

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**UTILIZAÇÃO DO MODELO ECONÔMICO DE MERCADO
“TARIFAÇÃO OTIMIZADA – TAROT” PARA AVALIAÇÃO
DE CENÁRIOS DE NEGÓCIOS SUSTENTÁVEIS DE MICRO
E MINI GERAÇÃO DISTRIBUÍDA (GD) COMPARTILHADA**

*Use of the Economic Market Model “Optimized Tariff - TAROT” for Assessment of
Sustainable Business Scenarios of Micro and Mini Shared Distributed Generation*

João Paulo dos Reis

Dezembro de 2020

Itajubá – MG

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

João Paulo dos Reis

**UTILIZAÇÃO DO MODELO ECONÔMICO DE MERCADO
“TARIFAÇÃO OTIMIZADA – TAROT” PARA AVALIAÇÃO
DE CENÁRIOS DE NEGÓCIOS SUSTENTÁVEIS DE MICRO E
MINI GERAÇÃO DISTRIBUÍDA (GD) COMPARTILHADA**

Use of the Economic Market Model “Optimized Tariff - TAROT” for Assessment of Sustainable Business Scenarios of Micro and Mini Shared Distributed Generation

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

Área de Concentração: Economia do Setor Eletroenergético

Orientador: Prof. Ph.D. Benedito Donizeti Bonatto

Dezembro de 2020

Itajubá – MG

AGRADECIMENTOS

Agradeço à minha mãe e irmã pelo apoio, pois sem a ajuda delas este momento não seria possível.

Agradeço aos meus colegas e professores, com quem tanto aprendi e aprendo.

Agradeço ao meu orientador, Prof. Ph.D. Benedito Donizeti Bonatto, pela confiança, paciência e incentivo.

Agradeço também à UNIFEI e às agências de fomento pelo apoio financeiro: Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de Minas Gerais (FAPEMIG), Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) e Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia em Energia Elétrica (INERGE).

RESUMO

A acelerada expansão da micro e mini geração distribuída (MMGD), associada ao sistema de compensação de energia elétrica (SCEE), resulta em impacto negativo às distribuidoras e consumidores que não possuem esse tipo de tecnologia, em especial a geração fotovoltaica. Nos últimos anos, a Agência Nacional de Energia Elétrica tem buscado alterações à Resolução Normativa nº. 482 de 2012 de forma a proporcionar um ambiente mais equilibrado e justo. No entanto, percebe-se certa a dificuldade por parte da Agência em alcançar tal resultado. A partir desse contexto e, objetivando contribuir com os aprimoramentos regulatórios, mas, explorando alternativas ainda não discutidas no ambiente de debate público promovido pelo órgão regulador, esta dissertação propõe, a partir da utilização do modelo econômico de mercado “TAROT – Tarifação Otimizada”, avaliar cenários de negócios sustentáveis de MMGD para o tipo “Geração Compartilhada” – ou seja, este trabalho isola um tipo específico de MMGD e avalia cenários de negócios sustentáveis. A relevância, justificativa e contribuição desta pesquisa residem em buscar alternativas sustentáveis para o desenvolvimento da MMGD e, ao mesmo tempo, do segmento de distribuição de energia elétrica. Para atingir esse objetivo, foi realizada ampla pesquisa nacional e internacional, optando-se por avaliar modelos de negócios implementados em outros países: optou-se por modelo baseado no conceito de “Comunidade Solar”. Foram realizadas diversas modelagens, a partir de dados reais de uma distribuidora de energia elétrica, explorando diferentes cenários, cujos resultados se mostraram favoráveis à implementação desse tipo de negócio no Brasil.

Palavras-chave – Bem-estar Socioeconômico, Micro e Mini Geração Distribuída, Geração Compartilhada, Modelo Econômico do Mercado Elétrico.

ABSTRACT

The accelerated expansion of micro and mini distributed generation (MMGD), associated with the net metering system (SCEE), have a negative impact on power distribution companies and consumers who do not have this type of technology. In recent years, Brazilian Electricity Agency – ANEEL has been seeking changes to Normative Resolution n°. 482 of 2012 in order to provide a more balanced and fair environment. However, the Agency's difficulty in achieving this result is clear. From this context and, aiming to contribute to regulatory improvements, but, exploring alternatives not yet discussed in the public debate environment promoted by the regulatory agency, this dissertation proposes, using the economic market model “TAROT – Optimized Tariff”, to evaluate business scenarios sustainable MMGD for the “Shared Generation” type - that is, this work isolates a specific type of MMGD and assesses sustainable business scenarios. The relevance, justification and contribution of this research lies in the search for sustainable alternatives for the development of MMGD and, at the same time, the electric energy distribution segment. To achieve this objective, extensive national and international research were carried out, choosing to evaluate business models implemented in other countries: a model based on the concept of “Solar Community” was chosen. Several modeling was carried out, based on real data from a utility, exploring different scenarios, the results of which were favorable to the implementation of this type of business in Brazil.

Keywords – Socioeconomic welfare, micro and mini distributed generation, shared generation, economic model of the electricity market.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	16
1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO E RELEVÂNCIA DO TEMA	16
1.2. OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES DA DISSERTAÇÃO	18
1.3. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	20
2. A MMGD NO BRASIL	21
2.1. CONCEITOS BÁSICOS DE REGULAÇÃO TARIFÁRIA	21
2.2. HISTÓRICO REGULATÓRIO DA MMGD.....	26
2.3. O SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA – SCEE (<i>NET METERING</i>).....	30
2.4. EXPANSÃO DA MMGD NO BRASIL.....	35
2.5. EVOLUÇÃO DO CUSTO DA MMGD NO BRASIL	40
3. A MMGD NO MUNDO	45
3.1. EXPANSÃO DA MMGD PELO MUNDO E A POSSIBILIDADE DE NOVOS NEGÓCIOS .	45
3.2. EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL EM NEGÓCIOS SUSTENTÁVEIS DE MMGD DO TIPO GERAÇÃO COMPARTILHADA	68
4. MODELO ECONÔMICO DO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	75
4.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	75
4.2. O MODELO TAROT	75
4.3. A MODELAGEM PARA O CONSUMIDOR	78
4.4. A MODELAGEM PARA A DISTRIBUIDORA.....	79
4.5. O BEM-ESTAR SOCIOECONÔMICO.....	83
5. ESTUDO DE CASO	85
5.1. DISTRIBUIDORA SEM MMGD (MODELAGEM DO CENÁRIO BASAL).....	86
5.1.1. MODELAGEM COMPLEMENTAR AO CENÁRIO BASAL	92
5.1.1.1. EVOLUÇÃO DO CENÁRIO BASAL DESCONSIDERANDO OS EFEITOS DA PANDEMIA (COVID-19).....	95
5.1.1.2. EVOLUÇÃO DO CENÁRIO BASAL CONSIDERANDO OS EFEITOS DA PANDEMIA (COVID-19).....	101
5.2. DISTRIBUIDORA COM MMGD DO TIPO GERAÇÃO COMPARTILHADA	104

5.3. DISTRIBUIDORA COM MMGD DO TIPO GERAÇÃO COMPARTILHADA E COM A AGREGAÇÃO DE NOVOS NEGÓCIOS SUSTENTÁVEIS ASSOCIADOS AOS SERVIÇOS DE DISTRIBUIÇÃO.	108
5.3.1. AVALIAÇÃO DE CENÁRIOS DE NOVOS NEGÓCIOS SUSTENTÁVEIS DE MMGD DO TIPO GERAÇÃO COMPARTILHADA	112
5.3.1.1. PREMISSAS ESPECÍFICAS	113
5.3.1.2. RESULTADOS.....	116
6. CONCLUSÕES.....	124
REFERÊNCIAS	130

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Funcionamento dos Processos Tarifários para a Parcela B (Modelo de Regulação por Incentivos, ou, <i>Price Cap</i>). Fonte: [22].....	25
Figura 2: Linha do Tempo dos Principais Atos da ANEEL associados à MMGD. Fonte: o autor, adaptado de [42].	30
Figura 3: Esquematização do Sistema de <i>Net Metering</i> . Fonte: [43].	31
Figura 4: Exemplo do Sistema de <i>Net Metering</i> . Fonte: [44].	32
Figura 5: Composição Média da Receita da Cemig em 2020. Fonte: [45].	33
Figura 6: Composição Média da Receita (sem Tributos) da Cemig em 2020. Fonte: [45].	34
Figura 7: Quantidade Anual de Novas Conexões de MMGD no Brasil. (2020 até junho/2020, base junho/2020). Fonte: [46]	35
Figura 8: Localização Geográfica de MMGDs no Brasil. (junho/2020). Fonte: [46]....	38
Figura 9: Projeção da Capacidade Instalada de MMGD no Brasil. Fonte: [48].	39
Figura 10: Potência e energia por Fonte de MMGD Projetada para 2029 no Brasil. Fonte: [48]	39
Figura 11: Projeção da Capacidade Instalada de MMGD para 2030 no Brasil. Fonte: [50]	40
Figura 12: Módulos Fotovoltaicos: Volume Importado. Fonte: [51]	41
Figura 13: Módulos Fotovoltaicos: Tecnologia e Importação (MWp). Fonte: [51].	41
Figura 14: Inversores: Volume Importado e Porte. Fonte: [51]	41
Figura 15: Inversores: Importação. Fonte: [51].	42
Figura 16: Evolução do Preço para o Cliente Final. Fonte: [51].	42
Figura 17: Evolução do Preço dos Sistemas Fotovoltaicos: Residencial de 4 kWp. Fonte: [51]	43
Figura 18: Evolução do Preço dos Sistemas Fotovoltaicos: Comercial de 50 kWp. Fonte: [51]	43
Figura 19: Evolução do Preço dos Sistemas Fotovoltaicos: Industrial de 1 MWp. Fonte: [51]	43
Figura 20: <i>Payback</i> Médio (anos) por Estado: Residencial, Comercial e Industrial, respectivamente. Fonte: [51]	44

Figura 21: Ciclo Disruptivo. Fonte: [52]	46
Figura 22: Novas Oportunidades de Negócios. Fonte: [52]	47
Figura 23: O Consumidor de Eletricidade do Futuro. Fonte: [53]	49
Figura 24: A Distribuidora Digital. Fonte: [54]	50
Figura 25: Áreas de Concentração das Transformações Digitais. Fonte: [54]	51
Figura 26: Os Vários Segmentos de Atuação e Integração de Novos Negócios. Fonte: [55]	52
Figura 27: Os Vários Segmentos de Atuação e Integração de Novos Negócios. Fonte: [56]	53
Figura 28: Estimativa do Crescimento da GD-Solar em Telhado até 2050 nos EUA. Fonte: [58]	54
Figura 29: Estimativa do Crescimento da GD-Outras Fontes até 2050 nos EUA. Fonte: [58]	55
Figura 30: Estimativa de Redução da Emissão de Gás Carbono nos EUA até 2050 nos EUA. Fonte: [58]	55
Figura 31: Amostra de Estudos Associados a Novos Modelos de Negócios para as Tradicionalis Empresas de Distribuição de Energia Elétrica. Fonte: [59].....	56
Figura 32: Instalação de GD Solar em Residências nos EUA. Fonte: [60].....	56
Figura 33: Distribuição de Instalações de GD Solar em Residências nos EUA. Fonte: [60]	57
Figura 34: Previsão do Crescimento de Instalações de GD Solar em Residências nos EUA: antes e após a Pandemia. Fonte: [60]	57
Figura 35: Previsão do Crescimento de Instalações de GD Solar Não-Residenciais nos EUA: antes e após a Pandemia. Fonte: [60]	58
Figura 36: Redução do Custo Médio (US\$/kW) da GD-Solar nos EUA de 2000 até 2018. Fonte: [61]	58
Figura 37: Melhoria da Eficiência da Placas Fotovoltaicas nos EUA de 2000 até 2018. Fonte: [61]	59
Figura 38: Tamanho dos Sistemas de GD nos EUA de 2000 até 2018. Fonte: [61]	59
Figura 39: Transição no Modelo de Geração e Distribuição de Energia na EU. Fonte: [63]	60
Figura 40: Incremento da Capacidade de Geração Solar na EU a partir de 2000. Fonte: [64]	60

Figura 41: Expectativa de Crescimento da Capacidade de Geração Solar na Alemanha. Fonte: [64]	61
Figura 42: Expectativa de Crescimento da Capacidade de Geração Solar na França. Fonte: [64]	61
Figura 43: Expectativa de Crescimento da Capacidade de Geração Solar na Espanha. Fonte: [64]	62
Figura 44: Distribuição Espacial do LCOE de Sistemas Fotovoltaicos em Telhado na UE. Fonte: [65]	63
Figura 45: Evolução temporal de Preços de Sistemas Fotovoltaicos Residenciais. Fonte: [65]	64
Figura 46: Adições Líquidas de Capacidade Fotovoltaica, 2017-2019. Fonte: [66].....	65
Figura 47: Geração de Energia Renovável, 2000-2030, 2017-2019. Fonte: [67]	65
Figura 48: Geração de Energia no Brasil em 2020 – dados de 01/01/2020 até o dia 15/12/2020. Fonte: [68]	66
Figura 49: Modelo de Comunidade Solar Patrocinado por Distribuidora. Fonte: [70]..	71
Figura 50: Modelo de Comunidade Solar Patrocinado por Distribuidora. Fonte: [80]..	73
Figura 51: Principais Motivadores de Negócios para Comunidade Solar. Fonte: [70]..	74
Figura 52: TAROT. Fonte: adaptado de [93]	76
Figura 53: Mapa de Disponibilidade de Energia Solar – CEMIG. Fonte: [105].....	90
Figura 54: Consumo de Energia Elétrica em Minas Gerais (MWm). Fonte: [106]	94
Figura 55: Consumo de Energia Elétrica no Brasil (MWm). Fonte: [106]	95
Figura 56: Primeira Etapa de Resultados do Modelo – Cenário Pré-Pandemia. Fonte: o autor.....	99
Figura 57: Primeira Etapa de Resultados do Modelo – Cenário Pré-Pandemia. Fonte: o autor.....	100
Figura 58: Premissa para Crescimento do Consumo de Energia – considerando os efeitos da Pandemia. Fonte: [48].....	101
Figura 59: Primeira Etapa de Resultados do Modelo – Cenário Pós-Pandemia. Fonte: o autor.....	103
Figura 60: Segunda Etapa de Resultados do Modelo – Cenário Pós-Pandemia. Fonte: o autor.....	104
Figura 61: Modalidades de MMGD Instaladas em outubro de 2020 no Brasil. Fonte: [112].	105

Figura 62: Primeira Etapa de Resultados do Modelo – Cenário com MMGD do Tipo Geração Compartilhada. Fonte: o autor.....	106
Figura 63: Segunda Etapa de Resultados do Modelo – Cenário com MMGD do Tipo Geração Compartilhada. Fonte: o autor.....	107
Figura 64: 27º Leilão de Energia Nova, 2018: Resultado por Produto. Fonte: [120]. .	110
Figura 65: 29º Leilão de Energia Nova, 2019: Resultado por Produto. Fonte: [120]. .	110
Figura 66: 30º Leilão de Energia Nova, 2019: Resultado por Produto. Fonte: [120]. .	110
Figura 67: 30º Leilão de Energia Nova, 2019: Resultado do Vendedor Fotovoltaico. Fonte: [120].	111
Figura 68: Tarifa Baixa Tensão Residencial da CEMIG-D em 2020. Fonte: [130].....	121

