

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS ECONÔMICAS

BRUNO PACHECO DOS SANTOS GRAÇA

**EFEITOS ECONÔMICO-FINANCEIROS DA FASE INICIAL DA CRISE DO
COVID-19 NAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRAS**

Rio de Janeiro

2021

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS ECONÔMICAS

BRUNO PACHECO DOS SANTOS GRAÇA

**EFEITOS ECONÔMICO-FINANCEIROS DA FASE INICIAL DA CRISE DO
COVID-19 NAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRAS**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro como exigência para a obtenção do título de Bacharel em Ciências Econômicas.

Orientador: Dr. José Nivalde de Castro

Coorientador: Me. Marcelo Maestrini

2021

BRUNO PACHECO DOS SANTOS GRAÇA

EFEITOS ECONÔMICO-FINANCEIROS DA FASE INICIAL DA CRISE DO COVID-19
NAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRA

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como requisito para a obtenção do título de Bacharel em Ciências Econômicas.

Rio de Janeiro, 6/28/2021.

NIVALDE JOSÉ DE CASTRO - Presidente
Professor Dr. Do Instituto de Economia da UFRJ

MARCELO MAESTRINI DOS SANTOS
Mestre em Economia - IBMEC/RJ

RUBENS ROSENTAL
Mestre em Engenharia de Produção pela COPPE/UFRJ

As opiniões expressas neste trabalho são de exclusiva responsabilidade do autor

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, quero agradecer à minha família. Eles foram os alicerces que me incentivaram e me possibilitaram a permanência na graduação. Em especial, gostaria de registrar o agradecimento ao meu falecido avô, Antônio Walter Pacheco. Ele foi o grande responsável por me despertar o interesse intelectual em ciências humanas e, particularmente, em economia, sendo o maior mentor da minha formação. Através dele e com ele, divido essa conquista. Em segundo lugar, quero agradecer a Deborah Custódio, minha namorada e futura esposa. Ela foi o fundamento, o propósito e o auxílio que me permitiram caminhar durante esse período de formação em meio a um cenário difícil e turbulento na história do nosso país.

Aos amigos e queridos colegas com os quais dividi os alegres anos de graduação, agradeço à ajuda e aos bons momentos. Em especial, agradeço ao: Matheus Outeiro, Pedro Ximenes, Wladimir Revoredo, Beatriz Martins, Lucas Netto, Victor Moraes, Frederico Rocha, Victor Roque, Victor Straub, Enzo Accioly, Felipe Borges, Gustavo Batista, Rodrigo Silveira e tantos outros que não conseguirei mencionar aqui.

Agradeço também a confiança, ajuda e compreensão da equipe de RI da Energisa durante o meu tempo de formação e estágio na companhia. Em especial, agradeço a Deborah Coutinho e a Bruna Alvarenga. Além de minhas referências profissionais e líderes excepcionais, foram essenciais na minha formação.

Por fim, gostaria de agradecer a todos os professores que contribuíram com a minha formação e ao contribuinte, sem ele eu não teria acesso a uma excelente instituição como a UFRJ. Em especial, meu agradecimento ao Marcelo Maestrini, que com enorme comprometimento, empatia e tolerância me auxiliou durante o trabalho de conclusão de curso.

RESUMO

Em 2020, o mundo passou por uma crise econômica advinda da implementação de medidas restritivas e distanciamento social para conter a Covid-19, e o segmento de distribuição de energia elétrica no Brasil também foi afetado. Nesse cenário, a situação financeira e econômica das distribuidoras suscitou temor dos *policy makers* do setor elétrico, ocasionando a implementação de medidas regulatórias. O objetivo desta pesquisa é analisar os efeitos econômico-financeiros da fase inicial da crise do covid-19 nas distribuidoras de energia elétrica brasileiras, através de indicadores de sustentabilidade econômico-financeira no agregado e pelo tamanho das empresas. No total, os efeitos do início da crise nos indicadores analisados são evidentes, mas pouco preocupantes se comparados a choques anteriores. Como resultado deste trabalho, identificou-se que as maiores e menores distribuidoras do país mostraram maior resiliência aos choques do início da crise do coronavírus.

Palavras-chave: Distribuição de energia; Regulação Econômica; Indicadores econômico-financeiros; Crise do Coronavírus.

LISTA DE TABELAS

TABELA 1: Panorama hidrelétrico nas crises de 2014 e 2020	40
TABELA 2: Qualificação do nível de sustentabilidade das distribuidoras	50
TABELA 3: Número de distribuidoras por situação de sustentabilidade da dívida.....	54
TABELA 4: Número de distribuidoras por situação de sustentabilidade da dívida.....	62

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1: Gráfico com instituições públicas que compõem o setor elétrico	17
FIGURA 2: Gráfico da geração elétrica por fonte no Brasil – 2019 (%).....	18
FIGURA 3: Gráfico de consumo por classe – 2019 (%).....	21
FIGURA 4: Gráfico da previsão de Carga MW med e Carga Realizada MW med em 2020.	35
FIGURA 5: Gráfico do crescimento mensal do consumo de energia por classe (%) – 2020 .	37
FIGURA 6: Gráfico da energia armazenada entre 2013 e 2020, em MW/mês.....	39
FIGURA 7: Gráfico da média diária do PLD por horário no Sudeste em 2020	40
FIGURA 8: Gráfico da evolução da inadimplência da conta da luz em 2020 (%)	43
FIGURA 9: Gráfico do indicador de rentabilidade de 2011 a set/2020	53
FIGURA 10: Gráfico do indicador de eficiência na geração de caixa operacional bruto de 2015 a set/2020	57
FIGURA 11: Gráfico das taxas de crescimento do EBITDA UDM e do VPB UDM de 2011 a set/2020.....	57
FIGURA 12: Gráfico do indicador de eficiência de custos de 2015 a set/20.....	59
FIGURA 13: Gráfico das taxas de crescimento de PMSO Realizado e do PMSO Regulatório de 2011 a set/2020	59
FIGURA 14: Gráfico do indicador de rentabilidade por grupo de distribuidoras de 2011 a set/2020.....	60
FIGURA 15: Gráfico do indicador de eficiência na geração de caixa operacional bruto por grupo de distribuidoras de 2011 a set/2020.....	63
FIGURA 16: Gráfico do indicador de eficiência de custos por grupo de distribuidoras de 2011 a set/2020.....	64

LISTA DE SIGLAS

ABRACEEL	Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia
ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BNDE	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CE	Custo de aquisição de energia elétrica e geração própria
CT	Custo com conexão e uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição
CAA	Custo Anual dos Ativos
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CMO	Custo Marginal de Operação
CAOM	Custo de Administração, Operação e Manutenção
CMBEU	Comissão Mista Brasil-Estados Unidos
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNAEE	Conselho Nacional de águas e Energia Elétrica
CHESF	Companhia de Hidroelétrica do São Francisco
CEMIG	Centrais Elétricas de Minas Gerais S.A.
CEMAR	Centrais Elétricas do Maranhão
CEAL	Centrais Elétricas de Alagoas
COELBA	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CFURH	Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos
ES	Encargos setoriais definidos em legislação específica
EVA	<i>Economic Value Added</i>
ESCELSA	Espírito Santo Centrais Elétricas
EER	Encargos de Energia de Reserva

ESS	Encargos de Serviços do Sistema
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EUA	Estados Unidos da América
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
kW	Kilowatt
MIQ	Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade
MAE	Mercado Atacadista de Energia Elétrica
MME	Ministério de Minas e Energia
MWh	Megaawatt-hora
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OR	Outras Receitas
Pd	Ganhos de produtividade da atividade de distribuição
Pm	Fator de Ajuste de Mercado
PEE	Programa de Eficiência Energética
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PIB	Produto Interno Bruto
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PND	Plano Nacional de Desenvolvimento
PND	Plano Nacional de Desestatização
PROINFA	Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica
Q	Qualidade técnica e comercial do serviço prestado ao consumidor
RR	Receita Requerida
RAP	Receita Anual Permitida
RTA	Revisão Tarifária Anual
RTP	Revisão Tarifária Periódica
RTE	Revisão Tarifária Extraordinária
ROL	Receita Líquida operacional
SALTE	Saúde, Alimentação, Transporte e Energia
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional

T	Trajectoria de custos operacionais
TFSEE	Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TJLP	Taxa de Juros de Longo Prazo
TE	Tarifa de Energia
VPA	Valor da Parcela A
VPB	Valor da Parcela B
WACC	Weighted Average Cost of Capital

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	13
1. SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	14
1.1. Características inerentes à indústria de energia elétrica	15
1.2. Instituições públicas do setor elétrico	16
1.3. Segmentos industriais do setor elétrico.....	18
1.3.1. Geração.....	18
1.3.2. Transmissão	19
1.3.3. Distribuição	20
1.4. Reformas liberais e modelo atual	22
1.5. Regulação setorial	24
1.5.1. Regulação por custos	25
1.5.2. Regulação por incentivos	27
1.5.2.1. <i>Price-cap</i>	27
1.5.2.2. <i>Yardstick competition</i>	28
1.6. Modelo tarifário e procedimentos regulatórios no setor elétrico brasileiro	28
2. CRISE ECONÔMICA E MEDIDAS REGULATÓRIAS NO SETOR ELÉTRICO EM 2020	34
2.1. A crise pandêmica e o setor elétrico	34
2.2. Cenário previsto e cenário realizado.....	34
2.3. Comparação entres as crises do setor elétrico em 2014 e 2020.....	38
2.4. Medidas regulatórias implementadas em resposta à crise.....	41
2.4.1. Resolução Normativa nº 878.....	42
2.4.2. Grupo de Monitoramento do Setor Elétrico.....	43
2.4.3. Medida Provisória nº 949 e nº 950	44
2.4.4. Conta-Covid	44
2.4.5. Medida Provisória nº 998	44
3. METODOLOGIA.....	45
3.1. Coleta e comparação dos valores regulatórios e realizados	46
3.2. Rentabilidade	47
3.3. Endividamento	48
3.4. Eficiência.....	51

3.5. Distribuidoras por tamanho do mercado de energia (GWh).....	52
4. ANÁLISE DOS INDICADORES.....	53
4.1. Rentabilidade	53
4.2. Endividamento	54
4.3. Eficiência.....	56
4.4. Análise das distribuidoras por tamanho do mercado de energia (GWh).....	60
CONCLUSÃO.....	65
REFERÊNCIAS	67

INTRODUÇÃO

No ano de 2020, todos os países foram acometidos por um choque exógeno de força abrupta e resolução potencialmente caótica para as instituições e agentes econômicos ao redor do mundo, a pandemia do coronavírus. Essa crise econômica, de caráter essencialmente distinto das ocorridas nas últimas décadas, repousou relativo consenso sobre a solução epidemiológica adotada, em maior ou menor grau, para conter o contágio e as mortes pelo vírus. A solução adotada na maioria dos países, da qual a última colocação se refere, foi o distanciamento social.

O distanciamento, por sua vez, deu-se nos mais diferentes graus de implementação: de medidas de distanciamento, até a privação de aglomerações e determinados tipos de serviço e comércio. Consumidores e trabalhadores foram impedidos de exercer suas funções e conviver temporariamente.

Os efeitos dessas medidas foram sentidos pela economia do país e se espalharam nos mais variados setores produtivos e segmentos da sociedade, causando uma queda imediata e generalizada de demanda. Nesse cenário, o consumo de energia elétrica também foi afetado. Este trabalho se atém aos desdobramentos desse choque nas distribuidoras do setor elétrico brasileiro.

O segmento regulado presta serviços essenciais à sociedade e, portanto, carece de atenção particular dos *policy makers* que compõem a indústria elétrica no Brasil. A saúde econômica e financeira dessas companhias é um fator relevante e prioritário para viabilizar a garantia da prestação desses serviços.

A incerteza associada ao início da crise gerou preocupação nos agentes produtivos e *policy makers* do setor quanto aos efeitos da queda no consumo de energia na sustentabilidade econômico-financeira das companhias de distribuição. Essa situação gerava um descompasso entre as receitas previstas e as despesas já contratadas, afetando o fluxo de caixa das empresas. Dessa forma, medidas regulatórias foram implementadas a fim de assegurar o equilíbrio dos contratos no segmento.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) elaborou, em 2016, um relatório de monitoramento econômico e financeiro das distribuidoras de energia elétrica utilizado pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira (SFF) do órgão regulador. O relatório é disponibilizado trimestralmente e possui suas bases metodológicas definidas na Nota Técnica no 111/2016-SFF/ANEEL, de 29 de junho de 2016.

Esses indicadores são o resultado do esforço em melhorar os instrumentos de análise da sustentabilidade econômica e financeira das distribuidoras e melhor fundamentar a necessidade de respostas regulatórias da ANEEL. Esse esforço possui contribuições variadas tanto na indústria quanto na academia. Dentre algumas das contribuições ao tema, pode-se destacar Brandão et al (2018); Brandão et al (2021); Castro et al (2018), ANEEL (2016) e Ferreira et al (2020).

Os trabalhos mencionados versam sobre a construção, utilização e discussão acerca de indicadores econômicos e financeiros que possam refletir adequadamente a situação das distribuidoras de energia elétrica no contexto brasileiro. Em particular, o trabalho do órgão regulador (ANEEL, 2016) traz a metodologia dos indicadores que serão utilizados no presente trabalho.

O objetivo principal deste trabalho é avaliar os efeitos econômico-financeiros dos seis primeiros meses da crise do coronavírus nas distribuidoras de energia elétrica no Brasil. Ademais, serão avaliados os indicadores para as distribuidoras categorizadas em grupos estabelecidos por tamanho dos seus respectivos mercados de energia em GWh. Dessa forma, pretende-se estabelecer possíveis diferenças entre a resiliência das distribuidoras por porte. Importante frisar o recorte temporal utilizado na análise com dados até setembro de 2020 e que, portanto, não contemplam toda extensão e desdobramentos da crise.

O primeiro capítulo apresenta a descrição e contextualização do setor elétrico brasileiro e seu arranjo institucional somados aos fundamentos e procedimentos regulatórios brasileiros. O segundo capítulo, por sua vez, apresenta as características e o contexto da crise sanitária e econômica do covid-19. Por fim, o capítulo três e o capítulo quatro apresentam a metodologia e a análise dos indicadores econômico-financeiros que serão utilizados na presente pesquisa, respectivamente.

1. SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Este capítulo tem por objetivo introduzir os aspectos gerais e características do setor elétrico e da regulação econômica, passando pelos fundamentos presentes nessas indústrias, arranjo das instituições brasileiras que compõe o setor e contexto histórico de formação no caso brasileiro. Com isso, pretende-se apresentar os conceitos mais importantes acerca do setor e, em especial, do segmento de distribuição.

1.1. Características inerentes à indústria de energia elétrica

O setor elétrico é caracterizado como um setor de infraestrutura e está situado dentro da cadeia de valor energética de um país, desempenhando papel vital e indispensável no desenvolvimento social e econômico da nação. A oferta de energia elétrica é fundamental para qualquer processo produtivo, tornando-se assim importante insumo de parte considerável das indústrias. Além disso, o setor está presente em diversas esferas básicas de desenvolvimento humano e social, como: educação, saúde, segurança e lazer.

O papel central e importante desempenhado por esse elo produtivo somado à complexidade inerente às características próprias dessa cadeia de valor impõe um enorme desafio para os agentes econômicos, ao Estado e, conseqüentemente, às instituições. As principais particularidades do setor elétrico tornam esse diálogo com entes políticos, reguladores e mercado uma constante na sua formação e consolidação ao redor do mundo.

A indústria de eletricidade é capital intensivo e possui investimentos de longo prazo de maturação. Além disso, trata-se de um setor de rede com presença de monopólios naturais e custos irrecuperáveis (*sunk costs*). Essas peculiaridades e características econômicas impõem a necessidade de regulação ativa sobre as empresas do setor, para que assim, seja garantido o equilíbrio econômico-financeiro destas empresas aliado a cobrança de tarifas justas (DANTAS; BRANDÃO; ROSENTAL, 2015).

Os altos custos fixos irrecuperáveis, grandes prazos de maturação de investimento e grandes economias de escala marcam a presença de monopólios naturais. Além disso, a esfera elétrica também possui a notável particularidade da impossibilidade de estocagem, tornando necessário o equilíbrio imediato entre demanda e oferta.

Esse conjunto de naturezas pertencentes ao segmento, colocará a regulação econômica e atuação das instituições envolvidas no processo regulatório como indispensável para o fornecimento do bem público e desenvolvimento do setor. Nesse contexto, os conceitos que fundamentam a existência e coerência da regulação econômica são peças-chave na compreensão dos modelos de regulação aplicados na sociedade.

Dessa forma, faz-se importante a compreensão de alguns desses fundamentos. Primeiramente, o núcleo funcional da economia de livre mercado é baseado na livre decisão dos agentes econômicos. Este tecido social de decisões individuais determina resultados

privados e coletivos na vida institucional e pessoal desses agentes, de forma que a discussão e posterior aplicação da regulação econômica surge para tratar de resultados indesejados — em especial no segundo desdobramento.

Na prática, as autarquias do Estado atuam para otimizar as decisões dos agentes econômicos, equilibrando bem-estar coletivo, eficiência produtiva e desenvolvimento do setor. Nesse sentido, a regulação econômica normalmente se refere às restrições impostas pelos governos sobre as decisões das firmas acerca dos preços, quantidades e entradas e saídas dos mercados (VISCUSI; HARRINGTON; VERNON, 2005).

Antes de iniciar os desdobramentos teóricos que motivam e motivaram a atual regulação estatal e financeira das distribuidoras de energia brasileiras, o presente capítulo pretende explicar as instituições que compõe o setor elétrico brasileiro, papel de cada segmento da indústria e, posteriormente, oferecer o contexto histórico em que se desenvolveram as instituições e o relacionamento do Estado com a indústria.

Além disso, pretende-se retomar alguns conceitos e características indispensáveis para o entendimento da prática regulatória no Brasil. O intuito dessa contextualização histórica e retomada de conceitos repousa na crença da importância dos fatores e ideias que surgiram e se desenvolveram para guiar, ainda hoje, as iniciativas regulatórias no setor.

1.2. Instituições públicas do setor elétrico

O setor elétrico brasileiro é composto por agentes privados, agentes públicos, agente regulador e demais instituições de Estado. Os agentes privados distribuidores de energia elétrica no Brasil atuam por meio de concessão do poder público para a prestação de determinado serviço público, enquanto os agentes públicos distribuidores são empresas estatais outrora criadas para expansão da oferta de energia pelas mãos do Estado.

Esse ecossistema de atores institucionais públicos foi criado para gerir, regular, mediar e desenhar as políticas do setor em linha com as demandas energéticas da sociedade. Os *policy makers* do setor elétrico brasileiro estão comprometidos com alguns importantes fatores estabelecidos por determinação legal, como: modicidade tarifária, segurança no suprimento de energia elétrica, marco regulatório estável, de acordo com a Lei nº 10.848/2004, e universalização da energia, de acordo com a Lei nº 10.762/2003.

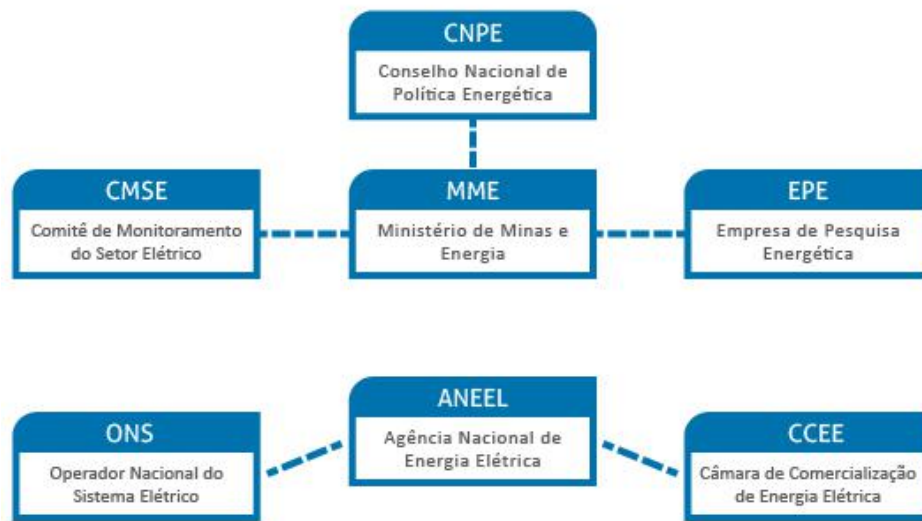


FIGURA 1: Gráfico com instituições públicas que compõem o setor elétrico

Fonte: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE, 2020)

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) é responsável pela formulação de políticas energéticas para desenhar as respostas mais adequadas ao suprimento de energia no Brasil é presidido pelo Ministério de Minas e Energia (MME), que atua na formulação e implementação das políticas de acordo com as diretrizes estabelecidas pelo CNPE. Ainda vinculados ao MME, o setor conta com o CMSE (Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico) e a EPE (Empresa de Pesquisa Energética). O primeiro é responsável por acompanhar, avaliar e, caso necessário, sugerir soluções para continuidade e segurança no suprimento de energia elétrica no Brasil, enquanto o segundo tem como objetivo a realização de estudos e elaboração do planejamento da expansão do setor elétrico brasileiro em geração e transmissão.

