eletrônico (na área destinada a Relações com Investidores), principalmente no que tange aos dados constantes na Demonstração de Resultado e nas respectivas Notas Explicativas dos anos de 2009 a 2019. (CEMIG, 2020)

Para embasar e equalizar o entendimento de algumas peças contábeis utilizadas para obtenção dos dados que foram objetos de análise, são narrados alguns conceitos específicos.

Segundo Ribeiro (2014, p. 61), “Demonstrações Financeiras, também denominadas de Demonstrações Contábeis ou ainda de relatórios contábil-financeiros, são os produtos finais da contabilidade.”

Esse mesmo autor narra que “a maior parte dessas informações é apresentada por meio das Demonstrações Contábeis elaboradas com fundamento nos registros contábeis da entidade.” (RIBEIRO, 2014, p.61)

Dentre estas Demonstrações Contábeis está a Demonstração de Resultado, que é peça fundamental para demonstrar o resultado de uma empresa e os dados que levaram a apuração no final do exercício social.

Conforme conceituada por Ribeiro (2014, p. 95):

A Demonstração do Resultado (...) é um relatório contábil destinado a evidenciar a composição do resultado formado num determinado período de operações da empresa.

Essa demonstração, observado o princípio da competência, evidenciará a formação do resultado, mediante confronto entre as receitas e os correspondentes custos e despesas. A DRE, portanto, é uma demonstração contábil que evidencia o resultado econômico, isto é, o lucro ou o prejuízo apurado pela empresa no desenvolvimento das suas atividades durante um determinado período que geralmente é igual a um ano.

Para Ribeiro (2014, p. 138), entende-se por Notas Explicativas:

(...) são esclarecimentos que visam a complementar as Demonstrações Contábeis e informar os critérios utilizados pela empresa, a composição dos saldos de determinadas contas, os métodos de depreciação, os principais critérios de avaliação dos elementos patrimoniais etc. Enfim, elas facilitam a interpretação dos dados contidos nas Demonstrações Financeiras. Devem figurar logo em seguida às Demonstrações Financeiras, quando essas forem publicadas pela empresa. As notas explicativas representam parte integrante das Demonstrações Financeiras.

4.2.1. Composição da Receita Bruta da CEMIG-D

Considerando o tratamento dos dados da receita bruta da CEMIG-D, foi elaborado o Apêndice S.

O Gráfico 42 apresenta a composição da Receita Bruta da Companhia nos anos de 2009 a 2019.

Observando o Gráfico 42, pode-se concluir que a receita oriunda do fornecimento de energia elétrica para os consumidores cativos é a maior fatia de faturamento da CEMIG-D com mais de 70% de representatividade na Receita Bruta anual. Em seguida, com a segunda maior participação é a receita de uso da rede pelos consumidores livres.

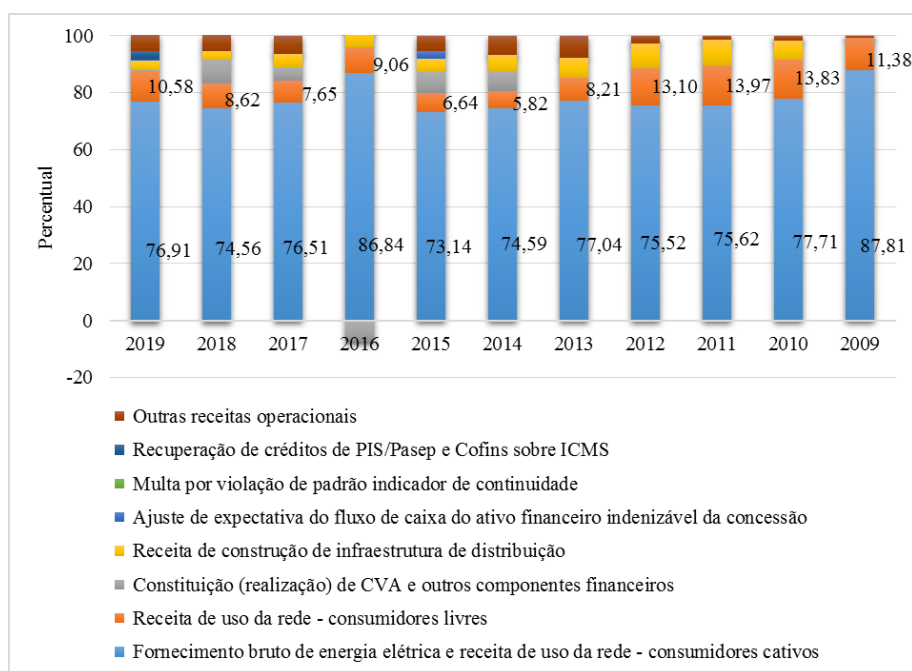


Gráfico 42 – Composição da Receita Bruta da CEMIG-D – anos de 2009 a 2019

Fonte – Elaborado pelo autor

Conforme Notas explicativas da CEMIG-D (CEMIG, 2020) que acompanham as Demonstrações Contábeis, a receita de uso da rede pelos consumidores livres diz respeito aos encargos referentes ao uso da rede de distribuição por estes consumidores, pois o fornecimento para eles é feito principalmente pela CEMIG Geração e Transmissão.

Para completar a apresentação das informações sobre a composição da receita bruta, foi elaborada a Tabela 11 com o resumo do Apêndice S.

Tabela 11 – Composição da Receita Bruta da CEMIG-D – anos 2009 a 2019 (em %)

ANOS	2019	2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012	2011	2010	2009
Fornecimento bruto de energia elétrica e receita de uso da rede - consumidores cativos	76,91	74,56	76,51	86,84	73,14	74,59	77,04	75,52	75,62	77,71	87,81
Receita de uso da rede - consumidores livres	10,58	8,62	7,65	9,06	6,64	5,82	8,21	13,10	13,97	13,83	11,38
Constituição (realização) de CVA e outros componentes financeiros	0,22	8,23	4,60	-7,57	7,54	7,21	-	-	-	-	-
Receita de construção de infraestrutura de distribuição	3,61	3,16	4,86	5,73	4,62	5,61	6,94	8,60	8,99	6,63	-
Ajuste de expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro indenizável da concessão	0,07	0,00	0,04	0,04	2,55	-	-	-	-	-	-
Multa por violação de padrão indicador de continuidade	-0,22	-0,18	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Recuperação de créditos de PIS/Pasep e COFINS sobre ICMS	3,20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras receitas operacionais	5,63	5,61	6,34	5,90	5,51	6,77	7,81	2,78	1,42	1,83	0,81
RECEITA BRUTA	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

Fonte: Elaborada pelo autor

Outro tipo de receita que consta em 2019 e que apesar de não ter grande representatividade no ano, mas necessita que seja elucidada (por não ser corriqueira) é a Recuperação de Créditos de PIS/PASEP sobre ICMS, principalmente porque impacta também no valor da fatura de energia elétrica para os consumidores.

Em 2019 a CEMIG-D, após trânsito em julgado no Tribunal Regional Federal, teve decisão favorável em uma Ação Ordinária requerida em 2008. Essa ação requeria a declaração da inconstitucionalidade da inclusão do ICMS na base de cálculo do PIS e COFINS. Assim com a retirada do ICMS da base de cálculo dos referidos tributos federais, reduziu o valor da fatura para os consumidores e os valores referentes aos créditos originários desta ação deverão ser restituídos aos consumidores (com mecanismos e critérios de ressarcimento discutidos junto à ANEEL), conforme mencionado em Nota Explicativa do ano de 2019.

Como a principal Receita Bruta da Companhia é vinculada ao fornecimento de energia

elétrica aos consumidores cativos (ACR), cabe uma explanação pormenorizada do que a compõe. Para isso foi elaborado o Apêndice T como a receita de fornecimento de energia elétrica por classe de consumidor.

O Gráfico 43 apresenta essa composição nos anos de 2009 a 2019.

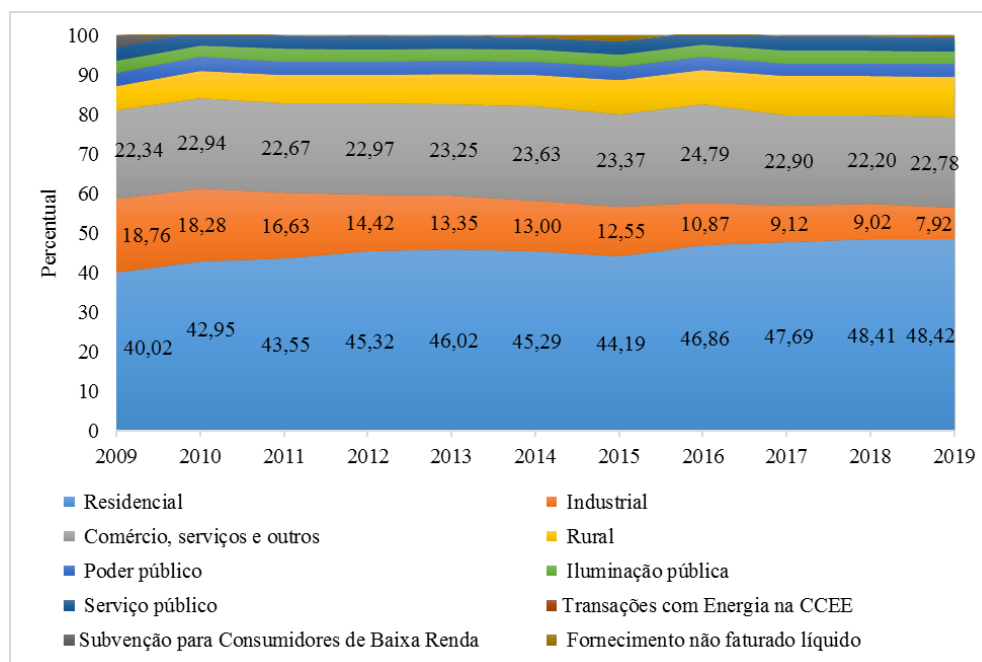


Gráfico 43 – Composição da Receita Bruta de Fornecimento de Energia Elétrica no ACR
Fonte – Elaborado pelo autor

Analisando o gráfico, conclui-se que a classe de consumidor que mais colabora para a formação da receita de fornecimento de energia elétrica no ACR é a classe Residencial com participação de 40% a 49% aproximadamente nesses 11 anos analisados.

A representatividade da receita na Classe Residencial apresentar um crescimento na participação ao longo dos anos de nove pontos percentuais, isto significa um crescimento de 22,5% em 11 anos na sua participação na receita obtida no ACR.

Cabe ressaltar que a receita de Subvenção para Consumidores de Baixa Renda trata de reconhecimento da receita em decorrência de subvenção recebida em função do desconto nas tarifas dos consumidores de baixa renda, cujo os valores foram homologados pela ANEEL e são reembolsados pela ELETROBRAS.

4.2.2. Composição dos Tributos e Encargos Setoriais

O Apêndice U foi elaborado para demonstrar os valores referentes aos tributos e encargos setoriais que impactam diretamente o preço final da energia elétrica a ser fornecida pela Distribuidora.

A Tabela 12 apresenta a composição, ano a ano, dos tributos e encargos setoriais incidentes sobre a receita da CEMIG-D. Para confecção da Tabela 12 foi utilizado o Apêndice U.

Cabe ressaltar que a TFSEE nas Demonstração de Resultado, entre os anos de 2009 a 2014, não aparece como Encargos do Consumidor e sim é classificada contabilmente como “Outras Despesas Líquidas” em “Custos e Despesas Operacionais”. Para fins de análise, homogeneização e comparação foi considerada no Apêndice U dentro dos Encargos do Consumidor.

Tabela 12 – Composição dos Tributos e Encargos Incidentes sobre a Receita - anos 2009 a 2019 (em %)

ANOS	2019	2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012	2011	2010	2009
ICMS	53,96	47,15	53,95	51,15	38,03	62,29	63,83	53,44	51,51	52,39	54,20
PIS/PASEP	3,48	3,76	3,68	3,47	3,61	5,44	5,18	4,35	4,27	4,73	4,47
COFINS	16,02	17,30	16,96	16,00	16,61	25,06	23,85	20,05	19,66	19,70	20,61
ISSQN	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
TRIBUTOS SOBRE AS RECEITAS (1)	73,47	68,21	74,60	70,62	58,25	92,80	92,87	77,85	75,45	76,84	79,29
Reserva Global de Reversão (RGR)								1,83	1,41	1,59	1,61
Programa de eficiência energética	0,68	0,63	0,61	0,67	0,47	1,14	1,12	0,59	0,75	0,89	0,89
Conta de desenvolvimento energético	22,04	23,96	19,06	23,67	29,57	4,72	3,42	9,38	8,56	8,17	8,97
Conta de Consumo de Combustível							0,72	8,50	12,43	10,44	7,72
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	0,27	0,25	0,24	0,27	0,19	0,46	0,54	0,35	0,22	0,36	0,36
FNDCT (PROINFRA)	0,27	0,25	0,24	0,27	0,19	0,45	0,33	0,35	0,21	0,36	0,34
Pesquisa expansão sistema energético	0,14	0,13	0,12	0,13	0,09	0,23	0,21	0,17	0,10	0,18	0,20
Encargos Adicionais Lei 12.111/09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,14	0,23	0,52	0,39	0,68	
Encargos consumidor bandeiras	2,93	6,40	4,94	4,18	11,09						
TFSEE	0,19	0,17	0,18	0,19	0,15	0,35	0,57	0,45	0,47	0,50	0,62
ENCARGOS DO CONSUMIDOR (2)	26,53	31,79	25,40	29,38	41,75	7,20	7,13	22,15	24,55	23,16	20,71
TRIBUTOS E ENCARGOS SOBRE AS RECEITAS (1+2)	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

Fonte: Elaborada pelo autor

Observando a tabela, conclui-se que os tributos são os que tem maior participação, principalmente o ICMS que apresenta alíquotas diferenciadas por classe consumidora, mas sendo a maior de 30% para a Classe Residencial e esta classe é que tem uma participação significativa na composição da Receita Bruta da Companhia.

A participação dos ICMS no total de Tributos e Encargos sobre a Receita é de mais de 50%, sendo seguido pela COFINS com uma representatividade de 16,02% em 2019 e com redução na proporção ao longo dos anos.

O Gráfico 44 mostra a composição de encargos setoriais e tributos sobre a receita, conforme Apêndice U.

Até 2012 a participação dos encargos frente ao total de tributos e encargos da CEMIG-D, ocupava o patamar de 22% aproximadamente. Em 2013 com a extinção da RGR e CCC

teve uma redução na representatividade destes encargos.

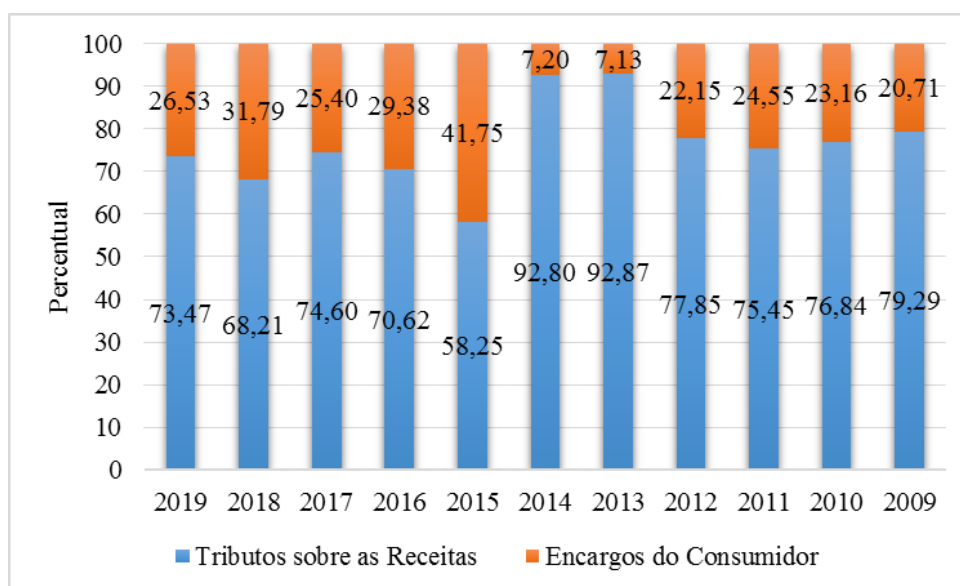


Gráfico 44 – Composição dos Tributos e Encargos Setoriais da CEMIG-D

Fonte – Elaborado pelo autor

A partir de 2015, com a alteração das finalidades da CDE, na qual passou a assumir objetivos similares ao da RGR e encampando também os da CCC, ocasionou um aumento na proporção dos encargos setoriais nas Demonstrações Contábeis da CEMIG-D, voltando ao patamar de representatividade de 2012. A CDE é o encargo com maior proporção.

Neste mesmo ano os encargos atingiram os 41,75% de representatividade, em função do surgimento da contabilização dos Encargos Consumidor Bandeiras Tarifárias com participação de 11,09%. Este encargo foi criado pelo Decreto nº 8.401 de 04/02/2015 (previsto no Submódulo 6.8 do PRORET).

“As bandeiras tarifárias são acionadas quando da baixa do nível dos reservatórios, representando maiores encargos, em função da escassez de chuvas. A bandeira vermelha é classificada em patamares 1 e 2, sendo o patamar 2 acionado quando da maior criticidade do nível dos reservatórios. O acionamento das bandeiras tarifárias gera impactos no faturamento do mês subsequente.” (CEMIG, [s.d.]

Essa variação na representatividade deste encargo, a partir de sua criação, decorre exatamente de acionamento de bandeiras menos onerosas aos consumidores.

4.2.3. Comparação da Participação dos Encargos Setoriais na Receita Total das Distribuidoras com da CEMIG-D

Considerado todas as informações colhidas sobre os Encargos Setoriais incidentes na

Demonstrações de Resultado e detalhadas nas Notas Explicativas da CEMIG-D nos anos de 2009 a 2018 e compilada neste trabalho e também os dados constantes nos Informativos Tarifários de Energia Elétrica divulgados pelo MME (já divulgados nas Tabelas 8 e 9 anteriormente), procedeu-se a comparação dos mesmos.

Com os percentuais de participação dos encargos na receita total, foram elaborados o Apêndice V e a Tabela 13.

Tabela 13 – Comparação da participação dos encargos na receita total das distribuidoras e da CEMIG

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
CEMIG-D	7,56%	8,15%	8,61%	7,46%	1,98%	1,93%	17,78%	13,17%	10,84%	13,56%
MME	11,63%	13,92%	14,78%	12,54%	7,09%	7,22%	24,59%	23,36%	19,28%	39,98%

Fonte: Elaborada pelo autor

O Gráfico 45 apresenta a comparação da participação dos encargos médios na receita total das distribuidoras divulgados pelo MME e da CEMIG-D conforme valores constantes na Demonstrações de Resultados.

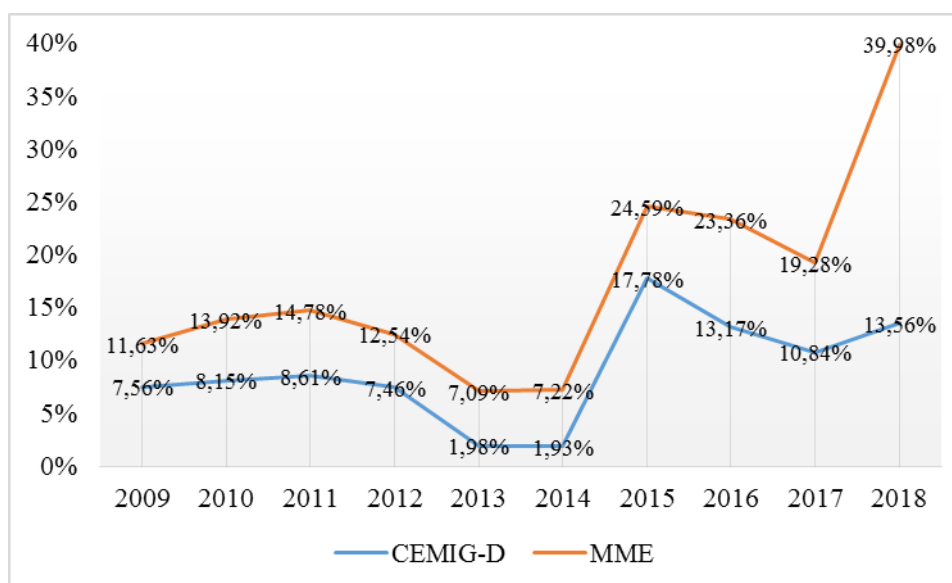


Gráfico 45 – Comparação da participação dos encargos na receita total das distribuidoras e da CEMIG-D
Fonte – Elaborado pelo autor

Conclui-se que os percentuais médios calculados para a CEMIG ficaram um pouco abaixo da média nacional de todas as distribuidoras de energia elétrica. Isto pode ser ocasionado pela forma de cálculo específico de cada encargo, porque mesmo os não gerenciáveis levam em consideração cada concessionária de distribuição e as métricas de cálculos definidos no PRORET. Já a parte dos encargos considerados gerenciáveis vão levar em conta, por exemplo, a receita líquida (caso dos encargos de P&D e PEE).

4.3. Impacto dos Encargos Setoriais e Tributos na Tarifa

Nesta parte será abordada a composição de uma conta de um consumidor residente (ACR), demonstrando o impacto dos encargos setoriais e dos tributos na tarifa de energia elétrica. Foi considerado o consumidor cativo da classe residencial da CEMIG-D.

O Apêndice W foi elaborado com os dados da fatura de uma unidade consumidora – classe Residencial da CEMIG-D, de julho de 2015 a junho de 2020.

Com os dados do Apêndice W e X, foram elaborados os Gráficos 44, 45, 46, 47, 48 e 49 e o Apêndice Y, demonstrando a composição da fatura dividida nas partes que a formam.

O Gráfico 46 apresenta as informações da fatura de julho a dezembro de 2015.

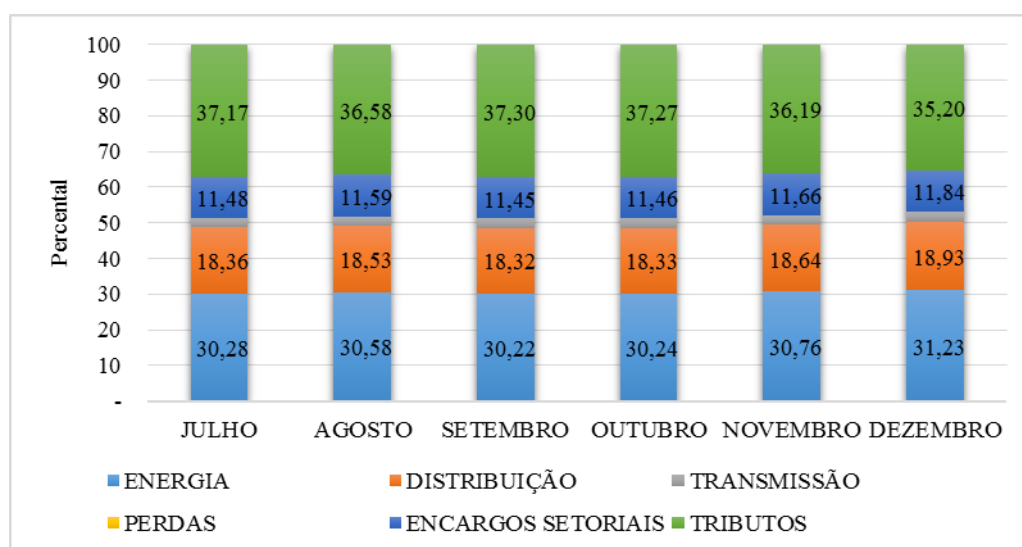


Gráfico 46 – Composição da Fatura de Julho a Dezembro de 2015 – Consumidor Cativo Residencial da CEMIG-D
Fonte – Elaborado pelo autor

Observa-se que nos meses de 2015 analisados, a maior parte da fatura de energia está direcionada para os tributos calculados sobre a venda de energia elétrica no ACR na classe Residencial. Considerando que dentre estes tributos encontra-se o ICMS que para este tipo de consumidor, no estado de Minas Gerais, a alíquota é de 30%. O restante dos tributos, que forma essa participação entre 35 a 38%, estão inclusos o PIS e a COFINS, que são calculados pelo método não cumulativo e oscila mensalmente devido aos créditos dos mesmos sobre a compra de energia elétrica feita pela CEMIG-D.

A legislação estudada para o PIS e a COFINS define as alíquotas de 1,65% e 7,6%, respectivamente, mas em função do crédito a alíquota efetiva corresponde a percentuais menores.

A segunda maior fatia está a cargo da Energia, que é o valor efetivamente destinado a CEMIG-D pelo fornecimento de energia elétrica para o consumidor.

Outro item relevante na composição da fatura, está a remuneração pela utilização da estrutura para distribuição de energia, que representa em torno de 18% do valor pago pela unidade consumidora residencial.

Os encargos setoriais representam aproximadamente 11% da fatura paga pelo consumidor residencial.

O Gráfico 47 demonstra a composição da fatura de energia elétrica para o ano de 2016 do mesmo consumidor residencial.

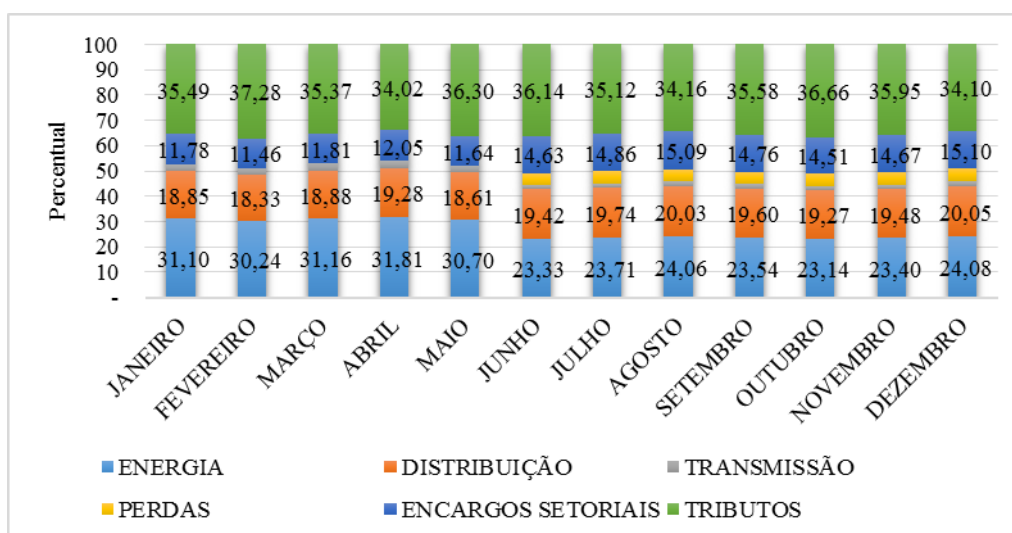


Gráfico 47 – Composição da Fatura de 2016 – Consumidor Cativo Residencial da CEMIG-D
Fonte – Elaborado pelo autor

No ano de 2016 a composição altera um pouco, principalmente no que tange aos encargos setoriais e o valor da remuneração da CEMIG-D pela venda de energia para o consumidor cativo residencial.

Os Encargos Setoriais passam a ter uma representatividade maior e com o crescimento passa a ter uma fatia de 15%. Já a parte destinada a Energia decresceu mês a mês ficando no final do ano de 2016 com uma representatividade de 24%.