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Previsão para o Aprimoramento da REN ANEEL 482 de 2012. Fonte [14].	19
Tabela 2: Tarifas de Aplicação e Base Econômica para o Grupo B da CEMIG-D. Fonte: [26].	25
Tabela 3: Unidades Consumidoras com Geração Distribuída no Brasil (junho/2020). Fonte: o autor, adaptado de [47].	36
Tabela 4: Modelagem do TAROT para a CEMIG-D em 2020. Fonte: o autor, a partir de [47].	86
Tabela 5: Resultados Gerais do TAROT para a CEMIG-D em 2020. Fonte: o autor, a partir de [47].	86
Tabela 6: Parâmetros utilizados na modelagem do TAROT para a CEMIG-D em 2020. Fonte: o autor, a partir de [47].	87
Tabela 7: Modelagem do TAROT para a CEMIG-D em 2020, expurgando os efeitos de MMGD. Fonte: o autor, a partir de [47].	91
Tabela 8: Resultados Gerais do TAROT para a CEMIG-D em 2020, expurgando os efeitos de MMGD. Fonte: o autor, a partir de [47].	91
Tabela 9: Parâmetros utilizados na modelagem do TAROT para a CEMIG-D em 2020, expurgando os efeitos de MMGD. Fonte: o autor, a partir de [47].	92
Tabela 10: Premissa para Crescimento do Consumo de Energia – antes da Pandemia. Fonte: o autor, a partir de [48].	95
Tabela 11 Investimento de MMGD do tipo Compartilhada Sendo Realizado em MG. Fonte: [114].	109
Tabela 12: Premissa para o Preço dos Serviços. Fonte: o autor, a partir de [120].	112
Tabela 13: Cenário 0 em 2020: Resultado Distribuidora. Fonte: o autor.	116
Tabela 14: Cenário 0 em 2020: Resultado Geral. Fonte: o autor.	116
Tabela 15: Cenário 0 em 2020: Premissas. Fonte: o autor.	117
Tabela 16: Cenário 0 em 2025: Resultado Distribuidora. Fonte: o autor.	117
Tabela 17: Cenário 0 em 2025: Resultado Geral. Fonte: o autor.	118
Tabela 18: Cenário 0: Premissas. Fonte: o autor.	118
Tabela 19: Cenário 0 em 2029: Resultado Distribuidora. Fonte: o autor.	118
Tabela 20: Cenário 0 em 2029: Resultado Geral. Fonte: o autor.	119
Tabela 21: Cenário 0 em 2029: Premissas. Fonte: o autor.	119

Tabela 22: Premissa para o Preço dos Serviços. Fonte: o autor, a partir de [45], [120] e [130].	121
---	-----

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Participação de unidades de MMDG por Estado (junho/2020).	37
Gráfico 2: Participação de Potência Instalada de MMDG por Estado (junho/2020). Fonte: o autor, adaptado de [47]	37
Gráfico 3: Perda de Energia Relativa ao Fornecimento da CEMIG-D utilizado no Cálculo das Tarifas. Fonte: o autor, a partir de [26]	93
Gráfico 4: Perda de Energia Absoluta da CEMIG-D utilizado no Cálculo das Tarifas.	93
Gráfico 5: Tarifa Média (sem Tributos) calculada para a CEMIG-D em cenário sem os efeitos da Pandemia. Fonte: o autor.....	98
Gráfico 6: Tarifa Média (sem Tributos) calculada para a CEMIG-D em cenário considerando os efeitos da Pandemia. Fonte: o autor.....	102
Gráfico 7: Tarifa Média (sem Tributos) calculada para a CEMIG-D em cenário considerando apenas MMDG do Tipo Compartilhada. Fonte: o autor.	106
Gráfico 8: EVA para 21 Cenários por 10 anos. Fonte: o autor.	120
Gráfico 9: ECA para 21 Cenários por 10 anos. Fonte: o autor.....	120
Gráfico 10: EWA para 21 Cenários por 10 anos. Fonte: o autor.....	120
Gráfico 11: Comparação das Tarifas (sem Tributos) calculada para a CEMIG-D pela ANEEL em 2020 ante a Nova Tarifa Considerando a Cobrança dos Serviços de Distribuição (para B1 Residencial).	122

LISTA DE SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica (Agência ou Regulador)
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
AP	Audiência Pública ANEEL
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CP	Consulta Pública ANEEL
EBITDA	<i>Earning Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization</i>
EBIT	<i>Earnings Before Interest and Taxes</i>
ECA	<i>Economic Consumer Added</i>
EVA	<i>Economic Value Added</i>
EWA	<i>Economic Welfare Added</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GD	Geração Distribuída
ICMS	Imposto Sobre Circulação de Mercadoria e Serviços
IPCA	Índice de Preços de Consumidor Amplo
IRT	Índice de Reposicionamento Tarifário
IGP-M	Índice Geral de Preços Médios
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatt-hora
kWp	Kilowatt-pico
LEN	Leilão de Energia Nova
MP	Medida Provisória
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
MWp	Megawatt-pico
MMGD	Micro e Mini Geração Distribuída
ME	Ministério da Economia
MME	Ministério de Minas e Energia
NOPAT	<i>Net Operating Profit After Taxes</i>
NT	Nota Técnica ANEEL
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
RTA	Reajuste Tarifário Anual
RED	Recursos Energéticos Distribuídos
REN	Resolução Normativa ANEEL
RTE	Revisão Tarifária Extraordinária
RTP	Revisão Tarifária Periódica
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica (<i>net metering</i>)
SRD	Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
TS	Tomada de Subsídios ANEEL

1. INTRODUÇÃO

1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO E RELEVÂNCIA DO TEMA

Desde abril de 2012, com a criação do Sistema de Compensação de Energia Elétrica – SCEE, o consumidor brasileiro passou a poder gerar sua própria energia a partir de fontes renováveis e fornecer o excedente para a rede da distribuidora. Essa geração, conectada ao sistema por meio de unidades consumidoras, é denominada microgeração distribuída (potência instalada de até 75 kW) ou minigeração distribuída (potência superior a 75 kW e inferior a 5 MW) [1] – conhecidas também como Micro e Mini Geração Distribuída.

Conforme orienta [1], tanto o SCEE quanto as condições gerais para o acesso de MMGD aos sistemas de distribuição, foram estabelecidas pela ANEEL a partir da REN nº 482/2012, regulamento que possibilitou o avanço nas relações entre o consumidor e a distribuidora.

Atualmente, os tipos de MMGD previstos na referida norma são:

- Geração Local e Autoconsumo Remoto: consistem, respectivamente, na geração de energia elétrica na mesma unidade consumidora onde os créditos serão utilizados para abater o consumo e na utilização de créditos excedentes de uma determinada unidade consumidora em outra instalação do mesmo titular (mesmo CPF ou mesmos CNPJ);
- Empreendimento com Múltiplas Unidades Consumidoras: refere-se à instalação de MMGD em condomínio com rateio dos créditos entre os condôminos a partir de porcentagens previamente definidas; e,
- Geração Compartilhada: nesse arranjo, um grupo de consumidores de uma determinada área de concessão pode se reunir em um consórcio ou cooperativa, instalar MMGD em nome desse consórcio/cooperativa e repartir os créditos de energia entre todos os associados para redução de suas faturas.

Por outro lado, em que pese o esforço para se viabilizar a expansão da MMGD no Brasil, a tarifa de energia elétrica – que é consequência da regulação econômica – não foi

repensada para acompanhar seu desenvolvimento. Segundo [2], um dos problemas da tarifação vigente advém do fato que a tarifa depende do volume de energia consumido para recuperar os custos do sistema. E, à medida que os consumidores aderirem à MMGD, o volume de energia consumido cairá e prejudicará a recuperação dos custos por parte das empresas distribuidoras – ademais, a cada processo tarifário, essa redução de custo é repassada aos consumidores cativos restantes (ou seja, ao final, consumidores que não possuem MMGD subsidiam aqueles que possuem).

Em outras palavras, a geração distribuída deixa de consumir energia elétrica da “distribuidora” mas não deixa de utilizar o sistema de distribuição (notadamente, a MMGD continua utilizando o “fio” da concessionária para injetar sua geração excedente e/ou consumir energia elétrica da rede em momentos que seu sistema fotovoltaico não está produzindo) e, como a tarifa depende do volume de energia consumida para recuperar todos os custos, a distribuidora acaba sendo penalizada. Esse aspecto será abordado, com mais detalhes, no Capítulo 2.3.

Adicionalmente, e na mesma linha de argumentação de [2], [3] acrescenta que, por depender de subsídio, a MMGD não é sustentável do ponto de vista econômico – além disso, se utiliza de um subsídio perverso, pois, reduz compulsoriamente a receita das distribuidoras e aumenta as tarifas dos consumidores que não possuem a tecnologia. Tem-se ainda que a MMGD também não é sustentável do ponto de vista social, pois, enquanto aqueles que possuem condições de instalar a geração distribuída são beneficiados, os consumidores que não têm condições de adquirir tais equipamentos percebem uma tarifa mais elevada para compensar o que os outros deixaram de pagar (configurando, dessa maneira, o denominado subsídio cruzado).

Ainda que não estejam superados na prática os problemas de ordem tarifária, vale dizer que esse tema está há certo tempo sendo debatido e já se encontra com elevado nível de maturidade em termos de análises e propostas de contribuição. Por outro lado, infere-se que esse cenário de geração distribuída (que, como veremos mais à frente, encontra-se em acelerada expansão) permite o desenvolvimento de novos negócios pelas distribuidoras de energia elétrica – a partir dessa hipótese, o presente trabalho utiliza o modelo econômico de “Tarifação Otimizada – TAROT” para avaliar modelos de negócios sustentáveis às distribuidoras em função do surgimento e expansão da MMGD, especificamente, para o tipo Geração Compartilhada. A principal contribuição deste

trabalho reside em avaliar novos negócios sustentáveis associados ao cenário de MMGD do tipo Geração Compartilhada.

Por fim, insta comentar que o estudo de caso que será apresentado nesta pesquisa foi realizado a partir de dados reais da concessionária de distribuição de energia elétrica CEMIG-D, localizada no Estado de Minas Gerais.

1.2. OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES DA DISSERTAÇÃO

Ao longo das discussões públicas conduzidas pela ANEEL sobre o tema de GD, diversos pontos foram explorados e, de forma geral, as análises obtidas apontaram (e defenderam) eventuais benefícios e ônus que esse tipo de tecnologia reflete à sociedade – o que é normal, porém, as principais abordagens ficaram sempre ao entorno do tema de regulação tarifária, ou seja, os envolvidos, no geral, discutiram (e ainda discutem) o bônus/ônus da MMGD sob a ótica final das tarifas.

Nesses processos, duas contribuições merecem destaque: [4] e [5], ambas robustas, e, naturalmente, defendendo seus respectivos interesses. Vale destacar, também, a contribuição feita pelo Ministério da Economia – ME, [6], onde, em linhas gerais, aquela instituição defende a alteração da regra, sobretudo para se evitar o subsídio cruzado entre consumidores.

É importante também entender o que os consumidores de energia elétrica pensam sobre a atual regra de MMGD (e a possibilidade de sua alteração). Nesse sentido, vale conhecer algumas contribuições realizadas pelos conselhos de consumidores de várias áreas de concessão: [7], [8], [9], [10], [11], [12] e [13]. No geral, alguns conselhos defendem o “empoderamento do consumidor” através da MMGD (cita-se [7]), outros defendem a manutenção das regras atuais até a elaboração de um estudo mais aprofundado que quantifique devidamente os custos e benefícios envolvidos (cita-se [8]), outros defendem que a competência para criar subsídios tarifários não é da ANEEL (cita-se [9] e [10]), outros analisam temas específicos das regras (cita-se [11] e [12]) – e, por fim, vale conhecer também o posicionamento dos consumidores da CEMIG-D (concessionária localizada no Estado de Minas Gerais, região do Brasil que, conforme será demonstrado mais à frente, possui a maior inserção de MMGD) que, no geral, defendem a alteração da REN 482 de 2012 de forma a “a contribuir para a consolidação da GD e limitar os subsídios hoje existentes e até paulatinamente eliminá-los”. Diante da complexidade do tema, e, principalmente, em razão de seus impactos à sociedade e aos

diversos agentes do setor elétrico, infere-se que existe certa dificuldade por parte da ANEEL em apresentar uma solução que proporcione equilíbrio para todas as frentes envolvidas – corrobora com essa hipótese o fato de a AP nº. 001 de 2019, cujo tema central foi a atualização das regras de MMGD, ainda não ter sido finalizada, sendo que seu encerramento estava previsto para o segundo semestre de 2019, conforme sinalizado na Tabela 1.

Tabela 1: Previsão para o Aprimoramento da REN ANEEL 482 de 2012. Fonte [14]

Atividade	Previsão
Consulta Pública (etapa discutida nesta presente Nota Técnica)	1º semestre de 2018
Audiência Pública para discussão do Relatório de AIR	2º semestre de 2018
Audiência Pública para discussão da minuta de texto (REN e PRODIST)	1º semestre de 2019
Publicação da Resolução aprimorada	2º semestre de 2019

A partir desse contexto e, objetivando contribuir com os aprimoramentos regulatórios, mas, explorando alternativas ainda não discutidas no ambiente de debate público promovido pela ANEEL, o presente trabalho propõe, a partir da utilização do modelo econômico de mercado “Tarifação Otimizada – TAROT”, avaliar cenários de negócios sustentáveis de MMGD para o tipo “Geração Compartilhada” – ou seja, este trabalho isola um tipo específico de MMGD e avalia cenários de negócios sustentáveis trazendo luz à alternativas ainda não exploradas pela Agência.

Finalmente, a relevância, justificativa e contribuição desta pesquisa residem em buscar alternativas sustentáveis para o desenvolvimento da MMGD e, ao mesmo tempo, do segmento de distribuição de energia elétrica. Em outras palavras: esta dissertação associa-se a todos os atores envolvidos na discussão para o enfrentamento dos desafios supramencionados, porém, avaliando alternativas ainda não exploradas. Outra contribuição relevante deste trabalho, refere-se à possibilidade dos novos serviços avaliados proporcionarem maior inclusão dos consumidores como usuários finais da energia provenientes de MMGD (trata-se de inclusão social) – na atual conjuntura brasileira, usufruir de MMGD é uma realidade distante para a maioria da sociedade, haja vista o elevado custo associado à nova tecnologia.

1.3. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Este estudo está dividido em seis capítulos. No Capítulo 1 há breve contextualização do problema, bem como o delineamento dos objetivos e contribuições da pesquisa. No Capítulo 2 são apresentados os conceitos regulatórios – acompanhados por contextualização sobre o tema em nível Brasil. De maneira complementar, o Capítulo 3 percorre os principais cenários internacionais de forma a entender como o “mundo” está se preparando para uma transição do modelo tradicional de setor elétrico para um contexto mais moderno e inovador – associado, principalmente, às novas tecnologias de geração distribuída.

Em sequência, no Capítulo 4, apresenta-se o modelo TAROT em seus detalhes – demonstrando, principalmente, as equações matemáticas que o definem. Por sua vez, no Capítulo 5, avaliam-se cenários de novos negócios sustentáveis a partir de estudo de caso da distribuidora de energia elétrica CEMIG-D – nesse capítulo, desenvolveu-se diversas modelagens e análises, bem como apresentou-se seus resultados. Finalmente, no Capítulo 6, demonstrou-se as conclusões e sugestões de pesquisas futuras.

2. A MMGD NO BRASIL

2.1. CONCEITOS BÁSICOS DE REGULAÇÃO TARIFÁRIA

Em mercado regulado, como é o caso do segmento de distribuição de energia elétrica, consome-se elevado grau de recurso humano nas discussões concernentes aos processos de determinação das receitas das empresas que estão sob concessão pública [15].

Menciona-se que a receita da distribuidora é, no geral, composta por dois itens de custo: (i) “Parcela A” e (ii) “Parcela B” – a primeira reflete os custos não gerenciáveis pelas distribuidoras e a segunda é composta pelos custos gerenciáveis dessas empresas (tais conceitos serão explorados mais à frente).