Além disso, há a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) responsável pela operacionalização do comércio de energia no país através dos leilões e estabelecimento de contratos de energia livre e operação do mercado de curto prazo de energia. De extrema importância para o nosso Sistema Integrado Nacional, que viabiliza o transporte e utilização da energia gerada por todo país, é o Operador Nacional de Sistema Elétrico (ONS), responsável por operar, supervisionar e controlar a geração de energia no Brasil, administrando toda a rede básica de transmissão.

Por fim, e muito importante para o setor, temos a Agência Reguladora de Energia Elétrica (ANEEL), órgão encarregado de regular e fiscalizar a geração, transmissão e

distribuição de energia elétrica visando à manutenção do equilíbrio econômico-financeiro do setor e a modicidade tarifária.

1.3. Segmentos industriais do setor elétrico

1.3.1. Geração

Este é o segmento da indústria de energia elétrica responsável pela produção de eletricidade. Existem tecnologias e formas distintas de se gerar energia elétrica, e as alternativas de produção mais importantes, no caso brasileiro, são: hidrelétricas, termelétricas, eólica e solar.

No Brasil, a maioria da energia produzida é viabilizada a partir das hidrelétricas, sendo a fonte hidráulica prevalecente sobre outras fontes energéticas. Na Figura 2, exposta abaixo, são mostrados os dados relativos ao percentual de uso das fontes energéticas no Brasil (2019), e nota-se que a liderança hidráulica (63,5%) é visível e, por hora, possui larga vantagem em comparação as suas alternativas.

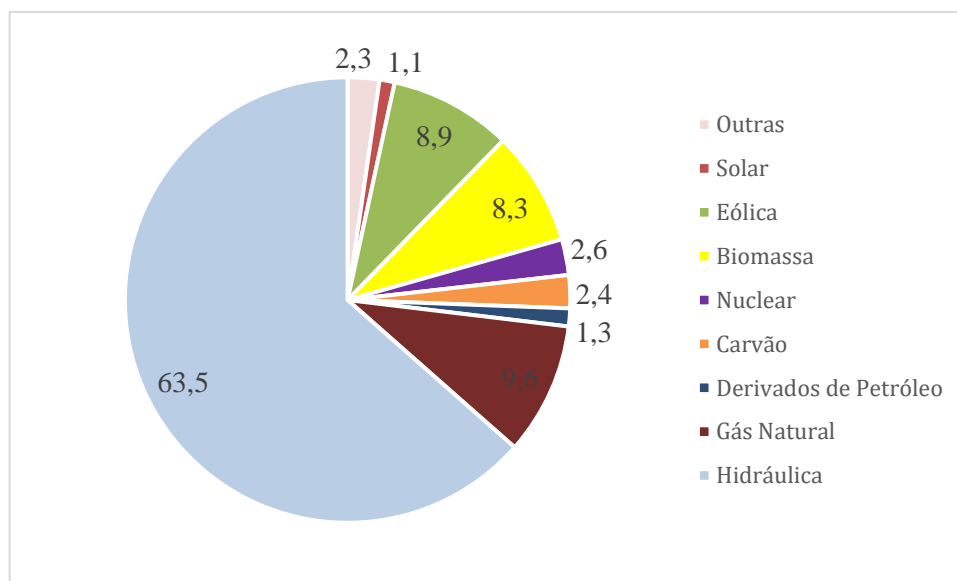


FIGURA 2: Gráfico da geração elétrica por fonte no Brasil – 2019 (%)

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do anuário estatístico de EPE (2020)

As geradoras surgem por meio de contratos entre o agente produtor e o poder concedente (Estado e agência reguladora). As vendas de energia elétrica dessas operações ocorrem em dois ambientes distintos, o Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

No caso do ambiente de contratação regulado (ACR), as vendas ocorrem por meio de leilões de energia promovidos pela CCEE, por delegação pelo órgão regulador do setor elétrico brasileiro, a ANEEL. No caso do ambiente de contratação livre, a venda de energia é realizada sem intermédio do poder concedente em uma negociação bilateral (gerador e consumidor).

Ainda sobre os ambientes de contratação, no caso do ACR, as distribuidoras são obrigadas a atender toda a demanda por determinação legal, conforme estabelece a Lei nº. 10.848/2004. Nesse ambiente, os consumidores não têm a opção de escolher o seu fornecedor de energia, sendo necessariamente atendidos pela distribuidora do seu estado, sendo conhecidos como consumidores cativos. No mercado cativo, que abrange consumidores residenciais, rurais, pequenos comerciantes e pequenas indústrias; a tarifa é determinada pela ANEEL. Entretanto, os preços de venda de energia nos leilões regulados são resultado de um mercado competitivo no segmento de geração.

Por outro lado, no ACL, o consumidor vinculado diretamente à CCEE pode escolher qual fornecedor cadastrado na câmara melhor lhe atende dentre os agentes autorizados pela ANEEL. Sendo o preço da energia contratada determinado no mercado livre, sem a interferência da agência nacional.

Caso as geradoras produzam mais energia do que o inicialmente previsto e previamente contratado, elas poderão vender o excedente no mercado de curto prazo por um preço chamado Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). O cálculo do PLD é fruto de modelos matemáticos utilizados pela CCEE, feitos por meio do Custo Marginal de Operação (CMO), calculado pela ONS.

No cálculo do modelo matemático, são levados em consideração a oferta e a demanda, o custo marginal de operação e fatores associados aos riscos hidrológicos do país, devido à predominância da matriz hidrelétrica no país. Contudo, os resultados ainda são limitados por um preço mínimo e por um preço máximo, estabelecidos anualmente pela ANEEL. No ano de 2020, ficaram estabelecidos, segundo audiência pública da ANEEL em setembro de 2019, nos valores de máximo a R\$ 559,75/MWh enquanto o mínimo é de R\$ 39,68/MWh.

1.3.2. Transmissão

O segmento de transmissão é responsável pelo transporte de energia elétrica, e sua característica mais evidente é o limite de tensão, superior a 230 kV. Essa configuração é adotada por sua maior eficiência no transporte de altas distâncias e a proteção contra maiores perdas de energia elétrica por dissipação ao longo do sistema elétrico.

De forma direta, segundo a ANEEL (2015), a indústria de transmissão faz o transporte de energia elétrica do sistema produtor a subestações distribuidoras, ou na interligação de dois ou mais geradores. Em conjunto, realiza o transporte pelas linhas de subtransmissão ou de transmissão secundária que existirem entre as subestações distribuidoras. Em alguns casos, pode até mesmo fornecer diretamente energia para consumidores de alta tensão.

Além dessas funções, o segmento de transmissão também é responsável pela importante tarefa de equalização nos preços de energia por meio da minimização de estrangulamentos de energia elétrica entre os submercados, possibilitando dessa maneira um despacho otimizado do parque gerador (EPE, 2017).

A expansão das linhas de transmissão se dá através dos órgãos responsáveis pela confecção (EPE, ONS e MME) e execução dos planos de concessão de novas construções e operações de transmissão (ANEEL). Dessa forma, através de contratos com o poder público, as empresas privadas vencedoras dos leilões realizados pelo poder concedente constroem e operam as novas linhas de transporte. Os leilões são feitos por meio de licitação dos contratos de concessão em que o menor valor oferecido para construção das linhas de transmissão é o vencedor.

O segmento é caracterizado por monopólios naturais e é regulado pela ANEEL através de um modelo regulatório chamado *revenue cap* (receita teto), em que é garantido ao agente o recebimento da receita regulatória independente das condições do mercado pagante vigentes durante o contrato de concessão. Contratos bem estruturados e com baixo risco de operação tem sido fatores de atratividade para o investimento privado no segmento.

1.3.3. Distribuição

A distribuição, principal matéria de interesse no presente trabalho, é o segmento responsável pela etapa final no processo produtivo desempenhado pelo setor elétrico: levar a energia elétrica até o consumidor. As distribuidoras são responsáveis por baixar a tensão das correntes elétricas e transportá-las das subestações até as casas, indústrias, fazendas e demais consumidores.

Abaixo, seguem dados relativos às classes consumidoras atendidas pelas distribuidoras e suas respectivas parcelas de consumo durante o ano de 2019. As três maiores fatias de consumo de energia elétrica no país estão largamente representadas pelo setor industrial (34,8%), residencial (29,6%) e comercial (19,1%).

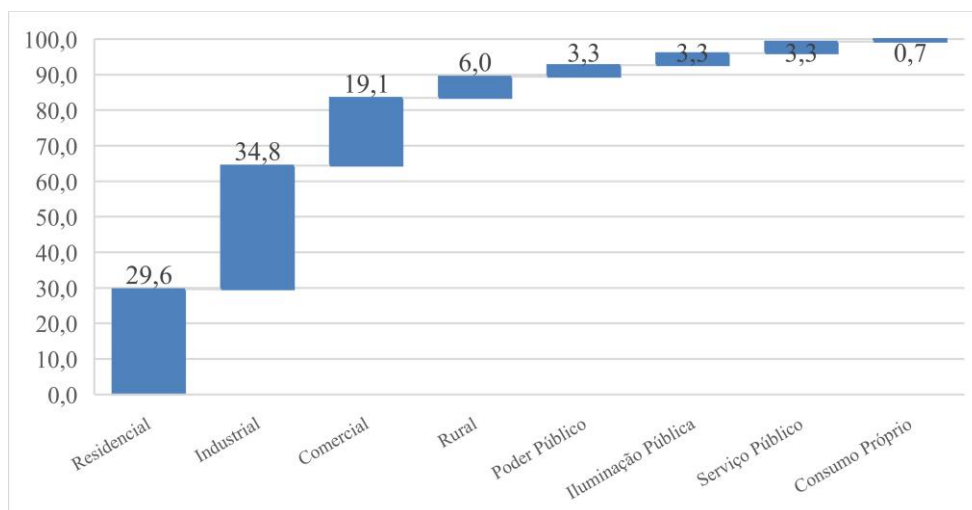


FIGURA 3: Gráfico de consumo por classe – 2019 (%)

Fonte: elaboração própria a partir dos dados do anuário estatístico de 2020 da EPE.

A distribuição de energia opera tanto no ACR quanto no ACL. Os consumidores cativos, relativos ao ambiente regulado, pagam a tarifa determinada pelo processo regulatório sob a responsabilidade da ANEEL, enquanto os consumidores livres têm acesso a preços competitivos que englobam a Tarifa de Energia (TE) e a Taxa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) correspondente aos custos de transmissão e distribuição.

Em 2020, consumidores livres precisavam possuir, no mínimo, 2.000 kW de demanda contratada em 2020 (1.500 kW a partir 1º de janeiro de 2021; 1.000 kW a partir de 1º de janeiro de 2022; e 500 kW a partir de 1º de janeiro de 2023) (ABRACEEL, 2020). Os consumidores que não atendem essas exigências estarão necessariamente no mercado cativo.

O modelo de concessão desse serviço segue a mesma dinâmica de contratos entre o poder público e os agentes envolvidos na operação de distribuição. As compras da energia que será distribuída por essas empresas acontecem por meio dos leilões com os agentes geradores de energia. Nesses leilões, as distribuidoras são responsáveis por elaborar uma estimativa da quantidade de energia que precisarão para suprir a demanda do seu mercado consumidor. Feito isso, a estimativa confeccionada é usada para contratar essa pré-determinada quantia nos leilões.

As distribuidoras, por estarem na ponta do processo produtivo, são responsáveis por recolher e distribuir os custos e remuneração de todo o setor elétrico. Podemos intuir a partir dessa configuração e posição assumida pelas distribuidoras que, além do risco inerente às características contratuais e regulatórias que serão discutidos à frente neste trabalho, os choques

recessivos de curto prazo, principalmente de demanda, são naturalmente ônus maiores para esse segmento.

1.4. Reformas liberais e modelo atual

No Brasil e no mundo, o modelo de regulação que é adotado atualmente tem seu embrião ideológico nos anos 1990, a década em que ocorrem as iniciativas mais importantes no sentido de liberalização no segmento de energia elétrica. O modelo antes sustentado pelas estatais e intervenções de maior escala e volume se esgota, provendo espaço para outra forma de organização do Estado em torno da produção, distribuição e transmissão de energia elétrica.

Em 1992, o governo Collor lançou o Plano Nacional de Desestatização, que pode ser considerado o primeiro indício dessa tendência no país. As mudanças começaram pela Lei 8.631/1993. A nova lei extinguiu o conceito antes existente de remuneração pelo custo mais rentabilidade de ao menos 10% ao ano (SILVA, 2011, p. 73). A metodologia do cálculo da tarifa aproximou-se da tarifa pelo passivo de acordo com Lima (1996 *apud* SILVA, 2011), mudança que tinha como objetivo acabar com a remuneração garantida.

Essa lei visava equilibrar os créditos e débitos das empresas no setor elétrico. As empresas do setor apresentavam altas dívidas, e o modelo de financiamento estatal anterior não se verificava mais, devido a incapacidade do Estado de arcar com essas dívidas. Dessa forma, lançaram-se as bases para a reestruturação do modelo regulatório e do setor elétrico brasileiro.

Esse processo foi orientado para a criação de um novo conjunto de regras, que tinham como objetivo, segundo Silva (2011), assegurar um mercado competitivo e de baixo risco para incentivar redução de tarifas; aprimorar a gestão do setor elétrico para suprir a necessidade de expansão que o Estado não era mais capaz de implementar; atrair novos investimentos para o setor elétrico. Além disso, o plano tinha diretrizes de execução, como a definição, regulamentação e implementação do modelo novo.

A Lei 8.631/1993 também abriu espaço para a desverticalização do setor elétrico, antes totalmente verticalizado, com geração, transmissão e distribuição pertencentes as mesmas companhias. A mudança que permitiu essa nova organização produtiva foi a divisão da tarifa de energia de geração, transmissão e distribuição, mudança essa que seria seguida de uma onda de privatizações das companhias estatais de energia elétrica, favorecidas e aceleradas, não só pelo novo desenho produtivo que surgia, mas também pelo contexto macroeconômico de

apreciação cambial e abertura externa. Esse cenário foi fundamentado pelo combate da inflação, mas causou deterioração das contas externas.

Após a promulgação dessa lei, foram implementadas uma série de mudanças institucionais ocorridas, majoritariamente, durante o governo Fernando Henrique Cardoso. Outras leis e instituições foram formuladas a fim de atender o novo desenho de um modelo mais liberal. Em 1995, foi promulgada a lei das concessões, Lei 8.987/95, com o objetivo de estabelecer regras gerais para a prestação do serviço público. Essa lei estabelece o modelo de serviço pelo preço “*Price Cap*”. Ainda em 1995, também há a instituição da Lei 9.074/95, responsável, dentre outras atribuições, por instituir as bases do modelo competitivo no mercado de eletricidade.

Por último, houve a promulgação da Lei 9.427/1996, que criava a ANEEL. A instituição deveria regular e fiscalizar todas as etapas envolvidas no setor de energia elétrica. Dessa forma, atuaria firmemente na implementação operacional das políticas instituídas pelo governo federal, por meio do Ministério de Minas e Energia, nos segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

Após a década de 90, temos mais uma nova resultante em fundamentação do setor. Estabelecida em 2004, a Lei nº 10.848/2004, com orientação híbrida entre o modelo totalmente liberal e a intervenção do Estado, pautada nas bases ideológicas do primeiro governo Lula, pretendia viabilizar um modelo baseado em um tripé: modicidade tarifária, segurança no suprimento e marco regulatório estável (COSTA, 2006). Esses fundamentos irão guiar as decisões das instituições regulatórias e políticas envolvidas no processo econômico de oferta de energia elétrica.

Nesse sentido, cria-se o mercado regulado e o mercado livre, repousando prioridade na regulamentação. Essa prioridade se deve ao fato de que nesse modelo, a partir da “projeção de demanda das distribuidoras pelos próximos 3-5 anos, são feitos os cálculos de leilões e concessões” (CASTRO et al., 2017, p. 3). Com base no somatório dessas estimativas, são realizados leilões dando aos vencedores contratos que variam de 15 a 30 anos, dependendo da fonte da planta. Estes contratos passaram a servir de garantia para obtenção de financiamento de longo prazo do BNDES, com os menores juros do mercado financeiro, indexados à TJLP (Taxa de Juros de Longo Prazo). A mesma lógica foi adotada para o segmento de transmissão: leilões para lotes definidos pelo planejamento do operador do sistema (ONS) e pelo órgão responsável pelo planejamento (EPE), vencendo o consórcio que aceitasse receber menos

Receita Anual Permitida (RAP) por 30 anos, indexada ao IPCA, índice no qual se baseia a inflação. Com esse contrato, o consórcio pleiteava recursos no BNDES.

Nesse período, constrói-se a base e as estruturas de um modelo de financiamento de longo prazo autossustentável e que firma a área de atuação do Estado como regulador e fiscalizador, ao invés do modelo prioritariamente investidor e produtor antes das mudanças que entraram em curso na década de 1990. O BNDES agora atua como financiador de longo prazo, dadas as condições estabelecidas pelos longos contratos de concessão e as projeções de demanda.

Essas mudanças fazem parte da consolidação do modelo híbrido pós década de 1990, em que intervenção estatal e orientação pautada em um desenho de mercado mais liberal atuam juntos, estabelecendo um equilíbrio entre essas forças dentro do embate democrático. As bases institucionais e regulatórias atuais são originadas desse processo. Essas premissas determinarão a direção e o sentido das decisões tanto do órgão regulador como do governo federal.

1.5. Regulação setorial

As características associadas ao setor elétrico discutidas anteriormente fazem da regulação uma instituição presente e necessária nessa indústria. A literatura econômica acerca do setor apresenta alguns instrumentos e teorias capazes de prover uma direção aos órgãos reguladores na sua atuação. A presente seção discutirá os aspectos mais relevantes das teorias regulatórias aplicadas aos procedimentos tarifários das distribuidoras de energia elétrica no Brasil.

A justificativa mais amplamente discutida e aceita para a necessidade de existência da regulação econômica apresenta a regulação como instrumento de resolução das chamadas “falhas de mercado”. Elas correspondem a violações da hipótese neoclássica para o equilíbrio geral competitivo, por exemplo: informação imperfeita, comportamento oclusivo ou não otimizante dos agentes, externalidades e indivisibilidades (ARAÚJO, 2005). Nessa abordagem, a regulação seria o remédio para minimizar os efeitos das falhas de mercado proporcionando maior bem-estar.

No setor elétrico, as falhas de mercado mais relevantes e apresentadas como justificativas à existência da regulação são as economias de escala e escopo. Essas características configuram a indústria elétrica como um monopólio natural, situação em que

apenas uma firma atuando em determinado mercado seria capaz de prover a produção a custos menores do que duas firmas ou mais. O monopólio natural rompe com um parâmetro do equilíbrio geral neoclássico, afastando as distribuidoras de energia elétrica de um ambiente competitivo.

Um monopolista exercendo o seu poder de mercado teria a liberdade de cobrar preços abusivos e atuaria em um ambiente livre de incentivos a melhoria de custos e tecnologia. Nesse contexto, a presença do regulador se faz necessária. Dentre as principais atividades do regulador, encontra-se a tarifação. A construção de mecanismos que tornem as tarifas justas aos consumidores e razoáveis para a sustentabilidade econômico-financeira do setor é tema de interesse dos agentes envolvidos na indústria elétrica.

O Brasil adota fundamentalmente um procedimento de regulação por incentivos, apesar de assumir características compartilhadas com a regulação pelo custo e por comparação, além de regulação específica para a qualidade dos serviços prestados. De toda maneira, as tarifas são revisadas periodicamente e contém na sua formação uma série de mecanismos de incentivo para aproximar especificamente o segmento de distribuição de energia elétrica de um mercado competitivo, trazendo, assim, preços justos aos consumidores, somados a atratividade e desenvolvimento para essa indústria.

A teoria da regulação fornece algumas alternativas e instrumentos para implementação desse arcabouço regulatório que soluciona possíveis problemas derivados dessas “falhas de mercado” mencionadas anteriormente, visando ao aumento do bem-estar. A primeira delas, largamente utilizada no Brasil, foi a “tarifação pelo custo” implementada pelo Código de Águas em 1934.

1.5.1. Regulação por custos

Nesse modelo, a taxa de remuneração é fixada pelo regulador e a partir disso são calculadas as tarifas que satisfaçam essa taxa dada uma previsão de consumo estabelecida para o período. O órgão regulador decide quais investimentos e despesas são razoáveis nesse procedimento, no entanto, encontrar um “ótimo” nessa tarefa discricionária é uma missão difícil, uma vez que a assimetria de informação entre as atividades industriais desempenhadas por determinado agente regulado e o órgão regulador existirá.