Os tributos continuaram com a proporcionalidade já apresentada no ano de 2015 e a participação da Distribuição apresentou um pequeno crescimento.

Em 2017, conforme demonstrado no Gráfico 48, percebe-se que as alterações mais relevantes foram:

- 1) A queda da participação dos encargos setoriais, com redução significativa de 15% aproximadamente para 7% ao longo do ano; e
- 2) Surgem as Perdas que passam a representar 5% do valor da fatura para o consumidor residencial estudado.

As demais fatias permanecem sem grandes oscilações no decorrer de 2017.

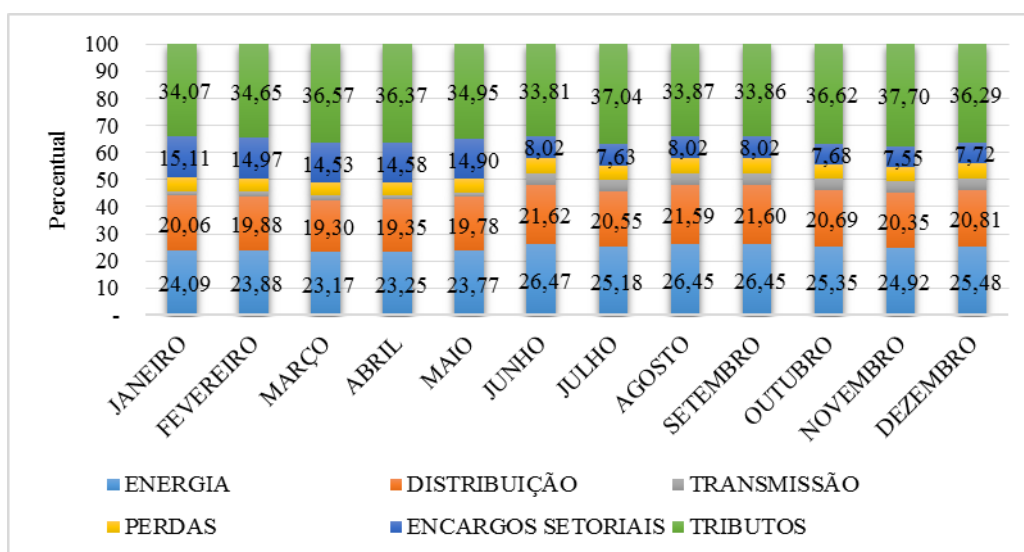


Gráfico 48 – Composição da Fatura de 2017 – Consumidor Cativo Residencial da CEMIG-D
Fonte – Elaborado pelo autor

O Gráfico 49 refere-se ao ano de 2018, onde pode observar que a representatividade dos itens permanece bem próxima de como fechou 2017.

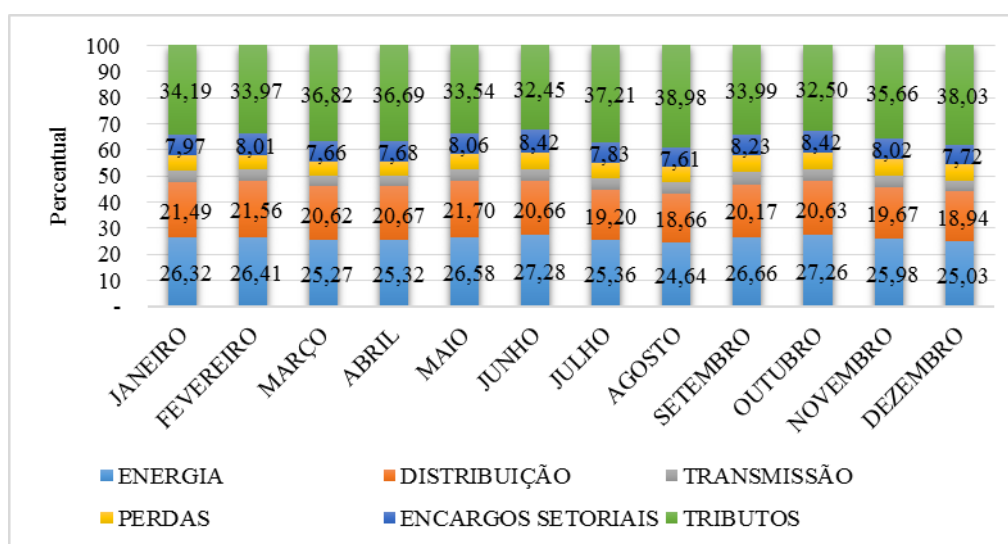


Gráfico 49 – Composição da Fatura de 2018 – Consumidor Cativo Residencial da CEMIG-D
Fonte – Elaborado pelo autor

Em 2019, observando o Gráfico 50, conclui-se que, apesar de pequenas variações na composição da fatura, os itens apresentam uma proporcionalidade compatível com a de 2018.

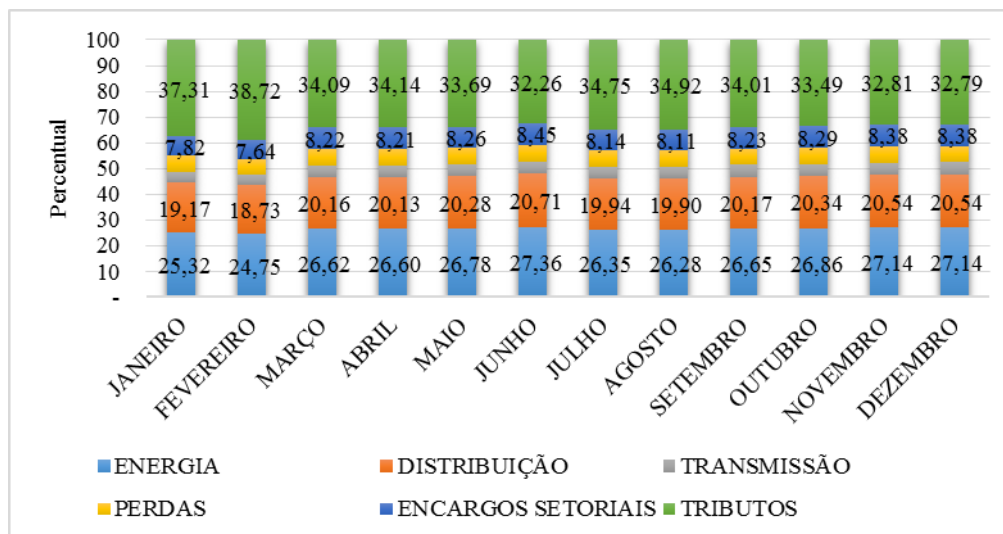


Gráfico 50 – Composição da Fatura de 2019 – Consumidor Cativo Residencial da CEMIG-D
Fonte – Elaborado pelo autor

Em 2019 percebe-se uma redução quanto a proporcionalidade dos tributos, tendo influência principalmente quanto a ação promovida pela CEMIG-D para que o ICMS não compusesse a base de cálculo dos tributos PIS e a COFINS. Conforme Gráfico 51, observa-se a redução na representatividade dos tributos ficando em torno de 32% no final de 2019.

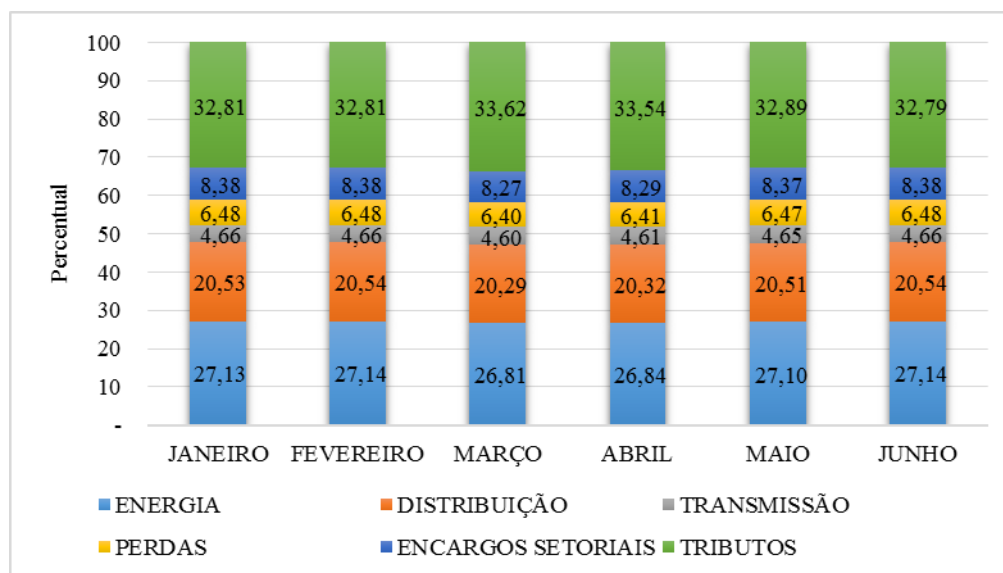


Gráfico 51 – Composição da Fatura de 2020 – Consumidor Cativo Residencial da CEMIG-D
Fonte – Elaborado pelo autor

Assim, nos períodos analisados, verifica-se que houve redução significativa na representatividade dos Encargos Setoriais, surgimento das Perdas que passam a ter uma fatia de aproximadamente 6% e aumento da proporção da Distribuição que fica em torno dos 20%.

Apesar da alteração da base de cálculo do PIS e da COFINS, os tributos equivalem há

mais de 32% da fatura de energia para o consumidor cativo da classe residencial.

A diferença entre as alíquotas prevista na legislação de 1,65% para o PIS e 7,6% para a COFINS e as efetivamente utilizadas, dizem respeito aos créditos destes tributos auferidos mês a mês.

Conclui-se no caso apresentado que o impacto é significativo, mostrando que mais de 40% do custo final da energia para o consumidor no Ambiente de Contratação Regulada refere-se aos encargos setoriais e tributos federal e estadual.

4.4. Alíquotas Efetivas dos Tributos na Fatura do Consumidor Residencial no ACR

Considerando as faturas de fornecimento de energia elétrica de um consumidor Residencial que está sendo analisado neste capítulo, foram verificadas as alíquotas efetivas dos tributos (PIS, COFINS e ICMS) que incidiram entre julho de 2015 a junho de 2020.

Os Gráficos 52, 53, 54, 55, 56 e 57 apresentam as alíquotas efetivas, mês a mês, e foram elaborados de acordo com o Apêndice Z.

O Gráfico 52 demonstra as alíquotas efetivas dos meses de julho a dezembro de 2015, na fatura do consumidor residencial.

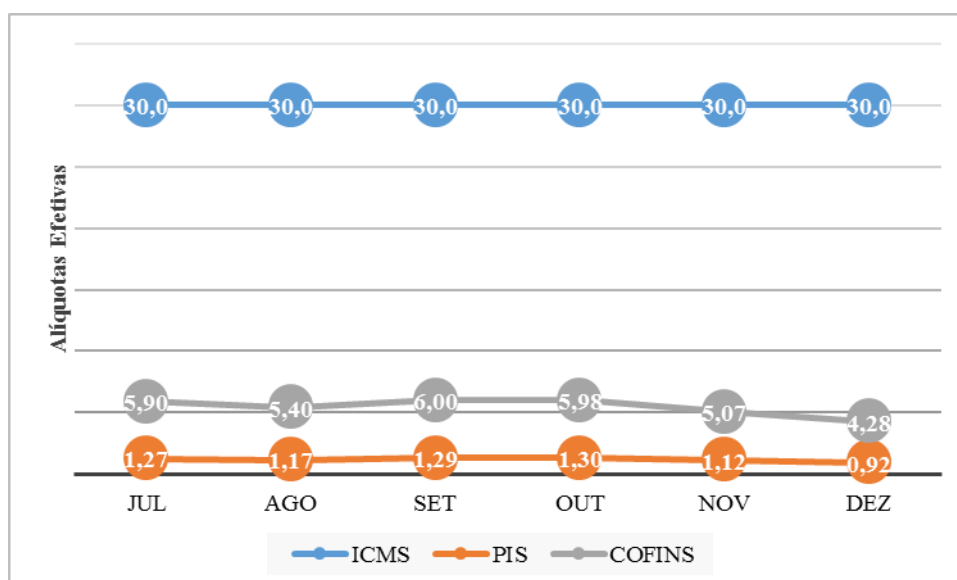


Gráfico 52 – Alíquotas efetivas dos tributos na fatura de um Consumidor Residencial (ACR) - 2015
Fonte – Elaborado pelo autor

No Gráfico 53 pode ser observado a variação do percentual aplicado de PIS e COFINS no ano de 2016.

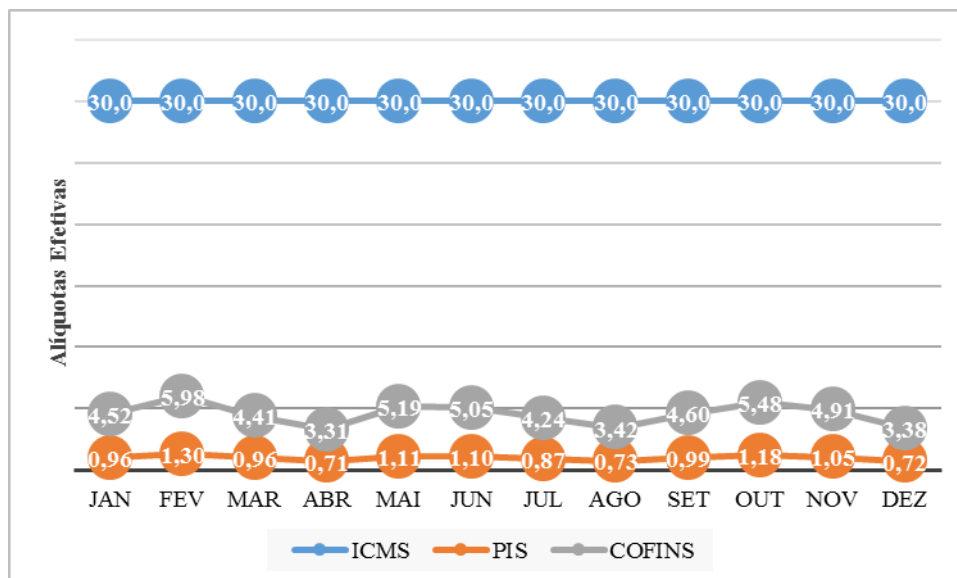


Gráfico 53 – Alíquotas efetivas dos tributos na fatura de um Consumidor Residencial (ACR) - 2016
Fonte – Elaborado pelo autor

Em todos os gráficos elaborados, pode-se observar que o ICMS para o consumidor Residencial apresenta a mesma alíquota ao longo dos anos analisados. Conforme já evidenciado no Capítulo 3, o ICMS em Minas Gerais para esse tipo de consumidor é de 30% e a mesma não sofreu alterações de percentual e nem de base de cálculo ao longo do período estudado.

O Gráfico 54 refere-se ao ano de 2017, apresentando as alíquotas dos tributos que incidiram na fatura mensal do consumidor residencial.

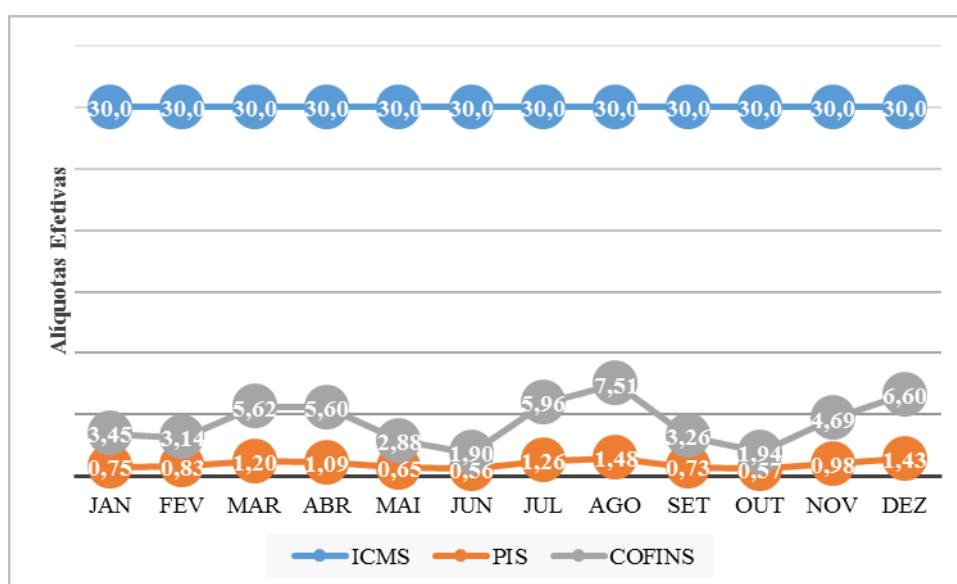


Gráfico 54 – Alíquotas efetivas dos tributos na fatura de um Consumidor Residencial (ACR) - 2017
Fonte – Elaborado pelo autor

Quanto ao PIS e COFINS, as alíquotas nominais são de 1,65% e 7,6%, respectivamente, aplicado neste caso específico pelo método não cumulativo, de acordo com a legislação tratada no Capítulo 3.

Assim por se tratar do método não cumulativo, podendo recuperar os créditos destes tributos na compra de energia elétrica, por exemplo, as alíquotas efetivas diferem das alíquotas nominais a cada mês. Esta variação está diretamente vinculada ao montante de créditos de PIS e COFINS auferidos nas atividades da distribuidora, apresentando alíquotas efetivas diferentes a cada fatura de energia elétrica.

O Gráfico 55 apresenta os percentuais dos tributos cobrados na fatura de energia elétrica no ano de 2018.

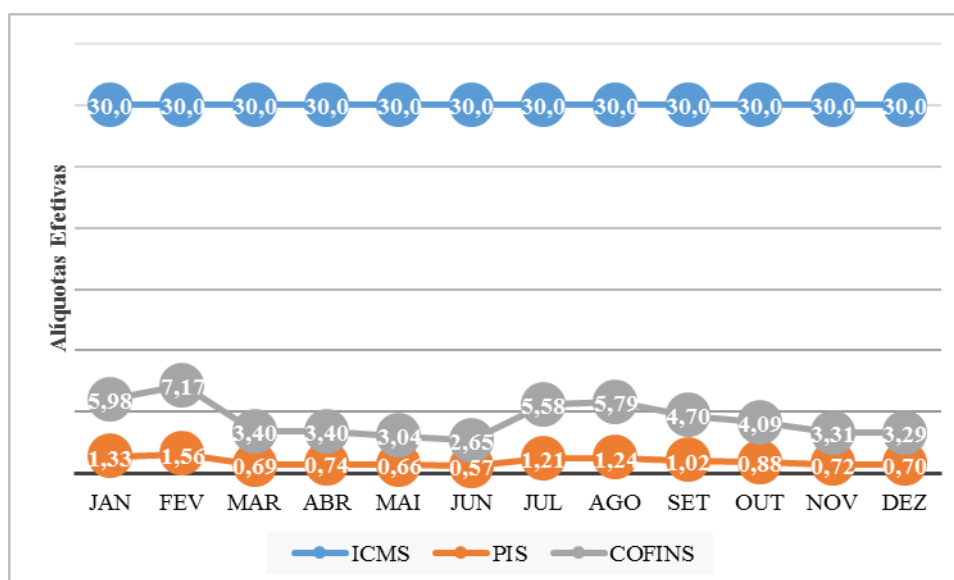


Gráfico 55 – Alíquotas efetivas dos tributos na fatura de um Consumidor Residencial (ACR) - 2018
Fonte – Elaborado pelo autor

O Gráfico 56 apresenta os percentuais dos tributos cobrados na fatura de energia elétrica no ano de 2019.

Em junho de 2019, como já narrado neste capítulo, a CEMIG-D ganhou uma ação que corria na justiça onde requeria a exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS e da COFINS no fornecimento de energia elétrica. Com essa exclusão, ocorreu uma redução no valor das faturas de energia elétrica quanto a esses tributos federais.

O montante depositado em juízo correspondente ao tributo pago pelo consumidor, será restituído após deliberação da ANEEL quanto a forma que a CEMIG-D deve proceder.

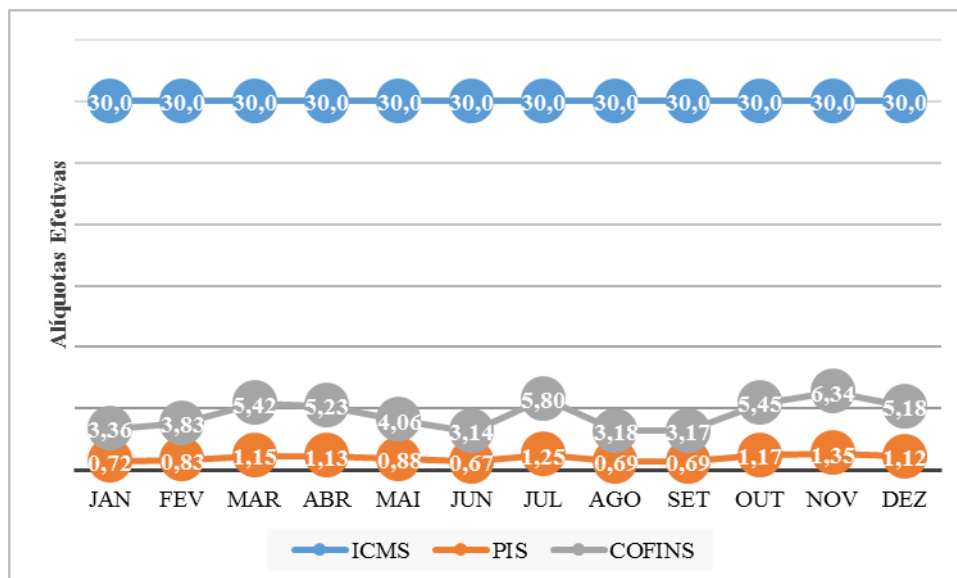


Gráfico 56 – Alíquotas efetivas dos tributos na fatura de um Consumidor Residencial (ACR) - 2019
Fonte – Elaborado pelo autor

O Gráfico 57 apresenta as alíquotas efetivas do PIS, da COFINS e do ICMS no período de janeiro a julho de 2020.

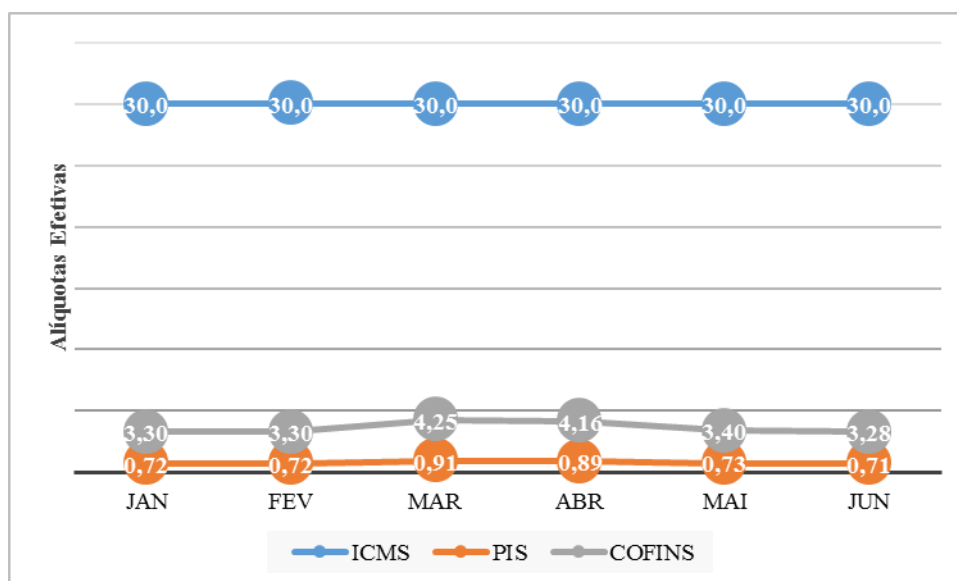


Gráfico 57 – Alíquotas efetivas dos tributos na fatura de um Consumidor Residencial (ACR) - 2020
Fonte – Elaborado pelo autor

Apesar de existir várias divulgações explicando a composição da fatura de fornecimento de energia elétrica, muitos consumidores desconhecem a sistemática de cálculo e o que está inserido na mesma. Isto acarreta interpretações equivocadas sobre os valores a serem pagos, pois mesmo se o consumo e a tarifa forem idênticos ao longo dos meses, o montante total a ser pago oscilará em função dos encargos setoriais e tributos federais que

diferem nos períodos.

Essa interpretação equivocada por parte dos consumidores traz insatisfações, muitas vezes desnecessárias, que impactam no modo de ver e entender as questões envolvidas no fornecimento de energia elétrica pela distribuidora da qual está vinculada.

Visando apresentar a variação ocorrida dos tributos que impactam a fatura de fornecimento de energia elétrica do Consumidor Residencial, foi elaborado o Gráfico 58 de acordo com o Apêndice AB.

O Gráfico 58 apresenta o total das alíquotas efetivas dos tributos a partir da alteração ocorrida na base de cálculo do PIS e da COFINS em comparação a representatividade dos tributos na fatura de fornecimento de energia elétrica do consumidor cativo residencial.

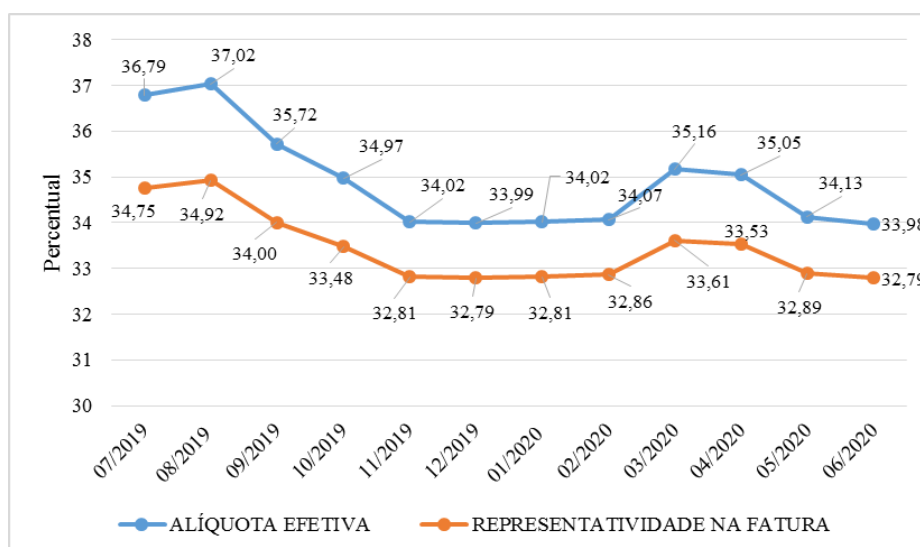


Gráfico 58 – Comparação entre o total das alíquotas efetivas dos tributos e sua representatividade na fatura de um Consumidor Residencial (ACR)
Fonte – Elaborado pelo autor

Desta forma é correto afirmar com a alteração ocorrida para cálculo dos tributos, que passou a excluir do ICMS da base de cálculo do PIS e da COFINS, pode ser considerado como ponto positivo para o consumidor.

Observando o Gráfico 58, percebe-se que a representatividade dos tributos passou a ser menor que o somatório das alíquotas efetivas incidentes no fornecimento de energia elétrica, trazendo assim um benefício para o consumidor.