Por sua vez, tem-se também a tarifa de energia elétrica – que, de forma ampla, visa assegurar aos prestadores do serviço receita suficiente para cobrir custos operacionais (eficientes) e remunerar investimentos (prudentes) necessários para expandir a capacidade e garantir o atendimento dos consumidores com qualidade [16]. Nesse cenário, vale introduzir que as tarifas das distribuidoras são calculadas e aplicadas exclusivamente pela ANEEL – em processos públicos específicos, são eles:

- 1) Revisão Tarifária Periódica – RTP: processo realizado a cada quatro ou cinco anos, onde são definidos os níveis eficientes de custo (operacional), bem como a remuneração dos investimentos das empresas – tais custos, chamados de Parcela B, são calculados pela ANEEL e aplicados nos processos de RTP, podendo ser maiores ou menores do que os custos reais praticados pela distribuidora. Isso, pois, o Regulador utiliza-se de mecanismos de regulação por incentivos, onde são definidos custos regulatórios a partir de métricas e regras específicas (por definição, custos regulatórios são os custos considerados como eficientes pela ANEEL e, exatamente por isso, são esses que são repassados às tarifas) [16];
- 2) Reajuste Tarifário Anual – RTA: processo realizado anualmente entre as RTPs, onde os custos com a atividade de distribuição (Parcela B), definidos na revisão tarifária, são simplesmente corrigidos pelo índice de inflação constante no contrato de concessão (IGP-M ou IPCA), deduzido de um Fator X e repassados

às tarifas. Adianta-se que o objetivo do Fator X é estimar ganhos de produtividade da atividade de distribuição e capturá-los em favor da modicidade tarifária em cada reajuste tarifário [16];

Há ainda um terceiro processo:

- 3) Revisão Tarifária Extraordinária – RTE [17]: que acontece em situações muito específicas e que devem obedecer a vários requisitos, entre eles: demonstrar (através de evidências) a situação de desequilíbrio econômico-financeiro (vale citar, a título de exemplo, que a crise econômica ocorrida em 2020, em consequência da pandemia causada pelo Covid-19, pode, eventualmente, refletir em processo de RTE).

Antes de continuar, é prudente esclarecer que a Parcela A é calculada (também pela ANEEL) em todos os processos tarifários ordinários – sejam RTPs, sejam RTAs. Ou seja, enquanto a Parcela B é calculada somente nas RTPs e simplesmente corrigida pela inflação subtraída do Fator X nos RTAs, a Parcela A é resultado de um novo cálculo realizado em qualquer processo tarifário.

Dando continuidade, outro importante instrumento no processo de definição das tarifas, e responsável pelo faturamento adequado das receitas entre os diversos tipos de consumidores, é a denominada “estrutura tarifária” – que é uma ferramenta utilizada para maximizar o bem-estar social. Assim, especificamente para o setor de distribuição de energia elétrica, define-se estrutura tarifária como sendo o mecanismo de diferenciação de preço cobrado pelo uso da rede de distribuição aos diferentes tipos de consumidores e/ou mercados existentes em uma mesma área de concessão [15].

Por conseguinte, entende-se necessário definir algebricamente os itens de receita das distribuidoras (que, para os consumidores, representam itens de custo) – a receita requerida, conforme [18], é dada pela Equação (1):

$$RR = VPA + VPB \quad (1)$$

onde, RR é a receita requerida, VPA e VPB referem-se, respectivamente, às Parcelas A e B da concessionária.

A Parcela A, que representa os custos não gerenciáveis das distribuidoras, é composta pela adição dos componentes a seguir – Equação (2):

$$VPA = CE + CT + ES \quad (2)$$

onde, VPA representa os valores de Parcela A, CE refere-se ao custo com aquisição de energia elétrica, CT são os custos com a conexão e uso dos sistemas de transmissão de energia e, por fim, ES representam os encargos setoriais.

Por sua vez, a Parcela B, que representa os custos gerenciáveis das distribuidoras, forma-se conforme o disposto na Equação (3):

$$VPB = (CAOM + CAA) \times (1 - P_m - MIQ) - OR \quad (3)$$

onde, $CAOM$ representa os custos de administração, operação e manutenção, CAA refere-se aos custos dos ativos (investimentos), P_m representa o fator de ajuste de mercado (componente P_d do *Fator X*, que será explorado a seguir), MIQ é o mecanismo de incentivo à qualidade de energia (componente Q do *Fator X*) e, finalmente, OR refere-se às outras receitas operacionais (são receitas não tarifárias proveniente de serviços relacionados ao fornecimento de energia elétrica cujos ganhos são compartilhados com os consumidores em prol da modicidade tarifária, cita-se [19]).

É relevante conceituar também, ainda que de maneira breve, o *Fator X* – que, conforme orientam [20], refere-se ao fator que calcula o aumento de produtividade das empresas durante o ciclo regulatório, cuja duração é normalmente de quatro ou cinco anos. De acordo com [21], o *Fator X* é definido pela Equação (4):

$$Fator X = P_d + Q + T \quad (4)$$

onde, P_d é o ganho de produtividade (crescimento de mercado devido ao acréscimo de novas unidades consumidoras e/ou aumento do consumo de energia), Q refere-se ao atingimento (ou não) das metas de qualidade técnica e comercial da prestação do serviço de distribuição e, por fim, T refere-se à trajetória dos custos operacionais (mecanismo que visa manter os custos gerenciáveis das empresas dentro de padrões mínimos regulatórios).

Vale enfatizar, também, que cada um dos componentes das equações apresentadas anteriormente possui uma teoria que o sustenta e um regramento específico – isso posto, em função de ultrapassarem os limites desta pesquisa, tais elementos não serão aqui explorados, reservando-se ao pesquisador singela apresentação a fim de contornar os pontos associados à regulação tarifária do setor de distribuição de energia elétrica.

Em continuidade, e de forma também pragmática, as tarifas de distribuição de energia elétrica são obtidas, no geral, pela razão entre receita requerida e o chamado mercado de referência (mercado de consumo de energia elétrica, faturado pela concessionária nos últimos 12 meses – anteriores à data de reajuste – que, por sua vez, é considerado pela ANEEL como sendo o “mercado projetado” para ciclo seguinte para fins exclusivos de cálculos tarifários). Os conceitos e teorias que envolvem a formação das tarifas de energia elétrica tiveram suas apresentações simplificadas – são assuntos extensos, complexos, e, que, por não fazerem parte do escopo desta pesquisa, foram, mais uma vez, brevemente referenciados. Assim, no geral, pode-se dizer que a Equação (5) traduz bem a simplificação anteriormente apresentada:

$$Tarifa = \frac{RR}{MR} \quad (5)$$

onde, RR é a receita requerida e MR é o mercado de referência.

De maneira a complementar o entendimento, a Figura 1 apresenta as definições apreciadas anteriormente para a Parcela B – de forma geral, esta Figura representa o modelo econômico de regulação por incentivos, ou, *Price Cap* (que, por questões de limitação de escopo, também não será aqui apresentado).

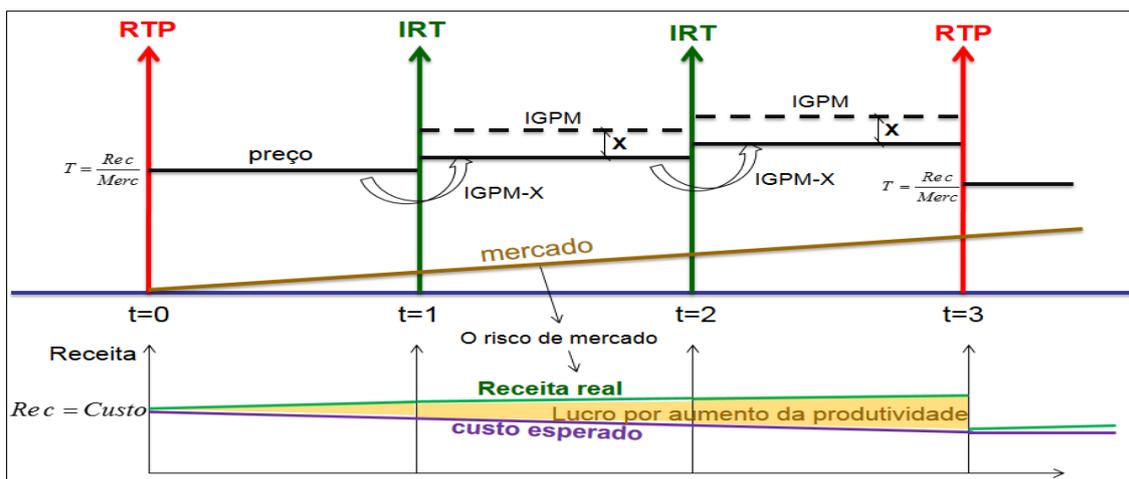


Figura 1: Funcionamento dos Processos Tarifários para a Parcela B (Modelo de Regulação por Incentivos, ou, Price Cap). Fonte: [22]

Vê-se, na Figura 1, a definição de tarifa (para a Parcela B) no momento do processo de RTP, sendo que essa tarifa (chamada na figura de preço) é atualizada a cada processo de RTA (ou IRT) pela aplicação, nesse caso, do IGP-M subtraído do Fator X – no processo seguinte de RTP tem-se novo cálculo de Parcela B, por isso, sua redução de patamar (para detalhamento de todos os cálculos e metodologias empregadas pela ANEEL nesse item, consulte [23]).

Por fim, é oportuno reforçar que a estrutura tarifária representa um conjunto de tarifas aplicadas ao faturamento do mercado de distribuição de energia elétrica, que, por sua vez, refletem na diferenciação relativa dos custos regulatórios da distribuidora entre os subgrupos, classes e subclasses tarifárias, de acordo com as modalidades e os postos tarifários [24] – para fins de praticidade e melhor compreensão do leitor, apresenta-se na Tabela 2 as tarifas definidas pela ANEEL, em 2020, à CEMIG-D, para serem aplicadas aos consumidores residenciais do Grupo B1 (de acordo com [25], são consumidores com fornecimento de energia em tensão inferior a 2,3 kV e caracterizados por uma tarifa monômnia).

Tabela 2: Tarifas de Aplicação e Base Econômica para o Grupo B da CEMIG-D. Fonte: [26].

SUBGRUPO	SUBCLASSE	TARIFAS DE APLICAÇÃO		
		TUSD		TE
		R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh
B1	RESIDENCIAL	0	770	420,83
		0	513,51	250,12
		0	257,03	250,12

SUBGRUPO	SUBCLASSE	TARIFAS DE APLICAÇÃO		
		TUSD		TE
		R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh
	RESIDENCIAL	0	353,77	264,35
	RESIDENCIAL	0	353,77	264,35
	BAIXA RENDA	0	282,93	264,35
	BAIXA RENDA	0	282,93	264,35

2.2. HISTÓRICO REGULATÓRIO DA MMDG

Em 12 de janeiro de 2010, a ANEEL publicou [27] que aprovou a Agenda Regulatória Indicativa da SRD na qual, dentre outras, apresentava a seguinte pauta: “Diminuir os obstáculos para o acesso de pequenas centrais geradoras aos sistemas de distribuição”.

Pode-se entender que esse foi o marco inicial apresentado pela Agência com o objetivo de propor mecanismos de incentivo à MMDG no Brasil – e, como resultado dessa agenda, foi realizada a CP nº. 15 de 2010 que recomendou estudos conjuntos (e mais aprofundados) entre várias Superintendências do Órgão Regulador [28].

Em 20 de junho de 2011, a ANEEL assinou [29], associada ao Processo 48500.004924/2010-51, cujo assunto foi:

“Proposta de abertura de Audiência Pública para o recebimento de contribuições visando reduzir as barreiras para a instalação de geração distribuída de pequeno porte, a partir de fontes incentivadas, conectada em tensão de distribuição e, também, alteração do desconto na TUSD e TUST para usinas com fonte solar”.

O processo público resultante de [29] foi a AP nº. 42 de 2011 [30], que, dentre outros, refletiu na publicação de duas RENs:

- 1) REN nº. 481 de 2012; e, [31]
- 2) REN nº. 482 de 2012. [32]

Enquanto [31] estabeleceu descontos nas tarifas de transmissão e distribuição para, dentre outros, empreendimentos de geração de fonte solar, cuja potência instalada fosse menor ou igual a 30.000 kW, [32] estabeleceu “[...] condições gerais para o acesso

de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências”.

Pode-se entender que tais resoluções formalizaram os primeiros atos concretos da ANEEL, decorrentes de Política Pública do Governo Federal, para incentivar (ou subsidiar) a MMGD em âmbito nacional – cabe destacar que [32], naquela época, já apresentou os seguintes conceitos em seu Art. 2º:

“[...]”

I - Microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

II - Minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW para fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

III - Sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa gerada por unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída compense o consumo de energia elétrica ativa. [...]”.
(Grifou-se).

Em 24 de novembro de 2015, [33] aprimorou vários pontos de [32], entre eles, consideráveis modificações no Art. 2º:

“[...]”

I – Microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

II – Minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

III – Sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa; [...]”.
(Grifou-se).

Como pôde ser percebido, [33] ampliou a capacidade de potência instalada dos empreendimentos que poderiam ser classificados como MMSGD – passando de 1MW para 5 MW para fonte solar. Além disso, apresentou novos tipos de MMSGD, são eles:

“[...] Art. 2º ...

VI – Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras: caracterizado pela utilização da energia elétrica de forma independente, no qual cada fração com uso individualizado constitua uma unidade consumidora e as instalações para atendimento das áreas de uso comum constituam uma unidade consumidora distinta, de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento, com microgeração ou minigeração distribuída, e desde que as unidades consumidoras estejam localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, sendo vedada a utilização de vias públicas, de passagem aérea ou subterrânea e de propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento;

VII – Geração compartilhada: caracterizada pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada;

VIII – Autoconsumo remoto: caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou Pessoa Física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada. [...]”

Adicionalmente, o Art. 4º da mesma Resolução acrescentou:

“[...] Art. 6º Podem aderir ao sistema de compensação de energia elétrica os consumidores responsáveis por unidade consumidora:

I – Com microgeração ou minigeração distribuída;

II – Integrante de empreendimento de múltiplas unidades consumidoras;

III – Caracterizada como geração compartilhada;

IV – Caracterizada como autoconsumo remoto.

§1º Para fins de compensação, a energia ativa injetada no sistema de distribuição pela unidade consumidora será cedida a título de empréstimo gratuito para a distribuidora, passando a unidade consumidora a ter um crédito em quantidade de energia ativa a ser consumida por um prazo de 60 (sessenta) meses.

§2º A adesão ao sistema de compensação de energia elétrica não se aplica aos consumidores livres ou especiais. [...]”

Não obstante, em 17 de outubro de 2017, [34] ampliou ainda mais o alcance de [32] ao alterar novamente seu o Art. 2º:

“[...]”

“Art.2º.....

II - Minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5MW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras; [...]”. (Grifou-se).

Em 2018 foi aberta [35], e, em 2019, foi aberta [36], ambas com o objetivo de obter subsídios ao aprimoramento das regras aplicáveis à MMGD – vale destacar que, devido à complexidade do tema, os dois processos públicos encontram-se ainda sem resultados estabelecidos.

É relevante mencionar também a MP nº. 998 de 07º de setembro de 2020 [37] que, dentre vários assuntos, possui propostas de emendas que consideram a implementação das regras atuais de MMGD (contidas em [32]) a partir de instrumentos legais. Ou seja, algumas dessas emendas propõem considerar em Lei as regras que o mercado ainda está discutindo – cita-se [38] e [39]. É importante mencionar que quando este trabalho foi escrito a referida MP ainda tramitava no Congresso Nacional do Brasil.

Por fim, importante apresentar também que em setembro de 2020 a ANEEL abriu o processo público de TS nº. 009 com vistas a elaboração da Agenda Regulatória para o Biênio 2021/2022 [40]. Conforme [41], está pautado nesse processo público o Item 2 tido como “prioritário”, qual seja: “aprimorar a Resolução Normativa nº. 482/2012, que trata da micro e minigeração distribuída”.