Ainda na tarifação pelo custo, ou pelo “custo histórico”, desvios de rentabilidade relativos ao inicialmente previsto podem ser negociados no período seguinte. No caso de necessidade de expansão setorial acelerada, haveria necessidade de criação de valor adicional

à tarifa no período, por exemplo, um imposto específico. Essa necessidade de criação de uma taxa adicional na tarifa no caso de uma possível política de aceleração nos investimentos acontece pela dinâmica de remuneração do capital estar vinculada ao investimento passado.

Uma evolução teórica desse procedimento tarifário seria a tarifação pelo custo marginal. Novamente, vê-se uma tentativa de aproximação do ambiente regulado a um mercado competitivo. O procedimento baseia-se na concepção de que em um mercado perfeitamente competitivo, o agente maximiza seu excedente social quando iguala o custo marginal do bem produzido ao seu preço. Nesse caso, diante de eventuais lucros excessivos ou insuficientes para manter a atratividade no setor, o órgão regulador proveria compensações na tarifa do período seguinte.

Importante pontuar alguns problemas inerentes à regulação e, em particular, à tarifação pelo custo histórico e pelo custo marginal. O ambiente institucional no setor elétrico se dá, principalmente, pela relação entre três principais agentes: governo, órgão regulador e firma regulada. Sendo o governo representante dos interesses da sociedade, nota-se uma relação conflitante nas demandas que o órgão regulador precisa atender, como interesses dos consumidores, frequentemente representados por grupos no governo, e das firmas reguladas. Logo, o órgão regulador teria o papel de mediar esses interesses de maneira a maximizar o bem-estar da população. Um resultado diferente desse, como formulado por Stigler (1971), pode significar a “captura” do órgão por algum grupo de interesse.

Além disso, como primeiramente descritos por Coase (1937), e acima brevemente mencionados, existem custos de transação e informações assimétricas nos mercados. Essas características estão presentes entre a agência reguladora e o agente de distribuição o que, vinculados a interesses conflituosos entre as partes envolvidas, podem ser um enorme problema para implementação correta desses procedimentos de tarifação pelo custo pelo ente regulador. Essa dificuldade se daria pela enorme quantidade de informação e conhecimento do negócio requisitada pela determinação dos parâmetros exigidos nessas metodologias, como por exemplo: quais investimentos são ou não necessários, ou qual o custo marginal do bem produzido.

A regulação por custos tende a gerar investimento excessivo por parte dos agentes maximizadores que, através da sua vantagem em termos de informação, sobrevalorizariam a necessidade de capital. Essa tendência dá origem ao efeito Averch-Johnson (AVERCH & JOHNSON, 1962), em que a taxa fixada de investimento seria mais atraente do que as outras

opções disponíveis no mercado, superando o custo de oportunidade. Dessa forma, as firmas tenderiam a ser mais intensivas em capital, mesmo que esse não fosse o “ótimo” de produção.

Para mitigar essas assimetrias de informação, Laffont e Tirole (1993), apresentaram um procedimento de regulação por incentivos. Os problemas gerados pela assimetria poderiam ser resolvidos, ou mitigados, através de compensações intertemporais baseadas nos resultados efetivamente auferidos pelas concessionárias, o que viria a ser conhecido como “regulação por incentivos”. (BRANDÃO et al, 2021).

1.5.2. Regulação por incentivos

1.5.2.1. *Price-cap*

O primeiro modelo dentro dos procedimentos que podem ser considerados parte de uma regulação por incentivos é o *price-cap* (regulação por preço). Nesse caso, o preço é inicialmente fixado e durante a concessão vai sofrendo reajustes periódicos baseados em metas de produtividade, inflação do período e alguma variável que capte possíveis choques à indústria. Dessa forma, fixados os preços e metas de produtividade, qualquer diminuição de custos maior do que a previamente estabelecida pelas metas poderá ser apropriada pela concessionária. Sendo assim, através desse mecanismo está estabelecido um incentivo a redução de custos.

Esse esquema exige consideravelmente menos informações que os apresentados anteriormente, uma vez que apenas os preços praticados anteriormente seriam necessários para estabelecimento das tarifas, e os períodos seguintes seriam orientados pelas metas de competitividade acrescidas da correção pela inflação e variável de choques. Dessa maneira, o efeito Averch-Johnson desaparece, e como resultado tem-se um modelo de regulação menos complexo e dificultoso do que as suas opções, configurando uma “regulação leve” (ARAÚJO, 2005, p 72).

No entanto, a aplicação da regulação por *price-cap* “pura” possui alguns problemas relevantes. O fato de ser uma regulação “leve” adiciona complexidade ao debate travado pelo órgão regulador com os agentes do mercado, gerando uma série de questionamentos durante o procedimento e exigindo informações tão complexas quanto os esquemas anteriores durante o processo de revisão tarifária. Além disso, o estabelecimento das metas de produtividade pelo regulador é uma tarefa de alta complexidade e pode demandar altos custos.

Outro importante conflito associado a esse procedimento de regulação pelo preço é a relação potencialmente inversa entre custo e qualidade. Considerando o planejamento da

expansão do sistema de distribuição, existe e persiste uma escolha entre o custo e a confiabilidade do serviço (HESMONDHALGH; ZARAKAS; BROWN, 2012). Logo, um modelo de regulação por preços com incentivo único orientado a diminuição dos custos pode prejudicar a qualidade do bem e serviço prestado. Por isso, frequentemente, esses esquemas de regulação precisarão ser vinculados a regulações específicas direcionadas ao incentivo de qualidade dos bens e serviços prestados.

1.5.2.2. *Yardstick competition*

Outro importante modelo de regulação é o *yardstick competition* (competição por padrões). Nesse caso, o regulador em posse do acesso aos balanços anuais das concessionárias fixaria preços através da comparação entre as empresas, estabelecendo como padrão as empresas mais eficientes com uma margem de tolerância.

Esse procedimento assume como suposição a ausência de colusão entre as firmas, e que as concessionárias são de fato comparáveis. Existem alguns problemas associados a essas suposições, especialmente a segunda. Assumir plausibilidade na comparação entre duas concessionárias é uma tarefa complicada. Além de mercados de tamanhos e comportamentos muitas vezes distintos, existem especificidades e dificuldades inerentes a cada área e contrato de concessão.

A colusão entre firmas, na maioria dos casos, pode ser eficientemente combatida pela força da lei, mas existem vieses de orientação não claramente comunicados entre as firmas que poderiam causar problemas na construção do modelo de comparação por padrão. No entanto, o modelo, quando dotado das condições iniciais corretas e adequadamente implementado, pode ser uma opção eficiente.

1.6. Modelo tarifário e procedimentos regulatórios no setor elétrico brasileiro

O procedimento regulatório no Brasil envolve três processos de revisão tarifária: Revisão Tarifária Anual (RTA), realizada anualmente entre as revisões periódicas; Revisão Tarifária Periódica (RTP), realizada a cada 3, 4 ou 5 anos; e Revisão Tarifária Extraordinária (RTE), realizada quando há desequilíbrio no contrato de concessão.

Esses processos de revisão assumem papéis distintos de aplicação e estabelecimento das variáveis que compõe o cálculo regulatório tarifário. Antes de apresentar o papel de cada processo na determinação das principais variáveis regulatórias, para melhor entendimento do

procedimento, faz-se necessário compreendê-las na composição da tarifa de energia elétrica cobrada do consumidor cativo no Brasil.

A tarifa é calculada a partir da Receita Requerida (RR) das distribuidoras, e esse valor será dividido entre todos os consumidores cativos da rede de distribuição. A RR é composta pela soma de duas parcelas: a parcela A e a parcela B. A parcela A comporta custos que não estão sob administração direta das companhias, os custos não gerenciáveis (BRANDÃO et al, 2021). Segundo os dados do órgão regulador ANEEL (2020a), segue a equação correspondente à parcela A e suas variáveis constituintes:

$$VPA = CE + CT + ES \quad (1)$$

Onde:

VPA: Valor de Parcela A;

CE: Custo de aquisição de energia elétrica e geração própria;

CT: Custo com conexão e uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição;

ES: Encargos setoriais definidos em legislação específica.

A variável CE corresponde aos custos relacionados ao segmento de geração de energia, e a variável CT diz respeito aos custos relacionados ao segmento de transmissão, ambos captados nas tarifas pelas distribuidoras e posteriormente repassados. E, por último, os “encargos setoriais”, representados pela variável ES, englobam uma série de valores adicionais orientados a custear o desenvolvimento do setor elétrico e demais políticas energéticas.

Esses encargos são fruto de determinação legal, e são representados por: Conta de Desenvolvimento Energético (CDE); Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA); Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH); Encargos de Serviços do Sistema (ESS); Energia de Reserva (EER); Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica (TFSEE); Pesquisa e Desenvolvimento (P&D); Programa de Eficiência Energética (PEE) e Contribuição ao Operador Nacional do Sistema (ONS).

Todos esses itens servem a propósitos diferentes e são repassados integralmente às tarifas, constituindo uma parte da Receita Requerida na parcela A. Por terem feito parte de medidas regulatórias implementadas em 2020, são especialmente importantes ao presente trabalho o CDE e o P&D.

O encargo CDE tem como objetivo custear políticas de desenvolvimento do setor elétrico como: universalização da energia elétrica, tarifa social para residencial baixa renda, financiamento para fontes incentivadas, entre outras políticas energéticas. O P&D e PEE têm o

objetivo de prover financiamento para projetos de pesquisa e desenvolvimento no setor elétrico e projetos que promovam mais eficiência energética para o setor.

Por outro lado, a parcela B é mais importante para compreensão do segmento de distribuição, pois comporta os custos administrados pela companhia, ou custos gerenciáveis. De acordo com a ANEEL (2020a), segue a equação de variáveis que determinam a parcela.

$$VPB = (CAOM + CAA) * (1 - P_m - MIQ) - OR \quad (2)$$

Onde:

CAOM: Custo de Administração, Operação e Manutenção;

CAA: Custo Anual dos Ativos;

P_m : Fator de Ajuste de Mercado;

MIQ: Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade;

OR: Outras Receitas.

O Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM) é a variável que representa os custos correspondentes a toda operação e manutenção das concessionárias, englobando a soma entre receitas irrecuperáveis (inadimplências) e a estimativa de custo eficiente da concessionária, enquanto o Custo Anual de Ativos (CAA) corresponde ao custo do investimento feito pelas distribuidoras, sendo o responsável pela remuneração do capital e da depreciação. A soma desses dois componentes é ajustada por um fator $(1 - P_m - MIQ)$ que carrega a variável correspondente ao Fator de Ajuste do Mercado (P_m) e o Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade (MIQ).

O fator multiplicativo que ajusta a soma do CAOM com o CAA mencionado acima funciona como um mecanismo de incentivo à qualidade e ao aumento da produtividade, sendo o P_m representante dos ganhos de produtividade das distribuidoras de energia elétrica em determinado período, auferido pelo regulador através de uma relação entre o custo total e o mercado faturado, avaliando os ganhos de produtividade sobre a média setorial. O MIQ é um mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade do serviço prestado, sendo composto por 7 indicadores de qualidade confeccionados pela ANEEL.

Por fim, o item OR (Outras Receitas) refere-se a um termo que pretende compartilhar com os consumidores 60% de receitas originadas de serviços complementares ligados à distribuição oferecidos pelas concessionárias, enquanto mantém 40% desses ganhos em posse das companhias com intuito de gerar um estímulo à implementação e melhoria de serviços acessórios à atividade de distribuição.

Além desses componentes regulatórios presentes no modelo tarifário, o “fator X” também representa um importante item de ajuste e incentivo no cálculo da tarifa, sendo aplicada

anualmente sobre a parcela B. Esse componente tem o objetivo de compartilhar os ganhos de eficiência com o consumidor, ao mesmo tempo incorporando em sua metodologia mecanismos que mantenham o incentivo a uma trajetória de custos eficiente, acrescidos de um item de incentivo à qualidade do serviço e um item responsável pelo ajuste de mercado. A equação que compõe o fator X, segundo ANEEL (2020c), segue abaixo:

$$\text{Fator } X = Pd + Q + T \quad (3)$$

Onde:

Pd: Ganhos de produtividade da atividade de distribuição;

Q: Qualidade técnica e comercial do serviço prestado ao consumidor; e

T: Trajetória de custos operacionais.

A variável Pd segue a mesma metodologia de cálculo e objetivo da variável Pm (Fator de Ajuste de Mercado), enquanto a variável Q segue a mesma metodologia e objeto da variável MIQ (Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade). A trajetória de custos operacionais (T) apresenta a trajetória de custos operacionais ajustada à trajetória de custos eficientes (componente do item CAOM presente na parcela B), e possui presente em sua metodologia de cálculo o intuito de compartilhar uma parcela dos ganhos de eficiência do período com os consumidores sem retirar o incentivo presente no estabelecimento do custo eficiente (meta regulatória da regulação por incentivos) pelo órgão regulador.

Dada a apresentação das principais variáveis e estabelecimento das suas funções no cálculo tarifário, partamos ao entendimento mais claro dos procedimentos do órgão regulador e a construção do valor atribuído a esses itens por período. A RTE, de caráter extraordinário, por definição exige medidas discricionárias a depender de cada situação. A RTP é responsável por avaliar e definir o custo eficiente da distribuição (componente do CAOM), as metas de qualidade e perda de energia (componente da parcela A, sendo subitem nas compras de energia, valor repassado a geração) e componentes do fator X para o ciclo tarifário. A RTA, por sua vez, é responsável por repassar a variação dos custos não gerenciáveis (parcela A), atualizar a parcela de distribuição (parcela B) pela inflação e o fator X:

$$VPB_1 = VPB_0 \times (\text{Índice de Preços} - \text{Fator } X) \quad (4)$$

Onde:

VPB₀: Valor da Parcela B inicial;

VPB₁: Valor da Parcela B ajustado; e

X: Fator X.

Índice de Preços: Inflação dos 12 meses anteriores

Ainda na RTA, baseando-se em uma metodologia que engloba a previsão da demanda de energia para o próximo ano e o comportamento no período de referência (12 meses

anteriores), a parcela A é reajustada e é estabelecido um valor de energia requerida para atendimento obrigatório de 100% da demanda no mercado cativo por determinação legal. Nesse arranjo regulatório, as distribuidoras ficam expostas ao risco de sobrecontratação (até 5% há compensação financeira) e de subcontratação, em ambos os casos, podendo recorrer ao mercado de curto prazo de energia ao valor de Preço de Liquidação de Diferenças (PLD).

Os aspectos do modelo tarifário apresentados até aqui permitem a análise de alguns aspectos regulatórios e identificação de aplicações paralelas com as teorias apresentadas na seção anterior. Primeiramente, o fundamento do arranjo regulatório adotado no Brasil, como visto, é o *price-cap*, porém existem outras características complementares que fogem ao modelo “puro” e são orientadas à resolução de problemas e incentivos indiretos danosos à eficiência e qualidade do serviço no setor.

Um desses complementos, em linha com as observações feitas na seção anterior, é a regulação de qualidade feita pelo órgão regulador brasileiro visando ao contrabalanceamento dos incentivos na diminuição de custos próprio às características da regulação por preço. Dessa forma, pretende-se conciliar uma trajetória de custos descendentes sem prejuízo à qualidade dos serviços prestados pela concessionária.

Embora as características do *price-cap* sejam as mais visíveis na superfície dos subitens que compõe essas variáveis apresentadas, no cálculo, em alguns casos, são utilizadas metodologias de inspirações teóricas distintas para determinação de valores nas revisões. Algumas dessas técnicas correspondem a modelos teóricos abordados na seção anterior, como por exemplo a metodologia aplicada à confecção do componente Q presente no fator X e a determinação dos custos eficientes (subitem do CAOM) que são realizados através de concessionárias comparáveis em uma técnica de *benchmarking*, dessa forma, aproximando-se do modelo teórico *yardstick competition*, um tipo de regulação de incentivos vista anteriormente.

Outro exemplo é a metodologia de determinação da variável Custo Anual dos Ativos (CAA), componente da parcela B correspondente à remuneração do capital e da depreciação, que se utiliza de técnicas da regulação por custos, remunerando o investimento das concessionárias pela identificação do valor dos ativos.

Dessa forma, embora fundamentalmente a regulação brasileira adotada possa ser denominada como uma regulação por preços, ela reúne inúmeros aspectos metodológicos que afastam a prática regulatória de um *price-cap* “puro”. Com isso, algumas vantagens e

desvantagens surgem em relação à sua ideia na concepção - por exemplo, o modelo brasileiro não satisfaz mais a condição de simplicidade e pouca demanda de informações inerente ao *price-cap* “puro” e, ao mesmo tempo, evita o custo de possíveis debates regulatórios derivados da simplicidade exagerada do modelo original.

Particularmente importante para análise do trabalho da atuação da ANEEL, a variável CAA merece destaque. No seu cálculo, são somados os custos de instalação de móveis e imóveis, como veículos e computadores, junto à depreciação e à remuneração do capital. A remuneração do capital é a multiplicação do WACC regulatório (*Weighted Average Cost of Capital*) pela base de remuneração líquida, que por sua vez é estabelecida através da valoração dos ativos a preços atuais. Além das características metodológicas aplicadas nesse item, vale ressaltar a importância do WACC para a manutenção da sustentabilidade econômico-financeira no segmento de distribuição de energia elétrica.

De acordo com Arango et al (2009 *apud* DANTAS; BRANDÃO; ROSENTAL, 2015), após uma revisão de tarifas o *Economic Value Added* (EVA) deve ser igual a zero, o que significa que o lucro (Resultado Operacional Líquido) da distribuidora precisa ser igual ao seu custo de capital, descrito como “ROL – WACC” igual a zero. Dessa forma, o órgão regulador precisa acompanhar a performance econômico-financeira dessas distribuidoras, avaliando se os lucros estão acima do custo de capital ou abaixo do custo de capital. Caso estejam acima, os ganhos podem ser repartidos com os consumidores; caso contrário, os lucros abaixo do custo de capital podem indicar problemas operacionais, financeiros e de atratividade no setor.

Em suma, através da prática regulatória apresentada e análises realizadas, surgem algumas importantes informações para interpretação dos acontecimentos de 2020 em foco pelo presente trabalho. Por exemplo, entre as revisões de tarifa há exposição ao risco das distribuidoras em relação à demanda, sendo uma queda ou alta abrupta de demanda realizada em relação à demanda prevista um risco à sustentabilidade econômico-financeira das distribuidoras. Além disso, as distribuidoras repassam os valores que sustentam todo o setor elétrico, pois recolhem as tarifas, dessa forma, são as primeiras expostas aos riscos financeiros de crises do tipo.

2. CRISE ECONÔMICA E MEDIDAS REGULATÓRIAS NO SETOR ELÉTRICO EM 2020

2.1. A crise pandêmica e o setor elétrico

Em 2020, o Brasil e mundo foram atingidos por uma crise sanitária e econômica de alcance global. A crise, causada pelo novo coronavírus, iniciou-se oficialmente no dia 11 de março de 2020, quando a Organização Mundial da Saúde (OMS) atribuiu à situação vigente o status de pandemia. Nesse mês, a fim de combater a alta disseminação do vírus, em linha com as medidas de outros países, o Brasil implementou as primeiras medidas de isolamento social que aprofundaram os efeitos econômicos do período.

Nesse cenário, hábitos de consumo e trabalho foram alterados e o mundo viveu momentos de enorme incerteza. No Brasil, o Indicador de Incerteza da Economia (IIE-Br) da FGV subiu 52 pontos em março, para 167,1 pontos, maior nível da série histórica, iniciada em 2000, contra 112,9 em janeiro (EPE, 2020). Além disso, o PIB brasileiro apresentou queda de 4,1% (IBGE, 2020). O setor elétrico foi mais uma entre as indústrias afetadas pelas condições adversas no ano de 2020.

A imprevisibilidade e ineditismo do momento trouxeram apreensão para os agentes envolvidos no setor quanto à manutenção do equilíbrio econômico-financeiro dos contratos. A principal preocupação era a já esperada diminuição do consumo por conta das medidas que visavam promover o isolamento social, expondo as distribuidoras de energia elétrica ao risco de sobrecontratação.

Isso significa que a carga prevista inicialmente nos contratos de compra de energia, diante da provável queda de consumo e aumento da inadimplência, não seria faturada por inteiro. Essa dinâmica gerava um descompasso no fluxo de pagamentos, pois ao mesmo tempo que as distribuidoras precisavam pagar parcelas da energia já contratada, o consumo faturado não atendia ao inicialmente previsto. Logo, as distribuidoras estavam com um potencial problema financeiro no fluxo de caixa.