4.5. Comentários sobre o Capítulo 4

Neste capítulo foi construído o segundo estudo de caso com dados da CEMIG-D constantes nas Demonstrações de Resultado e Notas Explicativas publicadas pela empresa dos

anos de 2009 a 2019, bem como de uma fatura de um consumidor residencial vinculado a Companhia de 2015 a 2020.

Analisando os dados coletados foi possível verificar que a receita bruta da empresa tem grande influência do fornecimento de energia elétrica e uso da rede pelos consumidores cativos, com uma representatividade de mais de 70%. Nesta representatividade a classe de consumidor que se destaca é a Residencial, com participação de 40 a 49% ao longo dos anos analisados.

Quanto aos encargos setoriais e tributos que impactam na tarifa e conseqüentemente na receita bruta da CEMIG-D, conforme seus demonstrativos, foram analisados a representatividade dos mesmos, demonstrando que o ICMS com uma proporção de mais de 50%, seguida da COFINS, são aqueles que mais impactam no somatório geral de encargos mais tributos.

Quanto aos encargos, percebeu-se que há variações significativas de representatividade principalmente naqueles encargos setoriais que tem os valores das quotas definidos pela ANEEL (custos não gerenciáveis pela distribuidora).

Outra análise realizada foi referente a comparação da participação dos encargos na receita das distribuidoras e da CEMIG D, concluindo-se que as curvas oscilam da mesma forma, mas a empresa apresenta percentuais abaixo da média nacional dos encargos sobre a receita de fornecimento de energia elétrica.

A última parte deste estudo de caso foi voltado a fatura de um consumidor residencial da CEMIG-D, apresentando as partes que a compõe, onde o valor destinado a remunerar a energia consumida fica em torno de 30% do montante pago pelo consumidor, prevalecendo uma participação maior dos tributos incidentes com aproximadamente 36% e os encargos setoriais apresentando variações significativas nos anos analisados, mas com tendência de decréscimo em 2019 e 2020.

Foi analisado também as alíquotas efetivas dos tributos cobradas na fatura, sendo que o ICMS apresenta o mesmo patamar de alíquota, ao longo dos anos, de 30% para este consumidor residencial. Já o PIS e a COFINS, pela não cumulatividade e com o aproveitamento de créditos destes tributos relativos as atividades desenvolvidas pela CEMIG-D, apresentaram alíquotas efetivas que variam mês a mês. Um ponto a destacar é que a partir de meados de 2019, o ICMS não mais faz parte da base de cálculo destes tributos federais. Assim, percebe-se a diferença nítida após as análises realizadas que a alíquota efetiva varia, mas com essa mudança ocorrida, a representatividade na fatura fica menor, sendo considerado um ponto positivo para o consumidor.

5. CONCLUSÃO

Para realização deste trabalho e percepção do setor elétrico brasileiro em termos de receitas e tarifas de fornecimentos de energia elétrica, tributos e encargos setoriais, procurou-se levantar os dados necessários e posteriormente, analisa-los visando atender os objetivos traçados.

Na concepção da análise pretendida, verificou-se que há uma vasta variedade de dados que podem ser empregados visando mostrar os impactos dos tributos e dos encargos setoriais na tarifa de energia elétrica.

Esta variedade de dados, compilados e distribuídos de várias formas em sítios eletrônicos como ANEEL, MME, CCEE, ELETROBRAS e outros, requereu um esforço maior durante o desenvolvimento desta dissertação, além da existência de uma diversificação de leis, decretos, resoluções homologatórias, despachos, etc.

Com os resultados das análises realizadas, pode-se observar que ocorreram várias alterações tanto nas questões de encargos setoriais como tributárias sobre a receita de fornecimento de energia elétrica.

Entre os vários encargos setoriais existem aqueles considerados custos não gerenciáveis para as concessionárias, mas que também impactam o valor a ser pago pelos consumidores na fatura de fornecimento de energia elétrica.

Para manter a robustez do setor elétrico brasileiro, tem-se alguns encargos setoriais (compensação pelo uso de recursos hídricos e quotas de consumo de combustíveis fósseis, dentre outros), que buscam garantir o atendimento da demanda de energia e sua operação, mas, por outro lado, encarece o valor a ser pago pelo fornecimento de energia elétrica. Assim, os consumidores (principalmente o da classe residencial que foi objeto de estudo neste trabalho) arcam com um valor (em reais) excessivo pela energia consumida.

Os encargos setoriais variaram em termos percentuais ao longo dos anos analisados, gerando um impacto de aproximadamente 10% da fatura de energia elétrica.

Quanto a questão tributária, o ICMS do estado de Minas Gerais para o consumidor residencial permaneceu no mesmo patamar, conforme apresentado no capítulo 4. Já o PIS e a COFINS incidentes sobre a tarifa de energia elétrica, apresentaram alterações significativas. Mesmo o ICMS mantendo a mesma alíquota de 30% ao longo do período analisado, juntamente com o PIS e COFINS (não cumulativos), pode-se concluir que a carga tributária brasileira para o fornecimento de energia elétrica é alta e traz um impacto significativo no valor final para o consumidor residencial.

A primeira alteração, que impactou o valor a ser pago pelos consumidores, diz respeito a retirada do PIS e da COFINS, a partir de 2005, da tarifa definida pela ANEEL. Isso ocorreu, principalmente pela mudança de sistemática de cálculo de cumulativa para não cumulativa (onde a distribuidora passou a fazer uso de créditos tributários originários na sua atividade, como por exemplo o crédito destes tributos sobre a aquisição de energia elétrica), causando um aumento tributário a partir de 2006.

A segunda alteração, já considerada positiva para o consumidor de energia elétrica, foi a exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS e da COFINS trazendo uma redução no valor a ser faturado após incluir os tributos sobre a tarifa de energia divulgada pela ANEEL.

Mesmo assim, conclui-se que a alta carga tributária brasileira e com multi-incidências de tributos, encarece a tarifa de energia elétrica gerando um grande impacto na tarifa final a ser cobrada dos consumidores de energia elétrica.

Uma reforma tributária torna-se cada vez mais necessária, para que se tenham percentuais tributários justos e com maior efetividade de fiscalização por parte do Governo. O que não é admissível, no nosso entendimento, é aumentar a carga tributária buscando uma arrecadação maior e, com isso, os entes que pagam corretamente os tributos serem os mais impactados. A maximização da arrecadação pelo Governo tem que ser feita através de uma tributação justa e com eficiência no acompanhamento e fiscalização governamental.

Com este estudo, pode-se verificar que, ao longo dos anos analisados, o objetivo principal deste trabalho de mostrar como os encargos setoriais e os tributos impactam o valor da tarifa de energia elétrica para os consumidores no Ambiente de Contratação Regulada - ACR, foi alcançado.

Além disso, o presente trabalho apresentou uma parte do histórico do setor elétrico, sua evolução e mudanças regulatórias ocorridas, particularmente envolvendo os encargos setoriais e os tributos que são cobrados na fatura de energia elétrica que afetam os consumidores no ACR.

Foram analisados também a evolução da receita de fornecimento de energia elétrica em âmbito nacional e para o caso específico da concessionária CEMIG-D. Neste estudo de caso, procurou-se também analisar os tributos sobre a receita e os encargos setoriais repassados para o consumidor da CEMIG-D.

Para a CEMIG-D, analisou-se a composição da Receita Bruta de Fornecimento de Energia Elétrica no ACR entre os anos de 2009 a 2019. Constatou-se que a classe de consumidor que mais colabora para a formação desta receita é a classe Residencial com participação de 40% a 49% aproximadamente nesses 11 anos analisados. A representatividade

da receita na Classe Residencial apresenta um crescimento na participação ao longo dos anos de nove pontos percentuais, significando um crescimento de 22,5% na sua participação na receita obtida no ACR. Em relação a composição dos Tributos e Encargos Incidentes sobre a Receita, também para o mesmo período, observou-se que os tributos são os que tem maior participação, destacando-se o ICMS. Este tributo apresenta alíquotas diferenciadas conforme a classe consumidora, sendo a maior de 30% para a Classe Residencial e, conforme visto, esta classe é aquela tem uma participação significativa na composição da Receita Bruta da Companhia. A participação dos ICMS no total de Tributos e Encargos sobre a Receita é de mais de 50%, sendo seguido pela COFINS com uma representatividade de 16,02% em 2019 e com redução na proporção ao longo dos anos.

Concluindo, é oportuno listar algumas sugestões para trabalhos futuros, como: considerar o crescimento populacional frente ao aumento das receitas de fornecimento de energia elétrica; comparar o aumento nos tributos na atividade das distribuidoras com a arrecadação tributária brasileira; analisar se os encargos setoriais considerados não gerenciáveis, para as distribuidoras, são aplicados corretamente e com eficiência; e desenvolver um estudo visando comparar a evolução destes tributos e encargos com os indicadores de qualidade no fornecimento de energia elétrica.

Referências

ABRACE. **Encargos Setoriais**. 3ª Edição. Brasília, ABRACE, 2012.

ABRADEE. **Tarifas de Energia, c2018**. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/tarifas-de-energia/>>. Acesso em: 30 de maio de 2020.

ALVES, Aline; MATTOS, João Guterres de; AZEVEDO, Iraneide S.S. **Engenharia Econômica**. Porto Alegre, SAGAH, 2017.

ALVES-MAZZOTTI, Alda Judith. **Cadernos de Pesquisa**. Vol. 35, n. 129 – Set/Dez – 2006

ANEEL. **Entendendo a Tarifa, 2017b**. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa/-/asset_publisher/uQ5pCGhnyj0y/content/reajuste-tarifario-anual/654800>. Acesso em: 02 de set. de 2020

ANEEL. **ANEEL define Revisão Tarifária Extraordinária de Distribuidoras, 2015**. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias_area/dsp_detalheNoticia.cfm?idNoticia=8418&idAreaNoticia=1>. Acesso em: 04 de jul de 2020.

ANEEL. **Arrecadação dos Créditos Geridos pela ANEEL, 2020b**. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/para-o-cidadao/-/asset_publisher/Mhu2ogMAoHtn/content/relatorio-de-arrecadacao-dos-creditos-geridos-pela-aneel/656843?inheritRedirect=false&redirect=https%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fpara-o-cidadao%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_Mhu2ogMAoHtn%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_pos%3D1%26p_p_col_count%3D2>. Acesso em: 11 de jul. de 2020.

ANEEL. **Espaço do Consumidor, 2014a**. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=527&idPerfil=4>>. Acesso em: 11 de jun de 2020.

ANEEL. **Gestão de Recursos Tarifários, 2018c**. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/gestao-de-recursos-tarifarios>>. Acesso em: 02 de fev. de 2020

ANEEL. **Informações para Empreendedores, 2016b**. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/espaco-do-empendedor/-/asset_publisher/uPv0Vn1PiOn9/content/encargos/654800?inheritRedirect=false&redirect=https%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fespaco-do-empendedor%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_uPv0Vn1PiOn9%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_pos%3D1%26p_p_col_count%3D2>. Acesso em 18 de jul. de 2020.

ANEEL. **O que é a CCC?, s.d**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/ccc.pdf>>. Acesso em: 16 de jul de 2020.

ANEEL. **Orçamento da CDE em 2016 tem redução de 31,5%, 2016a**. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=9056&id_area=90>. Acesso em: 24 de jul de 2020.

ANEEL. **Por Dentro da Conta de Luz: Informação de Utilidade Pública**. 7ª Edição.

Brasília, ANEEL, 2016. Brasília ANEEL

ANEEL. **Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, 2020a**. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>>. Acesso em: 13 de set. de 2019.

ANEEL. **Regulação do Setor Elétrico, 2017a**. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/regulacao-do-setor-eletrico>>. Acesso em: 22 de jun de 2020.

ANEEL. **Regulação dos Serviços de Distribuição, 2018b**. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/regulacao-da-distribuicao/-/asset_publisher/nHNpDfkNeRpN/content/regulacao-dos-servicos-de-distribuicao/656827?inheritRedirect=false&redirect=https%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fregulacao-da-distribuicao%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_nHNpDfkNeRpN%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_count%3D4>. Acesso em: 04 de maio de 2020

ANEEL. **Relatórios de Consumo e Receita de Distribuição, 2020b**. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/relatorios-de-consumo-e-receita>>. Acesso em: 02 de mar. de 2020

ANEEL. **Sigel, 2018a**. Disponível em: <<https://sigel.aneel.gov.br/portal/home/webmap/viewer.html?webmap=49bf6df3ecc9426fa3e32ef25d954d00>>. Acesso em: 22 de ago de 2020

ANEEL **Resolução nº 023, de 05 de fevereiro de 1999**. Regulamenta a fixação da Reserva Global de Reversão – RGR.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 337, de 11 de novembro de 2008**. Estabelece as disposições relativas à contratação de energia de reserva e aprova o modelo do Contrato de Uso da Energia de Reserva – CONUER.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 414, de 09/09/2010**. Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada. Brasília: ANEEL, 2010.

BARROS, Benjamin Ferreira de; BORELI, Reinaldo; GEDRA, Ricardo Luis. **Geração, transmissão, distribuição e consumo de energia elétrica**, São Paulo, Editora Érica, 2014

BRASIL. **Constituição Federal de 1988**.

BRASIL. **Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957**. Regulamenta os serviços de energia elétrica.

BRASIL. **Decreto nº 2.445, de 29 de junho de 1988**. Altera a legislação do Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público - PASEP e do Programa de Integração Social - PIS e dá outras providências.

BRASIL. **Decreto nº 2.335, de 06 de outubro de 1997**. Constitui a Agência Nacional de Energia Elétrica -ANEEL, autarquia sob regime especial, aprova sua Estrutura Regimental e o Quadro Demonstrativo dos Cargos em Comissão e Funções de Confiança e dá outras providências.

BRASIL. **Decreto nº 2.410, de 28 de novembro de 1997.** Dispõe sobre o cálculo e o recolhimento da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica instituída pela Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e dá outras providências.

BRASIL. **Decreto nº 2.655, 02 de julho de 1998.** Regulamenta o Mercado Atacadista de Energia Elétrica, define as regras de organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico, de que trata a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e dá outras providências

BRASIL. **Decreto nº 5.025, de 30 de março de 2004.** Regulamenta o inciso I e os §§ 1o, 2o, 3o, 4o e 5o do art. 3o da Lei no 10.438, de 26 de abril de 2002, no que dispõem sobre o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA, primeira etapa, e dá outras providências.

BRASIL. **Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.** Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. DOU de 30/07/2004 - Edição Extra e retificado em 04/08/2004.

BRASIL. **Decreto nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008.** Regulamenta a contratação de energia de reserva de que trata o § 3o do art. 3o e o art. 3o-A da Lei no 10.848, de 15 de março de 2004, altera o art. 44 do Decreto no 5.163, de 30 de junho de 2004, e o art. 2o do Decreto no 5.177, de 12 de agosto de 2004, e dá outras providências.

BRASIL. **Lei nº 5.899, de 05 de julho de 1973.** Dispõe sobre a aquisição dos serviços de eletricidade da ITAIPU e dá outras providências.

BRASIL. **Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989.** Institui, para os Estados, Distrito Federal e Municípios, compensação financeira pelo resultado da exploração de petróleo ou gás natural, de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica, de recursos minerais em seus respectivos territórios, plataformas continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva, e dá outras providências. (Art. 21, XIX da CF)

BRASIL. **Lei nº 8.001, de 13 de março de 1990.** Define os percentuais da distribuição da compensação financeira de que trata a Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989, e dá outras providências.

BRASIL. **Lei nº 8.031, de 12 de abril de 1990.** Cria o Programa Nacional de Desestatização, e dá outras providências. DOU de 13/04/1990 e retificado em 18/04/1990.

BRASIL. **Lei nº 8.631, de 04 de março de 1993.** Dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia, extingue o regime de remuneração garantida e dá outras providências. DOU de 27/12/1996 e republicado em 29/01/1993.

BRASIL. **Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995.** Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. DOU de 08/07/1995 - Edição extra e republicado em 28/09/1998.

BRASIL. **Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.** Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. DOU de 27/12/1996 e republicado em 28/09/1998.

BRASIL. **Lei nº 9.491, de 09 de setembro de 1997.** Altera procedimentos relativos ao Programa Nacional de Desestatização, revoga a Lei nº 8.031, de 12 de abril de 1990, e dá outras providências. DOU de 10/09/1997 e republicado em 11/09/1997.

BRASIL. **Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998.** Altera dispositivos das Leis no 3.890-A, de 25 de abril de 1961, no 8.666, de 21 de junho de 1993, no 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, no 9.074, de 7 de julho de 1995, no 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação das Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRAS e de suas subsidiárias e dá outras providências.

BRASIL. **Lei 9.718, de 27 de novembro de 1998.** Altera a Legislação Tributária Federal.

BRASIL. **Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000.** Dispõe sobre realização de investimentos em pesquisa e desenvolvimento e em eficiência energética por parte das empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica, e dá outras providências.

BRASIL. **Lei nº 9.993, de 24 de julho de 2000.** Destina recursos da compensação financeira pela utilização de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica e pela exploração de recursos minerais para o setor de ciência e tecnologia.

BRASIL. **Lei nº 10.195, de 14 de fevereiro de 2001.** Institui medidas adicionais de estímulo e apoio à reestruturação e ao ajuste fiscal dos Estados e dá outras providências.

BRASIL. **Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.** Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica, dá nova redação às Leis no 9.427, de 26 de dezembro de 1996, no 9.648, de 27 de maio de 1998, no 3.890-A, de 25 de abril de 1961, no 5.655, de 20 de maio de 1971, no 5.899, de 5 de julho de 1973, no 9.991, de 24 de julho de 2000, e dá outras providências.

BRASIL. **Lei nº 10.637, de 30 de dezembro de 2002.** Dispõe sobre a não-cumulatividade na cobrança da contribuição para os Programas de Integração Social (PIS) e de Formação do Patrimônio do Servidor Público (Pasep), nos casos que especifica; sobre o pagamento e o parcelamento de débitos tributários federais, a compensação de créditos fiscais, a declaração de inaptidão de inscrição de pessoas jurídicas, a legislação aduaneira, e dá outras providências. DOU de 31/12/2002 – Edição Extra.

BRASIL. **Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003.** Dispõe sobre a criação do Programa Emergencial e Excepcional de Apoio às Concessionárias de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica, altera as Leis nos 8.631, de 4 de março de 1993, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências.

BRASIL. **Lei nº 10.833, de 29 de dezembro de 2003.** Altera a Legislação Tributária Federal e dá outras providências. DOU de 30.12.2003 - Edição Extra-A.

BRASIL. **Lei nº 10.848, 15 de março de 2004.** Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nºs 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997,

9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências.

BRASIL. Lei nº 11.465, de 28 de março de 2007. Altera os incisos I e III do caput do art. 1º da Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, prorrogando, até 31 de dezembro de 2010, a obrigação de as concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica aplicarem, no mínimo, 0,50% (cinquenta centésimos por cento) de sua receita operacional líquida em programas de eficiência energética no uso final.

BRASIL. Lei nº 12.212, de 20 de janeiro de 2010. Dispõe sobre a Tarifa Social de Energia Elétrica; altera as Leis nos 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.925, de 23 de julho de 2004, e 10.438, de 26 de abril de 2002; e dá outras providências.

BRASIL. Lei nº 12.588, de 09 de setembro de 2013. Dispõe sobre a destinação para as áreas de educação e saúde de parcela da participação no resultado ou da compensação financeira pela exploração de petróleo e gás natural, com a finalidade de cumprimento da meta prevista no inciso VI do caput do art. 214 e no art. 196 da Constituição Federal; altera a Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989; e dá outras providências.

BRASIL. Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013. Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária; altera as Leis nºs 10.438, de 26 de abril de 2002, 12.111, de 9 de dezembro de 2009, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e 10.848, de 15 de março de 2004; revoga dispositivo da Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993; e dá outras providências.

BRASIL. Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016. Altera a Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, a Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, a Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, a Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989, a Lei nº 9.491, de 9 de setembro de 1997, a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, a Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007, a Lei nº 12.767, de 27 de dezembro de 2012, a Lei nº 13.334, de 13 de setembro de 2016, a Lei nº 13.169, de 6 de outubro de 2015, a Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, e a Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015; e dá outras providências.

BRASIL. Lei nº 13.540, de 18 de dezembro de 2017. Altera as Leis nºs 7.990, de 28 de dezembro de 1989, e 8.001, de 13 de março de 1990, para dispor sobre a Compensação Financeira pela Exploração de Recursos Minerais (CFEM).

BRASIL. Lei Complementar nº 7, de 07 de setembro de 1970. Institui o Programa de Integração Social, e dá outras providências.

BRASIL. Lei Complementar nº 70, de 30 de dezembro de 1991. Institui contribuição para financiamento da Seguridade Social, eleva a alíquota da contribuição social sobre o lucro das instituições financeiras e dá outras providências.

BORGES, Eduardo de Carvalho; LEME Delvani. **Tributação no Setor Elétrico.** São Paulo, Ed. Quartier Latin, 2010.

CARNEIRO, Daniel Araújo. **Tributos e Encargos do Setor Elétrico Brasileiro – A Incidência Tributária nos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica**. 3ª Edição. Paraná, Ed. Juruá, 2019.

CCEE. **Ambiente Livre – Ambiente Regulado** [s.d.]a. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/como-participar/ambiente-livre-ambiente-regulado. Acesso em 21 de jul. de 2020.

CCEE. **Comercialização**. [s.d.]b. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/comercializacao?_adf.ctrl-state=ztpa36yke_5&_afLoop=700352887286582#!>. Acesso em: 07 de set. de 2020.

CCEE. **Conta de Desenvolvimento de Energético**, [s.d.]c. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/contas/conta_cde?_adf.ctrl-state=9j96ktwuo_1&_afLoop=611630730276810#!%40%40%3F_afLoop%3D611630730276810%26_adf.ctrl-state%3D9j96ktwuo_5>. Acesso em: 16 de jul. de 2020.

CCEE. **Regras de Comercialização – Módulo 6, 2009**. Disponível em: www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_032310>. Acesso em: 16 de jul. de 2020.

CEMIG. **Nossa História**, [s.d.]. Disponível em: http://www.cemig.com.br/pt-br/a_cemig/Nossa_Historia/Paginas/default.aspx>. Acesso em 27/06/2020.

CEMIG. **Relatórios Financeiros, 2020**. Disponível em: <http://ri.cemig.com.br/servicos-aos-investidores/central-de-downloads/>>. Acesso em 03 de jul. de 2020

ELETROBRAS. **Contas de Consumo de Combustíveis, c2017a**. Disponível em: <https://eletrobras.com/pt/Paginas/Conta-de-Consumo-de-Combustiveis.aspx>>. Acesso em 11 de jun. de 2020.

ELETROBRAS. **Fundos Setoriais, c2017b**. Disponível em: <https://eletrobras.com/pt/Paginas/Fundos-Setoriais.aspx>>. Acesso em 03 de mar. de 2020.

FONSECA, Joazir Nunes; REIS, Lineu Belico dos. **Empresas de Distribuição de Energia Elétrica no Brasil – Temas Relevantes para a Gestão**. Rio de Janeiro, Ed. Synergia, 2012.

GOLDENBERG, Luiz Tadeu Siqueira Prado. **Reforma e Crise do Setor Elétrico no Período FHC**. Vol.15 n°.2. São Paulo: Nov. 2003. Disponível em http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0103-20702003000200009>. Acesso em 01/12/2016.

HADDAD, Jamil; et al. **Conservação de Energia – Eficiência Energética de Instalações e Equipamentos**. Itajubá, Editora da EFEI, 2001.

HAUSER, Paolla. **Contabilidade Tributária: dos Conceitos à aplicação**. Curitiba, Editora Intersaberes, 2017.

IBGE. **Produto Interno Bruto – PIB**, [s.d.]. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/explica/pib.php>>. Acessado em: 08 de set. de 2020.

MINAS GERAIS. **Decreto nº 43.080, de 13 de dezembro de 2002**. Aprova o Regulamento do Imposto sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação (RICMS).

MINAS GERAIS. **RICMS 2002**. Regulamento do Imposto Sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e Sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação.

MME. **Informativo Tarifário – Ano 2018**. Brasília, MME, 2019.

MME. **Perguntas Frequentes – Tarifa de Energia Elétrica, [s.d.]a**. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/servicos/ouvidoria/perguntas-frequentes/tarifa-de-energia-eletrica>>. Acesso em 02 de abr. de 2020.

MME. **Perguntas e Respostas sobre as Tarifas das Distribuidoras de Energia Elétrica, [s.d.]b**. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/perguntas-frequentes/secretarias/energia-eletrica/acoes-e-programas/acoes>>. Acesso em: 07 de set. de 2020.

NERY, Eduardo. **Mercado e Regulação de Energia Elétrica**. Rio de Janeiro, Editora Interciência, 2012.

ONS. **Mapa Dinâmico do SIN, c2020b**. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>>. Acesso em: 30 de jul. de 2020.

ONS. **Sistema Interligado Nacional, c2020a**. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>>. Acesso em 03 de julho de 2020.

ONS. **Sistemas Isolados, c2020c**. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/sistemas-isolados>>. Acesso em 30 de jul. de 2020.

PÊGAS, Paulo Henrique. **PIS e COFINS**. 5ª Edição. São Paulo, Editora Atlas, 2018.

PINTO, Milton de Oliveira. **Energia elétrica: geração, transmissão e sistemas interligados**. Rio de Janeiro, Editora LTC, 2018.

RFB. **Instrução Normativa RFN nº 1911, de 11 de outubro de 2019**. Regulamenta a apuração, a cobrança, a fiscalização, a arrecadação e a administração da Contribuição para o PIS/PASEP, da COFINS, da Contribuição para o PIS/PASEP-Importação e da COFINS-Importação.

RIBEIRO, Osni Moura. **Demonstrações Financeira: Mudanças na Lei das Sociedades por ações: como era e como ficou**. 3ª Edição. São Paulo, Editora Atlas, 2014.

SANTOS, Paulo Eduardo Steele. **Tarifas de Energia Elétrica – Estrutura Tarifária**. Rio de Janeiro, Ed. Interciência, 2011.

STF. **Recurso Extraordinário RE 574706**. Disponível em: <<http://portal.stf.jus.br/processos/detalhe.asp?incidente=2585258>>. Acesso em: 06 de set. de 2020.