Dessa forma, depreende-se que ainda haverá debates e análises sobre o tema MMGD pelo menos até o período de conclusão do item 2 – proposto no processo público que discute a Agenda Regulatória 2021/2022. Por fim, todos os eventos citados anteriormente são apresentados na Figura 2.

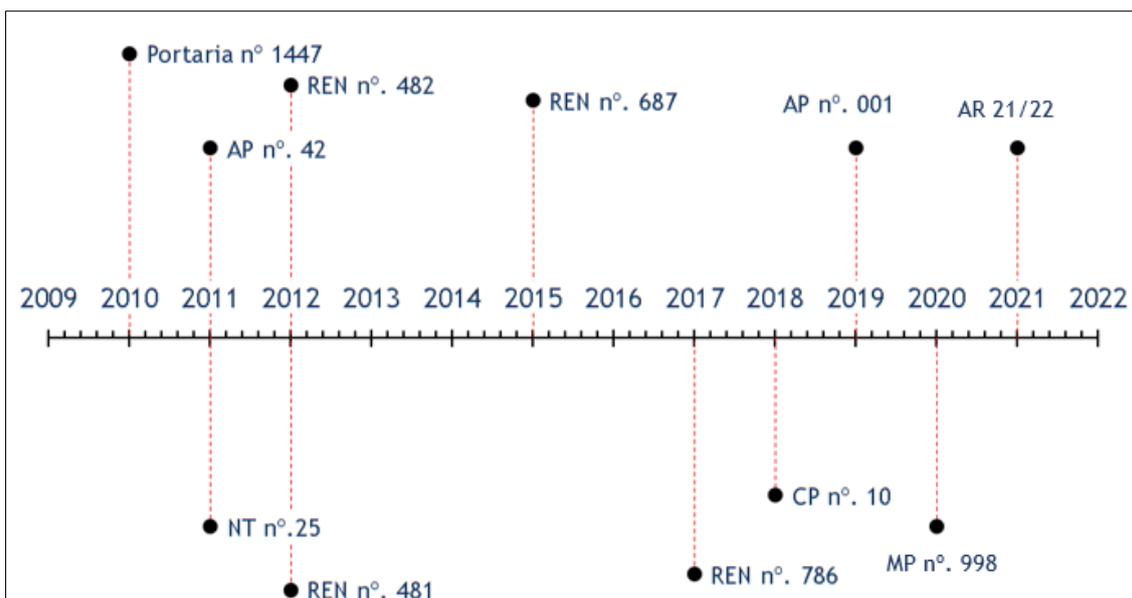


Figura 2: Linha do Tempo dos Principais Atos da ANEEL associados à MMGD. Fonte: o autor, adaptado de [42].

2.3. O SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA – SCEE (*NET METERING*)

A geração distribuída no Brasil tem como base o *net metering*, no qual o consumidor-gerador (ou “prosumidor”, palavra derivada do termo em inglês *prosumer – producer and consumer*), após descontado o seu próprio consumo, recebe um crédito na sua conta pelo saldo positivo de energia gerada e inserida na rede (sistema de compensação de energia). Sempre que existir esse saldo positivo, o consumidor recebe um crédito em energia (kWh) e terá até 60 meses para utilizá-lo em faturas futuras. No entanto, os “prosumidores” não podem comercializar o montante excedente da energia. Dessa maneira, pode-se dizer que a rede elétrica (isto é, o sistema de distribuição de energia) é utilizada como *backup* quando a energia gerada localmente pela MMGD não é suficiente para satisfazer as necessidades de demanda do “prosumidor” – o que geralmente acontece em unidades geradoras provenientes de fontes intermitentes de energia, como a solar [2].

As Figuras 3 e 4 ilustram o conceito de *net metering*.

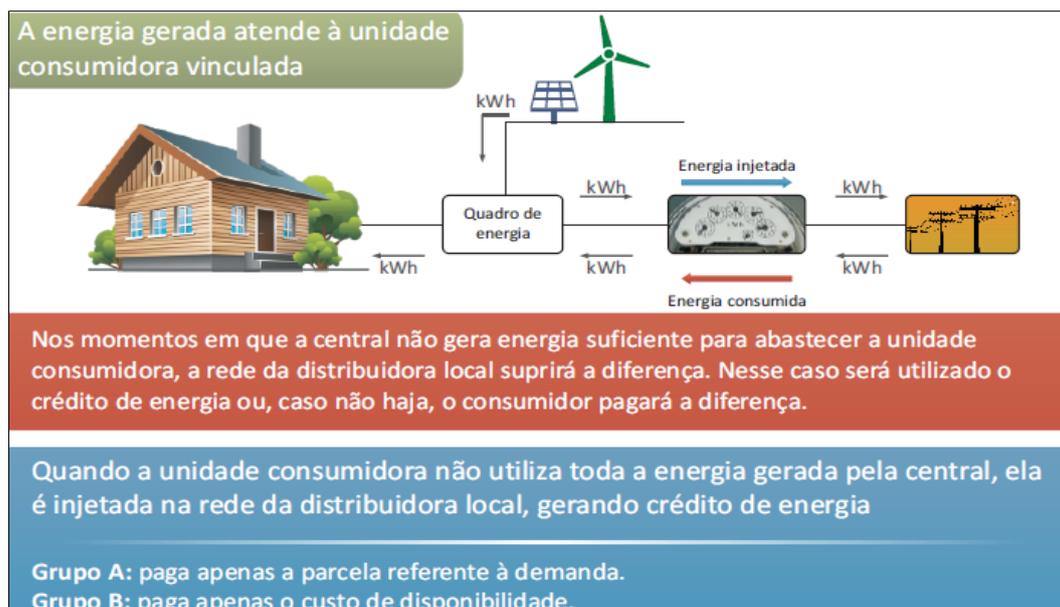


Figura 3: Esquematização do Sistema de *Net Metering*. Fonte: [43].

Especificamente na Figura 4, demonstra-se o funcionamento do SCEE, assim, no exemplo, tem-se que:

- (i) No mês 1 há consumo de 500 kWh e geração entregue à rede de 300 kWh, portanto, nesse caso, a Fatura de Energia Elétrica a ser paga pelo *prosumer* à distribuidora é sobre o saldo de 200 kWh;
- (ii) No mês 2, por outro lado, há consumo de 300 kWh e geração entregue à rede de 500 kWh, logo, perfaz crédito em favor da MMGD de 200 kWh.

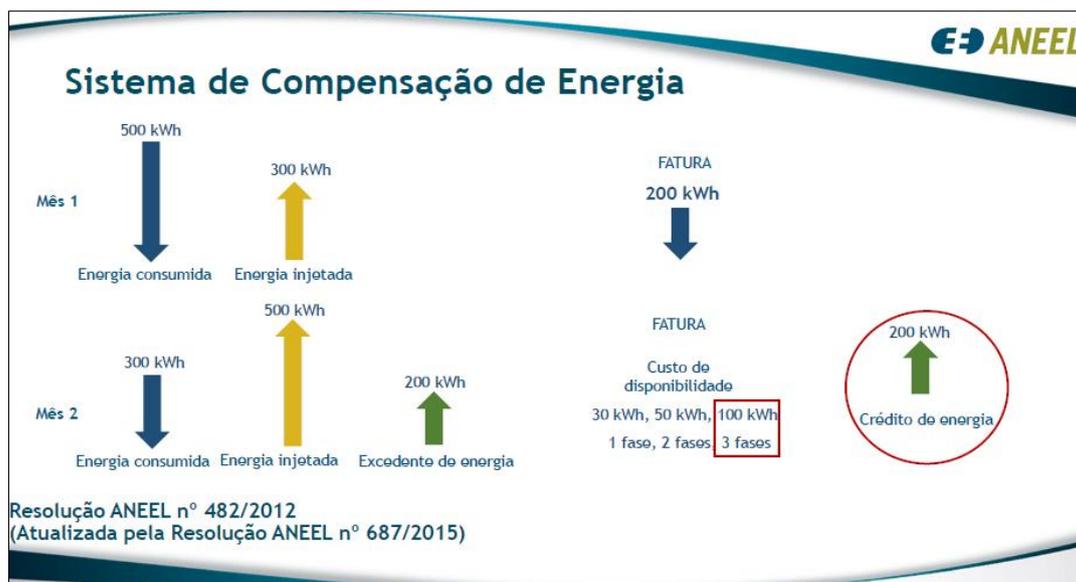


Figura 4: Exemplo do Sistema de *Net Metering*. Fonte: [44].

Conforme já mencionado, o SCEE, associado ao atual modelo tarifário, permite ao *prosumer* utilizar o sistema de distribuição e não pagar necessariamente pelo uso – tanto para entregar seu excedente de geração, quanto para consumir energia da rede em momentos em que seu sistema não está gerando. Nesse sentido, cabe entender, ainda, que de forma simples, o efeito que esse sistema de compensação impõe às distribuidoras – fez-se análise considerando dados reais da CEMIG-D, distribuidora localizada no Estado de Minas Gerais, região com maior inserção de MMGD no Brasil (como será apresentado no Capítulo 2.4):

- A Figura 5 apresenta a composição média da receita da CEMIG-D para o ano de 2020 – RTA homologado em 28/05/2020. Nesta figura são apresentados, de forma objetiva, todos os custos envolvidos na cadeia produtiva do setor elétrico brasileiro e que são refletidos nas tarifas cobradas aos consumidores (cativos) daquela distribuidora. Com o intuito de facilitar a compreensão, imagina-se fatura no valor de R\$ 100,00: desse total, R\$ 29,90 referem-se à compra de energia (atividade de geração), R\$ 28,20 são tributos (União e Estado), R\$ 22,10 são custos de distribuição (Distribuidora), R\$ 12,90 são custos associados aos Encargos (Políticas Públicas, ou seja, Governo), R\$ 6,50 referem-se aos custos de transmissão (Transmissoras) e, por fim, R\$ 0,40 são provenientes de receitas irrecuperáveis (inadimplência de Parcela A, cadeia produtiva do Setor Elétrico).

Ou seja, resumindo, para cada R\$ 100,00 faturados pela CEMIG-D a partir do RTA de 2020, apenas R\$ 22,10 são de fato da distribuidora, sendo que os demais valores ou são do Governo (Tributos e Encargos), ou são de outros agentes do setor elétrico (empresas geradoras e transmissoras de energia).

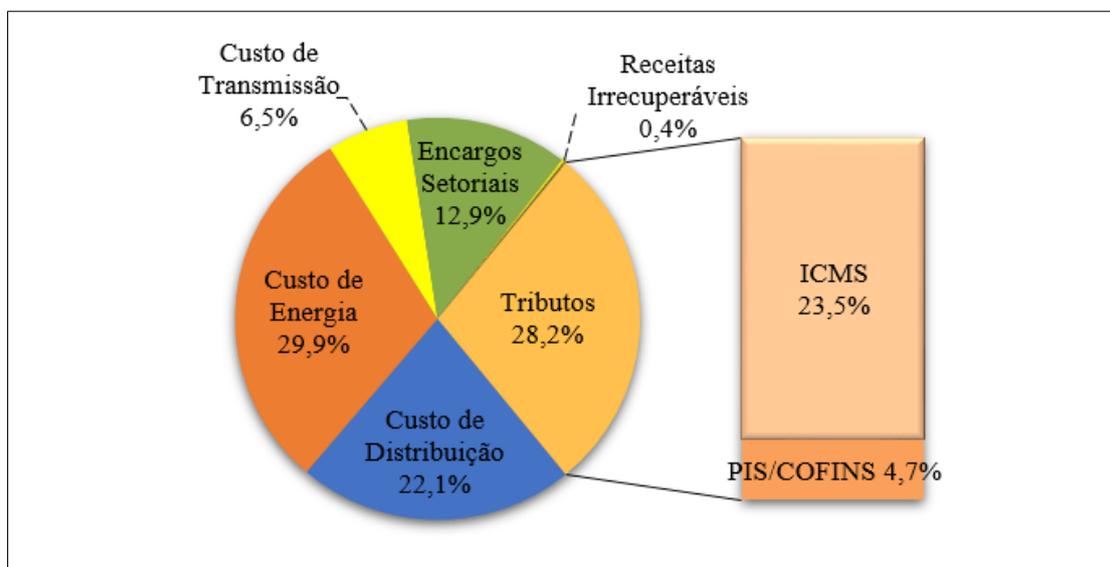


Figura 5: Composição Média da Receita da Cemig em 2020. Fonte: [45].

- Ainda no mesmo processo, é possível conhecer também a composição da receita da CEMIG-D desconsiderando os efeitos dos Tributos, vide Figura 6 – essa informação é importante para fins de análise, pois, as tarifas calculadas pela ANEEL, e cobradas pelas distribuidoras, não possuem tributos, sendo que esses são refletidos nas faturas de energia após serem determinados todos os custos do setor elétrico.

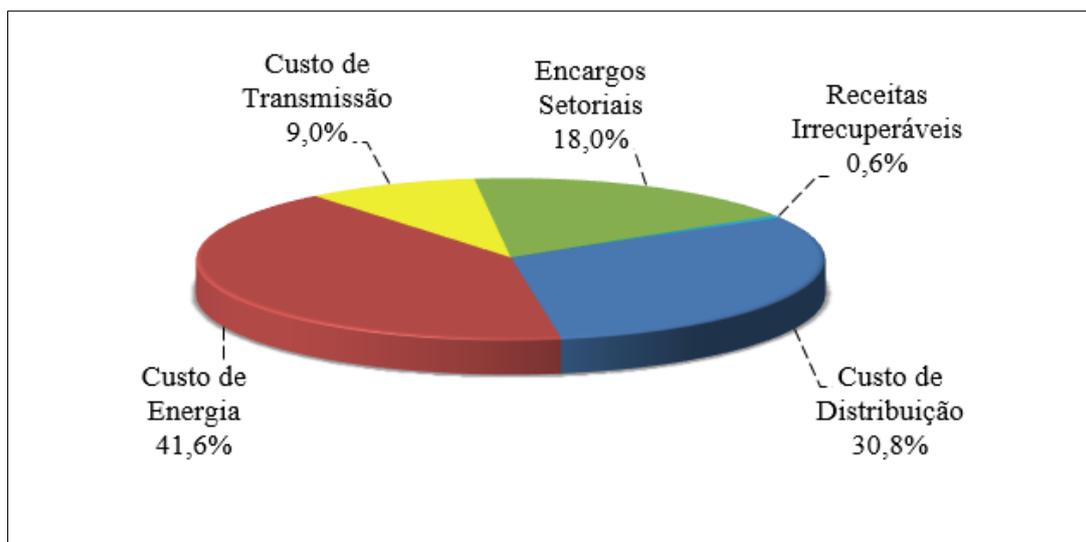


Figura 6: Composição Média da Receita (sem Tributos) da Cemig em 2020. Fonte: [45].

- Portanto, ao analisar de forma segregada os componentes da Figura 6, é possível identificar um dos pontos mais sensíveis que o SCEE impõe às distribuidoras:
 - Cada kWh excedente injetado na rede pela MMGD dá-lhe direito a outro kWh de crédito, a ser utilizado no futuro, considerando 100% dos itens de custo como passíveis de compensação, porém, como se vê, no geral, o único item de custo que a MMGD economiza diretamente (na cadeia do setor elétrico) é a “energia evitada”, cita-se [4], que, para esse processo da CEMIG-D representa apenas 41,6% do total; ou seja, cada kWh injetado pela MMGD, que economiza, no geral, apenas 41,6% do custo, permite-lhe crédito de 100% do custo o que, conseqüentemente, impede que a distribuidora recupere todo o gasto que possui através da receita requerida – seria como dizer que 41,6% de alguma coisa é exatamente igual à 100,00% dessa mesma coisa, o que não faz qualquer sentido.
- Essa análise simplificada permitiu demonstrar como o SCEE, atrelado ao modelo tarifário atual, impossibilita que as distribuidoras de energia recuperem seu custo ao mesmo tempo em que a MMGD, no geral, também não os evita (corrobora com tal afirmação o estudo apresentado em [4]).