2.2. Cenário previsto e cenário realizado

Em um momento de muita incerteza, como em março de 2020, os agentes públicos construíram possíveis cenários para os efeitos e suas dimensões no mercado de energia elétrica

para possibilitar a criação e implementação de respostas eficientes e ajustadas ao que o momento demandava para a manutenção do equilíbrio nos contratos.

No início da crise do Covid-19 no Brasil, iniciavam-se as discussões dos possíveis efeitos da crise global no setor elétrico brasileiro. O principal fator de preocupação naquele momento, devido à natureza do desequilíbrio econômico no período, era a queda de consumo derivada das medidas restritivas de isolamento e o aumento da inadimplência derivada da provável queda na renda da população brasileira durante o ano de 2020.

Dessa forma, tornam-se relevantes as previsões que remetam à utilização da energia e, conseqüentemente, à demanda de energia em 2020, para comparação entre a dimensão real da crise e a percepção inicial da dimensão. Os dados que serão utilizados para esse fim na presente seção são as previsões de carga injetada no SIN (Sistema Interligado Nacional) para planejamento anual da operação energética em valores mensais, confeccionados pela ONS, e a carga injetada realizada em 2020.

As estimativas foram publicadas em 2 de abril de 2020 e 12 de maio de 2020, esta última sendo um ajuste de expectativas e cenário base em relação à publicação anterior. Por exemplo, a redução de carga anual projetada em abril foi -0,9%, enquanto as previsões de maio apontam para -2,9% de carga injetada em 2020. Existem significativas diferenças entre o cenário esperado, em ambas as tentativas de projeção, e o efetivamente realizado, como demonstrado na Figura 4, disponível abaixo:

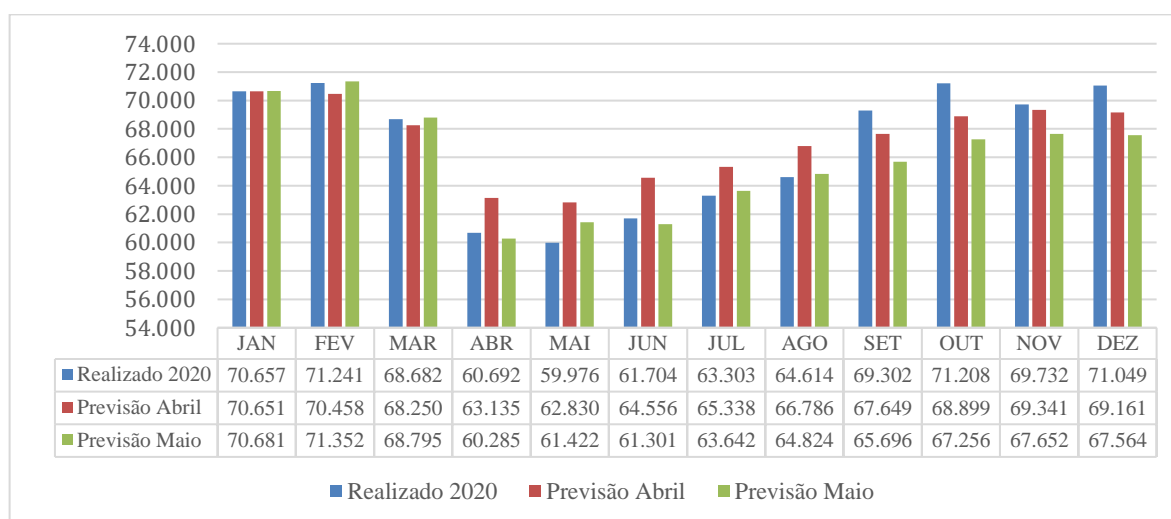


FIGURA 4: Gráfico da previsão de Carga MW med e Carga Realizada MW med em 2020

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de ONS.

A análise da Figura 4 permite intuir algumas informações sobre a percepção do agente público responsável pelos dados sobre a magnitude da crise. A previsão feita no início de abril apresenta uma perspectiva consistentemente mais otimista do que o realizado durante os meses mais críticos da pandemia, enquanto a previsão ajustada em maio adaptou o modelo às informações disponíveis e teve bons resultados diante da conjuntura atualizada, em linha com o realizado.

No entanto, as duas publicações de previsões mensais da ONS subestimaram a forte recuperação da carga injetada a partir de setembro. As previsões de maio, mais pessimistas, apresentaram significativa diferença com a carga injetada realizada nos meses de setembro, outubro, novembro e dezembro. Dito isso, apoiando-se no fato de que a maioria das decisões de medidas regulatórias em resposta à situação econômica adversa aconteceram durante o período crítico, é possível que os agentes tenham, em algum grau, superestimado a magnitude da crise para o período de 2020.

A partir dos dados de crescimento de consumo extraídos dos boletins mensais de mercado confeccionados pela EPE, pode-se analisar com mais clareza as classes de consumo responsáveis por essa recuperação ainda em meio à pandemia e medidas de restrição sanitária. A figura 5 demonstra esses dados, apresentando a composição das taxas de crescimento relativas às classes de consumo em cada mês no ano de 2020.

Importante frisar que a Figura 5 não versa sobre os valores de consumo absolutos em MGW/h, e sim sobre os percentuais de crescimento mensal das classes de consumo. À direita do marco zero (0%) estão os valores relativos às taxas de crescimento mensais de 2020 por classe de consumo, e à esquerda estão as taxas de decréscimo. Ademais, a categoria “Brasil” representa a taxa de crescimento (ou decréscimo) total no país.

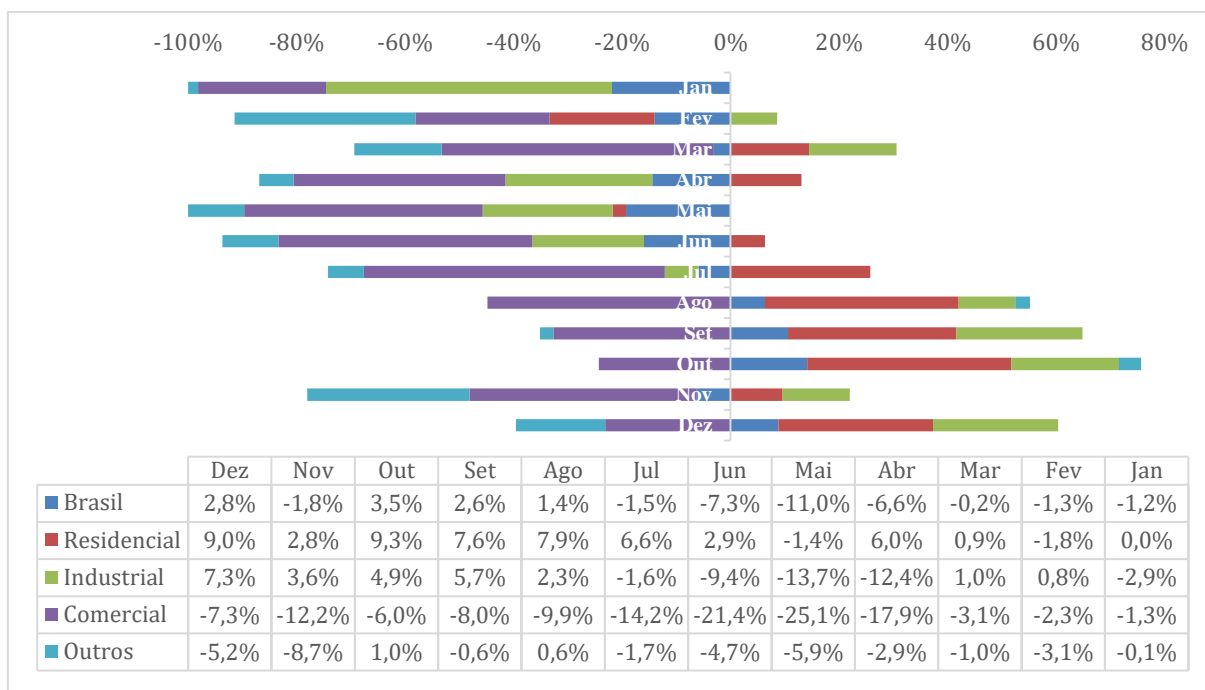


FIGURA 5: Gráfico do crescimento mensal em 2020 do consumo de energia por classe (%)

Fonte: Elaboração própria a partir dos boletins mensais de mercado da EPE

A partir desses dados, podemos visualizar com mais clareza o movimento relacionado à queda do consumo, iniciado em abril, e posteriormente, o movimento e a intensidade da recuperação, iniciada em agosto. Apesar da classe residencial, setores industrial, comercial e outros sofreram quedas de consumo relevantes durante os meses de abril a julho. Essas classes foram especialmente sensíveis às medidas restritivas de isolamento social e, por isso, apresentaram esse desempenho. Por outro lado, a classe residencial só apresentou queda no consumo no mês de maio, emplacando rápida recuperação logo após. Esse comportamento é relacionado ao aumento do consumo residencial alimentado pelas restrições de mobilidade e adoção de medidas como o home office.

O consumo comercial apresentou quedas durante todos os meses do ano e, embora tenha desacelerado em agosto, setembro e outubro, voltou a apresentar declínio acelerado nos dois últimos meses do ano. No entanto, a classe industrial e a classe residencial apresentaram crescimento e recuperação ambas em um ritmo surpreendente a partir de agosto, mais do que compensando as quedas na classe comercial e outros nesses meses.

Logo, pode-se concluir que, embora os efeitos severos na queda do consumo de energia tenham sido adequadamente antecipados no início da crise, os agentes podem ter sido

surpreendidos com a intensidade e rapidez da recuperação no momento seguinte, principalmente puxada pelas classes industrial e residencial.

2.3. Comparação entres as crises do setor elétrico em 2014 e 2020

O início das circunstâncias que geraram a última crise no setor elétrico brasileiro se deu em 2012, a partir da edição da MP 579 na lei 12.783 que, somada a outros fatores, causou problemas relevantes na sustentabilidade econômico-financeira das companhias. A MP visava à diminuição das tarifas de energia elétrica em 20%. Uma das principais medidas do plano elaborado era antecipar em até cinco anos a renovação das concessões por mais 30 anos. Dessa forma, baseando-se nessa contrapartida, pretendia-se retirar das tarifas os investimentos já depreciados e amortizados. (ALVARENGA, 2015).

Além disso, foi instaurado, a partir da MP 579, um regime em que as garantias físicas das geradoras, que determinam a quantidade de energia que um equipamento de geração consegue suprir dado um critério de suprimento definido (EPE, 2021), fossem convertidas em cotas que seriam alocadas para cada distribuidora de acordo com o tamanho do seu mercado. Por meio dessa ferramenta, alocava-se parte do risco hidrológico nos consumidores. Na prática, as distribuidoras recebiam uma receita regulada correspondente ao risco e esse valor era repassado ao consumidor.

Em novembro de 2012, o governo resolveu cancelar um leilão de energia sob a justificativa de que o regime de cotas seria suficiente para suprir o mercado nos próximos anos (ALVARENGA, 2015), mas não foi. Dessa maneira, como parte dos riscos hidrológicos já estavam alocados no consumidor, as companhias foram obrigadas a adquirir a diferença entre a demanda realizada e a cota de energia no mercado de curto prazo.

A ausência de oferta adequada de energia no leilão regulado e a insuficiência do regime de cotas em atender o mercado conduziram ao problema de subcontratação e exposição ao mercado de curto prazo de energia para as distribuidoras. No mesmo período, condições muito desfavoráveis em relação aos níveis dos reservatórios e, conseqüentemente, a necessidade de maior despacho termelétrico, resultaram em um PLD médio alto e próximo ao teto vigente durante o período.

Dadas as características apresentadas, pode-se dizer que o risco de sobrecontratação representa a principal diferença entre essa crise recente e a última crise vivida pelo setor elétrico

em 2014, em que as distribuidoras ficaram expostas ao risco de subcontratação e imersas em circunstâncias distintas das vigentes em 2020.

Em 2013 e 2014, os níveis hidrológicos dos reservatórios foram bastante desfavoráveis, enquanto na crise recente, verifica-se uma recuperação do nível de armazenamento para o período úmido, compreendido entre dezembro de 2019 e abril de 2020, o que efetivamente criou um conforto hidrológico para enfrentar o próximo período seco (ANEEL, 2020). Os níveis dos reservatórios de 2013 a 2020 estão representados na Figura 6.

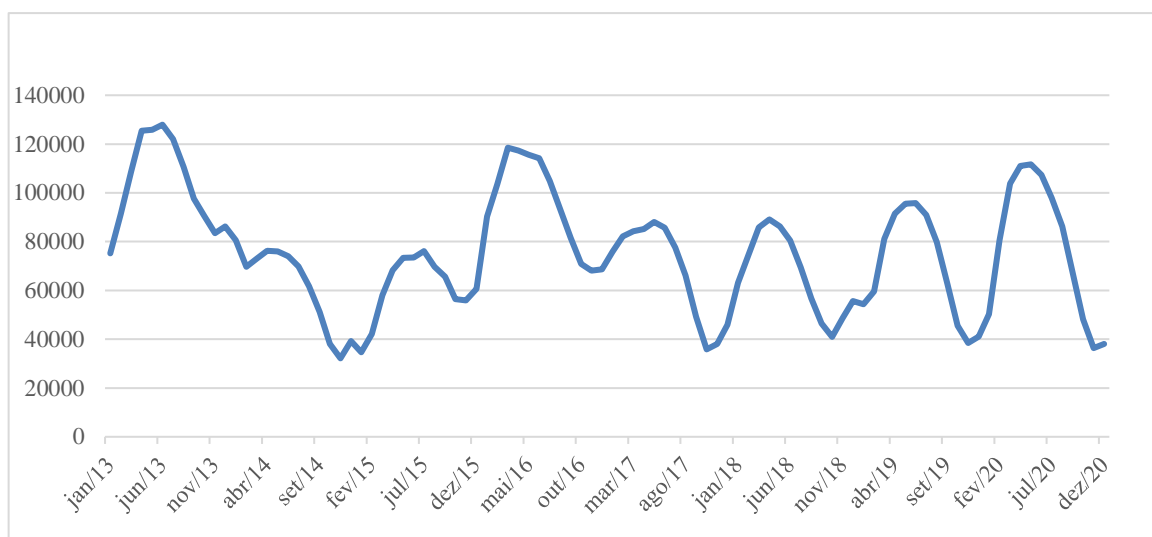


FIGURA 6: Gráfico da energia armazenada entre 2013 e 2020, em MW/mês

Fonte: Elaboração a partir de dados da ONS (2020).

Como se pode observar na figura 6, em junho de 2013 os reservatórios começam a decair, atingindo o vale do movimento gráfico em fevereiro de 2015, apenas recuperando os níveis anteriores em 2016. Em 2020, entretanto, o nível dos reservatórios apresenta acentuado crescimento nos primeiros meses do ano.

Por outro lado, em 2020, nos períodos mais complicados em termos de medidas restritivas, os preços do PLD estiveram próximos do valor piso estabelecido pela ANEEL, R\$39,68/MWh. A Figura 7 apresenta a movimentação média diária do PLD (sudeste) em 2020, fixados os seus preços máximos e mínimos:

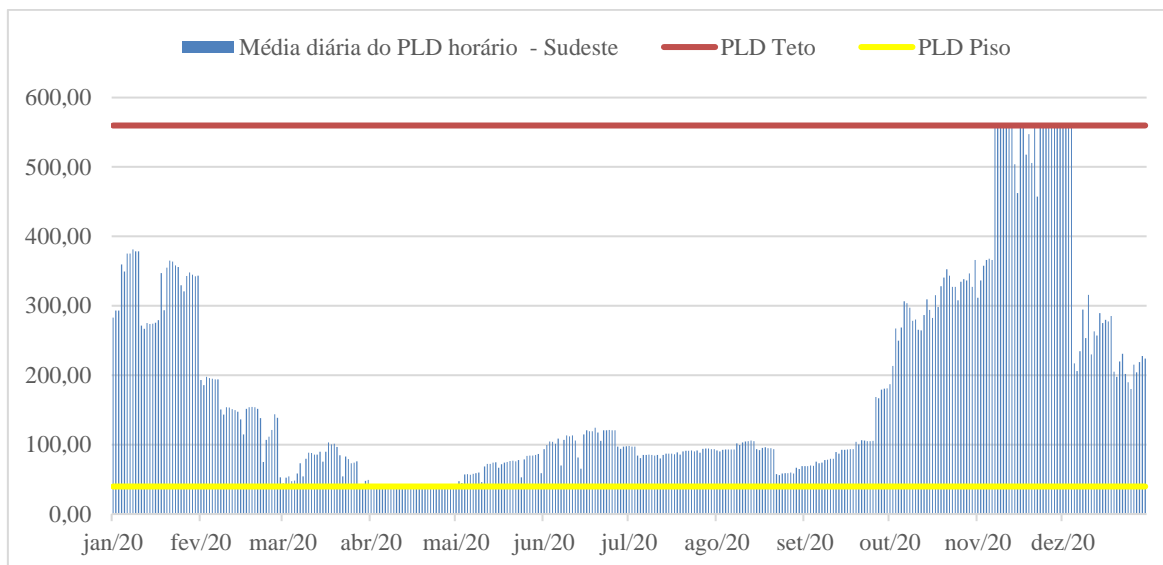


FIGURA 7: Gráfico da média diária do PLD por horário no Sudeste em 2020

Fonte: Elaboração a partir de dados do CCEE

A figura 7 expõe apenas o cenário realizado de preços de curto prazo em 2020. Por outro lado, a crise de 2014 apresentou PLD próximo ao teto na maior parte de sua vigência. Contudo, a geração efetiva de energia das hidrelétricas tem sido consistentemente abaixo da garantia física desde 2013. Essa diferença constitui um parâmetro de risco hidrológico (Fator de Ajuste do MRE) que, apesar de todas as distinções analisadas até agora entre as duas crises, configura-se como uma semelhança entre os períodos.

De maneira resumida, através da tabela disponibilizada pela nota técnica nº 01/2020-GMSE/ANEEL (ANEEL, 2020a), podemos apresentar de maneira mais clara as diferenças entre os dois períodos de crise:

TABELA 1: Panorama hidrelétrico nas crises de 2014 e 2020

	2014	2020
Hidrologia	Adversa	Confortável
PLD	Próxima ao teto	Próximo ao piso
Nível de contratação	Subcontratação	Sobrecontratação
Risco Hidrológico	Maior exposição	Menor exposição
Despacho Termelétrico	Intenso	Baixo
Mercado	Normal	Redução
Inadimplência do consumidor regulado	Normal	Crescimento

Fonte: Nota técnica nº 01/2020-GMSE/ANEEL.

2.4. Medidas regulatórias implementadas em resposta à crise

O primeiro passo dado diante da incerteza inicial e as prováveis complicações econômico-financeiras que resultariam de uma crise sanitária, foi o estabelecimento pelo MME do Comitê Setorial de Crise para articular, coordenar, monitorar, orientar e supervisionar as providências e medidas a serem adotadas pela Administração Central do Ministério, pelos órgãos e entidades vinculadas, bem como pelos agentes dos setores cujas atividades são reguladas pelas agências relacionadas à pasta (ANEEL, 2021). Segundo a Portaria nº 117/GM/2020, o comitê foi composto por:

- i) Secretária-Executiva do MME – responsável pela coordenação do Comitê; (ii) Chefe de Gabinete do Ministro; (iii) Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético; (iv) Secretário de Energia Elétrica; (v) Secretária de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis; (vi) Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral; (vii) Chefe da Assessoria Especial de Acompanhamento de Políticas, Estratégias e Desempenho Setoriais; (viii) Consultora Jurídica; e (ix) Subsecretário de Planejamento, Orçamento e Administração.

Em seguida, após o avanço efetivo da crise e das medidas restritivas, as instituições do setor elétrico (MME e ANEEL) reagiram propondo e implementando uma série de medidas em resposta aos efeitos e necessidades demandadas no momento de adversidade. Dentre essas medidas, estão implementações com importantes consequências no segmento de distribuição, como o estabelecimento do Grupo de Monitoramento do Setor Elétrico (GMSE), Resolução Normativa nº 878/2020, Despacho nº 986/2020, MP nº 950/2020 e a MP nº 950/2020.

Contudo, antes de pensar as possíveis implementações de combate à crise, o órgão regulador tratou de delimitar o seu espaço de atuação com as “Condições de Contorno Fundamentais” (ANEEL, 2020a, p. 9). Essa delimitação foi pautada em três relações básicas: efeitos econômicos e efeitos financeiros; natureza regulatória e natureza empresarial; fluxos regulados e fluxos livres.

Na primeira conclusão, determinam-se os impactos iniciais da crise como sendo de origem financeira e não econômica. Portanto, a compensação imediata adequada é providência de liquidez às distribuidoras. Nesse cenário, possíveis consequências econômicas precisariam de avaliação e compensação posterior.