APÊNDICES

APÊNDICE A – CFURH – VALORES ARRECADADOS NOS ANOS DE 2011 A 2019

ANO	COMPENSAÇÃO FINANCEIRA PELO USO DE RECURSOS HÍDRICOS - CFURH - VALORES ARRECADADOS						
	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL
2011	114.235.591,71	125.709.670,13	144.085.266,44	138.218.698,76	150.672.577,90	144.134.458,55	146.715.044,80
2012	136.351.076,84	142.020.689,17	155.648.779,52	156.732.259,65	170.347.411,48	143.398.562,81	136.972.063,99
2013	120.819.575,20	133.292.006,78	135.407.786,35	130.249.977,13	141.169.568,72	132.139.865,37	129.318.771,73
2014	134.890.109,31	148.324.662,08	169.332.805,05	152.726.580,66	151.248.954,64	140.202.925,34	130.968.358,63
2015	132.913.558,37	133.710.670,68	161.041.355,46	149.086.985,21	153.036.971,72	144.055.804,99	136.464.833,05
2016	135.884.254,44	145.221.017,35	168.619.119,10	173.087.281,14	188.626.366,80	172.140.847,49	159.741.264,20
2017	155.437.278,33	179.049.147,17	158.087.954,09	149.823.374,45	158.905.813,56	131.197.960,11	124.105.477,18
2018	107.018.777,25	128.007.907,01	149.965.549,56	144.334.251,12	163.123.961,10	146.631.647,78	137.233.345,84
2019	137.825.982,85	162.376.578,90	189.140.861,99	166.758.500,55	177.477.331,71	168.845.106,45	165.359.230,62

Fonte: Elaborado pelo autor com base no Demonstrativos de Receitas Próprias da ANEEL

ANO	COMPENSAÇÃO FINANCEIRA PELO USO DE RECURSOS HÍDRICOS - CFURH - VALORES ARRECADADOS					
	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	ACUMULADO
2011	118.623.472,21	133.275.999,16	141.833.577,37	139.018.768,55	139.363.510,32	1.635.886.635,90
2012	132.736.215,47	137.935.499,00	145.110.995,25	133.589.371,90	136.596.404,92	1.727.439.330,00
2013	119.560.276,46	131.825.289,52	136.612.824,44	136.931.887,12	142.867.839,31	1.590.195.668,13
2014	122.422.147,98	126.399.192,54	124.492.816,87	134.052.611,48	134.630.719,10	1.669.691.883,68
2015	123.037.621,14	131.154.901,92	132.474.199,39	134.558.845,36	142.082.707,52	1.673.618.454,81
2016	151.227.845,22	149.759.168,58	149.703.410,80	140.973.567,01	149.255.335,65	1.884.239.477,78
2017	127.233.980,01	109.571.259,02	105.976.969,93	107.406.157,84	107.176.760,51	1.613.972.132,20
2018	117.331.621,27	107.419.999,81	120.586.137,59	105.728.952,34	131.852.879,36	1.559.235.030,03
2019	141.892.034,78	129.086.214,25	119.766.630,36	121.744.437,89	138.238.848,36	1.818.511.758,71

Fonte: Elaborado pelo autor com base no Demonstrativos de Receitas Próprias da ANEEL

APÊNDICE B – VARIAÇÃO ENTRE A RECEITA FATURADA SEM TRIBUTOS E COM TRIBUTOS POR REGIÃO

ANOS	2003			2004			2005			2006			
	REGIÃO	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%
Centro													
Oeste	3.264.079.379,96	4.211.639.134,00	29,03	3.980.922.969,26	5.119.131.798,22	28,59	4.528.446.652,69	5.974.582.766,68	31,93	4.782.140.888,51	6.487.805.747,37	35,67	
Nordeste	6.149.698.963,25	7.681.312.974,14	24,91	7.414.678.816,23	9.364.891.366,22	26,30	8.868.059.009,29	11.595.005.650,68	30,75	9.876.506.894,68	13.565.823.950,22	37,35	
Norte	2.094.507.518,29	2.680.628.180,44	27,98	2.522.512.424,56	3.228.072.227,92	27,97	2.975.047.141,72	3.856.683.491,65	29,63	3.320.159.383,52	4.438.030.543,15	33,67	
Sudeste	28.792.223.029,63	36.271.198.334,21	25,98	32.601.787.305,67	41.076.744.022,52	26,00	33.967.439.602,91	43.885.371.523,22	29,20	35.117.001.883,42	47.512.104.729,17	35,30	
Sul	8.415.870.203,63	11.013.604.418,95	30,87	10.152.509.213,08	13.190.754.094,78	29,93	11.087.222.454,67	14.985.990.512,66	35,16	11.610.564.383,67	16.250.150.940,95	39,96	
TOTAL	48.716.379.094,76	61.858.383.041,74	26,98	56.672.410.728,80	71.979.593.509,66	27,01	61.426.214.861,28	80.297.633.944,89	30,72	64.706.373.433,80	88.253.915.910,86	36,39	

ANOS	2007			2008			2009			2010			
	REGIÃO	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%
Centro													
Oeste	5.073.867.960,80	7.035.985.078,96	38,67	5.018.689.486,47	7.165.255.268,56	42,77	5.435.415.955,93	7.653.127.445,13	40,80	5.959.435.748,74	8.350.020.010,71	40,11	
Nordeste	10.734.853.823,46	14.705.400.213,50	36,99	11.425.887.168,91	15.610.937.106,33	36,63	12.361.136.308,89	16.760.440.249,27	35,59	13.544.504.820,76	18.440.299.338,92	36,15	
Norte	3.513.118.088,83	4.610.366.219,63	31,23	3.814.506.986,22	4.975.512.384,19	30,44	4.267.339.526,62	5.533.559.827,98	29,67	4.573.038.698,17	5.926.694.808,98	29,60	
Sudeste	36.721.631.594,52	49.611.774.315,75	35,10	35.834.450.139,88	48.627.009.207,72	35,70	38.843.235.461,91	52.406.475.030,73	34,92	40.840.991.015,96	55.441.278.929,60	35,75	
Sul	12.079.487.102,51	16.795.244.917,96	39,04	12.745.168.188,78	17.722.858.848,40	39,06	13.549.020.228,19	18.934.575.384,56	39,75	15.080.168.682,16	21.128.771.694,06	40,11	
TOTAL	68.122.958.570,12	92.758.770.745,80	36,16	68.838.701.970,26	94.101.572.815,20	36,70	74.456.147.481,54	101.288.177.937,67	36,04	79.998.138.965,79	109.287.064.782,27	36,61	

ANOS	2011			2012			2013			2014			
	REGIÃO	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%
Centro													
Oeste	6.645.683.102,35	9.274.921.811,30	39,56	7.489.622.686,00	10.576.109.889,91	41,21	7.070.471.322,80	9.919.981.661,51	40,30	7.979.344.161,69	11.184.163.092,12	40,16	
Nordeste	14.715.928.732,15	19.966.295.696,63	35,68	16.244.141.178,70	22.096.253.885,79	36,03	14.584.126.641,36	19.729.356.787,87	35,28	16.504.333.851,86	22.348.238.774,03	35,41	
Norte	5.112.390.306,49	6.554.019.575,85	28,20	5.975.317.252,60	7.709.267.060,25	29,02	5.514.442.530,87	7.176.081.329,21	30,13	6.518.757.868,57	8.597.615.438,58	31,89	
Sudeste	43.391.037.326,32	58.982.452.694,78	35,93	46.253.306.530,14	62.573.237.976,49	35,28	41.588.142.504,57	55.840.793.960,87	34,27	46.798.411.809,27	62.602.584.563,87	33,77	
Sul	16.569.320.677,85	23.201.509.014,15	40,03	17.712.538.677,95	24.753.166.174,87	39,75	15.003.861.764,23	20.698.742.744,00	37,96	17.860.087.741,53	24.552.709.540,69	37,47	
TOTAL	86.434.360.145,16	117.979.198.792,71	36,50	93.674.926.325,39	127.708.034.987,31	36,33	83.761.044.763,83	113.364.956.483,46	35,34	95.660.935.432,92	129.285.311.409,29	35,15	

Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados disponibilizados pela ANEEL

APÊNDICE B – Continuação

ANOS	2015			2016			2017			2018		
	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%
Centro Oeste	11.791.865.562,39	16.856.614.400,55	42,95	12.133.920.127,75	17.146.778.390,45	41,31	12.030.073.625,97	16.884.525.552,38	40,35	13.842.937.354,48	19.303.776.881,62	39,45
Nordeste	21.326.109.215,04	29.734.131.374,37	39,43	23.208.812.495,24	31.929.049.273,08	37,57	23.995.005.098,36	33.226.581.098,85	38,47	27.700.441.703,06	37.992.932.615,28	37,16
Norte	8.374.964.254,29	11.142.828.091,78	33,05	9.157.902.813,32	12.031.969.464,40	31,38	9.678.796.215,87	12.738.949.878,33	31,62	10.643.493.724,23	13.892.200.347,96	30,52
Sudeste	66.768.147.740,87	91.251.480.009,07	36,67	68.179.080.007,58	93.359.282.490,72	36,93	63.502.860.231,58	87.290.498.375,35	37,46	70.071.774.397,23	96.201.881.755,89	37,29
Sul	26.836.763.905,41	37.818.707.839,61	40,92	25.685.887.936,75	37.116.071.517,27	44,50	23.139.753.952,51	33.225.961.770,07	43,59	26.273.856.251,32	37.868.741.352,69	44,13
TOTAL	135.097.850.678,00	186.803.761.715,38	38,27	138.365.603.380,64	191.583.151.135,92	38,46	132.346.489.124,29	183.366.516.674,98	38,55	148.532.503.430,32	205.259.532.953,44	38,19

ANOS	2019		
REGIÃO	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%
Centro Oeste	15.130.196.766,61	21.360.471.122,79	41,18
Nordeste	29.979.477.987,27	41.268.922.853,44	37,66
Norte	11.854.802.261,30	15.623.357.593,26	31,79
Sudeste	76.627.565.527,36	104.522.460.710,00	36,40
Sul	28.129.437.302,27	40.488.858.904,48	43,94
TOTAL	161.721.479.844,81	223.264.071.183,97	38,05

Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados disponibilizados pela ANEEL

APÊNDICE C – CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA, TARIFAS MÉDIAS POR REGIÃO E A MÉDIA GERAL – ANOS 2003 A 2019

ANO	2003			2004			2005			2006		
	CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA EM MWh	TARIFA MÉDIA DE FORNECIMENTO (R\$)		CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA EM MWh	TARIFA MÉDIA DE FORNECIMENTO (R\$)		CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA EM MWh	TARIFA MÉDIA DE FORNECIMENTO (R\$)		CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA EM MWh	TARIFA MÉDIA DE FORNECIMENTO (R\$)	
		SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS		SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS		SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS		SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS
Centro Oeste	17.117.046,57	190,69	246,05	17.425.483,83	228,45	293,77	17.665.493,18	256,34	338,21	17.940.822,59	266,55	361,62
Nordeste	36.051.133,55	170,58	213,07	37.204.263,31	199,30	251,72	38.700.153,03	229,15	299,61	39.075.591,30	252,75	347,17
Norte	10.971.135,77	190,91	244,33	11.487.533,56	219,59	281,01	12.143.388,45	244,99	317,60	12.631.927,94	262,84	351,33
Sudeste	151.722.316,67	189,77	239,06	148.284.676,59	219,86	277,01	132.957.918,14	255,48	330,07	131.142.984,00	267,78	362,29
Sul	51.235.253,86	164,26	214,96	51.055.363,45	198,85	258,36	51.793.901,09	214,06	289,34	51.316.368,62	226,25	316,67
TOTAL	267.096.886,42	182,39	231,60	265.457.320,74	213,49	271,15	253.260.853,89	242,54	317,06	252.107.694,45	256,66	350,06

Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados disponibilizados pela ANEEL

ANO	2007			2008			2009			2010		
	CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA EM MWh	TARIFA MÉDIA DE FORNECIMENTO (R\$)		CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA EM MWh	TARIFA MÉDIA DE FORNECIMENTO (R\$)		CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA EM MWh	TARIFA MÉDIA DE FORNECIMENTO (R\$)		CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA EM MWh	TARIFA MÉDIA DE FORNECIMENTO (R\$)	
		SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS		SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS		SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS		SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS
Centro Oeste	19.423.075,55	261,23	362,25	20.698.302,58	242,47	346,18	21.842.710,00	248,84	350,37	23.472.826,54	253,89	355,73
Nordeste	41.439.359,13	259,05	354,87	45.458.812,58	251,35	343,41	48.310.183,51	255,87	346,93	51.508.447,01	262,96	358,01
Norte	13.488.613,61	260,45	341,80	14.399.170,11	264,91	345,54	14.819.487,75	287,95	373,40	17.475.905,96	261,68	339,14
Sudeste	135.244.691,12	271,52	366,83	141.395.960,24	253,43	343,91	143.932.416,80	269,87	364,10	149.220.116,88	273,70	371,54
Sul	53.619.960,87	225,28	313,23	56.639.774,90	225,02	312,90	57.967.025,63	233,74	326,64	60.677.712,63	248,53	348,21
TOTAL	263.215.700,28	258,81	352,41	278.592.020,41	247,10	337,78	286.871.823,69	259,55	353,08	302.355.009,02	264,58	361,45

Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados disponibilizados pela ANEEL

APÊNDICE C – Continuação

ANO	2011			2012			2013			2014		
REGIÃO	CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA EM MWh	TARIFA MÉDIA DE FORNECIMENTO (R\$)		CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA EM MWh	TARIFA MÉDIA DE FORNECIMENTO (R\$)		CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA EM MWh	TARIFA MÉDIA DE FORNECIMENTO (R\$)		CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA EM MWh	TARIFA MÉDIA DE FORNECIMENTO (R\$)	
		SEM TRIBUTO	COM TRIBUTO		SEM TRIBUTO	COM TRIBUTO		SEM TRIBUTO	COM TRIBUTO		SEM TRIBUTO	COM TRIBUTO
Centro Oeste	24.221.943,83	274,37	382,91	25.789.657,01	290,41	410,09	27.432.172,08	257,74	361,62	29.161.312,56	273,63	383,53
Nordeste	52.785.808,23	278,79	378,25	54.677.731,82	297,09	404,12	58.215.230,63	250,52	338,90	61.339.465,39	269,07	364,34
Norte	17.332.249,10	294,96	378,14	18.604.667,04	321,17	414,37	19.930.465,87	276,68	360,06	21.476.501,93	303,53	400,33
Sudeste	153.922.676,23	281,90	383,20	156.906.330,92	294,78	398,79	159.805.296,29	260,24	349,43	165.821.135,23	282,22	377,53
Sul	62.134.524,21	266,67	373,41	63.893.441,32	277,22	387,41	63.804.526,15	235,15	324,41	67.580.799,89	264,28	363,31
TOTAL	310.397.201,60	278,46	380,09	319.871.828,11	292,85	399,25	329.187.691,02	254,45	344,38	345.379.215,00	276,97	374,33

Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados disponibilizados pela ANEEL

ANO	2015			2016			2017			2018		
REGIÃO	CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA EM MWh	TARIFA MÉDIA DE FORNECIMENTO (R\$)		CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA EM MWh	TARIFA MÉDIA DE FORNECIMENTO (R\$)		CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA EM MWh	TARIFA MÉDIA DE FORNECIMENTO (R\$)		CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA EM MWh	TARIFA MÉDIA DE FORNECIMENTO (R\$)	
		SEM TRIBUTO	COM TRIBUTO		SEM TRIBUTO	COM TRIBUTO		SEM TRIBUTO	COM TRIBUTO		SEM TRIBUTO	COM TRIBUTO
Centro Oeste	29.621.772,49	398,08	569,06	28.932.702,09	419,38	592,64	28.176.877,14	426,95	599,23	28.287.155,08	489,37	682,42
Nordeste	62.712.514,76	340,06	474,13	63.163.144,39	367,44	505,50	60.763.403,98	394,89	546,82	61.421.110,96	450,99	618,56
Norte	22.450.452,11	373,04	496,33	21.817.015,29	419,76	551,49	20.259.375,25	477,74	628,79	19.953.615,53	533,41	696,22
Sudeste	161.648.462,78	413,05	564,51	154.367.197,72	441,67	604,79	147.075.804,98	431,77	593,51	145.479.796,48	481,66	661,27
Sul	65.550.591,16	409,41	576,94	61.835.660,75	415,39	600,24	57.378.716,86	403,28	579,06	57.563.204,40	456,43	657,86
TOTAL	341.983.793,30	395,04	546,24	330.115.720,24	419,14	580,35	313.654.178,21	421,95	584,61	312.704.882,45	474,99	656,40

Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados disponibilizados pela ANEEL

APÊNDICE C – Continuação

ANO		2019	
REGIÃO	CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA EM MWh	TARIFA MÉDIA DE FORNECIMENTO (R\$)	
		SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS
Centro Oeste	29.125.017,67	519,49	733,41
Nordeste	62.708.947,18	478,07	658,10
Norte	20.210.975,05	586,55	773,01
Sudeste	146.923.819,87	521,55	711,41
Sul	57.611.951,67	488,26	702,79
TOTAL	316.580.711,44	510,84	705,24

Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados disponibilizados pela ANEEL

APÊNDICE D - VARIAÇÃO DA TARIFA MÉDIA DE FORNECIMENTO (R\$) - COM TRIBUTOS - POR REGIÃO

ANO	2003	2004	%	2005	%	2006	%	2007	%	2008	%	2009	%	2010	%	2011	%
Centro Oeste	246,05	293,77	19,39	338,21	15,13	361,62	6,92	362,25	0,17	346,18	-4,44	350,37	1,21	355,73	1,53	382,91	7,64
Nordeste	213,07	251,72	18,14	299,61	19,03	347,17	15,87	354,87	2,22	343,41	-3,23	346,93	1,03	358,01	3,19	378,25	5,65
Norte	244,33	281,01	15,01	317,60	13,02	351,33	10,62	341,80	-2,71	345,54	1,09	373,40	8,06	339,14	-9,18	378,14	11,50
Sudeste	239,06	277,01	15,87	330,07	19,15	362,29	9,76	366,83	1,25	343,91	-6,25	364,10	5,87	371,54	2,04	383,20	3,14
Sul	214,96	258,36	20,19	289,34	11,99	316,67	9,45	313,23	-1,09	312,90	-0,11	326,64	4,39	348,21	6,60	373,41	7,24
TOTAL	231,60	271,15	17,08	317,06	16,93	350,06	10,41	352,41	0,67	337,78	-4,15	353,08	4,53	361,45	2,37	380,09	5,16

Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados disponibilizados pela ANEEL

ANO	2012	%	2013	%	2014	%	2015	%	2016	%	2017	%	2018	%	2019	%
Centro Oeste	410,09	7,10	361,62	-11,82	383,53	6,06	569,06	48,37	592,64	4,14	599,23	1,11	682,42	13,88	733,41	7,47
Nordeste	404,12	6,84	338,90	-16,14	364,34	7,51	474,13	30,13	505,50	6,62	546,82	8,17	618,56	13,12	658,10	6,39
Norte	414,37	9,58	360,06	-13,11	400,33	11,18	496,33	23,98	551,49	11,11	628,79	14,02	696,22	10,72	773,01	11,03
Sudeste	398,79	4,07	349,43	-12,38	377,53	8,04	564,51	49,53	604,79	7,14	593,51	-1,87	661,27	11,42	711,41	7,58
Sul	387,41	3,75	324,41	-16,26	363,31	11,99	576,94	58,80	600,24	4,04	579,06	-3,53	657,86	13,61	702,79	6,83
TOTAL	399,25	5,04	344,38	-13,74	374,33	8,70	546,24	45,92	580,35	6,24	584,61	0,73	656,40	12,28	705,24	7,44

Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados disponibilizados pela ANEEL

APÊNDICE E - VARIAÇÃO ANUAL DA TARIFA MÉDIA E ÍNDICES ESCOLHIDOS

VARIAÇÃO ANUAL DA TARIFA MÉDIA																
ANO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Centro Oeste	19,40	15,13	6,92	0,17	-4,44	1,21	1,53	7,64	7,10	-11,82	6,06	48,38	4,14	1,11	13,88	7,47
Nordeste	18,14	19,03	15,87	2,22	-3,23	1,03	3,19	5,66	6,84	-16,14	7,50	30,14	6,62	8,17	13,12	6,39
Norte	15,01	13,02	10,62	-2,71	1,10	8,06	-9,18	11,50	9,58	-13,11	11,18	23,98	11,11	14,02	10,72	11,03
Sudeste	15,87	19,15	9,76	1,25	-6,25	5,87	2,04	3,14	4,07	-12,38	8,04	49,53	7,14	-1,87	11,42	7,58
Sul	20,19	11,99	9,44	-1,09	-0,10	4,39	6,60	7,24	3,75	-16,26	11,99	58,80	4,04	-3,53	13,61	6,83
TOTAL	17,08	16,93	10,41	0,67	-4,15	4,53	2,37	5,16	5,04	-13,74	8,70	45,92	6,25	0,73	12,28	7,44

Fonte: Elaborado pelo autor

ÍNDICES ACUMULADOS																
ANO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
IPCA - IBGE	7,60	5,69	3,14	4,46	5,90	4,31	5,91	6,50	5,84	5,91	6,41	10,67	6,29	2,95	3,75	4,31
IGP-M FGV	12,41	1,21	3,83	7,75	9,81	-1,72	11,32	5,10	7,82	5,51	3,69	10,54	7,17	-0,52	7,54	7,30

Fonte: Elaborado pelo autor

VARIAÇÃO ANUAL DA TARIFA MÉDIA COMPARANDO COM ÍNDICES NACIONAIS																
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
TARIFA MÉDIA NACIONAL	17,08	16,93	10,41	0,67	-4,15	4,53	2,37	5,16	5,04	-13,74	8,70	45,92	6,25	0,73	12,28	7,44
IPCA - IBGE	7,60	5,69	3,14	4,46	5,90	4,31	5,91	6,50	5,84	5,91	6,41	10,67	6,29	2,95	3,75	4,31
IGP-M FGV	12,41	1,21	3,83	7,75	9,81	-1,72	11,32	5,10	7,82	5,51	3,69	10,54	7,17	-0,52	7,54	7,30

Fonte: Elaborado pelo autor

APÊNDICE F – VARIAÇÃO DA TARIFA MÉDIA POR REGIÃO E COMPARAÇÃO COM IPCA E IGP-M

VARIAÇÃO TARIFA MÉDIA - REGIÃO CENTRO-OESTE COMPARANDO COM ÍNDICES NACIONAIS

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Centro Oeste	19,40	15,13	6,92	0,17	-4,44	1,21	1,53	7,64	7,10	-11,82	6,06	48,38	4,14	1,11	13,88	7,47
IPCA – IBGE	7,60	5,69	3,14	4,46	5,90	4,31	5,91	6,50	5,84	5,91	6,41	10,67	6,29	2,95	3,75	4,31
IGP-M FGV	12,41	1,21	3,83	7,75	9,81	-1,72	11,32	5,10	7,82	5,51	3,69	10,54	7,17	-0,52	7,54	7,30

VARIAÇÃO TARIFA MÉDIA - REGIÃO NORDESTE COMPARANDO COM ÍNDICES NACIONAIS

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Nordeste	18,14	19,03	15,87	2,22	-3,23	1,03	3,19	5,66	6,84	-16,14	7,50	30,14	6,62	8,17	13,12	6,39
IPCA - IBGE	7,60	5,69	3,14	4,46	5,90	4,31	5,91	6,50	5,84	5,91	6,41	10,67	6,29	2,95	3,75	4,31
IGP-M FGV	12,41	1,21	3,83	7,75	9,81	-1,72	11,32	5,10	7,82	5,51	3,69	10,54	7,17	-0,52	7,54	7,30

VARIAÇÃO TARIFA MÉDIA - REGIÃO NORTE COMPARANDO COM ÍNDICES NACIONAIS

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Norte	15,01	13,02	10,62	-2,71	1,10	8,06	-9,18	11,50	9,58	-13,11	11,18	23,98	11,11	14,02	10,72	11,03
IPCA - IBGE	7,60	5,69	3,14	4,46	5,90	4,31	5,91	6,50	5,84	5,91	6,41	10,67	6,29	2,95	3,75	4,31
IGP-M FGV	12,41	1,21	3,83	7,75	9,81	-1,72	11,32	5,10	7,82	5,51	3,69	10,54	7,17	-0,52	7,54	7,30

VARIAÇÃO TARIFA MÉDIA - REGIÃO SUDESTE COMPARANDO COM ÍNDICES NACIONAIS

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Sudeste	15,87	19,15	9,76	1,25	-6,25	5,87	2,04	3,14	4,07	-12,38	8,04	49,53	7,14	-1,87	11,42	7,58
IPCA - IBGE	7,60	5,69	3,14	4,46	5,90	4,31	5,91	6,50	5,84	5,91	6,41	10,67	6,29	2,95	3,75	4,31
IGP-M FGV	12,41	1,21	3,83	7,75	9,81	-1,72	11,32	5,10	7,82	5,51	3,69	10,54	7,17	-0,52	7,54	7,30

VARIAÇÃO TARIFA MÉDIA - REGIÃO SUL COMPARANDO COM ÍNDICES NACIONAIS

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Sul	20,19	11,99	9,44	-1,09	-0,10	4,39	6,60	7,24	3,75	-16,26	11,99	58,80	4,04	-3,53	13,61	6,83
IPCA - IBGE	7,60	5,69	3,14	4,46	5,90	4,31	5,91	6,50	5,84	5,91	6,41	10,67	6,29	2,95	3,75	4,31
IGP-M FGV	12,41	1,21	3,83	7,75	9,81	-1,72	11,32	5,10	7,82	5,51	3,69	10,54	7,17	-0,52	7,54	7,30

Fonte: Elaborado pelo autor

APÊNDICE G – EVOLUÇÃO DA RECEITA BRUTA, DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA E UNIDADES CONSUMIDORAS

RECEITA DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA (CONSUMIDORES CATIVOS) COM TRIBUTOS – em Reais																	
ANOS	2011	2012	%	2013	%	2014	%	2015	%	2016	%	2017	%	2018	%	2019	%
Centro Oeste	9.274.921.811	10.576.109.889	14,03	9.919.981.661	-6,20	11.184.163.092	12,74	16.856.614.400	50,72	17.146.778.390	1,72	16.884.525.552	-1,53	19.303.776.881	14,33	21.360.471.122	10,65
Nordeste	19.966.295.696	22.096.253.885	10,67	19.729.356.787	-10,71	22.348.238.774	13,27	29.734.131.374	33,05	31.929.049.273	7,38	33.226.581.098	4,06	37.992.932.615	14,34	41.268.922.853	8,62
Norte	6.554.019.575	7.709.267.060	17,63	7.176.081.329	-6,92	8.597.615.438	19,81	11.142.828.091	29,60	12.031.969.464	7,98	12.738.949.878	5,88	13.892.200.347	9,05	15.623.357.593	12,46
Sudeste	58.982.452.694	62.573.237.976	6,09	55.840.793.960	-10,76	62.602.584.563	12,11	91.251.480.009	45,76	93.359.282.490	2,31	87.290.498.375	-6,50	96.201.881.755	10,21	104.522.460.710	8,65
Sul	23.201.509.014	24.753.166.174	6,69	20.698.742.744	-16,38	24.552.709.540	18,62	37.818.707.839	54,03	37.116.071.517	-1,86	33.225.961.770	-10,48	37.868.741.352	13,97	40.488.858.904	6,92
TOTAL	117.979.198.792	127.708.034.987	8,25	113.364.956.483	-11,23	129.285.311.409	14,04	186.803.761.715	44,49	191.583.151.135	2,56	183.366.516.674	-4,29	205.259.532.953	11,94	223.264.071.183	8,77

CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA EM MWh																	
ANOS	2011	2012	%	2013	%	2014	%	2015	%	2016	%	2017	%	2018	%	2019	%
Centro Oeste	24.221.943,83	25.789.657,01	6,47	27.432.172,08	6,37	29.161.312,56	6,30	29.621.772,49	1,58	28.932.702,09	-2,33	28.176.877,14	-2,61	28.287.155,08	0,39	29.125.017,67	2,96
Nordeste	52.785.808,23	54.677.731,82	3,58	58.215.230,63	6,47	61.339.465,39	5,37	62.712.514,76	2,24	63.163.144,39	0,72	60.763.403,98	-3,80	61.421.110,96	1,08	62.708.947,18	2,10
Norte	17.332.249,10	18.604.667,04	7,34	19.930.465,87	7,13	21.476.501,93	7,76	22.450.452,11	4,53	21.817.015,29	-2,82	20.259.375,25	-7,14	19.953.615,53	-1,51	20.210.975,05	1,29
Sudeste	153.922.676,23	156.906.330,92	1,94	159.805.296,29	1,85	165.821.135,23	3,76	161.648.462,78	-2,52	154.367.197,72	-4,50	147.075.804,98	-4,72	145.479.796,48	-1,09	146.923.819,87	0,99
Sul	62.134.524,21	63.893.441,32	2,83	63.804.526,15	-0,14	67.580.799,89	5,92	65.550.591,16	-3,00	61.835.660,75	-5,67	57.378.716,86	-7,21	57.563.204,40	0,32	57.611.951,67	0,08
TOTAL	310.397.201,60	319.871.828,11	3,05	329.187.691,02	2,91	345.379.215,00	4,92	341.983.793,30	-0,98	330.115.720,24	-3,47	313.654.178,21	-4,99	312.704.882,45	-0,30	316.580.711,44	1,24

NÚMERO DE UNIDADES CONSUMIDORAS																	
ANOS	2011	2012	%	2013	%	2014	%	2015	%	2016	%	2017	%	2018	%	2019	%
Centro Oeste	61.986.840	64.649.450	4,30	67.310.876	4,12	70.015.620	4,02	72.550.419	3,62	73.990.768	1,99	75.631.761	2,22	77.903.151	3,00	79.895.356	2,56
Nordeste	215.778.190	223.640.671	3,64	231.486.695	3,51	239.801.674	3,59	247.430.987	3,18	253.297.563	2,37	260.098.056	2,68	264.344.452	1,63	268.725.465	1,66
Norte	47.844.589	49.896.277	4,29	52.256.715	4,73	54.733.361	4,74	58.679.684	7,21	60.635.743	3,33	63.559.370	4,82	65.537.014	3,11	67.312.228	2,71
Sudeste	373.458.533	382.215.673	2,34	393.157.354	2,86	403.968.280	2,75	413.357.206	2,32	420.820.512	1,81	428.042.386	1,72	434.930.975	1,61	441.109.763	1,42
Sul	129.337.104	133.636.113	3,32	137.722.951	3,06	142.057.112	3,15	145.699.223	2,56	148.245.914	1,75	150.813.580	1,73	153.638.061	1,87	156.537.382	1,89
TOTAL	828.405.256	854.038.184	3,09	881.934.591	3,27	910.576.047	3,25	937.717.519	2,98	956.990.500	2,06	978.145.153	2,21	996.353.653	1,86	1.013.580.194	1,73

Fonte: Elaborado pelo autor

APÊNDICE H - EVOLUÇÃO DA TARIFA MÉDIA NACIONAL DE 2003, ATUALIZADA PELO IPCA E IGP-M

TARIFA DE 2003 ATUALIZADA PELO IPCA																	
ANO	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Centro Oeste	190,69	208,42	224,26	237,02	244,46	255,36	270,43	282,09	298,76	318,18	336,76	356,66	379,52	420,01	446,43	459,60	476,84
Nordeste	170,58	186,44	200,61	212,02	218,68	228,43	241,91	252,34	267,25	284,62	301,24	319,04	339,49	375,71	399,34	411,12	426,54
Norte	190,91	208,66	224,52	237,30	244,75	255,67	270,75	282,42	299,11	318,55	337,15	357,08	379,97	420,51	446,96	460,15	477,41
Sudeste	189,77	207,42	223,18	235,88	243,29	254,14	269,13	280,73	297,32	316,65	335,14	354,95	377,70	418,00	444,29	457,40	474,55
Sul	164,26	179,54	193,19	204,18	210,59	219,98	232,96	243,00	257,36	274,09	290,10	307,24	326,93	361,81	384,57	395,91	410,76
TOTAL	182,39	199,35	214,50	226,71	233,83	244,26	258,67	269,82	285,77	304,35	322,12	341,16	363,03	401,77	427,04	439,64	456,13

Fonte: Elaborado pelo autor

TARIFA DE 2003 ATUALIZADA PELO IGP-M																	
ANO	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Centro Oeste	190,69	207,30	233,03	235,85	244,88	263,86	289,74	284,76	316,99	333,16	359,21	379,00	392,99	434,41	465,56	463,14	498,06
Nordeste	170,58	185,44	208,45	210,97	219,05	236,03	259,18	254,72	283,55	298,01	321,31	339,01	351,52	388,57	416,43	414,26	445,50
Norte	190,91	207,54	233,30	236,12	245,16	264,16	290,07	285,08	317,35	333,53	359,61	379,42	393,42	434,89	466,07	463,65	498,61
Sudeste	189,77	206,30	231,90	234,71	243,70	262,59	288,35	283,39	315,47	331,56	357,49	377,19	391,11	432,33	463,33	460,92	495,67
Sul	164,26	178,57	200,73	203,16	210,94	227,29	249,59	245,30	273,07	287,00	309,44	326,49	338,54	374,22	401,05	398,96	429,04
TOTAL	182,39	198,28	222,89	225,59	234,23	252,38	277,14	272,37	303,20	318,66	343,58	362,51	375,89	415,51	445,30	442,98	476,38

Fonte: Elaborado pelo autor

APÊNDICE I – COMPARATIVO TARIFA MÉDIA NACIONAL ATUALIZADA PELO IPCA E IGP-M

COMPARATIVO DA TARIFA MÉDIA E TARIFA MÉDIA ATUALIZADA PELO IPCA E IGP-M																	
ANO	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
TARIFA MÉDIA	182,39	213,49	242,54	256,66	258,81	247,10	259,55	264,58	278,46	292,85	254,45	276,97	395,04	419,14	421,95	474,99	510,84
TARIFA MÉDIA PELO IPCA	182,39	199,35	214,5	226,71	233,83	244,26	258,67	269,82	285,77	304,35	322,12	341,16	363,03	401,77	427,04	439,64	456,13
TARIFA MÉDIA PELO IGP-M	182,39	198,28	222,89	225,59	234,23	252,38	277,14	272,37	303,2	318,66	343,58	362,51	375,89	415,51	445,3	442,98	476,38

Fonte: Elaborado pelo autor

APÊNDICE J – RECEITA DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA COM E SEM TRIBUTOS POR REGIÃO (EM REAIS)

ANOS	2003		2004		2005		2006	
	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS
Centro Oeste	3.264.079.379,96	4.211.639.134,00	3.980.922.969,26	5.119.131.798,22	4.528.446.652,69	5.974.582.766,68	4.782.140.888,51	6.487.805.747,37
Nordeste	6.149.698.963,25	7.681.312.974,14	7.414.678.816,23	9.364.891.366,22	8.868.059.009,29	11.595.005.650,68	9.876.506.894,68	13.565.823.950,22
Norte	2.094.507.518,29	2.680.628.180,44	2.522.512.424,56	3.228.072.227,92	2.975.047.141,72	3.856.683.491,65	3.320.159.383,52	4.438.030.543,15
Sudeste	28.792.223.029,63	36.271.198.334,21	32.601.787.305,67	41.076.744.022,52	33.967.439.602,91	43.885.371.523,22	35.117.001.883,42	47.512.104.729,17
Sul	8.415.870.203,63	11.013.604.418,95	10.152.509.213,08	13.190.754.094,78	11.087.222.454,67	14.985.990.512,66	11.610.564.383,67	16.250.150.940,95
TOTAL	48.716.379.094,76	61.858.383.041,74	56.672.410.728,80	71.979.593.509,66	61.426.214.861,28	80.297.633.944,89	64.706.373.433,80	88.253.915.910,86

ANOS	2007		2008		2009		2010	
	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS
Centro Oeste	5.073.867.960,80	7.035.985.078,96	5.018.689.486,47	7.165.255.268,56	5.435.415.955,93	7.653.127.445,13	5.959.435.748,74	8.350.020.010,71
Nordeste	10.734.853.823,46	14.705.400.213,50	11.425.887.168,91	15.610.937.106,33	12.361.136.308,89	16.760.440.249,27	13.544.504.820,76	18.440.299.338,92
Norte	3.513.118.088,83	4.610.366.219,63	3.814.506.986,22	4.975.512.384,19	4.267.339.526,62	5.533.559.827,98	4.573.038.698,17	5.926.694.808,98
Sudeste	36.721.631.594,52	49.611.774.315,75	35.834.450.139,88	48.627.009.207,72	38.843.235.461,91	52.406.475.030,73	40.840.991.015,96	55.441.278.929,60
Sul	12.079.487.102,51	16.795.244.917,96	12.745.168.188,78	17.722.858.848,40	13.549.020.228,19	18.934.575.384,56	15.080.168.682,16	21.128.771.694,06
TOTAL	68.122.958.570,12	92.758.770.745,80	68.838.701.970,26	94.101.572.815,20	74.456.147.481,54	101.288.177.937,67	79.998.138.965,79	109.287.064.782,27

ANOS	2011		2012		2013		2014	
	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS
Centro Oeste	6.645.683.102,35	9.274.921.811,30	7.489.622.686,00	10.576.109.889,91	7.070.471.322,80	9.919.981.661,51	7.979.344.161,69	11.184.163.092,12
Nordeste	14.715.928.732,15	19.966.295.696,63	16.244.141.178,70	22.096.253.885,79	14.584.126.641,36	19.729.356.787,87	16.504.333.851,86	22.348.238.774,03
Norte	5.112.390.306,49	6.554.019.575,85	5.975.317.252,60	7.709.267.060,25	5.514.442.530,87	7.176.081.329,21	6.518.757.868,57	8.597.615.438,58
Sudeste	43.391.037.326,32	58.982.452.694,78	46.253.306.530,14	62.573.237.976,49	41.588.142.504,57	55.840.793.960,87	46.798.411.809,27	62.602.584.563,87
Sul	16.569.320.677,85	23.201.509.014,15	17.712.538.677,95	24.753.166.174,87	15.003.861.764,23	20.698.742.744,00	17.860.087.741,53	24.552.709.540,69
TOTAL	86.434.360.145,16	117.979.198.792,71	93.674.926.325,39	127.708.034.987,31	83.761.044.763,83	113.364.956.483,46	95.660.935.432,92	129.285.311.409,29

Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados disponibilizados pela ANEEL

APÊNDICE J – Continuação

ANOS	2015		2016		2017		2018	
REGIÃO	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS
Centro Oeste	11.791.865.562,39	16.856.614.400,55	12.133.920.127,75	17.146.778.390,45	12.030.073.625,97	16.884.525.552,38	13.842.937.354,48	19.303.776.881,62
Nordeste	21.326.109.215,04	29.734.131.374,37	23.208.812.495,24	31.929.049.273,08	23.995.005.098,36	33.226.581.098,85	27.700.441.703,06	37.992.932.615,28
Norte	8.374.964.254,29	11.142.828.091,78	9.157.902.813,32	12.031.969.464,40	9.678.796.215,87	12.738.949.878,33	10.643.493.724,23	13.892.200.347,96
Sudeste	66.768.147.740,87	91.251.480.009,07	68.179.080.007,58	93.359.282.490,72	63.502.860.231,58	87.290.498.375,35	70.071.774.397,23	96.201.881.755,89
Sul	26.836.763.905,41	37.818.707.839,61	25.685.887.936,75	37.116.071.517,27	23.139.753.952,51	33.225.961.770,07	26.273.856.251,32	37.868.741.352,69
TOTAL	135.097.850.678,00	186.803.761.715,38	138.365.603.380,64	191.583.151.135,92	132.346.489.124,29	183.366.516.674,98	148.532.503.430,32	205.259.532.953,44

ANOS	2019	
REGIÃO	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS
Centro Oeste	15.130.196.766,61	21.360.471.122,79
Nordeste	29.979.477.987,27	41.268.922.853,44
Norte	11.854.802.261,30	15.623.357.593,26
Sudeste	76.627.565.527,36	104.522.460.710,00
Sul	28.129.437.302,27	40.488.858.904,48
TOTAL	161.721.479.844,81	223.264.071.183,97

Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados disponibilizados pela ANEEL

APÊNDICE K – PARTICIPAÇÃO DA REGIÃO NA RECEITA DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA SEM TRIBUTOS

ANOS	2003		2004		2005		2006		
	REGIÃO	SEM TRIBUTOS	%	SEM TRIBUTOS	%	SEM TRIBUTOS	%	SEM TRIBUTOS	%
Centro Oeste		3.264.079.379,96	6,70	3.980.922.969,26	7,02	4.528.446.652,69	7,37	4.782.140.888,51	7,39
Nordeste		6.149.698.963,25	12,62	7.414.678.816,23	13,08	8.868.059.009,29	14,44	9.876.506.894,68	15,26
Norte		2.094.507.518,29	4,30	2.522.512.424,56	4,45	2.975.047.141,72	4,84	3.320.159.383,52	5,13
Sudeste		28.792.223.029,63	59,10	32.601.787.305,67	57,53	33.967.439.602,91	55,30	35.117.001.883,42	54,27
Sul		8.415.870.203,63	17,28	10.152.509.213,08	17,91	11.087.222.454,67	18,05	11.610.564.383,67	17,94
TOTAL		48.716.379.094,76	100,00	56.672.410.728,80	100,00	61.426.214.861,28	100,00	64.706.373.433,80	100,00

ANOS	2007		2008		2009		2010		
	REGIÃO	SEM TRIBUTOS	%	SEM TRIBUTOS	%	SEM TRIBUTOS	%	SEM TRIBUTOS	%
Centro Oeste		5.073.867.960,80	7,45	5.018.689.486,47	7,29	5.435.415.955,93	7,30	5.959.435.748,74	7,45
Nordeste		10.734.853.823,46	15,76	11.425.887.168,91	16,60	12.361.136.308,89	16,60	13.544.504.820,76	16,93
Norte		3.513.118.088,83	5,16	3.814.506.986,22	5,54	4.267.339.526,62	5,73	4.573.038.698,17	5,72
Sudeste		36.721.631.594,52	53,90	35.834.450.139,88	52,06	38.843.235.461,91	52,17	40.840.991.015,96	51,05
Sul		12.079.487.102,51	17,73	12.745.168.188,78	18,51	13.549.020.228,19	18,20	15.080.168.682,16	18,85
TOTAL		68.122.958.570,12	100,00	68.838.701.970,26	100,00	74.456.147.481,54	100,00	79.998.138.965,79	100,00

ANOS	2011		2012		2013		2014		
	REGIÃO	SEM TRIBUTOS	%	SEM TRIBUTOS	%	SEM TRIBUTOS	%	SEM TRIBUTOS	%
Centro Oeste		6.645.683.102,35	7,69	7.489.622.686,00	8,00	7.070.471.322,80	8,44	7.979.344.161,69	8,34
Nordeste		14.715.928.732,15	17,03	16.244.141.178,70	17,34	14.584.126.641,36	17,41	16.504.333.851,86	17,25
Norte		5.112.390.306,49	5,91	5.975.317.252,60	6,38	5.514.442.530,87	6,58	6.518.757.868,57	6,81
Sudeste		43.391.037.326,32	50,20	46.253.306.530,14	49,38	41.588.142.504,57	49,65	46.798.411.809,27	48,92
Sul		16.569.320.677,85	19,17	17.712.538.677,95	18,91	15.003.861.764,23	17,91	17.860.087.741,53	18,67
TOTAL		86.434.360.145,16	100,00	93.674.926.325,39	100,00	83.761.044.763,83	100,00	95.660.935.432,92	100,00

Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados disponibilizados pela ANEEL

APÊNDICE K – Continuação

ANOS	2015		2016		2017		2018	
	SEM TRIBUTOS	%	SEM TRIBUTOS	%	SEM TRIBUTOS	%	SEM TRIBUTOS	%
Centro Oeste	11.791.865.562,39	8,73	12.133.920.127,75	8,77	12.030.073.625,97	9,09	13.842.937.354,48	9,32
Nordeste	21.326.109.215,04	15,79	23.208.812.495,24	16,77	23.995.005.098,36	18,13	27.700.441.703,06	18,65
Norte	8.374.964.254,29	6,20	9.157.902.813,32	6,62	9.678.796.215,87	7,31	10.643.493.724,23	7,17
Sudeste	66.768.147.740,87	49,42	68.179.080.007,58	49,27	63.502.860.231,58	47,98	70.071.774.397,23	47,18
Sul	26.836.763.905,41	19,86	25.685.887.936,75	18,56	23.139.753.952,51	17,48	26.273.856.251,32	17,69
TOTAL	135.097.850.678,00	100,00	138.365.603.380,64	100,00	132.346.489.124,29	100,00	148.532.503.430,32	100,00

ANOS	2019	
REGIÃO	SEM TRIBUTOS	%
Centro Oeste	15.130.196.766,61	9,36
Nordeste	29.979.477.987,27	18,54
Norte	11.854.802.261,30	7,33
Sudeste	76.627.565.527,36	47,38
Sul	28.129.437.302,27	17,39
TOTAL	161.721.479.844,81	100,00

Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados disponibilizados pela ANEEL

APÊNDICE L – VARIAÇÃO ENTRE A RECEITA DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA COM E SEM TRIBUTOS - ACR - REGIÃO CENTRO-OESTE

ANOS	2003			2004			2005			2006		
	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%
CEB	700.601.244,96	881.592.495,94	21,46	851.629.280,31	1.071.032.380,05	21,39	926.587.418,57	1.162.573.393,86	20,46	999.632.791,12	1.284.368.825,75	20,90
CELG	1.171.883.009,88	1.547.264.772,90	35,91	1.390.762.538,72	1.827.435.984,02	34,94	1.650.581.781,70	2.239.572.703,97	36,45	1.799.195.918,55	2.482.436.930,53	37,63
CHESP	10.684.700,74	13.975.623,26	0,33	13.874.216,80	18.174.557,28	0,35	16.499.487,61	22.707.711,42	0,36	18.205.164,61	26.481.919,84	0,38
EMS	568.393.279,57	691.044.186,18	17,41	699.542.412,59	850.745.135,58	17,57	803.736.749,53	1.010.360.253,53	17,75	885.082.003,23	1.157.268.920,90	18,51
EMT	812.517.144,81	1.077.762.055,72	24,89	1.025.114.520,84	1.351.743.741,29	25,75	1.131.041.215,28	1.539.368.703,90	24,98	1.080.025.011,00	1.537.249.150,35	22,58
TOTAL	3.264.079.379,96	4.211.639.134,00	100	3.980.922.969,26	5.119.131.798,22	100	4.528.446.652,69	5.974.582.766,68	100	4.782.140.888,51	6.487.805.747,37	100

ANOS	2007			2008			2009			2010		
	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%
CEB	1.035.975.913,97	1.384.969.212,49	20,42	1.002.377.477,83	1.340.470.433,06	19,97	1.077.382.419,83	1.431.042.876,51	19,82	1.236.330.423,55	1.645.058.711,63	20,75
CELG	766.104.474,28	1.058.990.416,46	15,10									
CELG-D	1.069.664.189,31	1.557.431.948,74	21,08	1.771.104.187,06	2.726.659.063,02	35,30	1.914.866.940,96	2.863.606.408,94	35,24	2.098.700.303,41	3.153.556.506,36	35,21
CHESP	21.157.571,39	30.748.465,56	0,42	22.708.179,85	33.056.623,73	0,45	23.420.879,83	34.530.783,21	0,43	23.923.346,14	36.988.214,54	0,40
EMS	950.588.053,80	1.249.216.077,03	18,73	895.474.906,17	1.168.422.811,10	17,84	920.983.117,53	1.184.370.933,13	16,94	993.436.460,48	1.283.466.508,85	16,67
EMT	1.230.377.758,05	1.754.628.958,68	24,25	1.327.024.735,56	1.896.646.337,65	26,44	1.498.762.597,78	2.139.576.443,34	27,57	1.607.045.215,16	2.230.950.069,33	26,97
TOTAL	5.073.867.960,80	7.035.985.078,96	100	5.018.689.486,47	7.165.255.268,56	100	5.435.415.955,93	7.653.127.445,13	100	5.959.435.748,74	8.350.020.010,71	100

Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados disponibilizados pela ANEEL

APÊNDICE L – Continuação

ANOS	2011			2012			2013			2014			
	CENTRO OESTE	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%
CEB		1.362.476.759,77	1.813.422.393,51	20,50	1.494.433.809,84	1.984.648.820,47	19,95	1.351.518.501,93	1.775.998.228,95	19,11	1.502.792.078,88	1.942.808.744,47	18,83
CELG-D		2.252.238.443,86	3.375.378.453,22	33,90	2.610.349.634,97	3.982.763.089,98	34,85	2.619.446.246,57	3.974.443.898,99	37,05	2.917.716.744,43	4.415.528.007,93	36,56
CHESP		27.495.371,10	40.450.079,49	0,41	33.664.221,49	48.710.499,08	0,45	32.015.855,34	48.287.812,75	0,45	37.964.738,96	55.138.022,19	0,48
EMS		1.209.158.955,93	1.569.859.548,87	18,19	1.377.789.121,26	1.801.411.836,07	18,40	1.196.036.686,79	1.544.576.596,17	16,92	1.337.069.854,01	1.742.889.843,89	16,76
EMT		1.794.313.571,69	2.475.811.336,21	27,00	1.973.385.898,44	2.758.575.644,31	26,35	1.871.454.032,17	2.576.675.124,65	26,47	2.183.800.745,41	3.027.798.473,64	27,37
TOTAL		6.645.683.102,35	9.274.921.811,30	100	7.489.622.686,00	10.576.109.889,91	100	7.070.471.322,80	9.919.981.661,51	100	7.979.344.161,69	11.184.163.092,12	100

ANOS	2015			2016			2017			2018			
	CENTRO OESTE	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%
CEB		2.375.566.212,25	3.116.255.953,52	20,15	2.502.926.452,43	3.324.743.930,80	20,63	2.486.348.953,64	3.268.974.818,08	20,67	2.748.605.308,66	3.534.084.524,59	19,86
CELG-D		4.813.338.910,90	7.312.155.749,93	40,81	4.661.955.781,62	7.078.406.987,38	38,41	4.323.917.066,43	6.538.884.338,50	35,94	5.284.176.093,55	7.949.932.130,42	38,16
CHESP		53.747.283,12	82.310.641,22	0,46	57.801.801,98	86.305.213,78	0,48	53.214.558,41	79.702.820,83	0,44	60.548.839,35	91.292.689,70	0,44
EMS		1.757.682.668,28	2.360.029.197,04	14,91	1.928.807.072,92	2.518.564.871,96	15,90	2.003.198.322,87	2.603.233.790,08	16,65	2.149.518.657,28	2.787.499.352,38	15,53
EMT		2.791.530.487,84	3.985.862.858,84	23,67	2.982.429.018,80	4.138.757.386,53	24,58	3.163.394.724,62	4.393.729.784,89	26,30	3.600.088.455,64	4.940.968.184,53	26,01
TOTAL		11.791.865.562,39	16.856.614.400,55	100	12.133.920.127,75	17.146.778.390,45	100	12.030.073.625,97	16.884.525.552,38	100	13.842.937.354,48	19.303.776.881,62	100

ANOS	2019			
	CENTRO OESTE	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%
CEB		2.906.956.995,07	3.834.301.750,54	19,21
CELG-D		5.519.856.248,06	8.394.098.278,78	36,49
CHESP		62.060.261,20	93.152.333,19	0,41
EMS		2.456.230.383,62	3.250.422.557,89	16,23
EMT		4.185.092.878,66	5.788.496.202,38	27,66
TOTAL		15.130.196.766,61	21.360.471.122,78	100

Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados disponibilizados pela ANEEL

APÊNDICE L – Continuação

EMPRESAS	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
CEB / CEBDIS	21,46	21,39	20,46	20,9	20,42	19,97	19,82	20,75	20,50	19,95	19,11	18,83	20,15	20,63	20,67	19,86	19,21
CELG-D*	35,91	34,94	36,45	37,63	36,18	35,30	35,24	35,21	33,90	34,85	37,05	36,56	40,81	38,41	35,94	38,16	36,49
CHESP	0,33	0,35	0,36	0,38	0,42	0,45	0,43	0,40	0,41	0,45	0,45	0,48	0,46	0,48	0,44	0,44	0,41
EMS	17,41	17,57	17,75	18,51	18,73	17,84	16,94	16,67	18,19	18,40	16,92	16,76	14,91	15,90	16,65	15,53	16,23
EMT	24,89	25,75	24,98	22,58	24,25	26,44	27,57	26,97	27,00	26,35	26,47	27,37	23,67	24,58	26,30	26,01	27,66
TOTAL	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00

Fonte: Elaborado pelo autor

APÊNDICE M – VARIAÇÃO ENTRE A RECEITA DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA COM E SEM TRIBUTOS - ACR - REGIÃO NORDESTE

ANOS	2003			2004			2005			2006		
	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%
CELB	73.890.051,48	89.000.708,31	1,20	87.668.203,81	104.063.965,28	1,18	86.258.438,34	110.014.026,45	0,97	99.376.556,50	135.998.900,21	1,01
CELPE	1.261.475.033,07	1.604.865.164,92	20,51	1.386.936.673,89	1.818.930.139,83	18,71	1.644.034.187,59	2.269.014.246,54	18,54	1.979.927.019,18	2.831.158.661,35	20,05
CEMAR	425.239.493,45	495.785.062,24	6,91	552.322.972,49	644.060.787,98	7,45	669.810.819,77	805.017.631,07	7,55	743.871.881,57	952.639.110,29	7,53
COELBA	1.690.604.878,84	2.130.866.483,56	27,50	2.044.683.300,34	2.578.131.469,13	27,56	2.511.462.596,25	3.304.768.509,52	28,33	2.752.816.929,36	3.795.077.463,94	27,86
COSERN	478.841.246,83	573.604.333,80	7,79	579.515.518,06	695.409.186,20	7,82	668.086.581,59	822.142.328,93	7,53	695.784.053,25	908.467.460,94	7,04
ENEL CE	965.568.723,13	1.238.780.139,55	15,70	1.287.875.641,80	1.682.526.519,69	17,37	1.506.108.560,10	1.981.399.013,11	16,98	1.642.926.675,04	2.263.481.365,30	16,63
ENERGIPE	304.492.230,91	375.849.195,75	4,95	327.142.476,86	409.230.122,29	4,41	375.090.141,64	490.139.447,69	4,23	381.762.567,49	526.085.884,87	3,87
EQUATORIAL AL	306.229.975,36	383.103.547,31	4,98	360.231.650,83	453.149.768,34	4,86	494.593.907,10	625.842.627,26	5,58	522.163.747,85	696.260.397,44	5,29
EQUATORIAL PI	246.711.738,11	301.855.636,47	4,01	313.405.493,20	396.206.862,71	4,23	379.885.363,04	485.427.513,73	4,28	456.869.311,29	613.489.291,90	4,63
SAELPA	367.864.615,08	452.355.415,98	5,98	438.097.772,42	538.017.081,54	5,91	489.575.762,87	647.851.706,45	5,52	552.936.386,79	779.158.583,26	5,60
SULGIPE	28.780.976,99	35.247.286,25	0,47	36.799.112,53	45.165.463,23	0,50	43.152.651,00	53.388.599,93	0,49	48.071.766,36	64.006.830,72	0,49
TOTAL	6.149.698.963,25	7.681.312.974,14	100	7.414.678.816,23	9.364.891.366,22	100	8.868.059.009,29	11.595.005.650,68	100	9.876.506.894,68	13.565.823.950,22	100

Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados disponibilizados pela ANEEL