Por fim, voltando à referência [2], os autores ainda reforçam pontos antagônicos nas discussões envolvendo o sistema de *net metering* e a MMGD: enquanto os “prosumidores” argumentam que os benefícios que eles trazem para o sistema não são totalmente mensurados (como, por exemplo, redução de emissões de gases poluentes devido à maior utilização de fontes renováveis), os distribuidores argumentam que a MMGD usa o sistema de distribuição sem necessariamente pagar por ele. Ou seja, no geral, tem-se os *prosumers* que argumentam que não recebem pelos benefícios que suas instalações proporcionam à cadeia do setor elétrico, e as distribuidoras que argumentam que a MMGD utiliza sua infraestrutura sem o devido pagamento – tais discussões podem ser apreciadas em detalhes a partir de [35] e [36].

2.4. EXPANSÃO DA MMGD NO BRASIL

Para esta dissertação é relevante conhecer a dimensão atual da MMGD no Brasil, bem como seu comportamento de expansão. Nesse sentido, a Figura 7 apresenta a quantidade anual de novas MMGDs instaladas ao longo dos anos – é possível conhecer também a potência instalada dos empreendimentos entrantes (os dados são de junho de 2020).

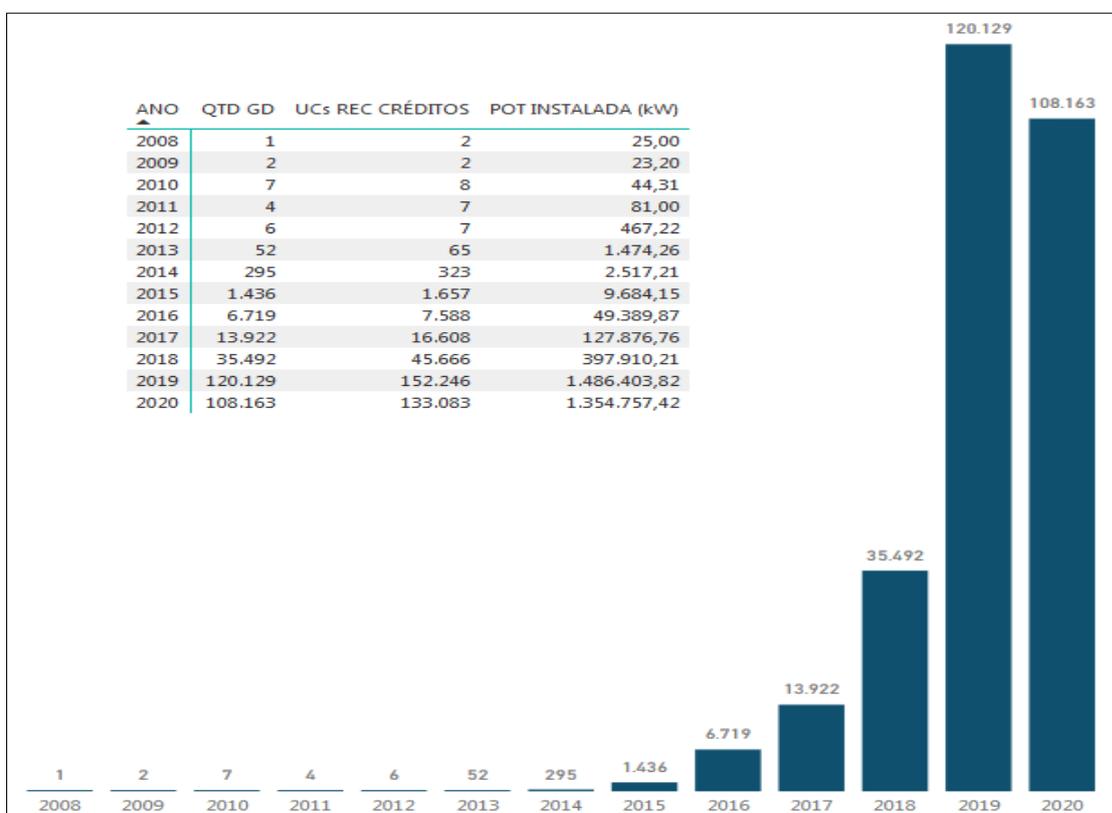


Figura 7: Quantidade Anual de Novas Conexões de MMGD no Brasil. (2020 até junho/2020, base junho/2020). Fonte: [46]

Ao analisar a Figura 7, percebe-se que a partir do aumento da flexibilização das regras de entrada de MMGD (ações implementadas pela ANEEL nos anos de 2015 e 2016, conforme foi trazido no Capítulo 2.2), o volume de novas instalações cresceu acentuadamente: +368% em 2016, +107% em 2017, +155% em 2018, +238% em 2019 e 80% em 2020 (o valor deste ano foi estimado assumindo como premissa que o crescimento percebido até junho será mantido até dezembro).

Trazendo mais informações à análise, a Tabela 3 apresenta dados (atualizados também até junho de 2020) da quantidade de *prosumers* por Estado, bem como sua capacidade instalada – conforme já sinalizado anteriormente, Minas Gerais é o Estado que possui o maior número de MMGDs.

Tabela 3: Unidades Consumidoras com Geração Distribuída no Brasil (junho/2020). Fonte: o autor, adaptado de [47]

Estado	Quantidade	Quantidade de Ucs que recebem os créditos	Potência Instalada (kW)
MG	59.621	91.149	734.709,800
RS	39.138	47.658	452.963,450
SP	46.797	58.424	448.933,200
PR	17.594	17.714	283.643,870
MT	13.024	14.153	250.377,450
GO	12.315	16.402	200.297,370
SC	12.622	17.113	158.886,480
RJ	15.783	18.202	146.531,710
CE	7.830	10.006	135.613,820
BA	11.061	13.704	121.607,400
MS	8.689	11.429	109.174,280
PE	5.104	7.617	79.971,690
ES	4.885	5.875	68.996,500
RN	4.457	5.016	68.802,730
PI	5.247	7.418	65.219,510
PB	4.599	7.159	63.422,880
PA	4.341	4.903	47.176,670
MA	2.825	3.521	34.814,000
DF	2.361	2.532	31.944,480
AL	2.009	2.975	26.033,640
TO	2.252	2.317	25.755,130
SE	1.643	1.998	18.121,070
AM	1.078	1.342	16.108,240
RO	519	649	15.247,820
AC	443	448	5.799,230

Estado	Quantidade	Quantidade de Ucs que recebem os créditos	Potência Instalada (kW)
AP	215	269	4.846,350
RR	197	246	2.533,690

Adicionalmente, os Gráficos 1 e 2 apresentam as informações da Tabela 3 de forma a facilitar o dimensionamento dos números – enquanto o Gráfico 1 apresenta a participação dos *prosumers* em função da quantidade de unidades, o Gráfico 2 apresenta essa mesma participação, porém, por potência instalada (Minas Gerais representa 21% e 20%, respectivamente).

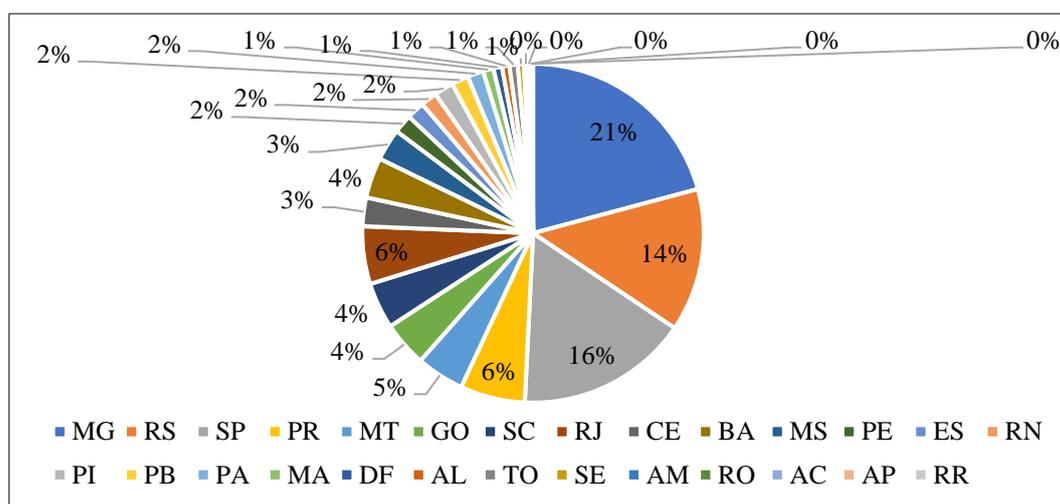


Gráfico 1: Participação de unidades de MMGD por Estado (junho/2020).

Fonte: o autor, adaptado de [47]

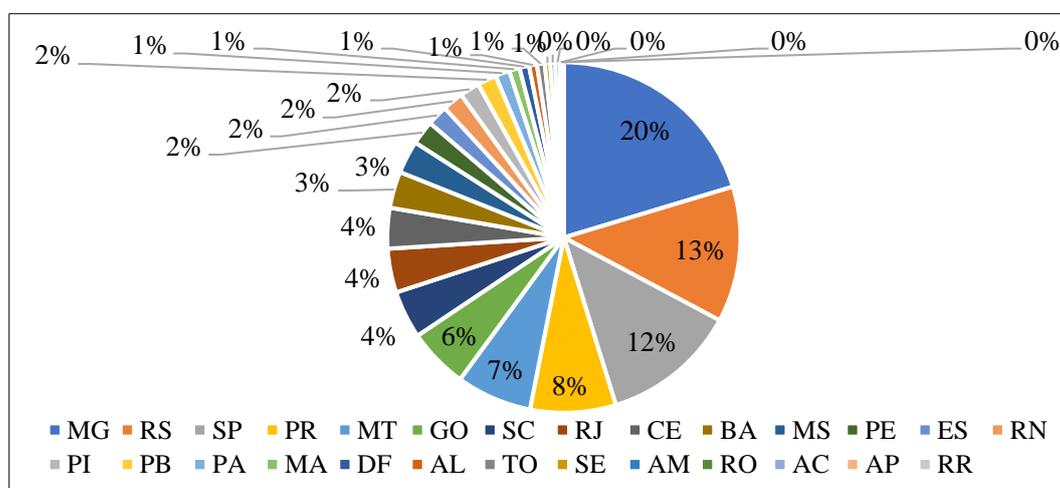


Gráfico 2: Participação de Potência Instalada de MMGD por Estado (junho/2020). Fonte: o autor, adaptado de [47]

Por sua vez, a Figura 8 apresenta a localização geográfica dos *prosumers* distribuídos pelo País – tendo como base o mês de junho de 2020. Percebe-se que o Norte do Brasil é a região com menos instalações de MMGD.



Figura 8: Localização Geográfica de MMGDs no Brasil. (junho/2020). Fonte: [46]

Conforme já mencionado, é relevante também conhecer a expectativa de crescimento da MMGD no País. Dessa maneira, vale destacar a publicação recente do PDE 2029 realizada pela EPE, [48], (conforme [49], a EPE está vinculada ao MME e tem por finalidade realizar estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento energético do Brasil).

De acordo com Figura 9, espera-se que a capacidade instalada de MMGD salte de 1 GW em 2019 para 11 GW em 2029 – representando variação de 1.000 % no período.

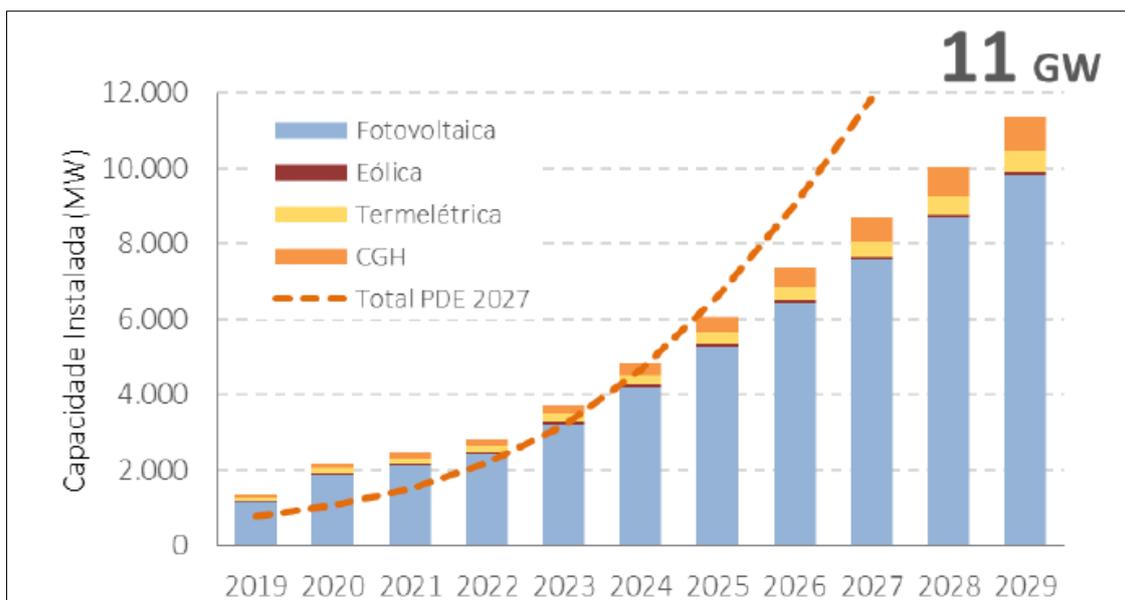


Figura 9: Projeção da Capacidade Instalada de MMGD no Brasil. Fonte: [48]

Projeta-se ainda para 2029, que 86% da potência instalada de MMGD seja proveniente de fonte solar, enquanto a geração para essa mesma fonte no período é estimada em 63% – Figura 10.

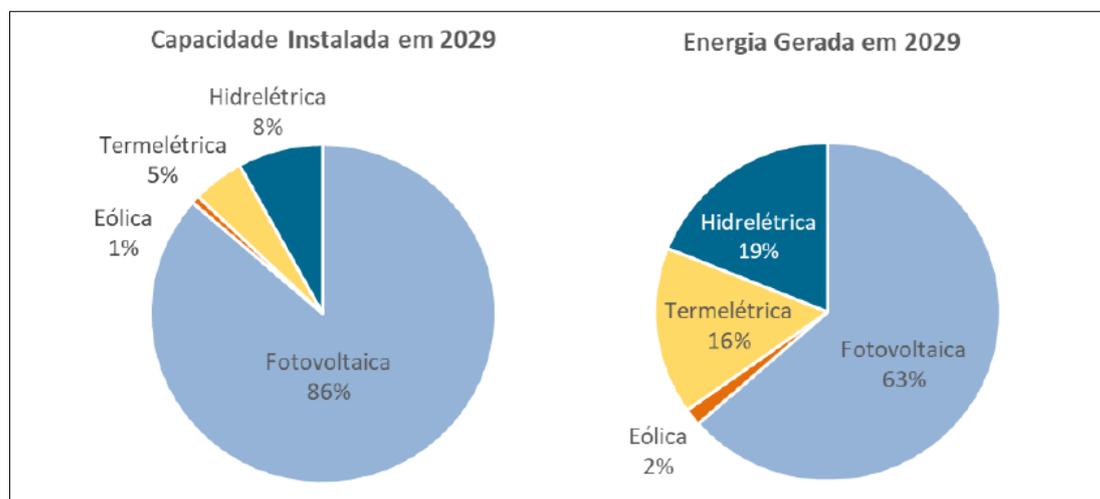


Figura 10: Potência e energia por Fonte de MMGD Projetada para 2029 no Brasil. Fonte: [48]

Por fim, é oportuno apresentar também estudos realizados pela própria EPE que subsidiarão o PDE 2030 (tais dados foram divulgados em setembro de 2020, [50], antes da conclusão do PDE) – a Figura 11 apresenta intervalo de crescimento para a capacidade instalada de MMGD a partir de cenário de manutenção da regra vigente (limite superior)

e alteração da regra considerando que a MMGD compensaria apenas a parcela de energia das tarifas (limite inferior). Pontua-se que no cenário mais benéfico para MMGD o crescimento estimado é de 752% (saindo de 4,2 GW em 2020 para 35,8 GW em 2030); por outro lado, caso as regras sejam alteradas conforme premissa da EPE, o crescimento projetado seria de 300% (finalizando 2030 com 16,8 GW).