Na segunda conclusão, separam-se os problemas de natureza regulatória dos problemas de responsabilidade empresarial. Essa distinção se relaciona ao entendimento de que a

providência de liquidez deveria corresponder a despesas regulatórias, para que, dessa forma, os consumidores não arcassem com responsabilidades alheias.

Por fim, a conclusão correspondente à dicotomia entre fluxos regulados e livres foi o entendimento de que as soluções e respostas do órgão regulador deveriam estar concentradas na resolução de problemas do fluxo regulado: compra de energia, custo de transmissão e encargos, enquanto os agentes do mercado livre de energia seriam responsáveis pelas suas próprias soluções.

Estabelecida a delimitação de atuação na implementação de medidas regulatórias pela ANEEL, considera-se que não há solução única e, portanto, as soluções escolhidas devem ter o potencial de mitigar os problemas existentes. Diante desse entendimento, o órgão considerou importante o estabelecimento de premissas sobre as quais estariam fundamentadas as respostas da crise, sendo elas: ações baseadas em evidências; implementações aderidas à legislação vigente, visando mitigar riscos jurídicos; estabilidade regulatória dos contratos; modicidade tarifária; autocomposição (incentivo a soluções derivadas de negociação, ao invés de determinação); celeridade para implementação; diálogo e transparência na criação; e implementação das respostas e esforço conjunto dos agentes do setor elétrico.

2.4.1. Resolução Normativa nº 878

A Resolução Normativa nº 878 foi uma das primeiras medidas implementadas, publicada em 24 de março de 2020, seis dias após o decreto de calamidade pública. Essa Resolução implementava medidas de cunho emergencial para permitir a continuidade na prestação do serviço de distribuição de energia elétrica que estariam em vigência durante os próximos 90 dias.

Esse período estipulado reflete a expectativa da agência reguladora sobre extensão de um momento mais crítico e, quando comparada aos dados do realizado apresentados na seção sobre os cenários, parece ter sido adequada, dado a desaceleração na queda do consumo no mês de julho e início da recuperação em agosto.

As medidas adotadas pela resolução incluem uma série de ações relacionadas ao combate da disseminação da Covid-19, como a suspensão da entrega das faturas mensais físicas e a substituição por uma fatura mensal online. Ademais, também foram priorizados atendimentos emergenciais em cumprimento com os protocolos sanitários de isolamento social, preservando a manutenção do serviço.

Além disso, houve a proibição da suspensão do fornecimento de energia elétrica por inadimplência das unidades consumidoras residenciais urbanas e rurais. Essa medida visava a manutenção do serviço em um contexto de adoção de medidas para beneficiar a parcela mais vulnerável da população. Embora inicialmente a expectativa de vigência determinada fossem 90 dias, no dia 15 de junho, em uma RTE, a ANEEL decidiu pela prorrogação da medida até julho. Essa implementação demanda atenção especial em relação à manutenção do equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras, pois pode ter colaborado com um aumento da inadimplência do período. A Figura 8 apresenta a evolução da taxa de inadimplência durante o ano de 2020, acompanhado da média móvel de três meses, demonstrando com mais clareza as tendências da variável no período observado.

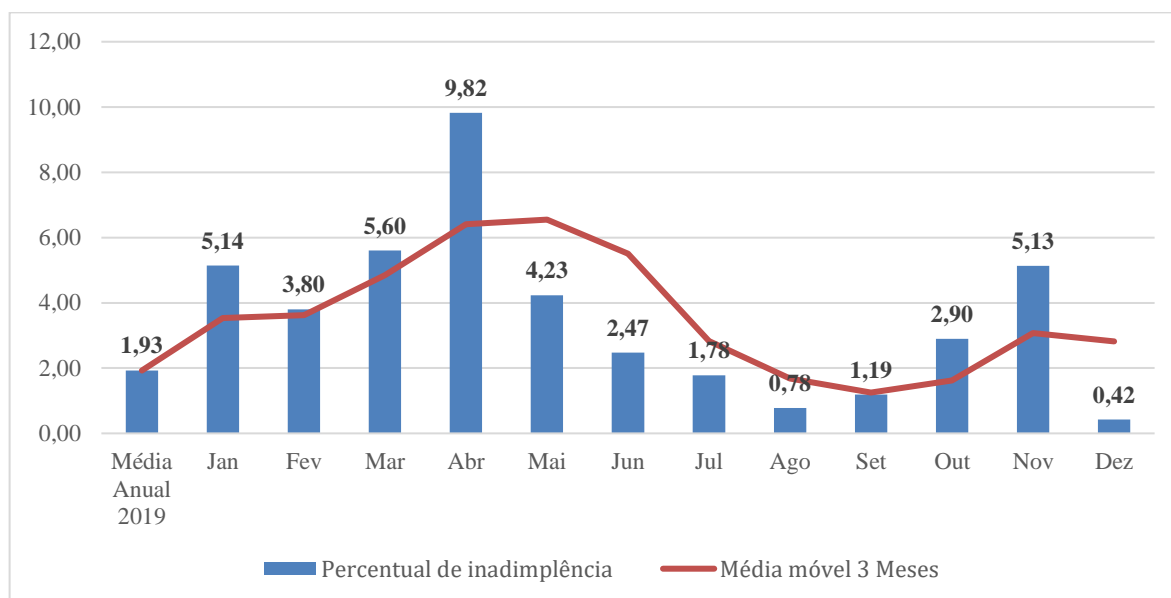


FIGURA 8: Gráfico da evolução da inadimplência da conta da luz em 2020 (%)

Fonte: Boletins de acompanhamento da Covid-19 MME

Apesar da proibição da suspensão do fornecimento de energia elétrica, a Figura 8 mostra que apesar do significativo aumento da inadimplência no mês de abril, os meses seguintes apresentam quedas sucessivas no percentual de inadimplência mensal no pagamento de energia. Essas informações sugerem que a ausência do instrumento de coerção (corte de energia), que esteve em vigência até julho de 2020, não foi fator decisivo na manutenção da alta taxa de inadimplência.

2.4.2. Grupo de Monitoramento do Setor Elétrico

O Grupo de Monitoramento do Setor Elétrico (GMSE) foi instaurado no dia 8 de abril de 2020. O órgão deveria atender a três principais tarefas: identificar os efeitos da pandemia no

mercado de energia elétrica, monitorar a situação econômico-financeira do setor elétrico diariamente e coordenar estudos de propostas que promovessem a manutenção do equilíbrio entre os agentes no setor, aliado à qualidade do serviço e modicidade tarifária.

3.4.3. Medida Provisória nº 949 e nº 950

A MP 950 foi publicada no mesmo dia em que o GMSE foi instaurado, em 8 de abril de 2020, e estabelecia um desconto de 100% para consumidores com faturamento mensal de até 220 KW. A despesa financeira relativa à cobertura desses descontos, conforme a MP 950 estabeleceu, será suprida por recursos da CDE.

Além disso, a MP possibilitou a tomada de recursos financeiros da CDE para enfrentamento dos impactos no setor elétrico. Essa medida teve vigência por 3 meses, começando no dia 1º de abril de 2020 e terminando em 30 de junho de 2020. Ademais, no mesmo dia, foi publicada a MP 949, que liberava 900 milhões em crédito extraordinário para subsidiar as contas de luz.

2.4.4. Conta-Covid

A MP 950 recebeu 180 emendas parlamentares no Congresso Nacional e, através do Decreto nº 10.350, de 18 de maio de 2020, foi criada a conta-Covid, a qual foi detalhada na Resolução Normativa nº 885, publicada em 23 de junho no Diário Oficial da União.

A conta-Covid é um mecanismo financeiro que viabiliza um empréstimo para as concessionárias de distribuição. Trata-se de uma solução apresentada e construída pelo MME, ANEEL, BNDES e agentes do setor para o descasamento entre receitas e despesas das distribuidoras, derivado da diferença entre o consumo projetado e realizado. A principal funcionalidade envolve mitigar o impacto nas contas de luz para o consumidor, aliando assim a sustentabilidade econômico-financeira das distribuidoras à modicidade tarifária.

O empréstimo foi oferecido as companhias de distribuição do setor elétrico em uma captação liderada pelo BNDES pelos bancos privados, com o valor teto de 16,1 bilhões de reais. A conta-Covid usou o CDE para financiar esse empréstimo que será pago pelos repasses dos valores da tarifa correspondentes ao encargo pela CCEE nos próximos 5 anos, diluindo os efeitos na conta de luz para o consumidor.

2.4.5. Medida Provisória nº 998

A Medida Provisória nº 998, do dia 1 de setembro de 2020, entre várias medidas relacionadas a mitigar os impactos nas contas de luz, trouxe uma importante decisão relativa ao

ambiente de distribuição de energia elétrica. Nessa decisão, a MP determinou a transferência de recursos não contratados do encargo de Pesquisa & Desenvolvimento e encargo de Eficiência energética afim de reduzir os impactos tarifários nos próximos anos. Foram destinados os recursos não comprometidos com projetos contratados ou iniciados, segundo a ANEEL, até setembro de 2020 havia R\$ 3,4 bilhões sem utilização. Essa medida, apesar de coerente com o objetivo de trazer modicidade tarifária ao consumidor, pode prejudicar o desenvolvimento e inovação do setor elétrico nos próximos anos, portanto, merece atenção especial no debate público.

3. METODOLOGIA

O trabalho apresentará e analisará indicadores e dados que elucidem a situação econômico-financeira das distribuidoras nos últimos anos até setembro de 2020, dada a disponibilidade de dados. Dessa maneira, pretende-se avaliar se os efeitos iniciais da crise do Covid-19 em 2020.

Os indicadores utilizados são apresentados no relatório de sustentabilidade econômico-financeira das distribuidoras elaborado pela ANEEL, e sua construção e escolha é detalhadamente discutida na Nota Técnica nº 111/2016 do órgão. Os dados necessários para confecção dos indicadores serão extraídos da base de dados relacionada ao Relatório de Informações Trimestrais (RIT) das distribuidoras no terceiro trimestre de 2020 da ANEEL (ANEEL, 2016).

Primeiramente, os indicadores construídos pela ANEEL resultado de contribuições de vários agentes envolvidos no mercado de distribuição elétrica, como bancos de investimento, agências de rating, agentes regulados, entidades de pesquisa e, por fim, órgãos reguladores. Para fim de análise do período mais crítico da pandemia, serão utilizados indicadores e dados anuais de 2011 até 2019 e a janela temporal de 12 meses terminada em setembro de 2020, dada a disponibilidade de dados.

A nota técnica da ANEEL deixa claro os limites de análise desses indicadores, estabelecendo seu propósito de acompanhamento de longo prazo. Contudo, o órgão argumenta que esses indicadores são capazes de oferecer ao menos uma sensibilidade mínima da situação econômico-financeira das distribuidoras.

Além disso, os relatórios que apresentam esses números já subsidiaram uma série de ações da agência, como a declaração de intervenção em concessionárias de distribuição e a emissão de ofícios demandando providências de distribuidoras em situação financeira desfavorável (ANEEL, 2016).

Para a análise do período em questão, dentre os dados disponibilizados pelo relatório, serão utilizados quatro indicadores principais: rentabilidade, endividamento e dois correspondentes à eficiência das distribuidoras. Por fim, a última seção apresentará a análise do desempenho dos grandes grupos econômicos presentes no mercado de distribuição baseado na trajetória e patamar desses mesmos indicadores.

A escolha desses quatro indicadores, dentre outros disponibilizados, baseia-se, primeiramente, na disponibilidade de dados que contemplem ao ano de 2020, e que, portanto, captem possíveis desdobramentos da crise nessas variáveis. Em segundo lugar, todos os quatro versam sobre algumas das principais dimensões econômico-financeiras da crise: a rentabilidade, dívida e a eficiência das distribuidoras.

A sustentabilidade da dívida é uma variável afetada por possíveis fragilidades em situações financeiras adversas como em 2020. Um dos principais problemas levantados pela incerteza financeira associada ao momento era o risco de sobrecontratação e, conseqüentemente, o descasamento entre receitas e despesas. Portanto, o financiamento desse descompasso foi questão central na formulação de respostas regulatórias. A rentabilidade pode antecipar possíveis problemas de dívida e a eficiência, por outro lado, capta muitas dimensões do negócio, sendo útil para avaliação do desempenho das distribuidoras durante o período frente às adversidades.

3.1. Coleta e comparação dos valores regulatórios e realizados

Os valores realizados foram extraídos das divulgações dos seus respectivos exercícios contábeis (12 meses). Para comparação com as rubricas regulatórias, diante do natural desencontro entre os reajustes tarifários e os períodos de competência contábil, foram mantidos os períodos de competência contábil e efetuada uma combinação proporcional dos valores do IRT (Índice de Reajuste Tarifário) antes e depois.

Para os cálculos do último intervalo, os valores realizados foram mantidos pelo valor nominal sem inflação. Os demais cálculos (anos anteriores) foram levados ao valor presente ao

mês anterior de início dos últimos 12 meses, tanto no realizado, quanto no regulatório (ANEEL, 2016).

3.2. Rentabilidade

O indicador de rentabilidade que será utilizado é construído através da divisão entre a diferença do EBIT (*Earning Before Interest and Tax*) Ajustado e o EBIT Regulatório, ambos para o período dos últimos doze meses (UDM), pela soma da BRL (Base de Remuneração Líquida) e o Capex incremental.

$$Rentabilidade = \frac{EBIT \text{ Ajustado UDM} - EBIT \text{ Regulatório UDM}}{Base \text{ de Remuneração Líquida} + Capex \text{ Incremental}} \quad (5)$$

O indicador é relevante para que o regulador avalie a rentabilidade final das distribuidoras, tendo em vista que uma baixa rentabilidade pode antepor reduções nos níveis de investimento e nas despesas com manutenção, bem como na elevação do endividamento (ANEEL, 2016, p. 10).

O EBIT foi ajustado pela subtração dos valores de gastos com aluguel, tornando o indicador mais apto a captar o percentual sobre aquilo que representa o investimento de capital da distribuidora. A BRL representa o investimento realizado pelas distribuidoras na prestação dos serviços que será coberto pelas tarifas cobradas aos consumidores. Essa variável regulatória é estabelecida por meio da avaliação dos ativos da concessionária.

Tal avaliação, por sua vez, é realizada utilizando-se o Método do Valor Novo de Reposição (VNR), que consiste na valoração de cada ativo, a preços atuais, por todos os gastos necessários para a sua substituição por um ativo idêntico, similar ou equivalente que efetue os mesmos serviços e tenha a mesma capacidade do ativo existente (ANEEL, 2021).

O Capex Incremental no indicador cumpre o propósito de ajustar os valores de investimento ao período regulatório. Nos anos em que não há RTP, foi considerada a BRL na data base de seis meses antes da data da RTP (prazo em que os investimentos incrementais são incorporados às tarifas) e deslocou-se para o final do último trimestre mais próximo (em vista de que só há disponibilidade de Capex em bases trimestrais). A partir desse deslocamento, houve correção monetária ao IPCA pelos 12 (doze) meses seguintes, redução pela QRR,

incremento pelos investimentos e, assim, sucessivamente para os anos seguintes. (ANEEL, 2016, p. 10).

O indicador de rentabilidade confeccionado pela ANEEL é adaptado à realidade financeira e regulatória do setor de distribuição elétrica no Brasil. Sendo assim, ele consegue explicar a rentabilidade de maneira mais satisfatória do que os indicadores comuns presentes na literatura financeira.

Um índice comumente utilizado para rentabilidade é o ROA (*Return on Assets*), que é a “taxa de retorno gerado pelas aplicações realizadas por uma empresa em seus ativos. Indica o retorno gerado por cada R\$ 1,00 investido pela empresa” (ASSAF NETO, 2008, p. 229). O ROA é representado pela equação abaixo.

$$ROA = \frac{\text{Lucro Operacional}}{\text{Ativo Líquido}} \quad (6)$$

No entanto, o presente indicador utilizado no trabalho leva em consideração o ambiente regulado, captando qual foi o percentual do lucro operacional (EBIT) descontado do seu valor regulatório estabelecido pela ANEEL que se realizou acima ou abaixo dos ativos valorados pela BRL.

3.3. Endividamento

O indicador de endividamento que será utilizado é construído através da divisão entre Dívida Líquida com Ativos e Passivos Financeiros Setoriais (DLR) e EBITDA UDM Ajustado com a subtração do QRR UDM. Dessa forma, representa a relação entre três principais variáveis: a dívida (DLR), a geração operacional de caixa (EBITDA) e o investimento mínimo necessário (QRR), respectivamente. Segue o indicador abaixo:

$$\text{Endividamento} = \frac{\text{Dívida Líquida com Ativos e Passivos Financeiros Setoriais (DRL)}}{\text{EBITDA UDM Ajustado} - \text{QRR UDM}} \quad (7)$$

A Dívida Líquida com Ativos e Passivos Financeiros Setoriais, ou DLR, representa a dívida líquida (avaliada na respectiva competência contábil) acrescida de ativos e passivos regulatórios. O EBITDA UDM Ajustado (*Earns Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization*), representa a geração operacional bruta de caixa nos últimos 12 meses (UDM),

excluindo-se a despesa com aluguéis e arrendamentos, uma vez que existe compensação regulatória para esses gastos através do item regulatório CAIMI.

Por fim, a Quota de Reintegração Regulatória (QRR) é o subitem regulatório correspondente à depreciação e amortização dos investimentos realizados, presente no item CAA que compõe a parcela B. Todos esses itens anualizados — exceto 2020, em que são disponíveis dados até setembro —, estão disponibilizados na base de dados relativa ao RIT do terceiro trimestre de 2020.

A fim de esclarecer o DRL, distinto do item contábil usual, a dívida líquida, segue um exemplo: diante de um hipotético aumento nos Ativos Regulatórios Líquidos, decorrente de custos não gerenciáveis (Parcela A) maiores do que os contemplados na tarifa, ocorrerá um aumento no endividamento líquido das empresas (redução do caixa ou aumento no endividamento oneroso). Contudo, a configuração de ativos regulatórios em um período posterior irá resultar em um aumento nas tarifas, o qual tenderá a reforçar o fluxo de caixa das empresas, contribuindo para reduzir o endividamento (CASTRO et al, 2018). No caso da crise de 2020, a janela de tempo dos dados utilizados já considera os ativos e passivos regulatórios instaurados nas medidas regulatórias implementadas em resposta à crise.

A QRR representa o investimento mínimo necessário para a manutenção do serviço de distribuição, mas o nível de investimentos esperado é tal que seja continuamente maior do que a QRR anterior, para que assim haja expansão e melhoria dos serviços prestados. Entretanto, o indicador que utilizaremos busca avaliar as distribuidoras a partir de sua capacidade mínima de sustentabilidade econômico-financeira, representada pela QRR. Portanto, a lógica embutida na formulação do indicador reside na retirada do mínimo de investimento necessário para continuidade da prestação do serviço nos mesmos níveis de atividade do fluxo de caixa operacional bruto (EBITDA UDM Ajustado).

Dessa forma, o cálculo do indicador é capaz de avaliar a capacidade das distribuidoras honrarem seus compromissos no longo prazo, indicando em quantos períodos (UDM) de geração operacional de caixa bruta ajustada descontada da depreciação e amortização regulatórios (QRR) a DLR pode ser zerada.

A formulação desse indicador é semelhante a um tradicional indicador financeiro de endividamento proposto na literatura segundo Ferreira et al. (2020) que possui um propósito de avaliação semelhante. Segue abaixo:

$$\text{Endividamento} = \frac{\text{Dívida Líquida}}{\text{EBITDA}} \quad (8)$$

No entanto, as mudanças de metodologia no cálculo do indicador de endividamento que será utilizado tornam a medida mais ajustada à realidade das distribuidoras de energia elétrica, relacionando itens financeiros e regulatórios para melhor compreensão da real situação de sustentabilidade da dívida dessas companhias. As diferenças são a inclusão dos ativos e passivos regulatórios no numerador, adequando as compensações inerentes ao ambiente de negócios regulado, e a subtração da amortização e depreciação regulatória do denominador, adequando a capacidade de pagamento da DLR pelas distribuidoras à necessidade de um nível mínimo de investimentos. Além disso, há o ajuste no EBITDA, que também visa ao melhor enquadramento do indicador ao ambiente regulado.

Para a análise desses patamares de endividamento representados na trajetória desse indicador nas companhias de distribuição, a ANEEL estabeleceu o que seria um nível sustentável. Esse cálculo do nível sustentável de endividamento para o indicador estabeleceu (1/1,11) com teto da Selic, taxa básica de juros firmada pelo Banco Central, para o cálculo em 12,87%. Nesse parâmetro, considerou-se o patamar demarcado como sustentável nos contratos de concessão.