APÊNDICE M – Continuação

ANOS	2007			2008			2009			2010			
	REGIÃO NORDESTE	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%
CELB		105.241.192,75	144.461.417,37	0,98	64.308.194,91	88.379.864,00	0,56						
CELPE		2.141.820.216,06	3.025.156.661,30	19,95	2.339.507.284,71	3.274.508.979,46	20,48	2.525.836.158,98	3.510.171.270,92	20,43	2.606.527.839,50	3.597.986.054,94	19,24
CEMAR		887.422.502,05	1.141.689.233,16	8,27	983.757.909,28	1.272.525.493,95	8,61	1.102.016.500,90	1.427.616.216,22	8,92	1.266.040.693,08	1.651.689.935,99	9,35
CERCOS					453.269,00	496.916,00	0,00	1.321.677,00	1.364.815,00	0,01	1.367.629,00	1.395.665,00	0,01
COELBA		3.088.574.119,82	4.293.449.504,41	28,78	3.149.666.081,11	4.314.394.225,37	27,56	3.329.023.587,81	4.480.709.541,97	26,94	3.667.953.952,81	4.991.464.706,54	27,10
COSERN		776.436.837,19	1.010.309.626,75	7,23	835.887.689,66	1.109.692.304,37	7,32	929.913.077,30	1.229.366.861,83	7,52	978.415.845,51	1.315.352.793,39	7,22
EBO					47.794.069,26	66.020.893,70	0,42	115.081.300,95	156.806.407,98	0,93	123.689.095,73	167.547.697,36	0,91
ENEL CE		1.607.232.719,47	2.183.307.909,49	14,97	1.698.132.292,93	2.336.464.281,39	14,86	1.859.464.306,12	2.558.658.850,72	15,04			
ENERGIPE		391.046.169,32	532.910.599,14	3,64	174.338.791,53	240.262.116,43	1,53				2.241.971.514,04	3.095.465.168,61	16,55
EPB					388.285.263,35	538.763.287,73	3,40	723.382.551,41	997.632.131,11	5,85	771.063.262,18	1.065.641.161,16	5,69
EQUATORIAL AL		539.230.229,88	725.167.048,34	5,02	614.152.324,43	823.782.620,12	5,38	654.328.396,72	876.784.670,50	5,29	641.131.355,34	853.686.121,78	4,73
EQUATORIAL PI		538.062.518,74	735.680.918,06	5,01	583.855.469,74	799.936.838,50	5,11	601.715.621,36	828.401.252,79	4,87	687.590.578,11	945.720.732,28	5,08
ESE					230.939.437,86	310.288.814,30	2,02	457.351.149,31	612.935.396,60	3,70	491.773.620,93	658.806.107,20	3,63
SAELPA		606.548.043,30	842.315.972,12	5,65	259.744.936,54	363.069.710,75	2,27						
SULGIPE		53.239.274,88	70.951.323,36	0,50	55.064.154,60	72.350.760,26	0,48	61.701.981,03	79.992.833,63	0,50	66.979.434,53	87.479.254,50	0,49
TOTAL		10.734.853.823,46	14.705.400.213,50	100	11.425.887.168,91	15.610.937.106,33	100	12.361.136.308,89	16.760.440.249,27	100	13.544.504.820,76	18.432.235.398,75	100

Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados disponibilizados pela ANEEL

APÊNDICE M – Continuação

ANOS	2011			2012			2013			2014		
	REGIÃO NORDESTE	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS
CELPE	2.719.108.296,94	3.732.307.327,36	18,48	2.917.191.026,06	3.977.611.849,89	17,96	2.669.323.888,77	3.562.256.973,91	18,30	3.094.714.151,97	4.146.527.061,02	18,75
CEMAR	1.397.231.476,93	1.810.801.024,03	9,49	1.603.290.041,88	2.083.572.248,41	9,87	1.461.180.346,19	1.895.840.551,26	10,02	1.628.812.231,99	2.145.591.781,75	9,87
CERCOS	1.572.717,00	1.599.948,00	0,01	1.882.698,00	1.911.025,00	0,01	1.907.226,67	1.964.850,94	0,01	2.228.730,37	2.317.048,64	0,01
COELBA	4.160.692.345,89	5.654.954.170,61	28,28	4.481.982.115,20	6.117.603.054,81	27,58	3.801.747.878,22	5.195.610.050,93	26,05	4.191.259.407,69	5.743.991.819,32	25,40
COSERN	1.039.281.978,34	1.385.969.206,28	7,06	1.190.646.882,54	1.596.150.092,88	7,33	1.113.891.720,84	1.470.613.001,78	7,64	1.263.681.355,63	1.674.014.960,17	7,66
EBO	139.815.085,18	190.026.968,29	0,95	162.352.642,90	220.207.940,49	1,00	151.528.411,17	209.650.226,57	1,04	159.185.636,26	222.371.096,20	0,96
ENEL CE	2.279.538.799,85	3.163.112.047,90	15,49	2.410.760.988,09	3.392.825.637,78	14,84	2.213.272.043,36	3.094.684.857,01	15,18	2.609.948.139,81	3.573.192.599,67	15,81
EPB	857.142.574,01	1.180.726.412,20	5,82	970.617.456,70	1.324.667.436,63	5,98	863.052.422,97	1.200.796.980,83	5,92	959.733.794,25	1.355.767.089,28	5,82
EQUATORIAL AL	727.037.458,15	958.109.706,85	4,94	841.691.195,24	1.116.295.080,43	5,18	801.511.354,14	1.078.030.955,03	5,50	935.862.686,32	1.231.813.556,20	5,67
EQUATORIAL PI	761.053.379,77	1.038.177.402,26	5,17	954.420.361,35	1.307.140.021,99	5,88	864.901.048,25	1.156.696.874,43	5,93	935.946.930,26	1.269.945.270,97	5,67
ESE	557.606.450,19	749.999.070,00	3,79	615.077.792,62	833.397.190,55	3,79	565.230.142,61	761.808.947,48	3,88	636.963.565,31	869.183.433,29	3,86
SULGIPE	75.848.169,90	100.512.412,85	0,52	94.227.978,12	124.872.306,93	0,58	76.580.158,17	101.402.517,70	0,53	85.997.222,00	113.523.057,52	0,52
TOTAL	14.715.928.732,15	19.966.295.696,63	100	16.244.141.178,70	22.096.253.885,79	100	14.584.126.641,36	19.729.356.787,87	100	16.504.333.851,86	22.348.238.774,03	100

Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados disponibilizados pela ANEEL

APÊNDICE M – Continuação

ANOS	2015			2016			2017			2018		
	REGIÃO NORDESTE	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS
CELPE	3.769.453.956,09	5.265.994.130,44	17,68	4.139.437.949,06	5.734.496.345,48	17,84	4.251.728.280,55	5.891.214.096,78	17,72	4.880.608.901,78	6.700.857.086,80	17,72
CEMAR	2.135.545.544,12	2.819.403.898,71	10,01	2.466.136.575,17	3.165.437.452,92	10,63	2.694.074.441,47	3.599.481.680,87	11,23	3.083.754.082,15	4.138.744.627,43	11,23
CERCOS	2.934.584,46	3.067.282,23	0,01	3.408.655,64	3.542.527,93	0,01	4.373.301,08	4.524.149,62	0,02	5.638.861,03	5.770.614,75	0,02
COELBA	5.184.871.019,30	7.304.983.334,44	24,32	5.969.264.400,76	8.233.525.453,04	25,72	5.887.572.020,77	8.217.958.090,54	24,54	7.140.169.199,66	9.706.339.685,00	24,54
COSERN	1.469.798.543,80	2.045.432.991,80	6,89	1.631.141.229,77	2.257.494.918,28	7,03	1.649.551.280,50	2.284.922.670,93	6,87	1.925.857.605,14	2.605.478.609,67	6,87
EBO	214.249.589,45	321.359.370,75	1,00	218.206.924,64	314.653.542,01	0,94	204.095.325,00	294.232.486,66	0,85	250.913.419,39	360.266.687,30	0,85
ENEL CE	3.749.466.106,28	5.231.475.157,17	17,58	3.934.856.453,09	5.551.564.781,69	16,95	3.985.230.693,27	5.618.958.921,14	16,61	4.177.291.116,11	5.807.065.532,58	16,61
EPB	1.213.719.204,36	1.805.996.737,10	5,69	1.317.659.171,45	1.882.048.417,92	5,68	1.429.957.721,54	2.053.473.782,90	5,96	1.700.699.999,46	2.409.411.654,73	5,96
EQUATORIAL AL	1.338.436.448,79	1.784.054.431,66	6,28	1.277.907.149,86	1.703.958.646,93	5,51	1.354.800.630,19	1.811.323.839,80	5,65	1.551.815.669,72	2.117.604.532,67	5,65
EQUATORIAL PI	1.337.228.964,17	1.846.453.998,92	6,27	1.254.336.984,59	1.723.220.605,78	5,40	1.497.280.199,66	2.034.639.833,05	6,24	1.764.360.211,91	2.489.141.379,64	6,24
ESE	792.354.475,32	1.145.755.237,97	3,72	854.390.702,38	1.171.281.304,48	3,68	898.442.569,13	1.233.565.383,00	3,74	1.059.557.026,08	1.441.508.387,86	3,74
SULGIPE	118.050.778,90	160.154.803,18	0,55	142.066.298,83	187.825.276,62	0,61	137.898.635,20	182.286.163,56	0,57	159.775.610,63	210.743.816,85	0,57
TOTAL	21.326.109.215,04	29.734.131.374,37	100	23.208.812.495,24	31.929.049.273,08	100	23.995.005.098,36	33.226.581.098,85	100	27.700.441.703,06	37.992.932.615,28	100

Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados disponibilizados pela ANEEL

APÊNDICE M – Continuação

ANOS	2019		
	REGIÃO NORDESTE	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS
CELPE	5.122.456.169,60	7.035.113.393,67	17,09
CEMAR	3.386.567.920,12	4.502.576.206,54	11,30
CERCOS	6.025.232,23	6.135.964,59	0,02
COELBA	7.877.571.012,66	10.886.985.957,69	26,26
COSERN	2.088.919.765,45	2.832.283.956,27	6,97
EBO	253.658.799,56	364.061.069,58	0,85
ENEL CE	4.643.342.505,20	6.342.015.347,88	15,49
EPB	1.837.477.740,66	2.627.060.494,87	6,13
EQUATORIAL AL	1.524.568.083,27	2.116.279.122,35	5,09
EQUATORIAL PI	1.952.639.275,69	2.800.042.619,32	6,51
ESE	1.127.360.390,04	1.545.023.069,25	3,76
SULGIPE	158.891.092,79	211.345.651,43	0,53
TOTAL	29.979.477.987,27	41.268.922.853,44	100

Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados disponibilizados pela ANEEL

EMPRESAS	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
CELPE	20,51	18,71	18,54	20,05	19,95	20,48	20,43	19,24	18,48	17,96	18,30	18,75	17,68	17,84	17,72	17,72	17,09
CEMAR	6,91	7,45	7,55	7,53	8,27	8,61	8,92	9,35	9,49	9,87	10,02	9,87	10,01	10,63	11,23	11,23	11,30
COELBA	27,50	27,56	28,33	27,86	28,78	27,56	26,94	27,10	28,28	27,58	26,05	25,40	24,32	25,72	24,54	24,54	26,26
COSERN	7,79	7,82	7,53	7,04	7,23	7,32	7,52	7,22	7,06	7,33	7,64	7,66	6,89	7,03	6,87	6,87	6,97
ENEL CE	15,70	17,37	16,98	16,63	14,97	14,86	15,04		15,49	14,84	15,18	15,81	17,58	16,95	16,61	16,61	15,49
EQUATORIAL AL	4,98	4,86	5,58	5,29	5,02	5,38	5,29	4,73	4,94	5,18	5,50	5,67	6,28	5,51	5,65	5,65	5,09
EQUATORIAL PI	4,01	4,23	4,28	4,63	5,01	5,11	4,87	5,08	5,17	5,88	5,93	5,67	6,27	5,40	6,24	6,24	6,51
DEMAIS EMPRESAS	12,60	12,00	11,21	10,97	10,77	10,68	10,99	27,28	11,09	11,36	11,38	11,17	10,97	10,92	11,14	11,14	11,29
TOTAL	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00

Fonte: Elaborado pelo autor

APÊNDICE N – VARIAÇÃO ENTRE A RECEITA DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA COM E SEM TRIBUTOS - ACR - REGIÃO NORTE

ANOS	2003			2004			2005			2006		
	REGIÃO NORTE	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS
BOA VISTA	71.518.431,07	84.690.250,37	2,84	57.202.543,69	67.803.666,17	2,73	85.746.242,35	102.249.968,55	2,88	93.167.350,30	114.612.154,57	2,81
CEA	95.885.450,50	109.999.506,95	3,80	79.364.133,93	91.026.811,54	3,79	103.115.999,26	118.386.991,61	3,47	112.981.989,84	129.732.185,37	3,40
CEAM	90.932.449,92	117.883.838,36	3,60	85.043.940,72	110.096.505,94	4,06	116.694.962,64	149.503.447,18	3,92	126.716.809,71	126.716.809,71	3,82
CERON	324.486.633,95	391.890.299,35	12,86	262.261.244,55	313.241.497,83	12,52	390.523.872,55	465.957.197,17	13,13	428.011.080,05	538.113.815,47	12,9
CERR	9.327.870,53	10.755.568,36	0,37	7.832.942,06	8.973.136,23	0,37	9.856.479,31	11.318.913,84	0,33	10.978.418,19	12.616.047,93	0,33
ELETROACRE	96.282.224,14	122.337.778,77	3,82	73.623.947,52	93.900.836,56	3,52	122.530.204,03	156.161.698,17	4,12	138.169.657,66	185.213.732,08	4,16
EQUATORIAL PA	1.014.489.993,62	1.321.386.796,22	40,22	839.857.280,52	1.095.023.719,66	40,11	1.107.147.584,17	1.485.170.674,87	37,21	1.166.120.623,37	1.613.261.861,30	35,1
ETO	208.086.018,73	265.946.817,42	8,25	163.852.625,75	210.245.081,04	7,82	251.719.993,41	335.408.110,04	8,46	294.247.360,56	407.537.725,33	8,86
JARI	2.716.449,33	3.530.415,57	0,11	2.182.557,79	2.860.589,97	0,10	3.721.036,00	5.125.069,35	0,13	3.425.065,78	5.256.642,15	0,10
MANAUS	608.786.902,77	799.650.956,55	24,13	523.286.301,76	687.456.335,50	24,98	783.990.768,00	1.027.401.420,87	26,35	946.341.028,06	1.304.969.569,24	28,5
TOTAL	2.522.512.424,56	3.228.072.227,92	100	2.094.507.518,29	2.680.628.180,44	100	2.975.047.141,72	3.856.683.491,65	100	3.320.159.383,52	4.438.030.543,15	100

Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados disponibilizados pela ANEEL

APÊNDICE N – Continuação

ANOS REGIÃO NORTE	2007			2008			2009			2010		
	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%
AME							476.894.997,63	604.259.366,75	11,18	1.276.665.571,56	1.565.972.918,76	27,92
BOA VISTA	107.438.580,72	134.610.428,96	3,06	117.462.899,35	147.608.221,75	3,08	143.923.907,03	181.111.195,88	3,37	121.114.505,21	151.370.128,90	2,65
CEA	120.518.291,25	149.186.147,27	3,43	124.930.908,65	160.936.097,46	3,28	133.929.557,67	164.960.194,19	3,14	147.571.426,59	169.403.037,91	3,23
CEAM	143.886.051,46	143.886.051,46	4,10	169.724.225,48	169.724.225,48	4,45	212.110.423,44	212.110.423,44	4,97			
CERON	489.750.073,10	617.864.041,81	13,94	511.820.196,15	646.325.384,21	13,42	637.014.549,61	792.156.703,57	14,93	615.656.474,24	767.287.307,75	13,46
CERR	11.136.544,07	12.810.160,23	0,32	11.874.683,73	13.534.371,76	0,31	19.481.670,74	22.411.625,30	0,46	17.049.164,51	18.399.397,70	0,37
ELETROACRE	161.887.774,83	219.201.220,86	4,61	160.946.371,14	217.753.319,36	4,22	204.661.705,79	277.935.099,82	4,80	217.333.391,37	293.604.899,71	4,75
EQUATORIAL PA	1.203.147.336,79	1.659.929.743,43	34,23	1.301.046.579,94	1.775.155.673,93	34,10	1.463.765.780,07	1.981.999.548,94	34,28	1.710.364.201,59	2.327.096.148,14	37,40
ETO	352.649.372,18	485.496.435,60	10,04	383.501.015,49	521.905.041,28	10,05	395.064.436,72	531.279.703,98	9,26	462.179.974,02	626.705.710,60	10,11
JARI	4.493.587,37	6.759.357,69	0,13	4.209.904,06	6.856.869,56	0,11	4.517.128,26	6.254.784,28	0,11	5.103.989,08	6.855.259,51	0,11
MANAUS	918.210.477,06	1.180.622.632,32	26,14	1.028.990.202,23	1.315.713.179,40	26,98	575.975.369,66	759.081.181,83	13,50			
TOTAL	3.513.118.088,83	4.610.366.219,63	100	3.814.506.986,22	4.975.512.384,19	100	4.267.339.526,62	5.533.559.827,98	100	4.573.038.698,17	5.926.694.808,98	100

Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados disponibilizados pela ANEEL

APÊNDICE N – Continuação

ANOS	2015			2016			2017			2018		
	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%
AME	1.815.840.626,79	1.999.075.924,29	21,68	2.182.730.170,06	2.617.617.089,73	23,83	2.337.437.724,91	2.797.577.193,28	24,15	2.612.473.419,91	3.121.399.847,08	24,55
BOA VISTA	209.105.173,50	257.081.053,02	2,50	243.070.495,27	292.610.166,82	2,65	304.347.159,61	371.605.399,08	3,14	421.486.408,82	516.768.286,52	3,96
CEA	313.634.955,36	361.350.520,14	3,74	303.279.227,47	376.191.513,12	3,31	429.461.172,09	526.948.949,49	4,44	550.923.663,44	680.111.075,70	5,18
CERON	1.256.956.507,68	1.629.421.428,01	15,01	1.281.930.143,59	1.662.795.070,97	14,00	1.193.642.801,15	1.515.486.172,58	12,33	1.296.425.419,00	1.668.774.266,91	12,18
CERR	43.295.817,73	45.823.422,13	0,52	46.924.219,52	50.627.531,01	0,51			0,00			
ELETROACRE	377.295.718,78	504.551.666,57	4,51	400.514.139,78	541.846.158,63	4,37	446.757.649,00	591.879.872,29	4,62	465.543.980,82	605.875.569,72	4,37
EQUATORIAL PA	3.472.901.626,95	4.961.880.823,02	41,46	3.770.499.099,53	5.235.459.642,52	41,19	3.961.417.280,49	5.537.505.867,47	40,93	4.187.526.824,25	5.793.538.522,06	39,34
ETO	883.475.167,32	1.180.403.312,99	10,55	928.955.318,10	1.254.822.291,60	10,14	1.005.732.428,62	1.397.946.424,14	10,39	1.109.114.007,99	1.505.732.779,97	10,42
TOTAL	8.374.964.254,29	11.142.828.091,78	100	9.157.902.813,32	12.031.969.464,40	100	9.678.796.215,87	12.738.949.878,33	100	10.643.493.724,23	13.892.200.347,96	100

ANOS	2019		
	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%
AME	3.020.977.657,59	3.587.425.622,82	25,48
BOA VISTA	541.223.256,36	652.624.429,13	4,57
CEA	554.817.420,01	684.042.466,14	4,68
CERON	1.621.699.746,64	2.087.303.742,14	13,68
ELETROACRE	550.136.165,98	734.228.404,98	4,64
EQUATORIAL PA	4.381.182.912,45	6.255.625.060,70	36,96
ETO	1.184.765.102,27	1.622.107.867,35	9,99
TOTAL	11.854.802.261,30	15.623.357.593,26	100

Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados disponibilizados pela ANEEL

APÊNDICE N – Continuação

EMPRESAS	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
AME							11,18	27,92	27,13	28,95	26,01	22,41	21,68	23,83	24,15	24,55	25,48
CERON	12,86	12,52	13,13	12,89	13,94	13,42	14,93	13,46	14,54	15,64	15,60	15,47	15,01	14,00	12,33	12,18	13,68
EQUATORIAL PA	40,22	40,11	37,21	35,13	34,23	34,10	34,28	37,40	37,01	34,28	36,43	40,12	41,46	41,19	40,93	39,34	36,96
ETO	8,25	7,82	8,46	8,86	10,04	10,05	9,26	10,11	10,19	9,70	10,04	10,14	10,55	10,14	10,39	10,42	9,99
MANAUS	24,13	24,98	26,35	28,50	26,14	26,98	13,50										
DEMAIS EMPRESAS	14,54	14,57	14,85	14,62	15,66	15,45	16,85	11,11	11,13	11,43	11,92	11,86	11,30	10,84	12,20	13,51	13,89
TOTAL	100,00	100,00	100,00	100,00	100,01	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00

Fonte: Elaborado pelo autor

APÊNDICE O – VARIAÇÃO ENTRE A RECEITA DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA COM E SEM TRIBUTOS - ACR - REGIÃO SUDESTE

ANOS	2003			2008			2013			2019		
	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%
CAIUÁ	158.656.409,18	191.735.762,41	0,55									
CEDRAP				1.564.714,68	1.812.468,01	0,004	9.960.234,46	12.111.060,53	0,02	17.785.380,04	21.494.044,23	0,02
CEDRI				919.741,62	1.116.179,29	0,003	2.634.441,94	3.234.622,13	0,01	12.074.849,96	15.113.263,80	0,02
CEMIG-D	5.254.723.115,45	6.659.649.392,71	18,25	6.447.869.701,78	8.911.410.038,04	17,99	7.312.835.059,00	925.666.097,09	17,58	13.762.092.024,78	19.523.380.227,87	17,96
CEMIRIM										45.466.448,19	52.623.000,37	0,06
CENF	53.805.165,64	70.340.332,50	0,19	37.581.039,12	54.332.418,13	0,10						
CERAL										14.371.893,73	14.484.599,08	0,02
CERCI										33.878.097,70	33.913.024,06	0,04
CERES				3.055.060,67	3.055.060,67	0,01	6.406.407,51	6.447.757,67	0,02	15.059.115,10	15.241.352,92	0,02
CERIM				3.741.113,67	4.625.791,92	0,01	11.297.498,11	14.136.419,24	0,03	23.639.521,72	29.773.446,01	0,03
CERIPA				10.878.213,67	11.978.045,04	0,03	21.598.865,44	24.752.715,28	0,05	62.936.875,76	70.504.100,47	0,08
CERIS				1.739.034,72	2.171.777,88	0,005	4.704.707,50	6.046.900,76	0,01	7.913.098,89	9.997.845,11	0,01
CERMC				1.998.160,11	2.355.453,84	0,01	5.162.792,21	6.207.763,21	0,01	11.210.643,70	13.501.818,57	0,01
CERNHE				1.004.978,83	1.107.040,86	0,003	3.002.388,95	3.362.313,38	0,01	7.095.076,66	8.252.218,71	0,01
CERPRO				1.524.681,71	1.797.421,09	0,004	4.852.837,14	5.859.876,90	0,01	9.427.439,31	11.318.447,76	0,01
CERRP				2.828.145,20	3.308.844,37	0,01	9.157.105,70	11.219.229,06	0,02	32.443.520,01	39.436.207,55	0,04
CERVAM										15.673.092,91	18.616.070,06	0,02
CETRIL				6.432.639,08	7.705.471,70	0,02	22.620.996,18	27.515.581,57	0,05	49.568.494,88	59.926.086,41	0,06
CFLCL	207.531.921,82	261.574.685,82	0,72	106.536.105,72	145.998.113,12	0,30				0,00	0,00	
CNEE	78.217.384,35	94.232.750,25	0,27	104.958.596,77	135.352.199,49	0,29	134.823.206,08	174.019.445,62	0,32	1.025.451.712,76	1.311.109.184,94	1,34
CPFL JAGUARI	62.515.115,74	75.479.229,21	0,22	83.739.337,44	107.857.426,16	0,23	92.064.014,92	116.654.424,49	0,22			
CPFL LESTE PAULISTA	46.883.037,76	54.749.455,55	0,16	75.013.675,45	95.137.909,33	0,21	71.349.065,20	87.519.000,11	0,17			
CPFL MOCOCA	30.913.381,53	37.330.026,47	0,11	51.122.943,31	66.169.003,79	0,14	58.962.603,61	76.185.929,06	0,14			
CPFL- PIRATININGA	1.828.570.495,99	2.224.833.186,31	6,35	1.909.804.096,70	2.465.594.432,10	5,33	2.239.195.540,98	2.899.544.756,39	5,38	4.057.034.621,79	5.351.996.332,78	5,29
CPFL SANTA CRUZ	132.471.656,61	159.394.652,79	0,46	191.409.404,98	245.873.837,84	0,53	221.558.476,50	282.630.634,13	0,53			

Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados disponibilizados pela ANEEL

APÊNDICE O – Continuação

ANOS	2003			2008			2013			2019		
	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%
CPFL SUL PAULISTA	58.369.526,31	69.720.589,67	0,20	90.235.176,25	115.449.375,94	0,25	95.940.658,89	120.710.507,70	0,23			
CPFL-PAULISTA	3.527.012.962,87	4.295.558.528,20	12,25	4.516.512.806,77	5.801.936.299,30	12,60	5.355.094.007,58	6.870.850.407,13	12,88	10.023.275.543,94	13.210.953.712,35	13,08
DMED	60.833.004,10	73.207.048,52	0,21	91.780.172,10	118.167.818,95	0,26	95.239.229,11	131.781.593,86	0,23	138.835.477,16	205.477.025,62	0,18
EDEVP				170.150.564,91	216.448.632,70	0,47	203.504.803,48	258.486.106,75	0,49			
EDP ES	911.302.463,67	1.189.202.377,55	3,17	1.178.938.545,89	1.658.708.290,34	3,29	1.602.676.351,00	2.251.030.361,00	3,85	3.126.202.021,88	4.315.924.425,20	4,08
EDP SP	1.774.221.532,84	2.161.683.619,54	6,16	1.976.035.218,24	2.585.153.412,02	5,51	2.440.356.216,65	3.165.294.767,85	5,87	4.226.784.586,58	5.512.972.643,65	5,52
EEB	117.936.741,87	145.238.192,26	0,41	162.091.269,24	212.503.524,75	0,45	193.948.005,25	252.787.255,68	0,47			
EEVP	125.815.937,43	150.482.113,22	0,44									
ELEKTRO	1.866.867.337,89	2.263.605.919,02	6,48	2.550.608.765,76	3.307.910.491,72	7,12	3.155.176.356,92	4.092.954.110,92	7,59	5.952.236.573,83	7.689.964.916,87	7,77
ELETROPAULO	6.709.637.687,91	8.270.917.685,30	23,30	8.135.965.448,09	10.812.183.245,18	22,73	8.493.999.443,25	11.146.114.222,59	20,45	15.587.463.930,69	20.525.216.756,97	20,36
ELFSM	54.203.949,95	69.121.754,24	0,19	94.497.974,21	131.118.463,57	0,26	125.589.702,61	171.496.665,32	0,30	248.838.137,28	345.757.546,86	0,32
EMG				212.946.239,29	285.464.497,06	0,59	357.660.630,90	483.689.284,45	0,86	645.951.292,65	940.795.353,94	0,84
ENEL RJ	1.657.687.741,70	2.224.012.873,50	5,76	2.463.435.419,14	3.572.052.777,54	6,87	3.008.443.582,51	4.372.853.046,94	7,23	5.284.131.627,25	7.708.614.448,50	6,90
ENF				41.986.012,98	60.740.789,69	0,12	92.686.197,22	130.631.434,20	0,22	176.482.905,84	251.808.350,68	0,23
ESS				193.312.804,89	249.039.628,50	0,54	282.215.959,52	363.329.443,26	0,68	1.590.991.712,91	2.098.239.931,92	2,08
LIGHT	4.074.046.459,02	5.529.128.159,17	14,15	4.912.232.336,89	7.231.373.027,79	13,71	5.853.425.118,25	8.345.670.226,60	14,07	10.423.249.809,46	15.116.054.326,74	13,60
TOTAL	28.792.223.029,63	36.271.198.334,21	100	35.834.450.139,88	48.627.009.207,72	100	41.588.142.504,57	55.840.793.960,87	100	76.627.565.527,36	104.522.460.710,00	100

Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados disponibilizados pela ANEEL

APÊNDICE O – Continuação

EMPRESAS	2003	2008	2013	2019
CEMIG-D	18,25	17,99	17,58	17,96
CPFL- PIRATININGA	6,35	5,33	5,38	5,29
CPFL-PAULISTA	12,25	12,60	12,88	13,08
EDP ES	3,17	3,29	3,85	4,08
EDP SP	6,16	5,51	5,87	5,52
ELEKTRO	6,48	7,12	7,59	7,77
ELETROPAULO	23,30	22,73	20,45	20,36
ENEL RJ	5,76	6,87	7,23	6,90
LIGHT	14,15	13,71	14,07	13,60
DEMAIS EMPRESAS	4,13	4,85	5,10	5,44
TOTAL	100,00	100,00	100,00	100,00

Fonte: Elaborado pelo autor

APÊNDICE P – VARIAÇÃO ENTRE A RECEITA DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA COM E SEM TRIBUTOS - ACR - REGIÃO SUL

ANOS	2003			2008			2013			2019			
	REGIÃO SUL	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%
CASTRO-DIS											12.805.668,32	15.779.723,58	0,05
CEEE	1.272.310.898,27	1.641.638.276,77	15,12										
CEEE-D				1.636.380.970,42	2.263.962.978,59	12,84	1.945.618.703,51	2.623.159.442,10	12,96	3.421.878.568,94	5.038.830.437,46	12,17	
CEGERO											51.988.841,83	68.710.641,58	0,18
CEJAMA							7.166.362,86	9.202.242,80	0,05	15.481.513,55	19.863.877,69	0,06	
CELESC	2.142.964.144,16	2.809.696.361,93	25,46										
CELESC-DIS				3.450.570.653,54	4.659.948.552,90	27,07	3.728.429.965,93	4.995.349.618,46	24,85	7.001.208.613,38	9.417.492.124,12	24,90	
CEPRAG							10.192.980,85	12.637.347,39	0,07	27.504.590,80	34.219.217,14	0,10	
CERAÇÁ							12.815.830,55	16.693.837,58	0,09	32.237.781,40	42.308.526,40	0,11	
CERAL							2.131.572,20	2.797.868,27	0,01	5.498.407,31	7.147.653,26	0,02	
CERAL DIS							4.259.276,94	5.063.655,97	0,03	10.302.158,59	12.415.815,26	0,04	
CERBRANORTE							25.376.129,76	32.499.391,97	0,17	58.926.431,98	75.739.042,48	0,21	
CEREJ							8.159.422,08	9.967.131,02	0,05	20.115.226,26	24.782.185,22	0,07	
CERFOX											26.428.300,75	33.032.538,94	0,09
CERGAL							16.204.862,88	20.401.610,39	0,11	35.779.891,27	45.092.154,87	0,13	
CERGAPA							4.627.489,21	5.854.530,02	0,03	13.159.198,66	16.824.274,50	0,05	
CERGRAL							5.646.903,32	7.127.467,64	0,04	12.646.695,01	16.608.641,11	0,04	
CERILUZ							23.549.274,76	28.122.341,26	0,16	51.877.744,31	65.045.423,69	0,18	
CERMISSÕES							26.842.025,01	32.136.380,28	0,18	59.664.087,21	75.353.915,50	0,21	
CERMOFUL							26.876.889,35	34.918.854,59	0,18	45.682.420,50	59.161.781,06	0,16	
CERPALO							10.468.782,97	13.407.608,35	0,07	28.476.909,81	36.661.472,62	0,10	
CERSAD											3.966.715,31	5.240.085,17	0,01
CERSUL							25.406.529,50	32.718.326,45	0,17	42.260.914,99	54.271.661,66	0,15	
CERTAJA				6.351.912,78	7.612.830,28	0,05	24.605.961,62	29.828.053,09	0,16	54.959.017,68	69.625.315,24	0,20	
CERTEL							79.634.461,28	101.069.529,96	0,53	161.317.790,50	213.166.330,52	0,57	

Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados disponibilizados pela ANEEL

APÊNDICE P – Continuação

ANOS	2003			2008			2013			2019			
	REGIÃO SUL	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%
CERTHIL											26.428.518,28	32.419.806,67	0,09
CERTREL							9.597.549,80	12.452.218,04	0,06	17.512.234,89	22.616.917,66	0,06	
CFLO	34.244.799,88	46.508.481,26	0,41	50.816.209,77	73.929.653,84	0,40	65.498.080,16	98.354.173,47	0,44	0,00	0,00	0,00	
COCEL	27.202.645,72	37.031.777,06	0,32	47.906.254,15	68.901.016,85	0,38	65.183.920,20	94.044.504,53	0,43	99.067.593,88	150.283.316,21	0,35	
CODESAM											16.786.854,29	23.371.736,10	0,06
COOPERA							44.754.801,57	58.046.237,03	0,30	90.894.456,45	114.086.513,99	0,32	
COOPERALIANÇA	17.861.509,49	22.392.403,56	0,21	36.794.022,92	46.995.010,05	0,29	47.157.853,48	60.645.847,57	0,31	72.581.420,82	93.182.708,29	0,26	
COOPERCOCAL							12.372.911,51	15.783.395,40	0,08	32.297.656,51	41.638.713,56	0,11	
COOPERLUZ							13.058.226,54	14.785.067,82	0,09	24.668.557,24	30.087.637,72	0,09	
COOPERMILA							2.629.854,12	3.414.935,44	0,02	7.632.346,84	9.954.683,81	0,03	
COOPERNORTE										7.531.693,18	10.010.586,36	0,03	
COOPERSUL										7.418.986,65	9.612.665,49	0,03	
COOPERZEM										20.533.984,33	26.463.047,15	0,07	
COORSEL							9.287.469,44	11.765.562,07	0,06	25.360.006,50	32.323.511,67	0,09	
COPEL-DIS	2.534.470.153,95	3.433.452.410,91	30,12	3.997.634.343,81	5.874.004.652,06	31,37	4.970.873.089,17	7.278.552.137,34	33,13	9.413.097.784,17	14.119.312.550,95	33,48	
COPREL							79.447.475,56	92.743.136,80	0,53	175.423.789,20	212.933.112,88	0,62	
CRELUZ-D							21.392.203,48	25.265.765,42	0,14	46.604.190,85	59.060.066,29	0,17	
CRERAL							8.867.995,68	10.206.436,26	0,06	29.057.131,06	34.973.728,42	0,10	
DEMEI	15.381.211,45	20.241.688,58	0,18	28.259.108,92	37.441.170,13	0,22	35.482.831,87	47.161.110,03	0,24	70.935.222,82	101.225.781,13	0,25	
EFLJC	2.409.388,29	3.232.222,15	0,03	2.944.026,32	4.020.847,26	0,02	3.797.236,97	5.200.136,66	0,03	8.717.985,66	11.844.181,39	0,03	
EFLUL	8.072.441,75	10.560.033,10	0,10	13.176.253,68	18.525.514,34	0,10	15.116.800,75	20.977.396,33	0,10	19.471.730,20	26.822.997,44	0,07	
ELETROCAR	21.203.891,01	26.931.523,53	0,25	40.022.397,29	54.840.082,28	0,31	47.564.309,33	65.005.274,79	0,32	82.821.702,57	122.004.511,94	0,29	
FORCEL	4.070.483,37	5.463.438,23	0,05	7.595.935,16	10.411.744,49	0,06	11.179.152,38	16.649.796,25	0,07	18.895.140,62	27.268.872,52	0,07	
HIDROPAN	10.562.195,46	13.558.439,36	0,13	22.650.806,12	30.081.016,02	0,18	29.860.607,92	40.460.482,80	0,20	44.513.932,18	66.665.912,43	0,16	

Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados disponibilizados pela ANEEL

APÊNDICE P – Continuação

ANOS	2003			2008			2013			2019		
	REGIÃO SUL	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS	%	SEM TRIBUTOS	COM TRIBUTOS
MUXENERGIA	4.505.325,31	5.785.886,55	0,05	10.982.217,59	14.651.137,02	0,09	14.788.682,73	19.974.045,41	0,10	29.175.242,71	41.802.241,94	0,10
RGE	1.178.011.848,38	1.481.574.925,38	14,00	1.812.087.163,00	2.434.343.134,00	14,22	1.763.947.546,35	2.359.435.955,74	11,76	1.334.215.905,02	1.952.754.757,66	4,75
RGE SUL	1.114.131.647,95	1.419.802.760,83	13,24	1.518.100.477,92	2.038.535.177,68	11,91	1.677.678.228,38	2.240.753.309,30	11,18	5.089.903.969,66	7.499.175.964,33	18,08
UHENPAL	7.084.355,63	8.755.388,53	0,08	16.452.525,90	22.014.542,59	0,13	16.909.198,68	22.094.592,64	0,11	35.321.378,86	51.102.131,35	0,13
TOTAL	8.415.870.203,63	11.013.604.418,95	100	12.745.168.188,78	17.722.858.848,40	100	15.003.861.764,23	20.691.925.642,00	100	28.116.631.633,95	40.473.079.180,90	100

Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados disponibilizados pela ANEEL

EMPRESAS	2003	2008	2013	2019
CEEE-D	15,12	12,84	12,96	12,17
CELESC-DIS	25,46	27,07	24,85	24,90
COPEL-DIS	30,12	31,37	33,13	33,48
RGE	14,00	14,22	11,76	4,75
RGE SUL	13,24	11,91	11,18	18,08
DEMAIS EMPRESAS	2,06	2,59	6,12	6,62
TOTAL	100,00	100,00	100,00	100,00

Fonte: Elaborado pelo autor

APÊNDICE Q – VALORES COLETADOS DE ALGUNS ENCARGOS SETORIAIS DE RESPONSABILIDADE DAS DISTRIBUIDORAS
(EM REAIS)

ANO	P&D	PEE	TFSEE	CDE	CCC	RGR
2011	177.234.246,69	385.538.478,44	464.406.284,85	3.163.766.539,85	792.928.903,78	672.361.455,09
2012	196.532.930,09	431.671.889,02	482.285.500,89	3.547.145.463,29	4.372.041.837,77	1.253.686.473,29
2013	202.026.137,96	422.490.275,09	467.105.770,86	969.085.786,42		
2014	196.267.024,34	499.866.355,39	413.645.284,07	1.627.981.811,19		
2015	241.614.725,79	585.385.268,53	458.248.135,59	21.922.262.883,00		
2016	231.368.352,42	570.792.262,44	509.758.592,48	14.680.269.955,00		
2017	272.545.024,33	539.843.978,00	544.153.666,29	12.475.842.565,07		
2018	289.601.940,17	570.595.469,52	579.792.655,94	16.528.221.341,97		
2019	306.321.541,61	603.954.447,14	683.942.904,04	16.498.305.793,35		
TOTAL	2.113.511.923,41	4.610.138.423,56	4.603.338.795,01	91.412.882.139,14	5.164.970.741,55	1.926.047.928,38

Fonte: Elaborado pelo autor

APÊNDICE R – VARIAÇÃO DOS ENCARGOS SETORIAIS EM COMPARAÇÃO AO PIB (EM %)

ANO	P&D		PEE		TFSEE		CDE	
2011	177.234.246,69	%	385.538.478,44	%	464.406.284,85	%	3.163.766.539,85	%
2012	196.532.930,09	10,89	431.671.889,02	11,97	482.285.500,89	3,85	3.547.145.463,29	12,12
2013	202.026.137,96	2,80	422.490.275,09	- 2,13	467.105.770,86	- 3,15	969.085.786,42	- 72,68
2014	196.267.024,34	- 2,85	499.866.355,39	18,31	413.645.284,07	- 11,45	1.627.981.811,19	67,99
2015	241.614.725,79	23,11	585.385.268,53	17,11	458.248.135,59	10,78	21.922.262.883,00	1.246,59
2016	231.368.352,42	- 4,24	570.792.262,44	- 2,49	509.758.592,48	11,24	14.680.269.955,00	- 33,03
2017	272.545.024,33	17,80	539.843.978,00	- 5,42	544.153.666,29	6,75	12.475.842.565,07	- 15,02
2018	289.601.940,17	6,26	570.595.469,52	5,70	579.792.655,94	6,55	16.528.221.341,97	32,48
2019	306.321.541,61	5,77	603.954.447,14	5,85	683.942.904,04	17,96	16.498.305.793,35	- 0,18
TOTAL	2.113.511.923,41		4.610.138.423,56		4.603.338.795,01		91.412.882.139,14	

Fonte: Elaborado pelo autor

APÊNDICE S – COMPOSIÇÃO DA RECEITA BRUTA DA CEMIG-D NOS ANOS DE 2009 A 2019 (EM MILHARES DE REAIS)

ANOS	2019	%	2018	%	2017	%	2016	%	2015	%	2014	%
Fornecimento bruto de energia elétrica e receita de uso da rede - consumidores cativos	19.966.951,00	76,91	17.885.000,00	74,56	16.442.514,00	76,51	16.687.191,00	86,84	16.515.493,00	73,14	11.443.318,00	74,59
Receita de uso da rede - consumidores livres	2.746.532,00	10,58	2.066.845,00	8,62	1.643.377,00	7,65	1.740.685,00	9,06	1.499.829,00	6,64	893.417,00	5,82
Constituição (realização) de CVA e outros componentes financeiros	57.988,00	0,22	1.973.064,00	8,23	988.260,00	4,60	-1.455.057,00	-7,57	1.703.627,00	7,54	1.106.675,00	7,21
Receita de construção de infraestrutura de distribuição	936.332,00	3,61	756.964,00	3,16	1.044.682,00	4,86	1.101.966,00	5,73	1.043.806,00	4,62	861.437,00	5,61
Ajuste de expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro indenizável da concessão	17.839,00	0,07	325,00	0,00	8.587,00	0,04	7.582,00	0,04	575.631,00	2,55	-	0,00
Multa por violação de padrão indicador de continuidade	-57.897,00	-0,22	-44.326,00	-0,18	-	0,00	-	0,00	-	0,00	-	0,00
Recuperação de créditos de PIS/Pasep e COFINS sobre ICMS	830.343,00	3,20	-	0,00	-	0,00	-	0,00	-	0,00	-	0,00
Outras receitas operacionais	1.461.663,00	5,63	1.344.778,00	5,61	1.362.392,00	6,34	1.133.677,00	5,90	1.244.279,00	5,51	1.039.158,00	6,77
RECEITA BRUTA (1)	25.959.751,00	100	23.982.650,00	100	21.489.812,00	100	19.216.044,00	100	22.582.665,00	100	15.344.005,00	100

ANOS	2013	%	2012	%	2011	%	2010	%	2009	%
Fornecimento bruto de energia elétrica e receita de uso da rede - consumidores cativos	9.816.142,00	77,04	10.791.691,00	75,52	9.881.600,00	75,62	9.217.639,00	77,71	9.223.397,00	87,81
Receita de uso da rede - consumidores livres	1.046.510,00	8,21	1.871.596,00	13,10	1.825.205,00	13,97	1.640.489,00	13,83	1.195.506,00	11,38
Constituição (realização) de CVA e outros componentes financeiros	-	0,00	-	0,00	-	0,00	-	0,00	-	0,00
Receita de construção de infraestrutura de distribuição	883.801,00	6,94	1.228.483,00	8,60	1.175.319,00	8,99	785.881,00	6,63	-	0,00
Ajuste de expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro indenizável da concessão	-	0,00	-	0,00	-	0,00	-	0,00	-	0,00
Multa por violação de padrão indicador de continuidade	-	0,00	-	0,00	-	0,00	-	0,00	-	0,00
Recuperação de créditos de PIS/Pasep e COFINS sobre ICMS	-	0,00	-	0,00	-	0,00	-	0,00	-	0,00
Outras receitas operacionais	994.812,00	7,81	396.916,00	2,78	185.284,00	1,42	216.527,00	1,83	85.443,00	0,81
RECEITA BRUTA (1)	12.741.265,00	100	14.288.686,00	100	13.067.408,00	100	11.860.536,00	100	10.504.346,00	100

Fonte: Elaborado pelo autor com base nas Demonstrações Contábeis da CEMIG-D

APÊNDICE T – COMPOSIÇÃO DA RECEITA DE FORNECIMENTO NO ACR POR CLASSE DE CONSUMIDOR (EM MILHARES DE REAIS)

CLASSE DE CONSUMIDORES	2019	%	2018	%	2017	%	2016	%	2015	%	2014	%
Residencial	9.668.234,00	48,42	8.657.641,00	48,41	7.841.856,00	47,69	7.819.175,00	46,86	7.297.557,00	44,19	5.183.149,00	45,29
Industrial	1.581.092,00	7,92	1.613.072,00	9,02	1.500.091,00	9,12	1.813.176,00	10,87	2.071.900,00	12,55	1.487.561,00	13,00
Comércio, serviços e outros	4.549.469,00	22,78	3.969.715,00	22,20	3.766.125,00	22,90	4.137.293,00	24,79	3.859.963,00	23,37	2.703.724,00	23,63
Rural	2.057.510,00	10,30	1.793.128,00	10,03	1.628.883,00	9,91	1.463.470,00	8,77	1.406.590,00	8,52	908.436,00	7,94
Poder público	653.551,00	3,27	574.975,00	3,21	531.761,00	3,23	544.554,00	3,26	547.707,00	3,32	381.144,00	3,33
Iluminação pública	614.319,00	3,08	585.260,00	3,27	536.788,00	3,26	528.378,00	3,17	532.603,00	3,22	357.892,00	3,13
Serviço público	724.904,00	3,63	646.399,00	3,61	589.451,00	3,58	546.764,00	3,28	540.386,00	3,27	368.136,00	3,22
Subtotal	19.849.079,00	99,41	17.840.190,00	99,75	16.394.955,00	99,71	16.852.810,00	100,99	16.256.706,00	98,43	11.390.042,00	99,53
Transações com Energia na CCEE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Subvenção para Consumidores de Baixa Renda	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fornecimento não faturado líquido	117.872,00	0,59	44.810,00	0,25	47.559,00	0,29	- 165.619,00	- 0,99	258.787,00	1,57	53.276,00	0,47
RECEITA DE FORNECIMENTO BRUTO DE ENERGIA ELÉTRICA E USO DA REDE	19.966.951,00	100	17.885.000,00	100	16.442.514,00	100	16.687.191,00	100	16.515.493,00	100	11.443.318,00	100

CLASSE DE CONSUMIDORES	2013	%	2012	%	2011	%	2010	%	2009	%
Residencial	4.517.617,00	46,02	4.890.383,00	45,32	4.303.276,00	43,55	3.958.883,00	42,95	3.691.454,00	40,02
Industrial	1.310.218,00	13,35	1.556.308,00	14,42	1.643.756,00	16,63	1.684.748,00	18,28	1.730.218,00	18,76
Comércio, serviços e outros	2.282.075,00	23,25	2.478.578,00	22,97	2.239.724,00	22,67	2.114.226,00	22,94	2.060.567,00	22,34
Rural	740.809,00	7,55	781.601,00	7,24	703.599,00	7,12	628.997,00	6,82	563.757,00	6,11
Poder público	328.240,00	3,34	364.096,00	3,37	336.394,00	3,40	325.667,00	3,53	311.481,00	3,38
Iluminação pública	310.770,00	3,17	341.901,00	3,17	314.147,00	3,18	276.944,00	3,00	271.510,00	2,94
Serviço público	319.662,00	3,26	355.176,00	3,29	331.235,00	3,35	323.699,00	3,51	316.867,00	3,44
Subtotal	9.809.391,00	99,93	10.768.043,00	99,78	9.872.131,00	99,90	9.313.164,00	101,04	8.945.854,00	96,99
Transações com Energia na CCEE	-	-	-	-	-	-	5.898,00	0,06	476,00	0,01
Subvenção para Consumidores de Baixa Renda	-	-	-	-	-	-	-	-	264.734,00	2,87
Fornecimento não faturado líquido	6.751,00	0,07	23.648,00	0,22	9.469,00	0,10	- 101.423,00	- 1,10	12.333,00	0,13
RECEITA DE FORNECIMENTO BRUTO DE ENERGIA ELÉTRICA E USO DA REDE	9.816.142,00	100	10.791.691,00	100	9.881.600,00	100	9.217.639,00	100	9.223.397,00	100

Fonte: Elaborado pelo autor com base nas Demonstrações Contábeis da CEMIG-D

APÊNDICE U – COMPOSIÇÃO DOS TRIBUTOS E ENCARGOS DOS CONSUMIDORES (EM MILHARES DE REAIS)

ANOS	2019	%	2018	%	2017	%	2016	%	2015	%	2014	%
ICMS	5.418.597,00	53,96	4.821.866,00	47,15	4.951.109,00	53,95	4.408.842,00	51,15	3.658.807,00	38,03	2.564.586,00	62,51
PIS/PASEP	349.309,00	3,48	383.994,00	3,76	338.011,00	3,68	299.345,00	3,47	346.913,00	3,61	223.997,00	5,46
COFINS	1.608.939,00	16,02	1.768.648,00	17,30	1.556.897,00	16,96	1.378.813,00	16,00	1.597.902,00	16,61	1.031.654,00	25,14
ISSQN	756,00	0,01	927,00	0,01	515,00	0,01	535,00	0,01	434,00	0,00	427,00	0,01
TRIBUTOS SOBRE AS RECEITAS (1)	7.377.601,00	73,47	6.975.435,00	68,21	6.846.532,00	74,60	6.087.535,00	70,62	5.604.056,00	58,25	3.820.664,00	93,12
Encargos do consumidor												
RGR	-		-		-		-		-		-	
PEE	68.584,00	0,68	64.309,00	0,63	55.646,00	0,61	58.056,00	0,67	45.151,00	0,47	46.921,00	1,14
CDE	2.213.435,00	22,04	2.450.044,00	23,96	1.749.551,00	19,06	2.039.925,00	23,67	2.844.510,00	29,57	194.303,00	4,74
CCC	-		-		-		-		-		-	
P&D	27.434,00	0,27	25.724,00	0,25	22.259,00	0,24	23.222,00	0,27	18.060,00	0,19	18.769,00	0,46
PROINFRA	27.434,00	0,27	25.724,00	0,25	22.259,00	0,24	23.222,00	0,27	18.060,00	0,19	18.576,00	0,45
Pesquisa expansão sistema energético	13.717,00	0,14	12.862,00	0,13	11.129,00	0,12	11.612,00	0,13	9.030,00	0,09	9.288,00	0,23
Encargos Adicionais Lei 12.111/09	-		-		-		-		-		- 5.614,00	-0,14
Encargos consumidor bandeiras tarifárias	294.004,00	2,93	654.470,00	6,40	453.775,00	4,94	360.012,00	4,18	1.066.860,00	11,09	-	
TFSEE	18.801,00	0,19	17.222,00	0,17	16.330,00	0,18	15.957,00	0,19	14.636,00	0,15	-	
ENCARGOS DO CONSUMIDOR (2)	2.663.409,00	26,53	3.250.355,00	31,79	2.330.949,00	25,40	2.532.006,00	29,38	4.016.307,00	41,75	282.243,00	6,88
TRIBUTOS E ENCARGOS (1+2)	10.041.010,00	100	10.225.790,00	100	9.177.481,00	100	8.619.541,00	100	9.620.363,00	100	4.102.887,00	100

Fonte: Elaborado pelo autor com base nas Demonstrações Contábeis da CEMIG-D

APÊNDICE U – Continuação

ANOS	2013	%	2012	%	2011	%	2010	%	2009	%
ICMS	2.269.483,00	64,19	2.568.753,00	53,68	2.358.568,00	51,75	2.184.006,00	52,66	2.078.024,00	54,20
PIS/PASEP	184.080,00	5,21	209.206,00	4,37	195.434,00	4,29	197.310,00	4,76	171.553,00	4,47
COFINS	847.883,00	23,98	963.624,00	20,14	900.185,00	19,75	821.093,00	19,80	790.182,00	20,61
ISSQN	340,00	0,01	306,00	0,01	518,00	0,01	494,00	0,01	383,00	0,01
TRIBUTOS SOBRE AS RECEITAS (1)	3.301.786,00	93,39	3.741.889,00	78,20	3.454.705,00	75,81	3.202.903,00	77,22	3.040.142,00	79,29
Encargos do consumidor										
RGR	-		87.832,00	1,84	64.687,00	1,42	66.179,00	1,60	61.807,00	1,61
PEE	39.817,00	1,13	28.505,00	0,60	34.213,00	0,75	37.151,00	0,90	34.168,00	0,89
CDE	121.506,00	3,44	450.836,00	9,42	392.095,00	8,60	340.620,00	8,21	343.895,00	8,97
CCC	25.645,00	0,73	408.707,00	8,54	569.263,00	12,49	435.288,00	10,50	296.072,00	7,72
P&D	19.213,00	0,54	16.781,00	0,35	9.855,00	0,22	14.850,00	0,36	13.665,00	0,36
PROINFRA	11.560,00	0,33	16.781,00	0,35	9.593,00	0,21	14.850,00	0,36	12.906,00	0,34
Pesquisa expansão sistema energético	7.576,00	0,21	8.391,00	0,18	4.797,00	0,11	7.425,00	0,18	7.584,00	0,20
Encargos Adicionais Lei 12.111/09	8.230,00	0,23	25.172,00	0,53	18.072,00	0,40	28.267,00	0,68	-	
Encargos consumidor bandeiras tarifárias	-		-		-		-		-	
TFSEE	20.098,00	0,57	21.596,00	0,45	21.295,00	0,47	20.897,00	0,50	23.758,00	0,62
ENCARGOS DO CONSUMIDOR (2)	253.645,00	7,13	1.064.601,00	22,15	1.123.870,00	24,55	965.527,00	23,16	793.855,00	20,71
TRIBUTOS E ENCARGOS (1+2)	3.555.431,00	100	4.806.490,00	100	4.578.575,00	100	4.168.430,00	100	3.833.997,00	100