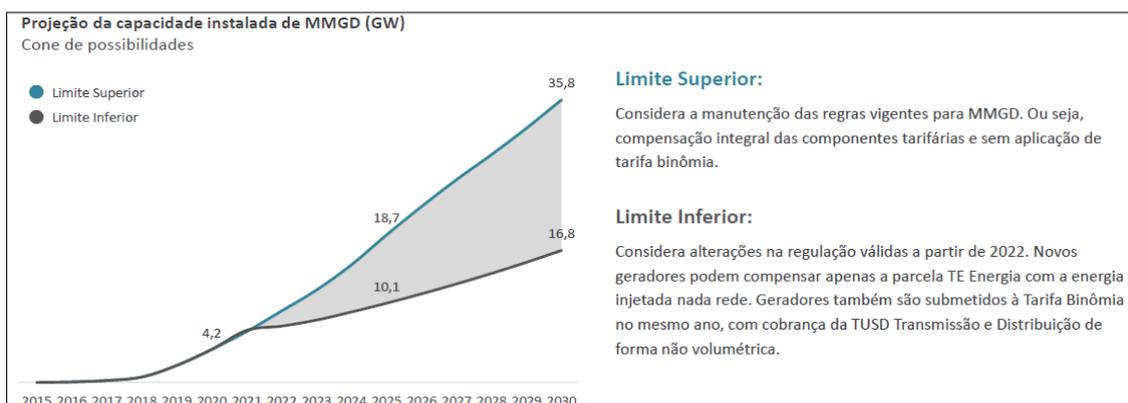


Figura 11: Projeção da Capacidade Instalada de MMGD para 2030 no Brasil. Fonte: [50]

2.5. EVOLUÇÃO DO CUSTO DA MMGD NO BRASIL

Em cenário de surgimento de novas tecnologias, é importante observar o comportamento do custo associado ao produto entrante. Para o caso da MMGD isso não seria diferente, e este capítulo apresenta evolução recente desses custos. Vale dizer também que, como a maioria das instalações de MMGD no Brasil são provenientes de geração solar fotovoltaica (vide [48]), esta análise limita-se a esse tipo de fonte.

Em [51] sinaliza-se que a maioria dos equipamentos de MMGD utilizados no Brasil são provenientes de outros países, ou seja, são importados – isso significa que o câmbio (no geral, em Dólar Americano – R\$/US\$) é fator preponderante na oscilação do custo. A Figura 12 apresenta os dados de importação de sistemas fotovoltaicos nos últimos trimestres – no gráfico à esquerda, tem-se a evolução da aquisição dos equipamentos e, no gráfico à direita, tem-se a segregação entre os produtos adquiridos (nacional e importado).

Enquanto a importação do primeiro trimestre de 2020 cresceu 208% quando comparado ao mesmo período de 2019, no segundo trimestre o crescimento foi mais comportado, 15% – atribui-se à essa redução os efeitos da pandemia (Covid-19), [51].

Porém, mesmo em cenário econômico desfavorável, a importação dos equipamentos de MMGD continuou crescendo.

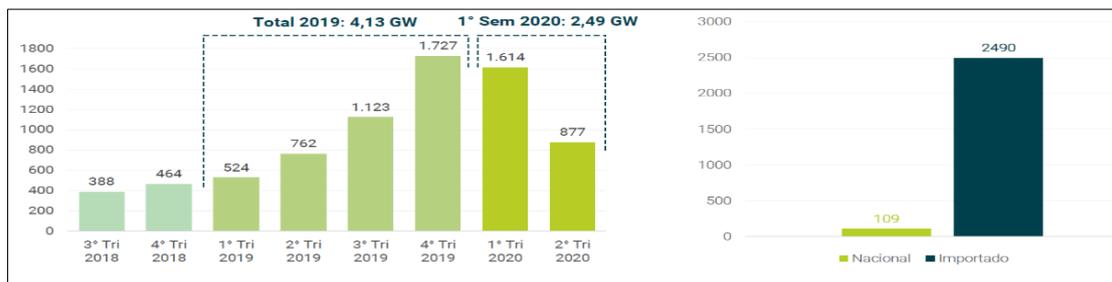


Figura 12: Módulos Fotovoltaicos: Volume Importado. Fonte: [51]

A Figura 13 apresenta o tipo de tecnologia e os maiores importadores de equipamentos associados à MMGD de fonte solar fotovoltaica. Destaca-se o crescimento da importação de módulos de tecnologia Perc, gráfico à esquerda.

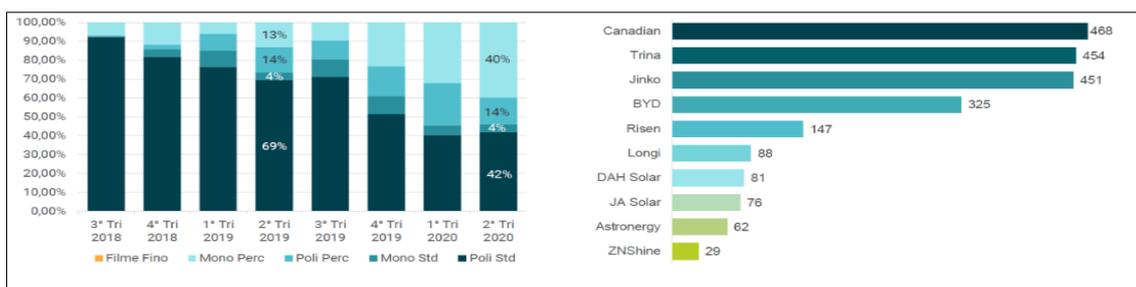


Figura 13: Módulos Fotovoltaicos: Tecnologia e Importação (MWp). Fonte: [51]

Para os inversores, Figura 14, também há aumento do volume de importação ao longo dos últimos trimestres – crescimentos de 148% e 111%, respectivamente, quando comparado os dois primeiros trimestres de 2020 ante o mesmo período de 2019.

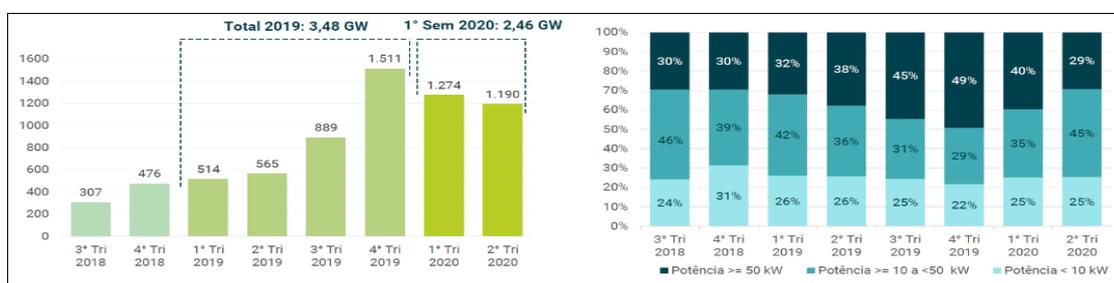


Figura 14: Inversores: Volume Importado e Porte. Fonte: [51]

Na Figura 15 são apresentados três gráficos contendo importadores para inversores com potência: (i) até 9,9 kW, (ii) entre 10 e 50kW, e (iii) acima de 50 kW, respectivamente.

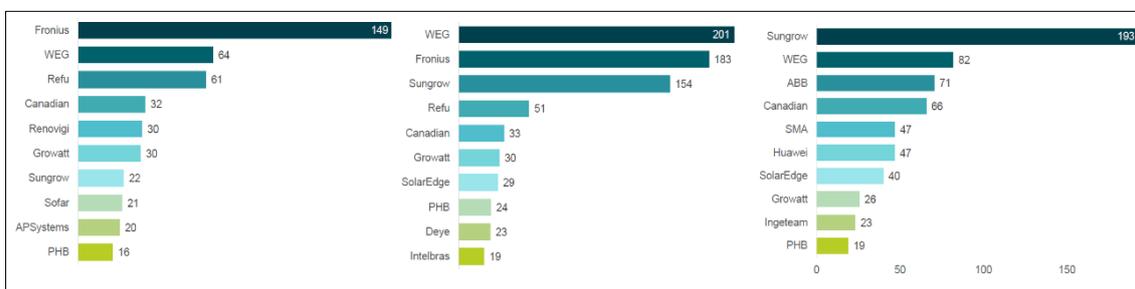


Figura 15: Inversores: Importação. Fonte: [51]

A Figura 16 apresenta a evolução do preço de um sistema fotovoltaico instalado para o cliente final conforme potência – nota-se que para os sistemas de menor potência instalada a queda no preço foi acentuada ao longo dos últimos anos, por outro lado, para sistemas com capacidade mais elevada, houve quedas no começo e elevação de preço ao fim do período.

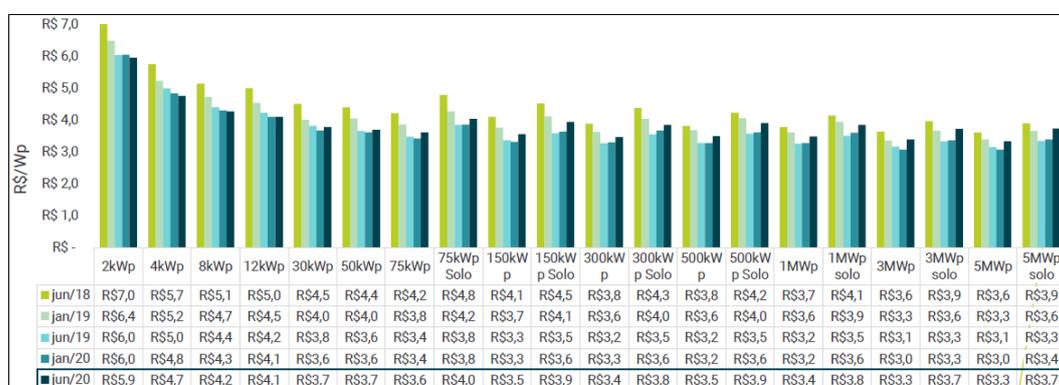


Figura 16: Evolução do Preço para o Cliente Final. Fonte: [51]

Adicionalmente, as Figuras 17, 18 e 19 apresentam a evolução dos custos de aquisição e instalação de MMGD para os tipos Residencial de 4 kWp, Comercial de 50 kWp e Industrial de 1 MWp, respectivamente. Em todos os casos houve redução dos custos de instalação (integração) e oscilação do custo associado aos equipamentos – essa variação do custo de equipamentos reflete, entre outros, a oscilação do câmbio; infere-se que a queda do custo do serviço está ligada ao aumento da oferta desse tipo de mão-de-obra ao mercado.

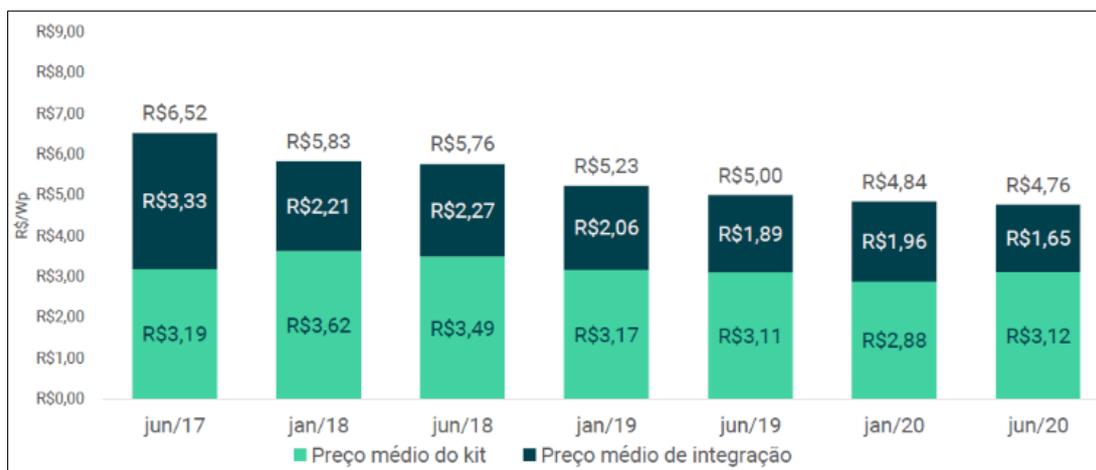


Figura 17: Evolução do Preço dos Sistemas Fotovoltaicos: Residencial de 4 kWp. Fonte: [51]

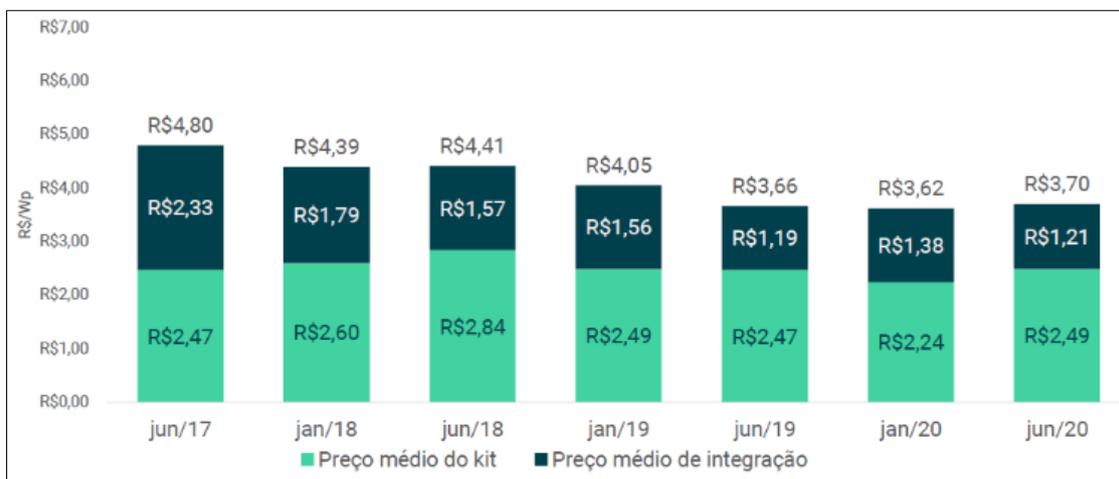


Figura 18: Evolução do Preço dos Sistemas Fotovoltaicos: Comercial de 50 kWp. Fonte: [51]

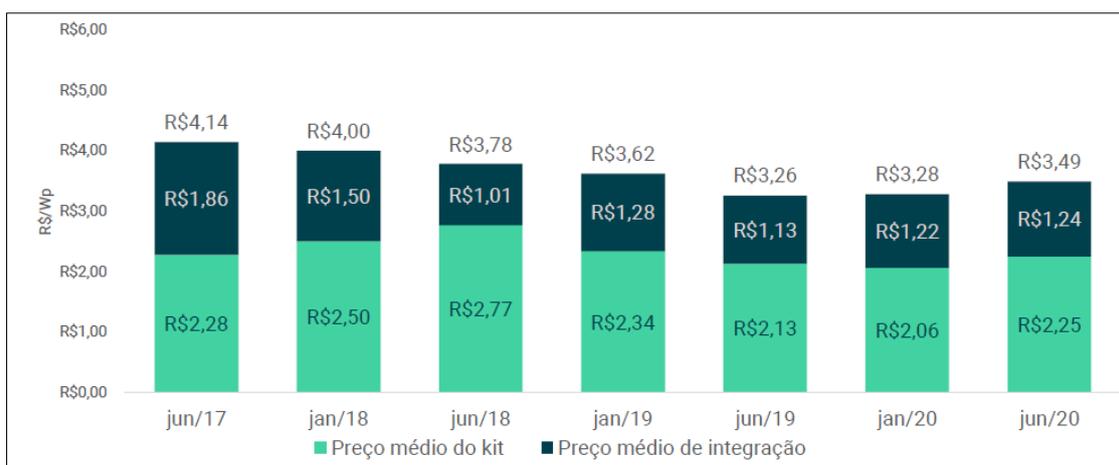


Figura 19: Evolução do Preço dos Sistemas Fotovoltaicos: Industrial de 1 MWp. Fonte: [51]

A Figura 20 apresenta o tempo de *Payback* para os três tipos de instalação apresentados anteriormente – essa análise foi interessante ao considerar as particularidades de cada Unidade Federativa como, por exemplo, a diferença de tarifas de energia elétrica cobrada pelas distribuidoras e a diferenciação de alíquotas de ICMS. Nota-se, mesmo no cenário com maior custo – terceiro gráfico começando a contagem pela esquerda – que o tempo de retorno dos investimentos são baixos e isso explica, por exemplo, a elevação da importação dos equipamentos mesmo no cenário econômico desfavorável provocado pela Pandemia. Quanto menor for o *payback*, menor será o tempo de retorno e maior será o resultado financeiro para o *prosumer*.