Dessa forma, as distribuidoras que apresentaram valores iguais ou abaixo desse nível de alavancagem foram consideradas como sustentáveis. Após esse estabelecimento, mais três níveis de qualificação foram criados. Em segundo lugar, o limite foi considerado o dobro da alavancagem sustentável (entre 100% e 200%). Em terceiro lugar, ficaram as distribuidoras com QRR maior do que o EBITDA, apresentando assim, um fluxo negativo, ou com indicador acima de 200% do nível sustentável. Por último, as empresas que apresentaram EBITDA negativo. Segue a classificação na tabela para os anos que farão parte da análise. Dada as taxas Selic vigentes em cada ano, as distribuidoras podem ser classificadas nesses quatro níveis de sustentabilidade. O “x” após os parâmetros simboliza a quantidade de vezes no fluxo do EBITDA subtraído da QRR que seriam necessários para pagar a dívida.

TABELA 2: Qualificação do nível de sustentabilidade das distribuidoras

	2015	2016	2017	2018	2019	Set/20
Nível Sustentável (NS)	7,0 x	7,0 x	9,1 x	14,1 x	15,2 x	25,3 x
Entre 100% e 200% do NS	14,0 x	14,0 x	18,1 x	28,1 x	30,3 x	50,7 x
Fluxo Negativo	QRR > EBITDA ou Indicador > 200% do NS					
EBITDA Negativo	EBITDA < 0					

Fonte: Nota Técnica nº 111/2016 da ANEEL

Dívidas podem expor a empresa ao risco de default e eventual liquidação e aumentar os problemas decorrentes do conflito entre os interesses dos investidores da companhia e credores da dívida. Além disso, diminui consideravelmente a flexibilidade da empresa para tomar medidas agora ou no futuro (especialmente em situações adversas em que o financiamento se torna essencial, como em 2020). (DAMODARAN, 2004). Portanto, a análise desse indicador é relevante para a avaliação da sustentabilidade econômico-financeira das distribuidoras de energia elétrica até setembro de 2020, auxiliando assim a compreensão da magnitude da crise e dos desdobramentos das medidas regulatórias.

3.4. Eficiência

A eficiência da distribuidora engloba uma série de dimensões importantes para a sustentabilidade e crescimento na extensão e qualidade do serviço. Ainda que indiretamente, o controle de dívida, a realização de investimentos, a remuneração do capital, a distribuição de resultados e até a qualidade do serviço ocorrem, em regra, quando a distribuidora tem eficiência nos gastos e geração de caixa positiva (ANEEL, 2016).

O primeiro indicador escolhido para representar a trajetória de sustentabilidade econômico-financeira das distribuidoras foi o PMSO Ajustado UDM dividido pelo PMSO Regulatório UDM menos um. Esse indicador reúne o item financeiro e regulatório que representa as despesas das concessionárias (Pessoal, Materiais, Serviços e Outros) que usualmente figura, segundo a Nota Técnica nº 111/2016 da ANEEL, como o maior problema gerador de dificuldades financeiras. Segue o indicador abaixo:

$$Eficiência_{PMSO} = \frac{PMSO \text{ Ajustado UDM}}{PMSO \text{ Regulatório UDM}} - 1 \quad (9)$$

Além dos itens de despesa supracitados, o ajuste do PMSO no numerador deriva da adição dos valores correspondentes a eventuais diferenças entre as perdas de energia realizadas e as perdas de energia regulatória e sobrecontratação de energia não repassada à tarifa — dessa forma, essas duas dimensões também são captadas pela trajetória do indicador. Em suma, o indicador busca apresentar se a eventual baixa performance na geração de caixa é explicada pelo mal desempenho administrativo dessas despesas.

Esse indicador terá utilidade na análise da resposta administrativa de custos das distribuidoras frente aos acontecimentos geradores da crise e da incerteza financeira associada ao ano de 2020. Dessa maneira, pode-se avaliar se houve impacto no caixa operacional derivado de uma mudança na trajetória de custos, piorando ou melhorando a situação econômico-financeira das distribuidoras durante os momentos mais críticos.

Outro indicador utilizado para a avaliação de eficiência das distribuidoras, apresentado pelo mesmo relatório do órgão regulador é o EBITDA Ajustado UDM dividido pelo VPB Regulatório UDM. Ele apresenta a visualização dos recursos remanescentes diante da parcela B da distribuidora, permitindo a comparação com outras concessionárias. Segue o indicador abaixo:

$$Eficiência_{EBITDA/VPB} = \frac{EBITDA \text{ Ajustado UDM}}{VPB \text{ Regulatório UDM}} \quad (10)$$

A avaliação desse indicador no agregado permitirá compreensão sobre uma noção mais geral de eficiência das distribuidoras e situação do negócio de distribuição de energia elétrica em determinado período, sendo assim uma contribuição na análise da saúde econômica e financeira do setor de distribuição até setembro de 2020.

3.5. Distribuidoras por tamanho do mercado de energia (GWh)

Este trabalho pretende avaliar a sustentabilidade econômico-financeira das distribuidoras separadas por tamanho do mercado de energia que atendem. Dessa forma, pretende-se analisar se o tamanho do mercado em que determinada distribuidora promove reações distintas na trajetória de sustentabilidade. Nesse cenário, em que distinções fossem avaliadas, uma análise mais individual das distribuidoras pode ser necessária na construção de respostas regulatórias mais eficientes.

As distribuidoras serão divididas em quatro blocos distintos. O primeiro bloco contém as 13 maiores distribuidoras, correspondendo a 71,3% do mercado de energia em GWh. O segundo contém as 13 seguintes, correspondentes a 22,35% de mercado de energia. O terceiro contém 13 distribuidoras, correspondendo a 5,78% do mercado de energia. O quarto, contém 14 menores distribuidoras, correspondendo a 0,57% do mercado de energia. As distribuidoras e suas respectivas parcelas de mercado em GWh que compõem cada grupo estão especificados nos dados presentes no Anexo A.

A partir desses grupos, os indicadores previamente estabelecidos por distribuidora foram construídos por soma simples das variáveis financeiras e regulatórias para o agregado em cada bloco. A avaliação na trajetória desses indicadores permitirá a melhor compreensão de como o tamanho das distribuidoras pode influenciar a trajetória de sustentabilidade econômico-financeira.

4. ANÁLISE DOS INDICADORES

O presente capítulo pretende analisar indicadores de endividamento e eficiência disponibilizado pela ANEEL. Dessa maneira, será avaliada a sustentabilidade econômico-financeira das distribuidoras no agregado durante o período analisado, e também por tamanho de mercado de energia em GWh no mesmo período.

4.1. Rentabilidade

O Gráfico 8 demonstra o indicador de rentabilidade agregado por soma simples para todas as distribuidoras de 2011 até setembro de 2020, o EBIT Ajustado menos EBIT Regulatório divididos pela BRL.

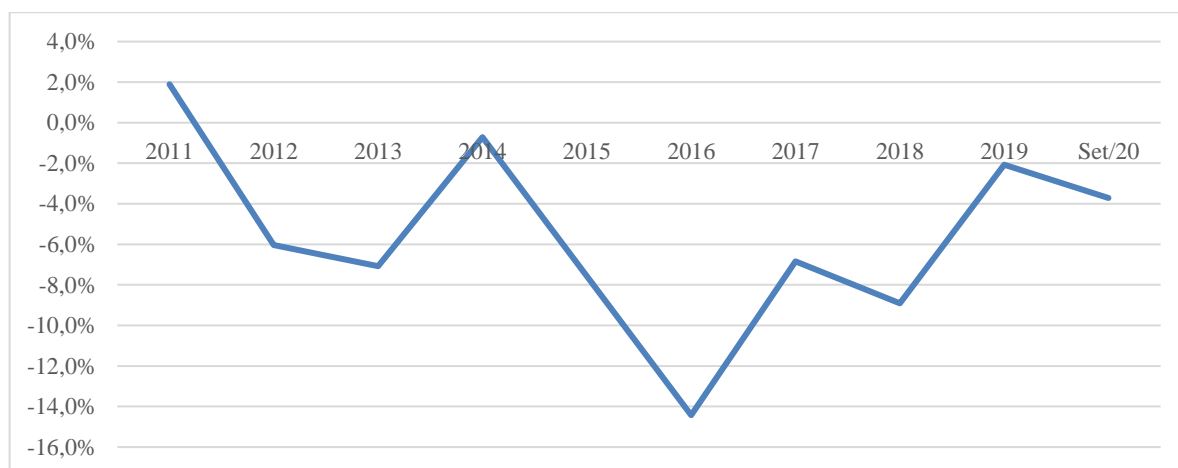


FIGURA 9: Gráfico do indicador de rentabilidade de 2011 a set/2020

Fonte: elaboração própria a partir de dados da ANEEL (2020).

Pela trajetória do indicador no período analisado, é possível notar que a diferença entre o EBIT Ajustado e o EBIT Regulatório das distribuidoras está constantemente abaixo da Base de Remuneração Líquida. Esse desempenho operacional indica, no geral, uma performance ruim das distribuidoras frente aos valores regulatórios estabelecidos pela ANEEL. A piora

acentuada a partir de 2014 pode ser explicada pelos efeitos da MP 579 e da crise hidrológica, que se estenderam até o início de 2016, quando houve recuperação no nível dos reservatórios. Isso desencadeou desequilíbrios econômicos e financeiros no setor elétrico brasileiro responsáveis por esse desempenho negativo (CASTRO, 2018; BRANDÃO, 2017).

Contudo, além disso, a queda acentuada no agregado de 2016 tem forte influência do resultado da distribuidora Amazonas Energia, com 1655% de queda no seu indicador de rentabilidade, devido principalmente à diminuição de caixa operacional bruto pelo aumento de custos nessa unidade (AMAZONAS, 2016). Os dados do último período analisado também indicam uma leve queda, possivelmente causada pela redução no consumo de energia derivada da crise econômica em 2020.

4.2. Endividamento

A Tabela 3 mostra a quantidade de distribuidoras por período classificadas por situação da sustentabilidade da dívida através da avaliação do indicador de endividamento. Dessa forma, a coluna “Sustentável” é composta por distribuidoras com indicador em até 7x; a coluna “Atenção” é composta por distribuidoras entre 7x e 14x; na coluna “Fluxo Negativo”, estão as que apresentaram a QRR maior que o EBITDA ou apresentaram indicador acima de 200% do nível “Sustentável” (acima de 14x); e, por fim, a coluna “EBITDA Negativo” mostra distribuidoras que apresentaram EBITDA menor que zero.

TABELA 3: Número de distribuidoras por situação de sustentabilidade da dívida

	Sustentável	Atenção	Fluxo Negativo	EBITDA Negativo
2011	38	3	4	8
2012	34	2	9	8
2013	30	1	9	13
2014	29	10	7	7
2015	34	1	8	10
2016	26	6	11	10
2017	34	7	3	9
2018	36	5	4	8
2019	40	8	0	5
Set/20	38	4	5	6

Fonte: elaboração própria a partir de dados da ANEEL (2020).

A trajetória do número de distribuidoras classificadas como sustentáveis demonstra forte tendência de queda principalmente durante os anos de 2014 a 2016, elucidando os

impactos ainda vigentes da crise de 2014 nos níveis de endividamento das distribuidoras. Os dados de setembro de 2020 também apresentam piora na situação geral das distribuidoras, embora menos acentuada quando comparada ao período anterior.

A crise em 2020, apesar da forte contração no PIB e considerável queda na demanda de energia, contou com uma hidrologia favorável (ANEEL, 2020) e um cenário de financiamento mais confortável, com SELIC atingindo a mínima histórica de 2% (BACEN, 2020), diferente da crise anterior analisada. Na crise em 2015 e 2016, a queda abrupta do EBITDA UDM agregado no setor — respectivamente, -31,2% e -58,9% — aliada ao aumento da DLR, especialmente em 2016 (30,04%), explicam a piora do endividamento mais acentuada no período.

Os dados em setembro de 2020, por sua vez, apontam para uma queda de 1,4% no EBITDA e aumento de 0,9% da DLR, segundo dados do relatório de indicadores do terceiro trimestre da ANEEL (2020). O comportamento do EBITDA está relacionado à característica das crises e seus respectivos períodos que serão enunciados na próxima seção de análise dos indicadores de eficiência.

Contudo, é necessário destacar a relevância desse indicador para captar certas características que são parte da natureza da crise do Covid-19 e, portanto, explicam algumas dimensões dos acontecimentos nos primeiros seis meses da crise iniciada em março de 2020. A principal dificuldade e explicação que subsidiou as respostas regulatórias dos *policy makers* do setor elétrico foi o descompasso entre as receitas e as despesas que ocasionariam sérios problemas de caixa para as companhias (ANEEL, 2020). O lado das receitas foi representado pela queda na demanda de energia (e possíveis aumentos na inadimplência), e o lado das despesas pelas parcelas referentes à energia já contratada mediante a demanda prevista, conforme estabelece a prática regulatória brasileira.

A queda na demanda de energia nos três primeiros meses (março, abril e maio de 2020) foi muito relevante, embora a recuperação das classes residencial e industrial tenham atenuado essa tendência a partir de junho e agosto (EPE, 2020), respectivamente. Por outro lado, mesmo diante da Resolução Normativa nº 878, que impedia o corte de energia por 90 dias (foi prorrogado através de RTE até junho), somada ao ambiente recessivo da economia brasileira, a inadimplência apresentou queda percentual a partir de maio (MME, 2020).

Surpreendentemente, apesar da alta considerável nos meses de março e abril dessa variável, a inadimplência voltou a apresentar média menor do que a média anual de 2019 em

julho, conforme aponta a figura 8. Esse comportamento da inadimplência foi possivelmente amenizado pelo programa de auxílio emergencial do governo federal, implementado através da Lei nº 13.982, de dois de abril de 2020. Nesse programa, foi estabelecido um auxílio no valor de 600 reais, inicialmente por três meses (sendo posteriormente prorrogado) para brasileiros em situação de fragilidade socioeconômica.

Além disso, o indicador conta com um importante componente regulatório (DLR), que contabiliza, na sensibilidade da sua trajetória, decisões regulatórias como MP 949/2020 e a MP 950/2020 (Conta-Covid). Essas medidas possivelmente tiveram um importante papel em assegurar tal grau de sustentabilidade econômico-financeira observado nas distribuidoras durante o período captado pelo indicador. As medidas foram instituídas em 8 de abril de 2020, embora a MP 950 tenha sofrido alterações fruto de emendas parlamentares, tendo sido implementada através da Resolução Normativa nº 885 em junho de 2020.

4.3. Eficiência

Os indicadores de eficiência são importantes instrumentos de avaliação da saúde econômica e financeira das distribuidoras. Empresas mais eficientes tem maior capacidade de gerar caixa e controlar despesas (ANEEL, 2016). Dessa forma, o desempenho do indicador de eficiência capta muitas dimensões do negócio.

A Figura 10 mostra a trajetória do primeiro indicador de eficiência que será apresentado nessa seção, o EBITDA UDM dividido pelo Valor da Parcela B (VPB) UDM, de 2015 a setembro de 2020.

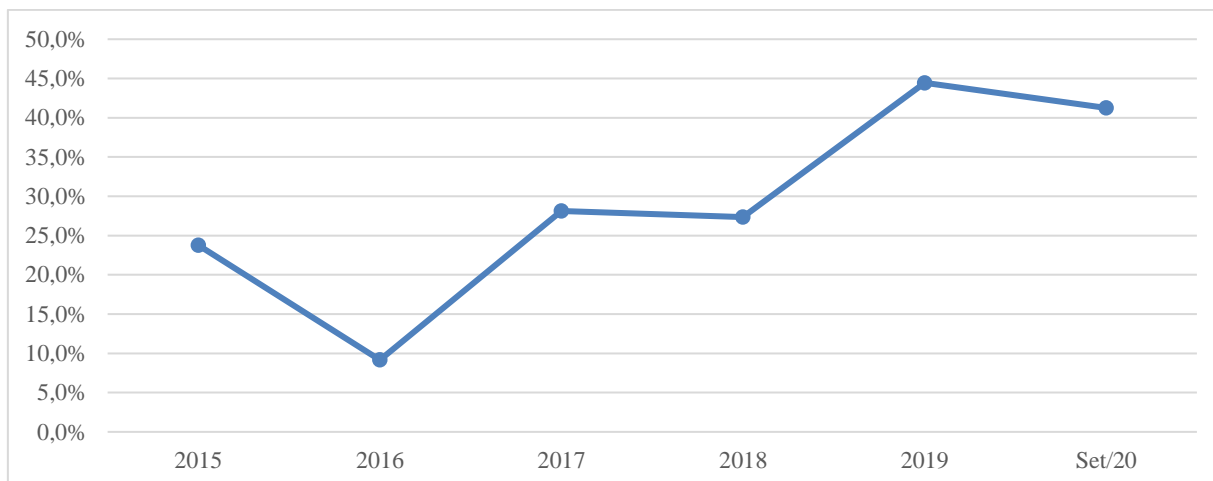


FIGURA 10: Gráfico do indicador de eficiência na geração de caixa operacional bruto de 2015 a set/2020

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL (2020).

O período mais complicado em termos de eficiência medida por esse indicador foi o ano de 2016, apresentando uma queda acentuada em relação ao ano anterior, chegando a registrar menos de 10% na relação entre o EBITDA e o VPB. A partir 2017, pode-se notar uma forte recuperação, embora haja estabilidade em 2018. Contudo, os dados de setembro de 2020 demonstram interrupção nessa tendência, apresentando leve queda. Para melhor análise do indicador, segue a trajetória da taxa de crescimento (%) das duas variáveis que o compõe a Figura 11.

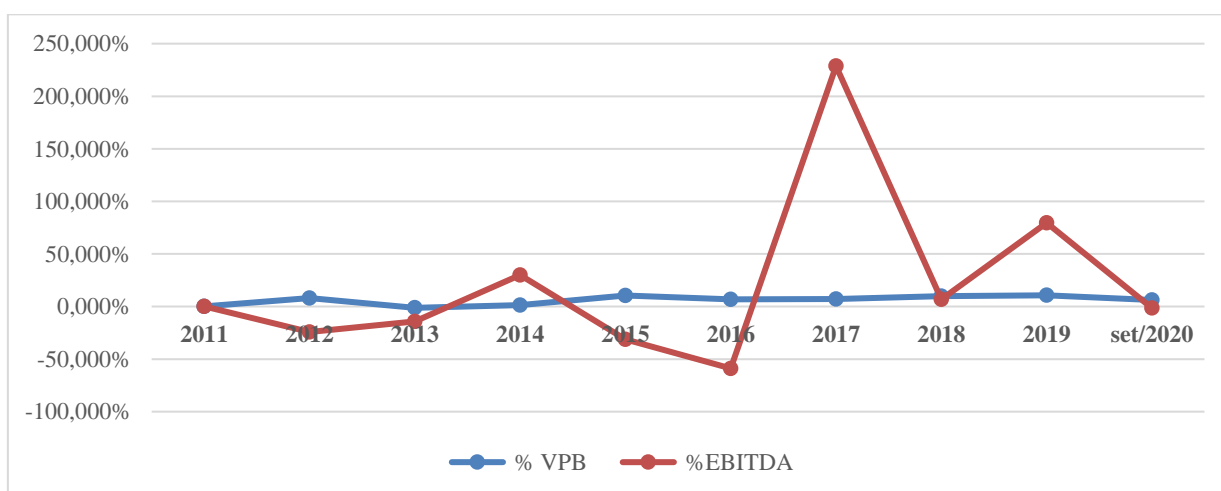


FIGURA 11: Gráfico das taxas de crescimento do EBITDA UDM e do VPB UDM de 2011 a set/2020

Fonte: elaboração própria a partir de dados da ANEEL (2020).

O crescimento do VPB permanece estável e positivo ao longo dos períodos analisados. Por outro lado, o EBITDA demonstra variações relevantes em alguns anos. Dessa maneira, fica claro que a trajetória do indicador é explicada, em sua maioria, pelas variações do caixa operacional bruto (EBITDA). O EBITDA em 2017, apesar da sua evidente recuperação, demonstra magnitude acentuada, em parte, devido à base de comparação baixa no ano anterior.

A principal característica da crise anterior (2014 até 2016) que explica a trajetória do EBITDA são os efeitos da MP 579 na subcontratação das distribuidoras de energia elétrica aliada ao alto PLD devido à crise hidrológica também vigente. Além disso, o cenário macroeconômico e a recessão levaram à queda no consumo de energia. Entretanto, em um cenário de subcontratação em que as distribuidoras eram obrigadas a adquirir a energia pelos altos preços de curto prazo para atendimento de 100% da demanda por determinação legal, conforme estabelece a Lei nº. 10.848/2004, a queda no consumo não explica por inteiro a trajetória do EBITDA.

Em contrapartida, a explicação na variação negativa do EBTIDA em 2020 está fundamentada na queda do consumo de energia, ocasionada principalmente pelas medidas de restrição de mobilidade devido à pandemia. A principal preocupação em 2020 foi a sobrecontratação de energia e o descompasso entre as receitas menores do que as previstas (queda no consumo de energia) e as despesas pela compra de energia anteriormente contratada. Portanto, o cenário de adversidades durante o ano de 2020, apesar de preocupante, foi menos desfavorável do que entre os anos de 2014 e 2016 em relação à trajetória no EBITDA e, portanto, no indicador.