Fonte: Elaborado pelo autor com base nas Demonstrações Contábeis da CEMIG-D

APÊNDICE V – COMPARAÇÃO DA PARTICIPAÇÃO DOS ENCARGOS NA RECEITA TOTAL DAS DISTRIBUIDORAS E DA CEMIG-D

Encargos do Consumidor - CEMIG-D											
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
RGR	0,59%	0,56%	0,50%	0,61%	-	-	-	-	-	-	-
CCC	2,82%	3,67%	4,36%	2,86%	0,20%	-	-	-	-	-	-
CFRH	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TFSEE	0,23%	0,18%	0,16%	0,15%	0,16%	0,09%	0,06%	0,08%	0,08%	0,07%	0,07%
CDE	3,27%	2,87%	3,00%	3,16%	0,95%	1,27%	12,60%	10,62%	8,14%	10,22%	8,53%
PROINFA	0,12%	0,13%	0,07%	0,12%	0,09%	0,12%	0,08%	0,12%	0,10%	0,11%	0,11%
P&D – PEE	0,46%	0,44%	0,34%	0,32%	0,46%	0,43%	0,28%	0,42%	0,36%	0,38%	0,37%
Encargos consumidor bandeiras tarifárias	-	-	-	-	-	-	4,72%	1,87%	2,11%	2,73%	1,13%
Pesquisa expansão sistema energético - EPE	0,07%	0,06%	0,04%	0,06%	0,06%	0,06%	0,04%	0,06%	0,05%	0,05%	0,05%
Encargos Adicionais Lei 12.111/09 (Recuperação de Despesas)		0,24%	0,14%	0,18%	0,06%	-0,04%	-	-	-	-	-
ENCARGOS DO CONSUMIDOR	7,56%	8,15%	8,61%	7,46%	1,98%	1,93%	17,78%	13,17%	10,84%	13,56%	10,26%

Informativo Tarifário de Energia Elétrica – MME										
ENCARGOS	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
RGR	0,92%	0,52%	1,16%	1,04%	-	-	-	-	-	-
CCC	2,97%	5,49%	5,70%	2,92%	-	-	-	-	-	-
CFRH	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,11%
TFSEE	0,21%	0,22%	0,22%	0,21%	0,18%	0,13%	0,11%	0,11%	0,11%	14,69%
CDE	3,46%	3,25%	3,24%	3,46%	1,05%	1,46%	19,77%	15,84%	13,21%	1,93%
PROINFA	1,70%	1,89%	1,73%	2,00%	2,55%	2,32%	1,65%	2,26%	2,00%	0,91%
P&D – PEE	1,09%	1,16%	1,14%	1,07%	0,97%	1,01%	84,00%	84,00%	0,88%	2,35%
ESS	1,28%	1,39%	1,59%	1,84%	2,34%	2,31%	2,22%	4,31%	3,08%	
ONS	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	19,99%
TOTAL	11,63%	13,92%	14,78%	12,54%	7,09%	7,22%	24,59%	23,36%	19,28%	39,98%

Fonte: Elaborado pelo autor com base nas Demonstrações Contábeis da CEMIG-D e Informativo Tarifário de Energia Elétrica - MME

APÊNDICE W – DADOS DAS FATURAS DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA NO ACR – CLASSE RESIDENCIAL

		2015					
MÊS		07	08	09	10	11	12
FATURA	KWh	132	170	178	150	148	124
	TARIFA (PREÇO)	0,89898122	0,89047619	0,88987877	0,88447066	0,86949843	0,85621238
	TOTAL COM IMPOSTO	118,67	151,38	158,40	132,67	128,69	106,17
	TARIFA SEM IMPOSTO	0,56474	0,56474	0,557865	0,55474	0,55474	0,55474
	TOTAL SEM IMPOSTO	74,55	96,01	99,30	83,21	82,10	68,79
	ILUMINAÇÃO PÚBLICA	19,84	19,84	19,29	19,29	19,29	17,89
TRIBUTOS	ICMS	35,59	45,41	47,51	39,79	38,60	31,84
	PIS	1,51	1,77	2,05	1,72	1,44	0,98
	COFINS	7,00	8,18	9,51	7,93	6,53	4,54
VALOR A PAGAR		138,49	171,21	177,66	151,94	147,96	124,04

		2016											
MÊS		01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12
FATURA	kWh	145	159	141	160	146	209	162	127	162	147	132	135
	TARIFA (PREÇO)	0,86006202	0,86802854	0,81784277	0,78026376	0,80034542	0,82484517	0,81889934	0,80695731	0,82474771	0,83881257	0,84747033	0,81171754
	TOTAL COM IMPOSTO	124,71	138,02	115,32	124,84	116,85	172,39	132,66	102,48	133,61	123,31	111,87	109,58
	TARIFA SEM IMPOSTO	0,55474	0,5444275	0,52849	0,51474	0,50974	0,52666364	0,53122	0,53122	0,53122	0,53122	0,54272	0,53484069
	TOTAL SEM IMPOSTO	80,44	86,56	74,52	82,36	74,42	110,07	86,06	67,46	86,06	78,09	71,64	72,20
	ILUMINAÇÃO PÚBLICA	17,89	17,06	16,24	15,41	15,41	26,29	16,06	16,06	16,06	16,06	16,89	16,06
TRIBUTOS	ICMS	37,40	41,40	34,59	37,44	35,05	51,71	39,79	30,74	40,07	36,98	33,55	32,87
	PIS	1,20	1,79	1,11	0,89	1,30	1,89	1,16	0,75	1,32	1,45	1,17	0,79
	COFINS	5,64	8,25	5,08	4,13	6,06	8,70	5,63	3,51	6,14	6,76	5,49	3,70
VALOR A PAGAR		142,57	155,06	131,54	140,23	132,24	198,66	148,70	118,52	149,65	139,34	128,74	125,62

Fonte: Elaborado pelo autor com base nas faturas de um consumidor cativo - residencial

APÊNDICE X - COMPOSIÇÃO DA FATURA DE FORNCIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA NO ACR – CLASSE RESIDENCIAL

2015 (VALORES EM REAIS)													
		07	%	08	%	09	%	10	%	11	%	12	%
DETALHAMENTO	ENERGIA	35,93	30,28	46,28	30,58	47,86	30,22	40,11	30,24	39,58	30,76	33,15	31,23
	DISTRIBUIÇÃO	21,78	18,36	28,04	18,53	29,01	18,32	24,31	18,33	23,98	18,64	20,09	18,93
	TRANSMISSÃO	3,21	2,71	4,14	2,74	4,28	2,70	3,59	2,71	3,54	2,75	2,97	2,80
	PERDAS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ENCARGOS SETORIAIS	13,62	11,48	17,54	11,59	18,14	11,45	15,20	11,46	15,00	11,66	12,57	11,84
	TRIBUTOS	44,10	37,17	55,36	36,58	59,07	37,30	49,44	37,27	46,57	36,19	37,36	35,20
	TOTAL	118,64	100	151,36	100	158,36	100	132,65	100	128,67	100	106,14	100

ANO 2016 (VALORES EM REAIS)																										
MÊS		01	%	02	%	03	%	04	%	05	%	06	%	07	%	08	%	09	%	10	%	11	%	12	%	
DETALHAMENTO	ENERGIA	38,77	31,10	41,73	30,24	35,92	31,16	39,70	31,81	35,87	30,70	40,22	23,33	31,44	23,71	24,65	24,06	31,44	23,54	28,53	23,14	26,17	23,40	26,38	24,08	
	DISTRIBUIÇÃO	23,50	18,85	25,29	18,33	21,77	18,88	24,06	19,28	21,74	18,61	33,48	19,42	26,18	19,74	20,52	20,03	26,18	19,60	23,75	19,27	21,79	19,48	21,97	20,05	
	TRANSMISSÃO	3,47	2,78	3,73	2,70	3,21	2,78	3,55	2,84	3,21	2,75	2,80	1,62	2,19	1,65	1,71	1,67	2,19	1,64	1,98	1,61	1,82	1,63	1,83	1,67	
	PERDAS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8,35	4,84	6,53	4,92	5,12	5,00	6,53	4,89	5,93	4,81	5,44	4,86	5,48	5,00
	ENCARGOS SETORIAIS	14,69	11,78	15,81	11,46	13,61	11,81	15,04	12,05	13,60	11,64	25,22	14,63	19,71	14,86	15,46	15,09	19,71	14,76	17,89	14,51	16,41	14,67	16,54	15,10	
	TRIBUTOS	44,24	35,49	51,44	37,28	40,78	35,37	42,46	34,02	42,41	36,30	62,30	36,14	46,58	35,12	35,00	34,16	47,53	35,58	45,19	36,66	40,21	35,95	37,36	34,10	
	TOTAL	124,67	100	138,00	100	115,29	100	124,81	100	116,83	100	172,37	100	132,63	100	102,46	100	133,58	100	123,27	100	111,84	100	109,56	100	

Fonte: Elaborado pelo autor

APÊNDICE X – Continuação

ANO 2017 (VALORES EM REAIS)																									
MÊS		01	%	02	%	03	%	04	%	05	%	06	%	07	%	08	%	09	%	10	%	11	%	12	%
DETALHAMENTO	ENERGIA	26,20	24,09	27,37	23,88	25,88	23,17	28,34	23,25	27,42	23,77	31,28	26,47	29,70	25,18	31,47	26,45	28,52	26,45	30,25	25,35	31,11	24,92	26,66	25,48
	DISTRIBUIÇÃO	21,82	20,06	22,79	19,88	21,55	19,30	23,58	19,35	22,82	19,78	25,55	21,62	24,24	20,55	25,69	21,59	23,29	21,60	24,69	20,69	25,41	20,35	21,78	20,81
	TRANSMISSÃO	1,82	1,67	1,90	1,66	1,80	1,61	1,97	1,62	1,91	1,66	5,15	4,36	4,89	4,15	5,18	4,35	4,69	4,35	4,98	4,17	5,12	4,10	4,39	4,19
	PERDAS	5,44	5,00	5,68	4,96	5,38	4,82	5,89	4,83	5,70	4,94	6,76	5,72	6,42	5,44	6,80	5,72	6,16	5,71	6,54	5,48	6,72	5,38	5,76	5,50
	ENCARGOS SETORIAIS	16,43	15,11	17,16	14,97	16,23	14,53	17,77	14,58	17,19	14,90	9,48	8,02	9,00	7,63	9,54	8,02	8,65	8,02	9,17	7,68	9,43	7,55	8,08	7,72
	TRIBUTOS	37,06	34,07	39,72	34,65	40,84	36,57	44,32	36,37	40,32	34,95	39,95	33,81	43,69	37,04	40,29	33,87	36,50	33,86	43,70	36,62	47,07	37,70	37,98	36,29
	TOTAL	108,77	100	114,62	100	111,68	100	121,87	100	115,36	100	118,17	100	117,94	100	118,97	100	107,81	100	119,33	100	124,86	100	104,65	100

ANO 2018 (VALORES EM REAIS)																									
MÊS		01	%	02	%	03	%	04	%	05	%	06	%	07	%	08	%	09	%	10	%	11	%	12	%
DETALHAMENTO	ENERGIA	27,79	26,32	25,10	26,41	22,73	25,27	25,69	25,32	28,85	26,58	36,12	27,28	41,41	25,36	41,41	24,64	34,46	26,66	39,09	27,26	34,10	25,98	28,58	25,03
	DISTRIBUIÇÃO	22,69	21,49	20,49	21,56	18,55	20,62	20,97	20,67	23,55	21,70	27,35	20,66	31,35	19,20	31,35	18,66	26,08	20,17	29,59	20,63	25,81	19,67	21,63	18,94
	TRANSMISSÃO	4,57	4,33	4,13	4,35	3,74	4,16	4,23	4,17	4,75	4,38	6,20	4,68	7,11	4,35	7,11	4,23	5,92	4,58	6,71	4,68	5,86	4,47	4,91	4,30
	PERDAS	6,01	5,69	5,42	5,70	4,91	5,46	5,55	5,47	6,24	5,75	8,62	6,51	9,88	6,05	9,88	5,88	8,23	6,37	9,33	6,51	8,14	6,20	6,82	5,97
	ENCARGOS SETORIAIS	8,42	7,97	7,61	8,01	6,89	7,66	7,79	7,68	8,75	8,06	11,15	8,42	12,78	7,83	12,78	7,61	10,64	8,23	12,07	8,42	10,53	8,02	8,82	7,72
	TRIBUTOS	36,10	34,19	32,28	33,97	33,12	36,82	37,22	36,69	36,40	33,54	42,97	32,45	60,77	37,21	65,51	38,98	43,94	33,99	46,61	32,50	46,80	35,66	43,43	38,03
	TOTAL	105,58	100	95,03	100	89,94	100	101,45	100	108,54	100	132,41	100	163,30	100	168,04	100	129,27	100	143,40	100	131,24	100	114,19	100

Fonte: Elaborado pelo autor

APÊNDICE X – Continuação

ANO 2019 (VALORES EM REAIS)																									
MÊS		01	%	02	%	03	%	04	%	05	%	06	%	07	%	08	%	09	%	10	%	11	%	12	%
DETALHAMENTO	ENERGIA	32,94	25,32	38,16	24,75	38,39	26,62	36,02	26,60	33,86	26,78	41,10	27,36	46,71	26,35	36,84	26,28	44,53	26,65	33,83	26,86	44,40	27,14	38,58	27,14
	DISTRIBUIÇÃO	24,94	19,17	28,88	18,73	29,07	20,16	27,26	20,13	25,64	20,28	31,11	20,71	35,35	19,94	27,89	19,90	33,71	20,17	25,61	20,34	33,60	20,54	29,19	20,54
	TRANSMISSÃO	5,66	4,35	6,55	4,25	6,59	4,57	6,19	4,57	5,82	4,60	7,06	4,70	8,02	4,52	6,33	4,52	7,65	4,58	5,81	4,61	7,62	4,66	6,63	4,66
	PERDAS	7,86	6,04	9,11	5,91	9,16	6,35	8,60	6,35	8,08	6,39	9,81	6,53	11,15	6,29	8,79	6,27	10,63	6,36	8,07	6,41	10,60	6,48	9,21	6,48
	ENCARGOS SETORIAIS	10,17	7,82	11,78	7,64	11,85	8,22	11,12	8,21	10,45	8,26	12,69	8,45	14,42	8,14	11,37	8,11	13,75	8,23	10,44	8,29	13,71	8,38	11,91	8,38
	TRIBUTOS	48,54	37,31	59,71	38,72	49,17	34,09	46,24	34,14	42,61	33,69	48,46	32,26	61,60	34,75	48,95	34,92	56,82	34,01	42,17	33,49	53,69	32,81	46,61	32,79
	TOTAL	130,11	100	154,19	100	144,23	100	135,43	100	126,46	100	150,23	100	177,25	100	140,17	100	167,09	100	125,93	100	163,62	100	142,13	100

ANO 2020 (VALORES EM REAIS)													
MÊS		01	%	02	%	03	%	04	%	05	%	06	%
DETALHAMENTO	ENERGIA	46,91	27,13	31,93	27,14	39,08	26,81	50,24	26,84	43,39	27,10	52,02	27,14
	DISTRIBUIÇÃO	35,50	20,53	24,17	20,54	29,58	20,29	38,03	20,32	32,84	20,51	39,37	20,54
	TRANSMISSÃO	8,06	4,66	5,48	4,66	6,71	4,60	8,63	4,61	7,45	4,65	8,93	4,66
	PERDAS	11,20	6,48	7,62	6,48	9,33	6,40	11,99	6,41	10,36	6,47	12,42	6,48
	ENCARGOS SETORIAIS	14,48	8,38	9,86	8,38	12,06	8,27	15,51	8,29	13,40	8,37	16,06	8,38
	TRIBUTOS	56,73	32,81	38,61	32,81	49,00	33,62	62,77	33,54	52,66	32,89	62,84	32,79
	TOTAL	172,88	100	117,67	100	145,76	100	187,17	100	160,10	100	191,64	100

Fonte: Elaborado pelo autor

APÊNDICE Y – RESUMO DA COMPOSIÇÃO DA FATURA DE FORNCIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA – CLASSE RESIDENCIAL
(Valores em Reais)

2015	JULHO	AGOSTO	SETEMBRO	OUTUBRO	NOVEMBRO	DEZEMBRO
ENERGIA	30,28	30,58	30,22	30,24	30,76	31,23
DISTRIBUIÇÃO	18,36	18,53	18,32	18,33	18,64	18,93
TRANSMISSÃO	2,71	2,74	2,70	2,71	2,75	2,80
PERDAS	-	-	-	-	-	-
ENCARGOS SETORIAIS	11,48	11,59	11,45	11,46	11,66	11,84
TRIBUTOS	37,17	36,58	37,30	37,27	36,19	35,20
TOTAL	100	100	100	100	100	100

2016	JANEIRO	FEVEREIRO	MARÇO	ABRIL	MAIO	JUNHO	JULHO	AGOSTO	SETEMBRO	OUTUBRO	NOVEMBRO	DEZEMBRO
ENERGIA	31,10	30,24	31,16	31,81	30,70	23,33	23,71	24,06	23,54	23,14	23,40	24,08
DISTRIBUIÇÃO	18,85	18,33	18,88	19,28	18,61	19,42	19,74	20,03	19,60	19,27	19,48	20,05
TRANSMISSÃO	2,78	2,70	2,78	2,84	2,75	1,62	1,65	1,67	1,64	1,61	1,63	1,67
PERDAS	-	-	-	-	-	4,84	4,92	5,00	4,89	4,81	4,86	5,00
ENCARGOS SETORIAIS	11,78	11,46	11,81	12,05	11,64	14,63	14,86	15,09	14,76	14,51	14,67	15,10
TRIBUTOS	35,49	37,28	35,37	34,02	36,30	36,14	35,12	34,16	35,58	36,66	35,95	34,10
TOTAL	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

2017	JANEIRO	FEVEREIRO	MARÇO	ABRIL	MAIO	JUNHO	JULHO	AGOSTO	SETEMBRO	OUTUBRO	NOVEMBRO	DEZEMBRO
ENERGIA	24,09	23,88	23,17	23,25	23,77	26,47	25,18	26,45	26,45	25,35	24,92	25,48
DISTRIBUIÇÃO	20,06	19,88	19,30	19,35	19,78	21,62	20,55	21,59	21,60	20,69	20,35	20,81
TRANSMISSÃO	1,67	1,66	1,61	1,62	1,66	4,36	4,15	4,35	4,35	4,17	4,10	4,19
PERDAS	5,00	4,96	4,82	4,83	4,94	5,72	5,44	5,72	5,71	5,48	5,38	5,50
ENCARGOS SETORIAIS	15,11	14,97	14,53	14,58	14,90	8,02	7,63	8,02	8,02	7,68	7,55	7,72
TRIBUTOS	34,07	34,65	36,57	36,37	34,95	33,81	37,04	33,87	33,86	36,62	37,70	36,29
TOTAL	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

Fonte: Elaborado pelo autor

APÊNDICE Y – Continuação

2018	JANEIRO	FEVEREIRO	MARÇO	ABRIL	MAIO	JUNHO	JULHO	AGOSTO	SETEMBRO	OUTUBRO	NOVEMBRO	DEZEMBRO
ENERGIA	26,32	26,41	25,27	25,32	26,58	27,28	25,36	24,64	26,66	27,26	25,98	25,03
DISTRIBUIÇÃO	21,49	21,56	20,62	20,67	21,70	20,66	19,20	18,66	20,17	20,63	19,67	18,94
TRANSMISSÃO	4,33	4,35	4,16	4,17	4,38	4,68	4,35	4,23	4,58	4,68	4,47	4,30
PERDAS	5,69	5,70	5,46	5,47	5,75	6,51	6,05	5,88	6,37	6,51	6,20	5,97
ENCARGOS SETORIAIS	7,97	8,01	7,66	7,68	8,06	8,42	7,83	7,61	8,23	8,42	8,02	7,72
TRIBUTOS	34,19	33,97	36,82	36,69	33,54	32,45	37,21	38,98	33,99	32,50	35,66	38,03
TOTAL	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

2019	JANEIRO	FEVEREIRO	MARÇO	ABRIL	MAIO	JUNHO	JULHO	AGOSTO	SETEMBRO	OUTUBRO	NOVEMBRO	DEZEMBRO
ENERGIA	25,32	24,75	26,62	26,60	26,78	27,36	26,35	26,28	26,65	26,86	27,14	27,14
DISTRIBUIÇÃO	19,17	18,73	20,16	20,13	20,28	20,71	19,94	19,90	20,17	20,34	20,54	20,54
TRANSMISSÃO	4,35	4,25	4,57	4,57	4,60	4,70	4,52	4,52	4,58	4,61	4,66	4,66
PERDAS	6,04	5,91	6,35	6,35	6,39	6,53	6,29	6,27	6,36	6,41	6,48	6,48
ENCARGOS SETORIAIS	7,82	7,64	8,22	8,21	8,26	8,45	8,14	8,11	8,23	8,29	8,38	8,38
TRIBUTOS	37,31	38,72	34,09	34,14	33,69	32,26	34,75	34,92	34,01	33,49	32,81	32,79
TOTAL	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

2020	JANEIRO	FEVEREIRO	MARÇO	ABRIL	MAIO	JUNHO
ENERGIA	27,13	27,14	26,81	26,84	27,10	27,14
DISTRIBUIÇÃO	20,53	20,54	20,29	20,32	20,51	20,54
TRANSMISSÃO	4,66	4,66	4,60	4,61	4,65	4,66
PERDAS	6,48	6,48	6,40	6,41	6,47	6,48
ENCARGOS SETORIAIS	8,38	8,38	8,27	8,29	8,37	8,38
TRIBUTOS	32,81	32,81	33,62	33,54	32,89	32,79
TOTAL	100	100	100	100	100	100

Fonte: Elaborado pelo autor

APÊNDICE Z- ALÍQUOTAS EFETIVAS DOS TRIBUTOS NA FATURA DE UM CONSUMIDOR RESIDENCIAL DA CEMIG-D (em %)

		2015					
		JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
TRIBUTOS	ICMS	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
	PIS	1,27	1,17	1,29	1,30	1,12	0,92
	COFINS	5,90	5,40	6,00	5,98	5,07	4,28
	TOTAL TRIBUTOS	37,16	36,57	37,29	37,27	36,19	35,19

		2016											
		JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
TRIBUTOS	ICMS	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
	PIS	0,96	1,30	0,96	0,71	1,11	1,10	0,87	0,73	0,99	1,18	1,05	0,72
	COFINS	4,52	5,98	4,41	3,31	5,19	5,05	4,24	3,42	4,60	5,48	4,91	3,38
	TOTAL TRIBUTOS	35,47	37,27	35,36	34,01	36,29	36,14	35,11	34,15	35,57	36,65	35,94	34,09

		2017											
		JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
TRIBUTOS	ICMS	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
	PIS	0,72	0,83	1,15	1,13	0,88	0,67	1,25	0,69	0,69	1,17	1,35	1,12
	COFINS	3,36	3,83	5,42	5,23	4,06	3,14	5,80	3,18	3,17	5,45	6,34	5,18
	TOTAL TRIBUTOS	34,07	34,65	36,56	36,36	34,95	33,80	37,04	33,86	33,84	36,61	37,69	36,29

		2018											
		JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
TRIBUTOS	ICMS	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
	PIS	0,75	0,83	1,20	1,09	0,65	0,56	1,26	1,48	0,73	0,57	0,98	1,43
	COFINS	3,45	3,14	5,62	5,60	2,88	1,90	5,96	7,51	3,26	1,94	4,69	6,60
	TOTAL TRIBUTOS	34,19	33,96	36,81	36,68	33,53	32,45	37,21	38,98	33,98	32,50	35,65	38,03

Fonte: Elaborado pelo autor

APÊNDICE Z – Continuação

2019		JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
TRIBUTOS	ICMS	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
	PIS	1,33	1,56	0,69	0,74	0,66	0,57	1,21	1,24	1,02	0,88	0,72	0,70
	COFINS	5,98	7,17	3,40	3,40	3,04	2,65	5,58	5,79	4,70	4,09	3,31	3,29
	TOTAL TRIBUTOS	37,30	38,72	34,08	34,14	33,69	33,22	36,79	37,02	35,72	34,97	34,02	33,99

2020		JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN
TRIBUTOS	ICMS	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
	PIS	0,72	0,72	0,91	0,89	0,73	0,71
	COFINS	3,30	3,30	4,25	4,16	3,40	3,28
	TOTAL TRIBUTOS	34,02	34,07	35,16	35,05	34,13	33,98

Fonte: Elaborado pelo autor

**APÊNDICE AB – COMPARAÇÃO ENTRE O TOTAL DAS ALÍQUOTAS EFETIVAS DOS TRIBUTOS E SUA REPRESENTATIVIDADE
NA FATURA DE UM CONSUMIDOR RESIDENCIAL - ACR**

		2019																	
		JULHO	ALÍQUOTA EFETIVA	REPRESENT. NA FATURA	AGOSTO	ALÍQUOTA EFETIVA	REPRESENT. NA FATURA	SETEMBRO	ALÍQUOTA EFETIVA	REPRESENT. NA FATURA	OUTUBRO	ALÍQUOTA EFETIVA	REPRESENT. NA FATURA	NOVEMBRO	ALÍQUOTA EFETIVA	REPRESENT. NA FATURA	DEZEMBRO	ALÍQUOTA EFETIVA	REPRESENT. NA FATURA
ENERGIA VENDIDA (R\$)		177,28	%	%	140,20	%	%	167,11	%	%	125,95	%	%	163,65	%	%	142,15	%	%
TRIBUTOS	ICMS	53,17	30,0	30,0	42,05	30,0	30,0	50,13	30,0	30,0	37,78	30,0	30,0	49,08	30,0	30,0	42,64	30,0	30,0
	PIS	1,50	1,21	0,85	1,22	1,24	0,87	1,19	1,02	0,71	0,78	0,88	0,62	0,82	0,72	0,50	0,70	0,70	0,49
	COFINS	6,93	5,58	3,91	5,68	5,79	4,05	5,50	4,70	3,29	3,61	4,09	2,87	3,79	3,31	2,32	3,27	3,29	2,30
	TOTAL TRIBUTOS	61,60	36,79	34,75	48,95	37,02	34,92	56,82	35,72	34,00	42,17	34,97	33,48	53,69	34,02	32,81	46,61	33,99	32,79

		2020																	
		JANEIRO	ALÍQUOTA EFETIVA	REPRESENT. NA FATURA	FEVEREIRO	ALÍQUOTA EFETIVA	REPRESENT. NA FATURA	MARÇO	ALÍQUOTA EFETIVA	REPRESENT. NA FATURA	ABRIL	ALÍQUOTA EFETIVA	REPRESENT. NA FATURA	MAIO	ALÍQUOTA EFETIVA	REPRESENT. NA FATURA	JUNHO	ALÍQUOTA EFETIVA	REPRESENT. NA FATURA
ENERGIA VENDIDA (R\$)		172,91	%	%	117,69	%	%	145,78	%	%	187,20	%	%	160,12	%	%	191,66	%	%
TRIBUTOS	ICMS	51,86	30,0	30,0	35,36	30,0	30,0	43,73	30,0	30,0	56,15	30,0	30,0	48,03	30,0	30,0	57,49	30,0	30,0
	PIS	0,87	0,72	0,50	0,59	0,72	0,50	0,93	0,91	0,64	1,17	0,89	0,63	0,82	0,73	0,51	0,95	0,71	0,50
	COFINS	4,00	3,30	2,31	2,72	3,30	2,31	4,34	4,25	2,98	5,45	4,16	2,91	3,81	3,40	2,38	4,40	3,28	2,30
	TOTAL TRIBUTOS	56,73	34,02	32,81	38,61	34,07	32,86	49,00	35,16	33,61	62,77	35,05	33,53	52,66	34,13	32,89	62,84	33,98	32,79

Fonte: Elaborado pelo autor