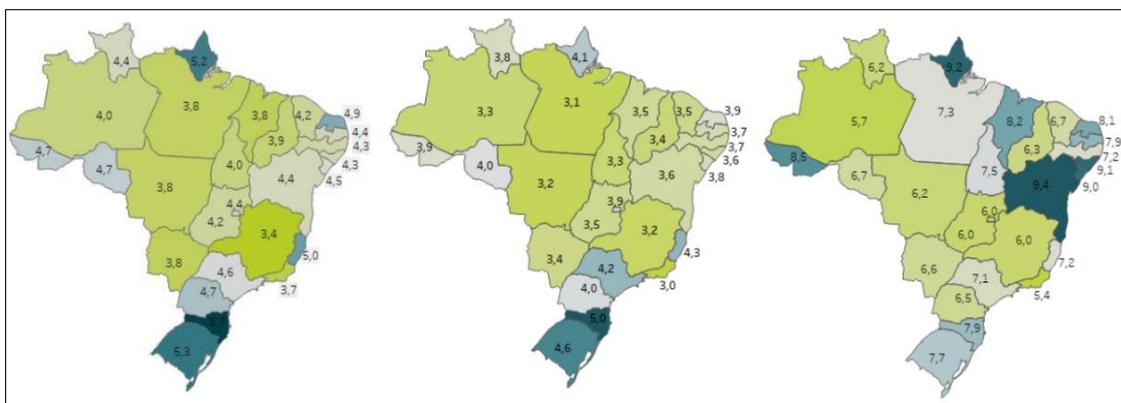


Figura 20: *Payback* Médio (anos) por Estado: Residencial, Comercial e Industrial, respectivamente.
Fonte: [51]

Por fim, a partir das informações apresentadas nesse capítulo foi possível conhecer que a MMGD avança no Brasil mesmo diante do cenário da pandemia (provocado pela Covid-19). Ponto interessante reside na Figura 20, onde são apresentados três gráficos contendo o tempo médio de recuperação dos investimentos por Estado – vale destacar que Minas Gerais, Estado que possui o maior volume de instalações de MMGD, apresenta um dos menores *Paybacks* do Brasil.

3. A MMGD NO MUNDO

Este Capítulo tem por finalidade apresentar contextualização internacional recente sobre como outros países estão sendo afetados pela MMGD e quais são as alternativas que estão sendo pensadas/implementadas para contornar (ou melhor, se associar) ao cenário disruptivo provocado pela geração distribuída no segmento de distribuição de energia elétrica.

3.1. EXPANSÃO DA MMGD PELO MUNDO E A POSSIBILIDADE DE NOVOS NEGÓCIOS

De acordo com [52], o atual sistema elétrico de potência está passando por transformações à medida que novas tecnologias e inovações incorporam riscos no tradicional modelo de geração centralizada, proporcionando aumento da produção de energia realizada para além dos medidores – trata-se, sobretudo, de MMGD conectada no sistema de distribuição de energia elétrica. Nesse cenário, em contexto mundial, três tendências em particular estão convergindo para produzir mudanças disruptivas:

1. **Descarbonização ou Eletrificação** de grandes setores da economia como transporte e aquecimento (ou refrigeração, no caso de países que possuem temperaturas elevadas);
2. **Descentralização**, impulsionada pela queda acentuada no custo dos Recursos Energéticos Distribuídos – RED, como geração distribuída e armazenamento distribuído, além de flexibilidade de demanda e eficiência energética;
3. **Digitalização** da rede, com medidores e sensores inteligentes, automação e outras tecnologias de rede digital, além de outras que atuam atrás dos medidores como, por exemplo, IoT – *Internet of Things*.

Vale destacar que essas tendências atuam em ciclo virtuoso: possibilitando, ampliando e reforçando desenvolvimentos no setor que vão além de suas contribuições individuais – vide Figura 21.

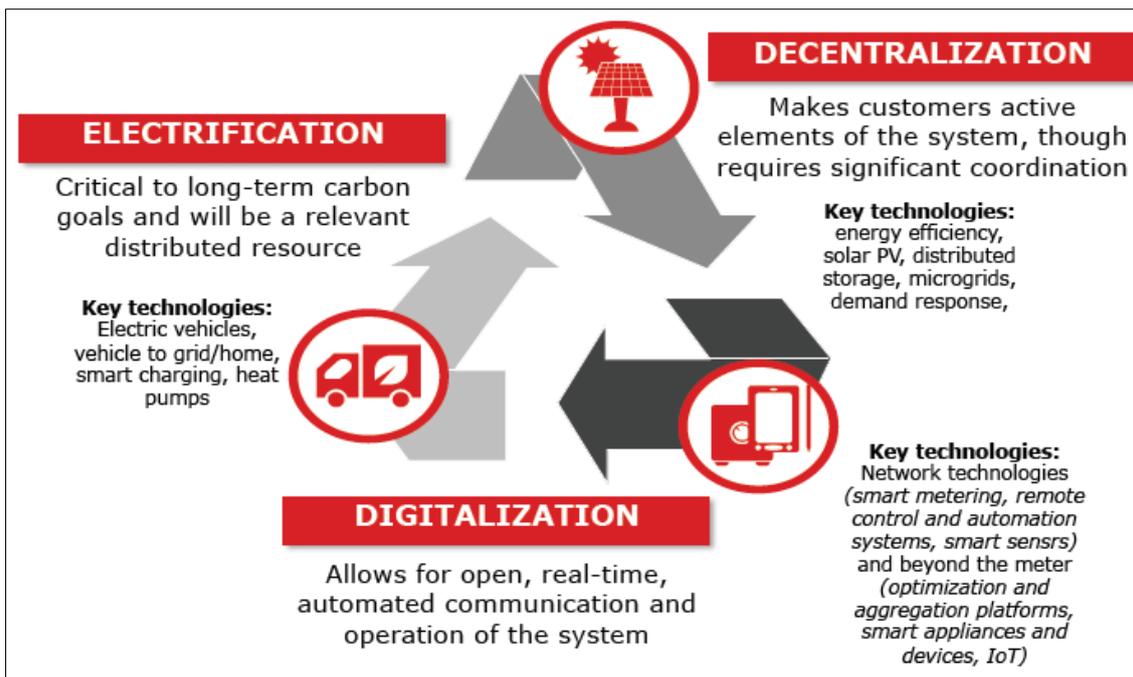


Figura 21: Ciclo Disruptivo. Fonte: [52]

Continuando a argumentação, os autores sinalizam que o alinhamento dessas tendências pavimentam o caminho para um sistema onde as fronteiras tradicionais entre geradores, distribuidores e consumidores são confusas – refletindo, por exemplo, em aumento da complexidade da governança do sistema. Salienta-se, ainda, que as preferências e expectativas dos clientes também estão mudando – hoje, por exemplo, em vários países do mundo, há uma crescente preocupação para convergir os sistemas atuais em novos que reduzam as emissões de carbono (principalmente pelo lado da geração), além da exigência de que os sistemas devem possibilitar maior transparência de dados, permitir maior conectividade de equipamentos e proporcionar novas experiências (de serviços aos clientes) e, ao mesmo tempo, aumentar a confiabilidade e segurança das instalações.

Conforme ainda [52], o papel da rede (de distribuição de energia elétrica) está evoluindo para além do fornecimento de eletricidade e se tornando uma plataforma que também maximiza o valor dos recursos energéticos distribuídos. O modelo tradicional de distribuição de energia elétrica perceberá parcela menor de receita, mas, por sua vez, poderão ser compensados pela receita de novos serviços de distribuição associados ao mercado varejista. Os clientes individuais serão capazes de selecionar as tecnologias de sua escolha, conectá-las à rede e, eventualmente, fazer transações com outros recursos – esse sistema elétrico mais descentralizado, e mais conectado, tende a aumentar a

confiabilidade, segurança, sustentabilidade ambiental além de possibilitar a implementação de novos serviços (e negócios) conforme sinalizado na Figura 22.

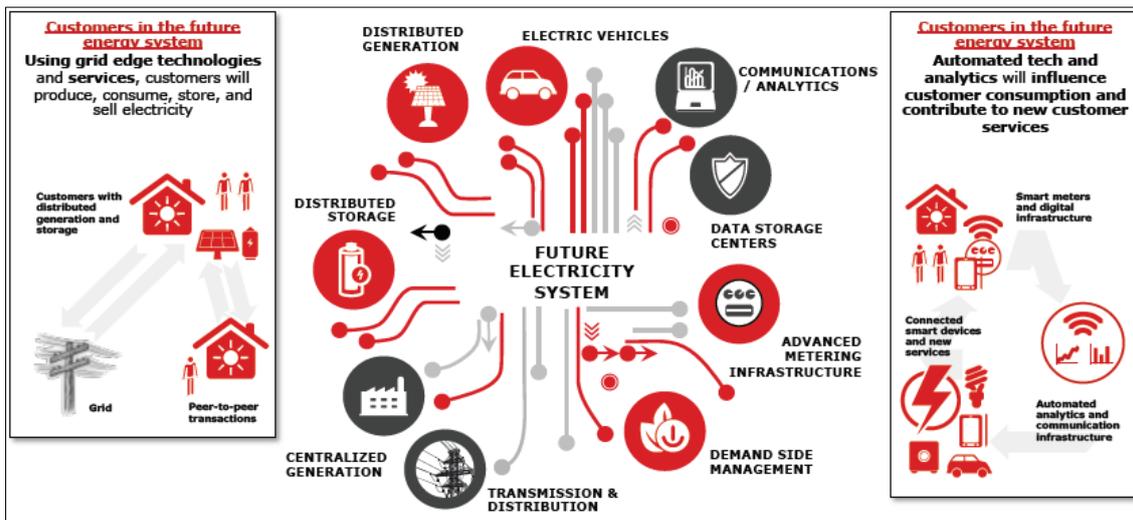


Figura 22: Novas Oportunidades de Negócios. Fonte: [52]

A referência [53] vai ao encontro de [52], mencionando que oportunidades para novos modelos de negócios abundam no setor de energia, e, provavelmente, mais se abrirão conforme o futuro se desenrolar, marcado por três tendências crescentes (muito semelhantes às já mencionadas): **(i) descarbonização ou eletrificação, (ii) descentralização e (iii) digitalização**. Por exemplo, para reduzir ainda mais as emissões de carbono, alguns grupos estão defendendo a eletrificação de serviços de uso final, como transporte, processo de abastecimento (de água) e aquecimento, além de processos industriais. Segundo ainda [53], nos transportes, projeta-se que 55% das vendas globais de carros novos e 33% da frota global sejam elétricos em 2050, respondendo por cerca de 9% da demanda de eletricidade. E essa eletricidade está se tornando mais limpa, com fontes livres de emissões de gases de efeito estufa como, por exemplo, geração eólica e solar – que está projetada para alcançar até 48% da geração total de eletricidade global até 2050, ante 8% atualmente. Ainda nesse contexto, nos Estados Unidos, por exemplo, em 2018, as emissões de carbono do setor de energia caíram 28% em relação ao ano de 2005 – e muitas empresas de energia se comprometeram voluntariamente a reduzir as emissões em até 80% do nível até 2050 (tendo 2005 como referência). Ao mesmo tempo, a rede elétrica, tradicionalmente centralizada, continua a se descentralizar à medida em que há o aumento da instalação de novas unidades de geração e armazenamento distribuídos – especificamente sobre esse ponto, projeta-se que a capacidade global de

armazenamento em baterias nas instalações dos consumidores aumente 516 GW até 2050 [53].

Analisando ainda a perspectiva do cliente de energia (consumidor), cabe salientar que esse terá um relacionamento em nível mais pessoal com a concessionária que, por sua vez, fornecerá uma plataforma de serviços dedicada – por exemplo, com a possibilidade de conexão entre a plataforma da distribuidora e casas inteligentes, onde o cliente poderá acessar informações e realizar gestão automatizada dos dados por meio de *smartphones*, *notebooks*, *tablets*, etc. Imagina-se que essa plataforma oferecerá experiência personalizada e baseada em dados em tempo real, além de serviços como gerenciamento de energia doméstica habilitado por IA (Inteligência Artificial) ou IoT, entre outros. Nessa linha, a Figura 23 apresenta opções de serviços a serem oferecidos aos clientes através dessa plataforma – vale mencionar que alguns já estão disponíveis atualmente, mas, integrá-los de forma acessível por meio de vários canais é uma meta a ser alcançada; embora a lista não seja abrangente, na mesma figura, também indicam-se algumas das tecnologias digitais e outros requisitos necessários para que esses serviços possam ser oferecidos [53].