O próximo gráfico de eficiência, disponível na Figura 12, apresenta a tendência de gerenciamento eficiente de custos nas distribuidoras no mesmo período. O indicador é confeccionado através da divisão entre o PMSO Realizado UDM e o PMSO Regulatório UDM. A análise nesse índice transcorre em sentido inverso à lógica anterior, isto é, uma relação de custos menor representa maior eficiência.

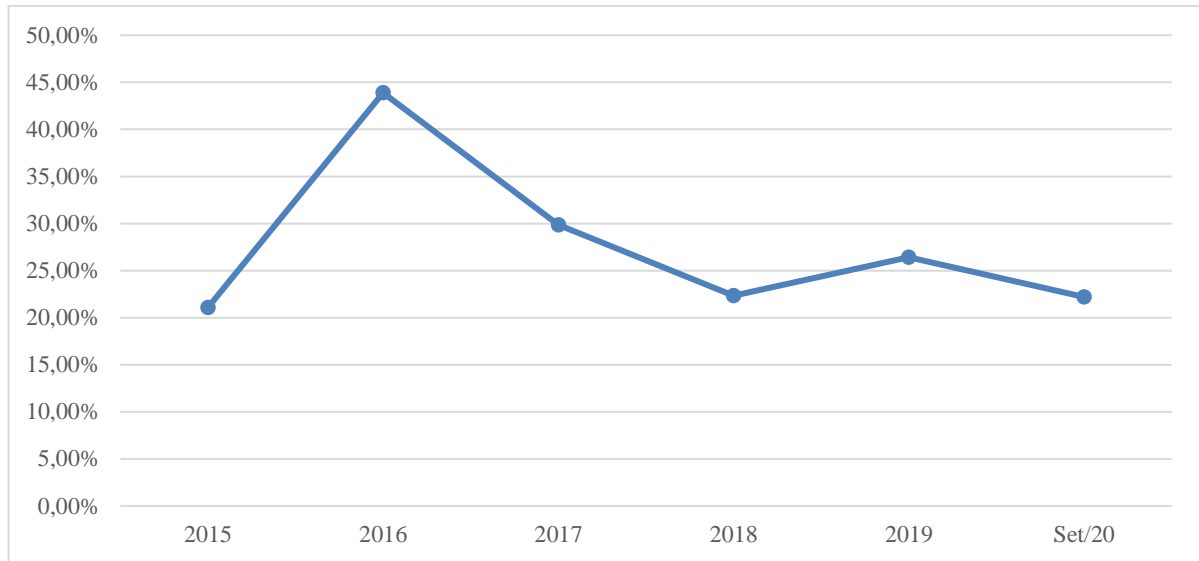


FIGURA 12: Gráfico do indicador de eficiência de custos de 2015 a set/20

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL (2020).

O transcorrer do ano de 2015 foi marcado por uma forte piora no indicador de custos. Os próximos anos, no entanto, mostraram forte recuperação, atingindo níveis semelhantes aos do início de 2015. A Figura 12 mostra a trajetória do componente financeiro (PMSO Realizado) e do componente regulatório (PMSO Regulatório), que compõem o segundo indicador de eficiência. A trajetória dos componentes auxiliará na análise do indicador.

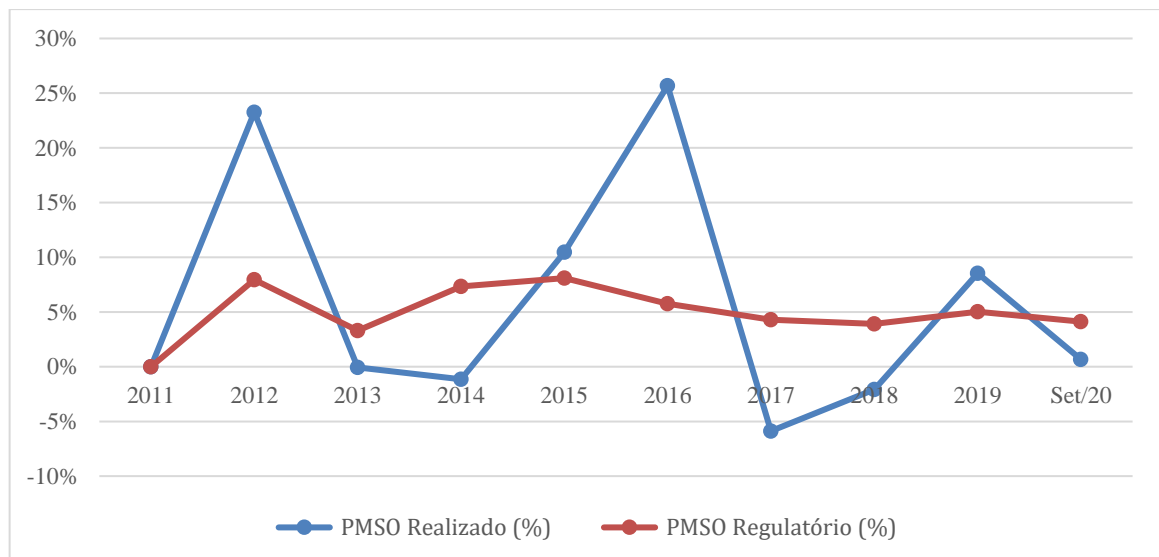


FIGURA 13: Gráfico das taxas de crescimento de PMSO Realizado e do PMSO Regulatório de 2011 a set/2020

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL (2020).

A alta da taxa de crescimento no PMSO Realizado em 2012 está relacionada a dois principais motivos. O primeiro reside no aumento individual de algumas grandes distribuidoras no período devido a investimentos e gastos não recorrentes. Por exemplo, a CEMIG, que representa sozinha 10,1% do mercado de energia em GWh, aumentou os seus custos com terceiros em 9,2% no ano para atividades não recorrentes, segundo as suas demonstrações financeiras (CEMIG, 2012). O segundo motivo corresponde ao aumento do salário-mínimo em 14,26% em 2012, acima da inflação de 6,50%, em 2011 (CÂMARA, 2011).

Além disso, o movimento contraintuitivo na aceleração das taxas de crescimento de custo no ápice da crise de 2016 corresponde novamente, em grande parte, a um aumento extraordinário e individual da distribuidora Amazonas Energia (1277% de aumento no PMSO Realizado) (AMAZONAS, 2016). O processo de desverticalização da Amazonas GT explica o aumento de custos, segundo as demonstrações financeiras da companhia. Por outro lado, o PMSO Realizado em 2020 corresponde ao ajuste de custos das companhias frente à incerteza e aos problemas financeiros advindos da crise econômica.

4.4. Análise das distribuidoras por tamanho do mercado de energia (GWh)

A Figura 14 apresenta a trajetória do indicador de rentabilidade agregado por soma simples para as distribuidoras brasileiras em quatro grupos distintos, relacionados ao tamanho do mercado de energia em GWh (os grupos estão detalhados no Anexo A).

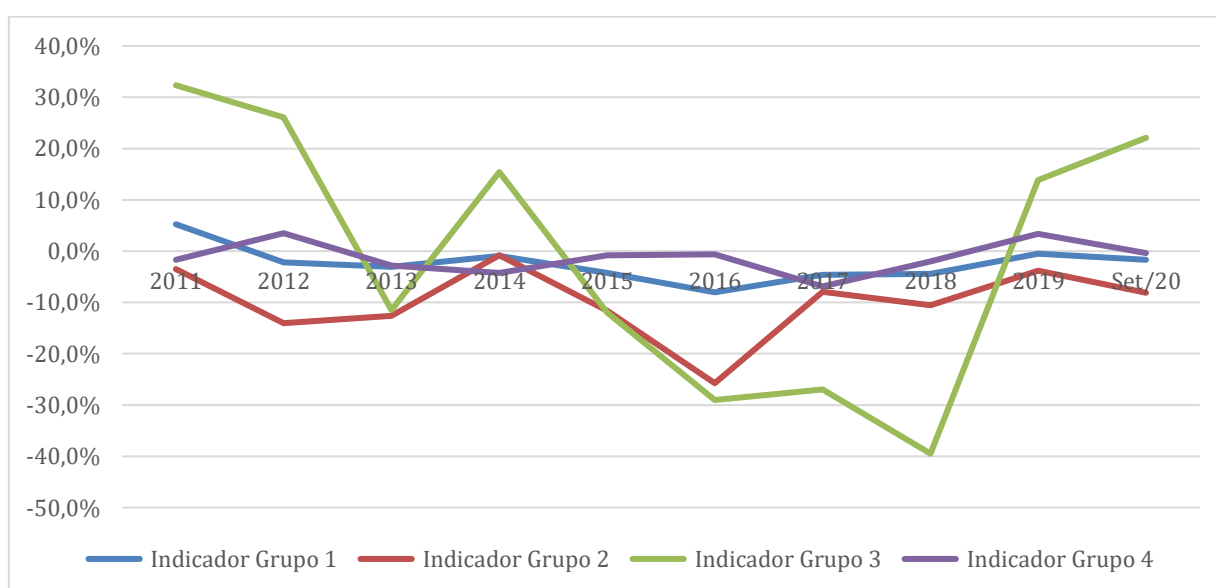


FIGURA 14: Gráfico do indicador de rentabilidade por grupo de distribuidoras de 2011 a set/2020

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL (2020).

O pico de piora no grupo três em 2018 é explicado principalmente pelas distribuidoras privatizadas nesse ano. Essas privatizações, principalmente a antiga Cepisa (Piauí), Ceron (Rondônia), CEAL (Alagoas) e Eletroacre (ACRE), incorreram em custos extraordinários em virtude das novas administrações. Em sua maioria, o aumento de custos pode ser explicado através do aumento de provisões financeiras no contábil de contingências, relativo a prováveis perdas com ações trabalhistas, civis e regulatórias (EQUATORIAL, ENERGISA, 2018).

No caso do grupo dois, o processo de desverticalização da Amazonas GT da distribuidora Amazonas Energia, segundo as demonstrações financeiras da companhia (AmE, 2016), explica parte considerável da inclinação acentuada no indicador individual da distribuidora em 2016 (-1655,1%), que afetou o desempenho do agregado no grupo consideravelmente nesse ano, além dos efeitos da crise de 2014 até 2016.

Entretanto, há uma performance consistentemente abaixo das distribuidoras que compõe o grupo dois em relação as maiores distribuidoras (1) e menores distribuidoras (4). Portanto, é possível dizer que o grupo dois está constantemente abaixo do que a ANEEL espera de performance. Esse comportamento provavelmente está relacionado a existência de distribuidoras menos eficientes nesse grupo.

Por outro lado, mesmo durante a crise econômica de 2020, o grupo três apresentou aumento de rentabilidade. Esse movimento pode estar relacionado ao portfólio de clientes por classe de consumo nesse grupo de distribuidoras, uma vez que o consumo residencial e industrial demonstrou aumento e recuperação a partir dos meses de junho e agosto, respectivamente (EPE, 2020).

A Tabela 4 separa a qualificação dos indicadores de endividamento das distribuidoras brasileiras em relação ao tamanho do mercado de energia em GWh, apresentando a classificação em categorias no período. Os grupos de distribuidoras divididas pelo tamanho do mercado que atendem (GWh) estão representados pelos subscritos 1; 2; 3 e 4, sendo exibidos em ordem decrescente a partir das maiores distribuidoras (1). As categorias, por sua vez, estão representadas da seguinte forma: a letra A representa o número de distribuidoras classificadas como “Sustentáveis”; a letra B, as distribuidoras que foram classificadas em “Atenção”; as que apresentaram “Fluxo Negativo”, são representadas pela letra C; e, por último, a letra D apresenta as que registraram “EBITDA Negativo”.

TABELA 4: Número de distribuidoras por situação de sustentabilidade da dívida

	A ₁	B ₁	C ₁	D ₁	A ₂	B ₂	C ₂	D ₂	A ₃	B ₃	C ₃	D ₃	A ₄	B ₄	C ₄	D ₄
2011	12	0	0	1	8	2	1	2	7	0	1	5	11	1	2	0
2012	8	1	4	0	8	0	1	4	7	0	2	4	11	1	2	0
2013	8	0	4	1	6	0	2	5	6	1	0	6	10	0	3	1
2014	8	3	2	0	8	1	1	3	4	3	3	3	9	3	1	1
2015	7	1	5	0	9	0	2	2	7	0	0	6	11	0	1	2
2016	4	3	6	0	7	2	2	2	5	0	2	6	10	1	1	2
2017	6	6	1	0	10	1	1	1	7	0	0	6	11	0	1	2
2018	8	3	2	0	8	2	1	2	7	0	0	6	13	0	1	0
2019	10	3	0	0	9	3	0	1	7	2	0	4	14	0	0	0
Set/20	8	3	1	1	8	1	2	2	8	0	2	3	14	0	0	0

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL (2020).

A tabela 4 fornece dados que permitem comparar o desempenho do endividamento das empresas por porte. A primeira observação diz respeito às empresas de menor porte (correspondentes a apenas 0,57% do mercado de energia em GWh) que, em sua totalidade, passaram com facilidade pelo período inicial da crise em 2020, apresentando maior resiliência. No entanto, em 2014, cinco das 14 distribuidoras presentes nesse grupo estão classificadas como B, C ou D, o que demonstra, além das diferenças de impacto entre a crise anterior e o início da crise atual, uma clara distinção de perfil. As distribuidoras menores possivelmente contam com menos indústrias e comércio em seu portfólio de clientes, classes mais afetadas em 2020.

Ademais, as grandes distribuidoras, que representam mais de 70% do mercado de energia, também tiveram maior resiliência quando comparadas ao segundo e terceiro grupo. Da mesma maneira, apresentaram resultados muito piores de 2014 a 2016 do que no início da crise do Covid-19, como consequência da MP 579 e a crise hidrológica, atingindo seu pior momento em 2016.

Nas crises supracitadas (2014 até 2016 e início da crise do coronavírus), fica evidente que existe um maior número de distribuidoras classificadas nas categorias “não sustentáveis” (B, C e D) apresentando um comportamento inercial nos grupos dois e três, ou seja, com dificuldade de atingirem o patamar sustentável (A). Isso pode ser explicado a partir da ideia de que, dada a avaliação dos indicadores individuais, as empresas boas tendem a continuar boas e empresas ruins tendem a continuar ruins, embora existam várias exceções (BRANDÃO et al, 2018). Dessa forma, existem distribuidoras mais e menos eficientes no controle da dívida.

As diferenças entre os grupos também ficam evidentes quando explicadas a partir da trajetória do primeiro indicador de eficiência (EBITDA Ajustado dividido pelo VPB

Regulatório). Como mencionado, a variação do EBITDA tende a explicar melhor a variação do indicador do que o VPB. A Figura 15 demonstra a trajetória desses indicadores.

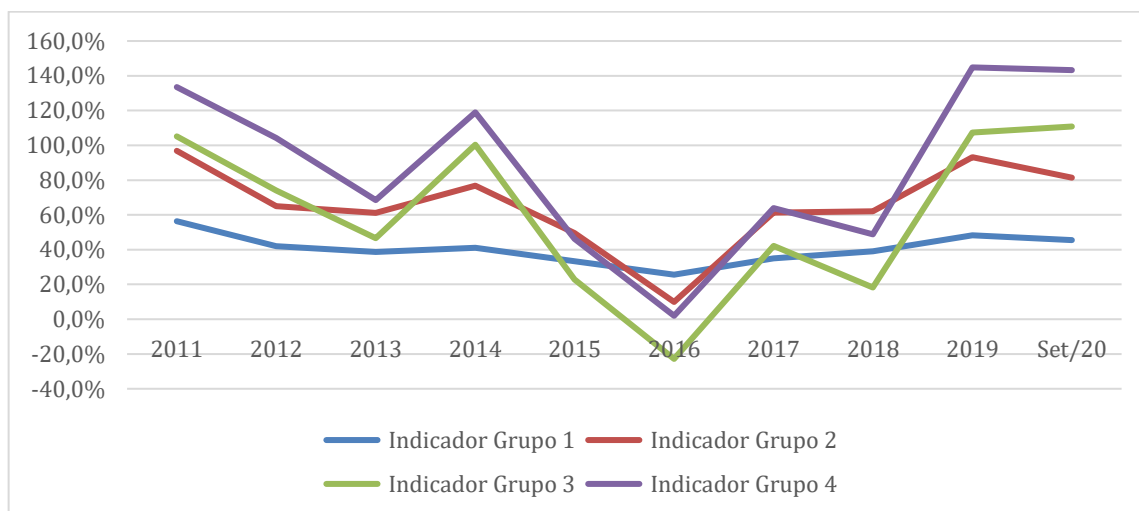


FIGURA 15: Gráfico do indicador de eficiência na geração de caixa operacional bruto por grupo de distribuidoras de 2011 a set/2020

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL (2020).

A Figura 15 demonstra que o primeiro grupo de distribuidoras — correspondente a 71,3% do mercado de energia em GWh — possui baixa volatilidade no indicador de eficiência e, portanto, no caixa operacional bruto. Mesmo nas crises, a variação do indicador frente aos outros grupos parece irrelevante. Contudo, os grupos 2, 3 e 4 apresentam trajetórias semelhantes.

Uma possível explicação para a menor volatilidade do indicador nas maiores distribuidoras seria o menor risco atribuído a operação que possui um portfólio de clientes (classes de consumo) mais diversificado. Na crise em 2020, o consumo residencial aumentou a partir de junho como resultado de medidas de restrição de mobilidade, enquanto, pelo mesmo motivo, o consumo comercial sofreu duras quedas. Além disso, a classe industrial, que também sofreu no início da crise, teve taxas de crescimento relevantes a partir de agosto, demonstrando forte recuperação (EPE, 2020).

Dessa forma, a composição no portfólio dos clientes por classe também é capaz de explicar parte desses movimentos e níveis distintos entre as distribuidoras. A Figura 16 mostra a trajetória dos grupos para o segundo indicador de eficiência (PMSO Ajustado dividido pelo PMSO Regulatório).

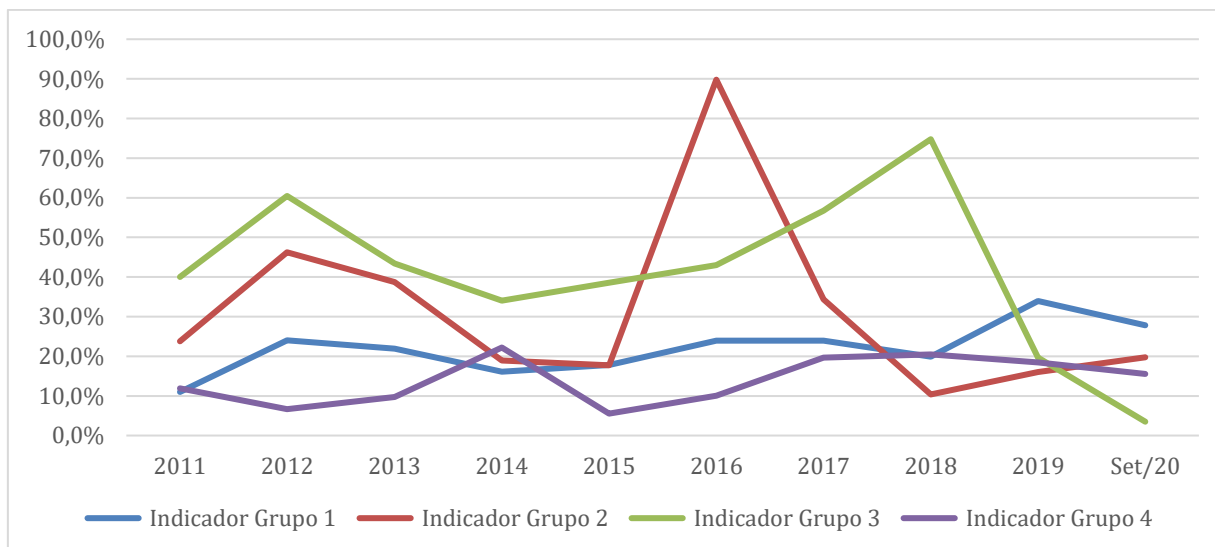


FIGURA 16: Gráfico do indicador de eficiência de custos por grupo de distribuidoras de 2011 a set/2020

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL (2020).

Da mesma maneira, as grandes distribuidoras apresentam baixa volatilidade no indicador para o período. Além disso, o grupo de menores distribuidoras também parece ter condições de gerir melhor os seus custos. O indicador relativo ao grupo dois é o que apresenta maior piora no índice durante o ápice da crise deflagrada entre 2014 e 2016, enquanto o grupo três, apesar de estar comparativamente pior na maioria dos anos, tem seu pior momento em 2018.

Na crise deflagrada em 2020, os dados até setembro mostram queda no indicador de custos pouco acentuadas para o grupo um e para o grupo quatro e, além disso, um aumento também pouco acentuado no grupo dois. O grupo três, por outro lado, apresenta uma redução relevante no indicador. Essa queda majoritária no indicador está possivelmente relacionada à expectativa dos problemas financeiros, derivados, principalmente, da sobrecontratação.

Os picos acentuados em demasia do indicador nos anos de 2016 e 2018 retomam a explicação da desverticalização da AmE e da privatização de algumas distribuidoras que compõe o grupo, respectivamente. Dessa maneira, para além de uma tendência setorial, algumas situações específicas relacionadas a uma ou mais distribuidoras podem orientar a trajetória do grupo ou agregado.

No entanto, entende-se, a partir da análise dos indicadores construídos com base na segmentação de distribuidoras por tamanho do mercado de energia (GWh), que mais de 70% do mercado, dominado pelas grandes distribuidoras, costuma passar pelas adversidades sem

grandes choques nos itens financeiros. Apesar disso, como mencionado, cada circunstância pode afetar as distribuidoras de maneira distinta, dada a característica do mercado em que atuam, o que demanda da ANEEL um olhar pormenorizado e individual, além do sistêmico.

CONCLUSÃO

O objetivo desse trabalho é avaliar os efeitos econômico-financeiros do início da crise do covid-19 nas distribuidoras de energia elétrica em 2020, por meio de indicadores, itens financeiros e regulatórios disponibilizados pela ANEEL. Ao se avaliar se o desempenho das distribuidoras difere por porte — medido em mercado de energia GWh — observou-se que os impactos são heterogêneos para o mercado de distribuição, quando é considerado o porte das concessionárias. Além disso, os impactos do início da crise do coronavírus são claros na trajetória dos indicadores, porém pouco preocupantes quando comparados a choques anteriores no segmento.

Na avaliação dos indicadores para o agregado do mercado de distribuição, percebe-se uma nítida piora durante os seis primeiros meses da crise em 2020. No entanto, esse índice, quando comparado a momentos adversos passados, não parece, inicialmente, preocupante. Isso se deve principalmente à recuperação do consumo de energia elétrica observada a partir de junho (com a classe residencial) e agosto (com a classe industrial). Ademais, esse desempenho está provavelmente também relacionado às respostas regulatórias assertivas e rápidas dos *policy makers* do setor.

Nos resultados por porte, nota-se uma maior resiliência nas distribuidoras que compõem o grupo (1), correspondente a 71,3% do mercado de energia em GWh, nos indicadores de rentabilidade e eficiência na geração de caixa operacional bruto (EBITDA). Surpreendentemente, o grupo três, responsável pelo atendimento de 5,78% do mercado de energia, obteve aumento significativo no indicador de rentabilidade durante os seis primeiros meses da crise. Esse movimento pode ser fruto de uma composição vantajosa no agregado do portfólio de clientes por classe de consumo nessas 13 distribuidoras que compõem o grupo três. Contudo, adicionalmente, o aumento da rentabilidade também pode estar relacionado a uma gestão mais eficiente de custos, dada a trajetória do indicador de eficiência de custos para o grupo.

No entanto, alguns desvios acentuados nas trajetórias dos indicadores, mesmo naqueles categorizados por porte, exigem uma avaliação mais detalhada na situação de cada distribuidora. Dessa maneira, a fim de garantir a continuidade da prestação do serviço essencial de distribuição para todos os consumidores, a ANEEL deve realizar, em paralelo à análise no segmento agregado, um acompanhamento mais próximo às unidades distribuidoras e suas diferentes especificidades.

O estudo contribui com o acompanhamento e entendimento da situação da saúde econômica e financeira das companhias de distribuição brasileiras, fornecendo assim subsídios para possíveis intervenções regulatórias e respostas administrativas frente a cenários de adversidade pela ANEEL e agentes privados e públicos de distribuição.

É importante frisar as limitações existentes na realização do estudo. Primeiramente, os dados utilizados captam apenas uma pequena fração inicial da crise causada pela pandemia do novo coronavírus, que se estende durante toda a realização da presente pesquisa. Em segundo lugar, o cenário de hidrologia, PLD próximo ao piso e financiamento favoráveis durante o ano de 2020 podem não se repetir durante toda extensão da crise, que, no presente momento, não tem previsão de término.

REFERÊNCIAS

ALVARENGA, Bruna. **A Crise no Setor Elétrico Brasileiro: Os Impactos na Light Serviços de Eletricidade S.A.** 2015. Trabalho de conclusão de curso do MBA em Finanças Corporativas da PUC-RIO. Outubro de 2015.

ANEEL. **Nota Técnica nº 01/2020-GMSE/ANEEL**, de 16 de abril de 2020. Avalia os efeitos da pandemia do COVID-19 no setor elétrico brasileiro, com apresentação de propostas a serem avaliadas, de curto e médio prazo, para o enfrentamento. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/documents/656877/0/NT.pdf/901e12ed-ea7d-91a7-c805-e27b2508a2ce>>. Acesso em: 24 mai. 2021.

_____. **Resolução Normativa ANEEL n. 674**, de 11 de setembro de 2015. Aprova a revisão do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico - MCPSE, a ser utilizado por concessionárias, permissionárias e autorizadas de energia elétrica, e revoga, a partir de 01.01.2016, as Resoluções Normativas ANEEL 367, de 02.06.2009 e a 474, de 07.02.2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2015674_2.pdf>. Acesso em: 19 mai. 2021.

_____. **Nota Técnica no 111/2016-SFF/ANEEL**, de 29 de junho de 2016. Instituição de indicadores públicos de sustentabilidade econômico-financeira. Disponível em: <http://200.198.220.158/web/guest/consultas-publicas-antigas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_idDocumento=37506&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp>. Acesso em: 30 mai. 2021.

_____. **Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET**, de 18 de março de 2020. Submódulo 2.1: procedimentos gerais. [2020a]. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2020874_Proret_Submod_2.1_V_2.3.pdf>. Acesso em: 15 mai. 2021.

_____. **Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET**, de 13 de março de 2020. Submódulo 2.2: Custos operacionais e receitas irrecuperáveis. [2020b]. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2018806_Proret_Submod_2_2_v3.pdf>. Acesso em: 15 mai. 2021.

_____. **Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET**, de 19 de março de 2020. Submódulo 2.5: Fator X. [2020c]. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2020877_Proret_Submod_2_5_V3.pdf>. Acesso em: 15 mai. 2021.

ABRADEE. **Visão Geral do Setor**. Disponível em: <<https://www.abradee.org.br/setor-eletrico/visao-geral-do-setor/>>. Acesso em: 21 abr. 2021.

ABRACEEL **Cartilha do Consumidor Livre de Energia**. [2020]. Disponível em: <<https://abraceel.com.br/destaques/2020/10/cartilha-do-consumidor-livre-de-energia/>>. Acesso em: 22 mai. 2021.

AMAZONAS Distribuidora de Energia S.A.. **Demonstrações financeiras**. Manaus, 2016.

ARAÚJO, J. L. (org.). **Diálogos de energia: reflexões sobre a última década, 1994-2004**. 1. Ed. Rio de Janeiro: 7 Letras, 2005.

ASSAF NETO, A. **Curso de Administração Financeira**. São Paulo: Atlas S.A., 2008.

AVERCH, H; JOHNSON, L. Behavior of the firm under regulatory constraint. **The American Economic Review**, v. 52, n. 5, p. 1052-1069, 1962.

BANCO CENTRAL. **Relatório de Inflação**. Brasília: Banco Central, 2020, v. 22, n. 3.

BASE de remuneração. ANEEL, 2016. Disponível em: < https://www.aneel.gov.br/metodologia-distribuicao/-/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/base-de-remuneracao-regulatoria/654800?inheritRedirect=false>. Acesso em: 27 mai. 2021.

BRANDÃO, R. et al. Determinants of the economic performance of Brazilian electricity distributors, **Utilities Policy**, v. 68, p. **inicial-final**, 2021. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0957178720301351>>.

BRANDÃO, R. et al. Análise de Sustentabilidade Econômica e Financeira das Distribuidoras de Energia Elétrica no Brasil no período de 2009-2015. In: Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica, 9., 2017, João Pessoa. **Anais eletrônicos...** João Pessoa: CITENEL, 2017.

BRASIL. **Medida Provisória nº 950**, de 8 de abril de 2020. Dispõe sobre medidas temporárias emergenciais destinadas ao setor elétrico para enfrentamento do estado de calamidade pública reconhecido pelo Decreto Legislativo nº 6, de 20 de março de 2020, e da emergência de saúde pública de importância internacional decorrente da pandemia de coronavírus (covid-19). Disponível em: <<https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/medida-provisoria-n-950-de-8-de-abril-de-2020-251768271>>. Acesso em: 24 mai. 2021.

_____. **Resolução normativa nº 878**, de 24 de março de 2020. Medidas para preservação da prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica em decorrência da calamidade pública atinente à pandemia de coronavírus (Covid-19). Disponível em: < <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-normativa-n-878-de-24-de-marco-de-2020-249621270>>. Acesso em: 25 mai. 2021.

_____. **Resolução normativa nº 885**, de 23 de junho de 2020. Dispõe sobre a CONTA-COVID, as operações financeiras, a utilização do encargo tarifário da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) para estes fins e os procedimentos correspondentes. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-normativa-n-885-de-23-de-junho-de-2020-263039015>>. Acesso em: 24 mai. 2021.

_____. **Ofício-circular/CVM/SEP/Nº02/2018**, de 28 de fevereiro de 2018. Orientações gerais sobre procedimentos a serem observados pelas companhias abertas, estrangeiras e incentivadas. Disponível em: <<http://conteudo.cvm.gov.br/export/sites/cvm/legislacao/oficios-circulares/sep/anexos/oc-sep-0218.pdf>>. Acesso em: 24 mai. 2021.

_____. **Edital de Audiência Pública SDM N°06/2016**, de 6 de novembro de 2016. Minuta de Instrução que dispõe sobre a oferta pública de distribuição de valores mobiliários de emissão de empreendedores de pequeno porte realizada com dispensa de registro na Comissão de Valores Mobiliários e por meio de plataformas eletrônicas de investimento participativo na rede mundial de computadores (“investment-based crowdfunding”). Disponível em: <http://conteudo.cvm.gov.br/export/sites/cvm/audiencias_publicas/ap_sdm/anexos/2016/sdm0616edit_al.pdf>. Acesso em: 25 mai. 2021.

_____. Ministério de Minas e Energia. Gabinete do Ministro **Portaria nº 117/GM**, de 18 de março de 2020. Institui o Comitê Setorial de Crise, no âmbito do Ministério de Minas e Energia, para articular, coordenar, monitorar, orientar e supervisionar as providências e medidas a serem adotadas pela Administração Central deste Ministério, pelos Órgãos e Entidades vinculadas, bem como pelos Agentes dos Setores cujas atividades são reguladas pelas Agências afetas a esta Pasta. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 19 mar. 2020, p. 47.

CARNEIRO, Ricardo. **Desenvolvimento em crise: a economia brasileira no último quarto do século XX**. 1. Ed. São Paulo: Editora Unesp, 2002.

CASTRO, N. et al. **Indicadores de Sustentabilidade Econômico-Financeira das Empresas de Distribuição de Energia Elétrica**. Rio de Janeiro: Publit Soluções Editoriais, 2018.

_____.; ROSENTAL, Rubens. O estado e o setor elétrico brasileiro, **Jornal dos Economistas**, Rio de Janeiro, nº 326, set. 2016, p. 4-5.

CCEE. **Tipos de leilões**. [2021a]. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/tipos_leiloes_n_logado?_afzLoop=61229494607252&_adf.ctrl-state=18ekzes476_1#!%40%40%3F_afzLoop%3D61229494607252%26_adf.ctrl-state%3D18ekzes476_5>. Acesso em: 18 abr. 2021.

_____. **Com Quem se Relaciona**. [2021b]. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/com_quem_se_relaciona?_adf.ctrl-state=14v9hqt2fx_14&_afzLoop=209147407031560#!%40%40%3F_afzLoop%3D209147407031560%26_adf.ctrl-state%3D14v9hqt2fx_18>. Acesso em: 22 mai. 2021.

CENTRAIS Elétricas de Rondônia S/A. **Relatório de Administração e Demonstrações Financeiras**. Porto Velho, 2018.

COASE, R. H. The nature of the firm. **Economica**, v. 4, n. 16, p. 386-405, 1937.

COMPANHIA Energética de Minas Gerais. **Demonstrações financeiras anuais completas de 2012**. Belo Horizonte, 2012.

COMPANHIA de Eletricidade do Acre. **Relatório de Administração e Demonstrações Financeiras**. Rio Branco, 2018.

COSTA, C. V. **Políticas de Promoção de Fontes Novas e Renováveis para Geração de Energia Elétrica: Lições da experiência Europeia para o caso brasileiro**. 249p. Tese (Doutorado em Ciências e Planejamento Energético)–Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa em Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2006.

DAMODARAN, Aswath. **Applied Corporate Finance**. 2. Ed. Online Edition. 2004. Disponível em: <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/home.htm>. Acesso em: 14 jun. 2021.

DANTAS, G.; BRANDÃO, R.; ROSENTAL, R. **A energia na cidade do futuro: Uma abordagem didática sobre o setor elétrico**. Rio de Janeiro: Babilônia Cultura Editorial, 2015.

_____. **Boletim Trimestral de Consumo de Energia**. [2020]. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-483/topico529/Boletim%20Trimestral%20de%20Consumo%20de%20Eletricidade%20Ano%201.pdf>>. Acesso em: 26 mai. 2021.

EPE. **Expansão da geração**. [2021a]. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/expansao-da-geracao>>. Acesso em: 18 abr. 2021.

_____. **Garantia Física**. [2021b]. Disponível em: <[https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/garantia-fisica#:~:text=A%20garantia%20f%C3%ADsica%20determina%20a,um%20crit%C3%A9rio%20de%20suprimento%20definido.&text=As%20garantias%20f%C3%ADsicas%20das%20usinas,fatos%20re levantantes%20\(revis%C3%A3o%20extraordin%C3%A1ria\)](https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/garantia-fisica#:~:text=A%20garantia%20f%C3%ADsica%20determina%20a,um%20crit%C3%A9rio%20de%20suprimento%20definido.&text=As%20garantias%20f%C3%ADsicas%20das%20usinas,fatos%20re levantantes%20(revis%C3%A3o%20extraordin%C3%A1ria))>. Acesso em: 26 mai. 2021.

_____. Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2020. [2020] In: **Anuário Estatístico de Energia Elétrica**. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/anuario-estatistico-de-energia-eletrica>>. Acesso em: 20 jun. 2021.

_____. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2026**. [2017]. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-40/topico-70/Cap4_Texto.pdf>. Acesso em: 18 mai. 2021.

_____. **Resenha Mensal do Mercado de Energia Elétrica**. [2021c]. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/resenha-mensal-do-mercado-de-energia-eletrica>>. Acesso em: 26 mai. 2021.

EQUATORIAL Piauí. **Demonstrações financeiras intermediárias em 30 de setembro de 2018**. Teresina, 2018.

FERREIRA, A. C. de S. et al. Indicadores de endividamento: análise fatorial na comparação entre a literatura e a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Revista Catarinense da Ciência Contábil**, v. 19, p. 1-18, 2020.

HERMANN, J. Reforma, endividamento externo e o ‘milagre’ econômico (1964/1973). In: Giambiagi, F. et al. (orgs.). **Economia Brasileira Contemporânea: 1945-2004**. Rio de Janeiro: Elsevier/Campus, 2005. p. 69-92.

HESMONDHALGH, S.; ZARAKAS, W.; BROWN, T. **Approaches to setting electric distribution reliability standards and outcomes**. Londres: The Brattle Group, 2012.

LANDES, D. S. **Prometeu Desacorrentado: transformação tecnológica e desenvolvimento industrial na Europa Ocidental, de 1750 até os dias de hoje**. 2. Ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2005.

MAGALUTTI, Gustavo Abreu. **Regulação do setor elétrico brasileiro: da formação da indústria de energia elétrica aos dias atuais**. Rio de Janeiro: Universidade Federal Fluminense, 2009.

MME. **Boletim de Monitoramento COVID-19**. [2021]. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins-covid-19>>. Acesso em: 27 mai. 2021.

ONS. Energia Armazenada. In: **Resultados da Operação: Histórico da Operação**. [2020]. Disponível em: <http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/energia_armazenada.aspx>. Acesso em: 20 jun. 2021.

_____. **Previsão de carga para o Planejamento Anual da Operação Energética 2020-2024**. [2020a]. Disponível em: <[http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Previs%C3%B5es%20de%20energia%20\(2020-2024\)%20-%20valores%20mensais%20-%20rev%201.pdf](http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Previs%C3%B5es%20de%20energia%20(2020-2024)%20-%20valores%20mensais%20-%20rev%201.pdf)>. Acesso em: 25 mai. 2021.

_____. **Previsão de carga para o Planejamento Anual da Operação Energética 2020-2024 Revisão Extraordinária**. [2020b]. Disponível em: <[http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Previs%C3%B5es%20de%20energia%20\(2020-2024\)%20\(valores%20mensais\).pdf](http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Previs%C3%B5es%20de%20energia%20(2020-2024)%20(valores%20mensais).pdf)>. Acesso em: 25 mai. 2021.

PIB cresce 3,2% no 4º tri, mas fecha 2020 com queda de 4,1%, a maior em 25 anos. **IBGE**, 2020. Disponível em: <<https://agenciadenoticias.ibge.gov.br/agencia-noticias/2012-agencia-de-noticias/noticias/30166-pib-cresce-3-2-no-4-tri-mas-fecha-2020-com-queda-de-4-1-a-maior-em-25-anos>>. Acesso em: 25 mai. 2021.

SALÁRIO mínimo: governo atualiza valor para R\$ 622 em 2012. **Câmara**, 2011. Disponível em: <<https://www.camara.leg.br/noticias/225064-salario-minimo-governo-atualiza-valor-para-r-622-em-2012/>>. Acesso em: 27 mai. 2021.

SILVA, B. G. da. **Evolução do setor elétrico brasileiro no contexto econômico nacional**: uma análise histórica e econométrica de longo prazo. 162f. 2011. Dissertação (Mestrado em Energia)—Escola Politécnica/Faculdade de Administração, Economia e Contabilidade/Instituto de Eletrotécnica e Energia/Instituto de Física, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2011. Acesso em: 22 set. 2020.

STIGLER, G. J. The Theory of Economic Regulation. **Bell Journal of Economics and Management Science**, v. 2, n. 1, p. 3-21, 1971.

VISCUSI, W. K; VERNON, J. M.; HARRINGTON JR, J. E. **Economics of regulation and antitrust**, 4. Ed. Hong Kong: MIT Press, 2005.

ANEXO A — EMPRESAS DE CADA GRUPO DO SETOR ELÉTRICO ESTUDADO

Distribuidoras	Mercado de Energia GWh	Grupo
Cemig-D	10,16%	1
Enel SP	9,79%	1
CPFL Paulista	7,12%	1
Copel-Dis	6,81%	1
Light SESA	6,24%	1
Celesc-Dis	5,31%	1
Coelba	4,79%	1
RGE Sul'	4,02%	1
Elektro	3,96%	1
EDP SP	3,48%	1
Enel GO	3,22%	1
Celpe	3,20%	1
CPFL Pirat.	3,19%	1
Enel CE	2,76%	2
Enel RJ	2,51%	2
EDP ES	2,25%	2
EMT	2,10%	2
Celpa	1,95%	2
CEEE-D	1,79%	2
Ceb-Dis	1,49%	2
Cemar	1,45%	2
AmE	1,41%	2
Cosern	1,30%	2
EMS	1,29%	2
EPB	1,04%	2
ESS'	1,02%	2
Cepisa	0,86%	3
CEAL	0,85%	3
Ceron	0,73%	3
ESE	0,69%	3
CPFL Jaguari'	0,65%	3
ETO	0,55%	3
EMG	0,35%	3
Eletroacre	0,24%	3
CEA	0,24%	3
Boa Vista	0,21%	3
EBO	0,16%	3
Santa Maria	0,13%	3
DMED	0,12%	3
Sulgipe	0,10%	4
ENF	0,08%	4
Cocel	0,07%	4
Iguaçu	0,06%	4
Cooperal.	0,05%	4
Eletrocar	0,04%	4
Demei	0,03%	4
Chesp	0,03%	4
Hidropan	0,03%	4

Distribuidoras	Mercado de Energia GWh	Grupo
Urussanga	0,02%	4
Uhenpal	0,02%	4
Muxenergia	0,02%	4
Forcel	0,02%	4
João Cesa	0,00%	4

A tabela apresenta todas as distribuidoras de energia elétrica brasileiras em ordem decrescente na parcela de mercado de energia em GWh que atendem, segundo dados da ANEEL. A terceira coluna indica o grupo de maiores ou menores distribuidoras estabelecido na seção metodológica.