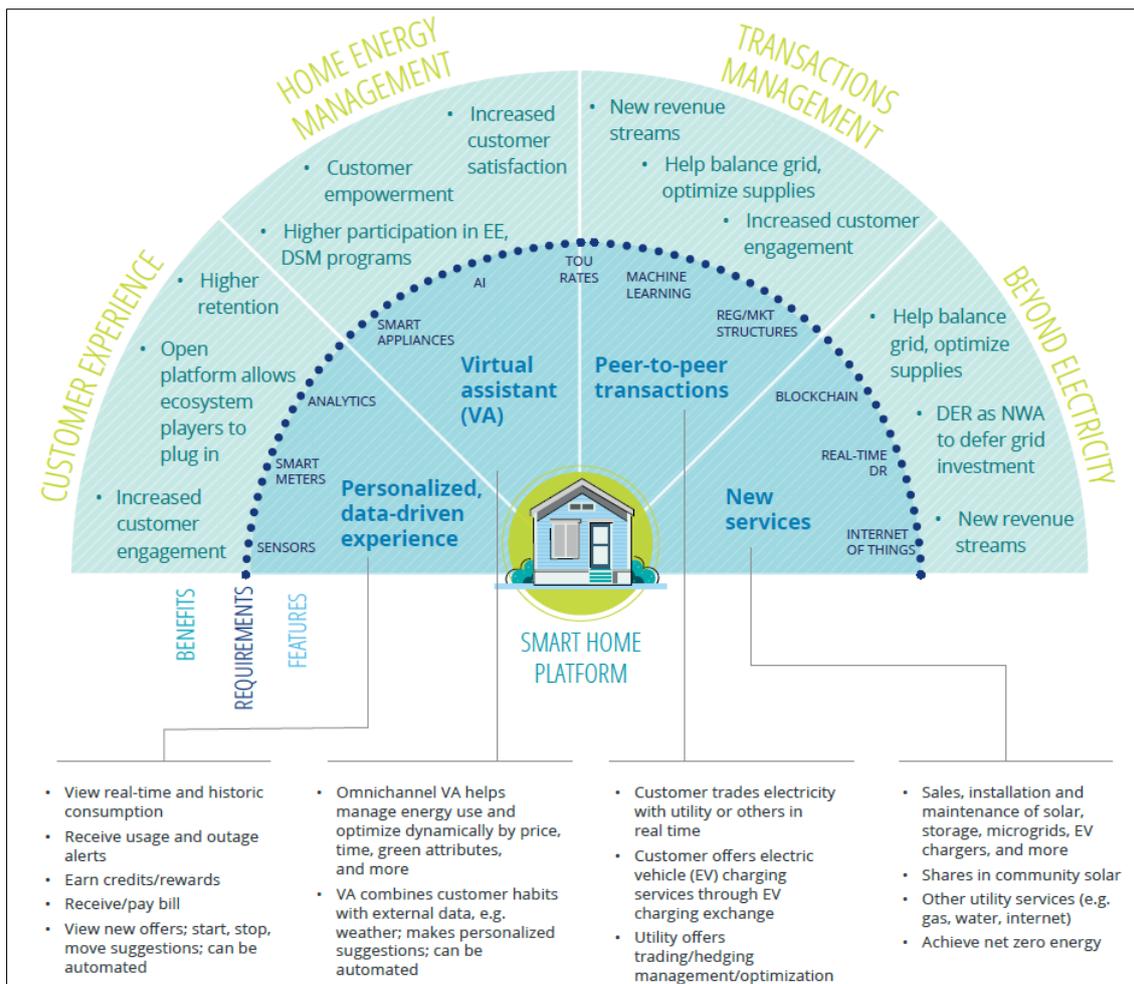


Figura 23: O Consumidor de Eletricidade do Futuro. Fonte: [53]

Por sua vez, a referência [54], que segue a mesma linha de argumentação dos autores mencionados anteriormente, reforça que a revolução digital está chegando ao setor de energia e que energias renováveis associadas à geração distribuída e redes inteligentes exigirão novos recursos refletindo em novos modelos de negócios para as distribuidoras, bem como a necessidade de novas estruturas regulatórias. A coleta e o intercâmbio de dados estão crescendo exponencialmente, criando oportunidades valiosas, sendo que a competição pelos clientes está mudando de canais físicos para canais *online* – sendo que a IoT promete novos produtos e serviços (opções de gerenciamentos de consumo, por exemplo). Os participantes da economia digital estão transformando o cenário industrial, enquanto governos e órgãos reguladores buscam encorajar sistemas de medição mais inteligentes e padrões mais verdes para geração e consumo de energia.

Para prosperar em meio a esses desafios, as distribuidoras do futuro devem ser digitais – ou seja, as concessionárias de hoje estão enfrentando uma transformação digital

em suas organizações e negócios. Vale mencionar que tais transformações podem começar com movimentos rápidos para melhorar a eficiência e expandir a base de clientes e, conforme a transformação ganha impulso, ela tende a abrir oportunidades digitais mais profundas e mais amplas [54]. A Figura 24 apresenta outras perspectivas de negócios que poderiam ser exploradas pelas distribuidoras.

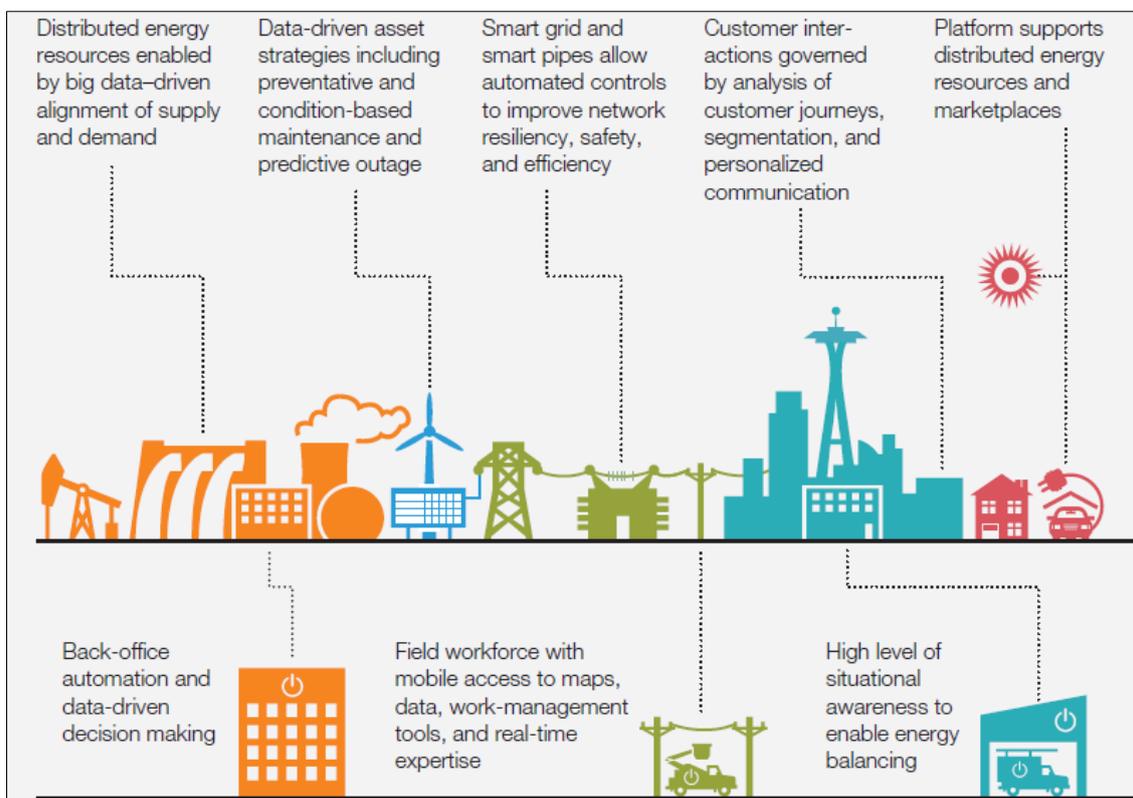


Figura 24: A Distribuidora Digital. Fonte: [54]

Percebe-se que, com o processo de digitalização, as concessionárias podem usar informações de medidores inteligentes para realizar vários tipos de novos negócios – sozinhas ou com parceiros. Por exemplo, governos municipais, regionais e nacionais estão lançando iniciativas de *smart-cities* com o objetivo de promover a inovação e aplicações sistemáticas de IoT em cenários urbanos. Outros modelos que estão surgindo, referem-se às concessionárias que estão fazendo parceria com cidades e construtoras, com o objetivo de implementar tecnologias que auxiliem o planejamento ambiental e energético [54] – a Figura 25 apresenta algumas áreas que sofrerão impactos devido às transformações digitais.

New frontiers		
Emerging themes	<ul style="list-style-type: none"> • Smart grid • Smart homes • Connected buildings • Distributed generation 	<ul style="list-style-type: none"> • Energy services • Preventive maintenance • Digital billing • Digital commerce
Core of transformation		
Customer-experience design	<ul style="list-style-type: none"> • Digital front-end processes • Multichannel commerce • Digital marketing and social media 	<ul style="list-style-type: none"> • Integrated digital and physical experience • Customer life-cycle management • Customer experience management
Digitized products and components	<ul style="list-style-type: none"> • Open innovation • Digital innovation 	<ul style="list-style-type: none"> • Intelligent products and components
Value chain	<ul style="list-style-type: none"> • Automated back-end processes • Automated analytics and intelligence 	<ul style="list-style-type: none"> • End-to-end digitization • Workforce productivity
Technical and organizational principles		
Technology	<ul style="list-style-type: none"> • System and data architecture (two-speed IT) • Mobile interactive devices • Connectivity 	<ul style="list-style-type: none"> • Big data and advanced analytics • Data security
Organization and culture	<ul style="list-style-type: none"> • Project culture • Cross-functional cooperation • Flat hierarchies 	<ul style="list-style-type: none"> • Digital talent • Agility

Figura 25: Áreas de Concentração das Transformações Digitais. Fonte: [54]

Conforme orienta [55], nesse cenário de mudança, as empresas já existentes – bem como as novas que eventualmente surgirão – precisam se perguntar como pretendem se posicionar diante das mudanças de mercado, ou seja, quais serão os seus papéis enquanto agentes inseridos nesse mercado em transformação. Isto é, sabe-se que as companhias têm opções distintas neste espectro: vão desde uma posição “passiva e seguidora de mercado” até uma posição de “inovação e formadora de mercado”. Cada empresa deve definir sua posição diante das inúmeras incertezas e, também, oportunidades.

O autor segue enfatizando que a cadeia de valor da “energia do futuro” estará mais interconectada do que nunca, formando um “ecossistema” integrado de elementos únicos que serão altamente inter-relacionados, sem, contudo, deixar de lado o foco específico e individual de cada um desses elementos – Figura 26. Os titulares do negócio de distribuição terão que possuir uma visão mais integrada de como os elementos individuais (de tecnologia) podem interagir uns com os outros para maximizar os benefícios e o desempenho dos sistemas ao mesmo tempo que aprimora a experiência do cliente [55].

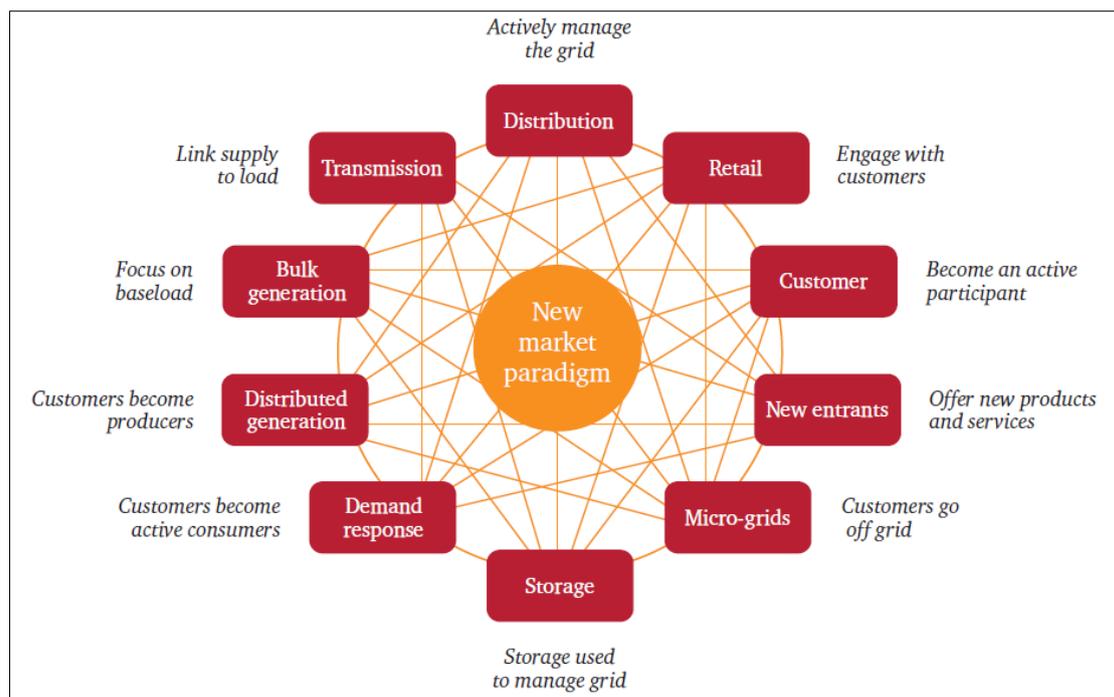


Figura 26: Os Vários Segmentos de Atuação e Integração de Novos Negócios. Fonte: [55]

Por conseguinte, as distribuidoras de energia elétrica também precisam conhecer o nível de penetração dos recursos energéticos distribuídos em seus sistemas. Em [56], os autores colaboram com essa perspectiva ao analisar como isso se deu nos EUA:

“A adoção de REDs – Recursos Energéticos Distribuídos – é desigual; certas áreas têm uma adoção significativa, enquanto outras quase nenhuma. Isso é verdade dentro de um estado e até mesmo dentro de uma área de serviço de uma mesma distribuidora. Essa colcha de retalhos de adoção é atualmente impulsionada por políticas públicas, custo-benefício tecnológico, fatores econômicos locais e interesses do consumidor. Os padrões de adoção observados em vários estados e países nos últimos 10 anos, juntamente com os impactos relacionados à operação do sistema de distribuição, podem ajudar a identificar os principais problemas e decisões. Por exemplo, o crescimento na adoção de REDs e geração de back-up pelo cliente pode começar a mudar a quantidade, a forma e a previsibilidade da carga líquida e, em níveis mais elevados, pode introduzir fluxos de energia multidirecionais locais”.

Na referência [56], os autores salientam que altos níveis de REDs também podem fornecer oportunidades para um melhor aproveitamento de recursos, com o objetivo de

otimizar investimentos em rede, melhorando o desempenho geral do sistema, bem como o padrão de eficiência econômica. Na Figura 27, os autores ainda apresentam um modelo racional de evolução do sistema tradicional de distribuição de energia frente à chegada dos recursos energéticos distribuídos (tal qual a MMDG).

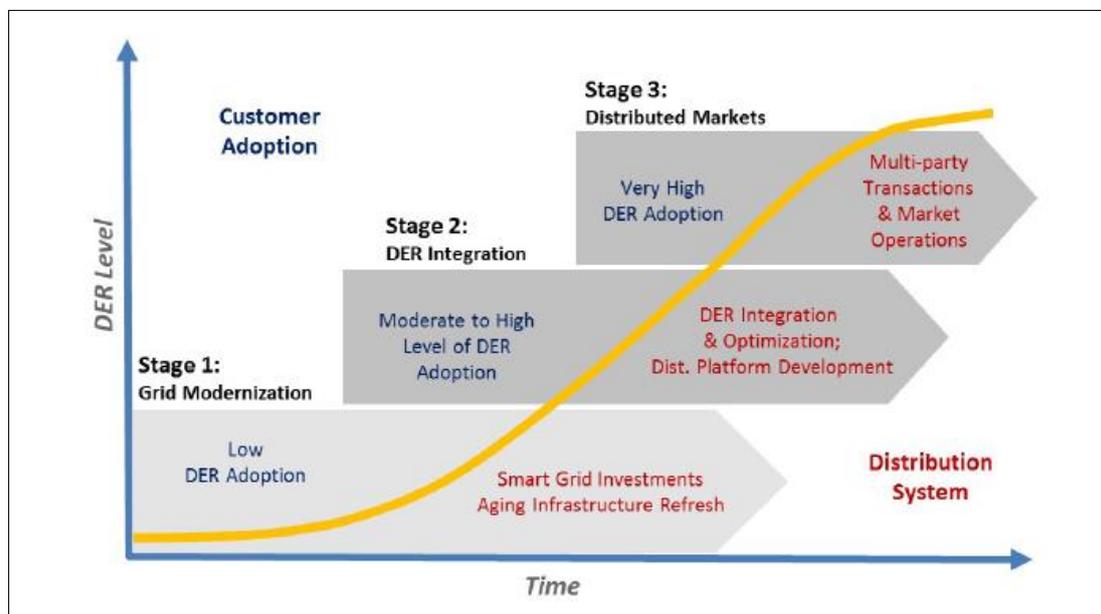


Figura 27: Os Vários Segmentos de Atuação e Integração de Novos Negócios. Fonte: [56]

Conforme destacado em [56], a estrutura contida na Figura 27 foi baseada na suposição de que o sistema de distribuição evoluirá em resposta a fatores *top-down* (políticas públicas, por exemplo) e *bottom-up* (tal como as escolhas dos clientes). Assim, cada estágio representa os efeitos de um conjunto de políticas públicas e a crescente adoção de REDs pelos clientes. Cada nível inclui funcionalidades adicionais para suportar a maior quantidade de adoção de REDs e o nível de integração de sistema desejado. Cada nível expande os recursos desenvolvidos no estágio anterior e o resultado é um sistema cada vez mais complexo.

Nesse cenário de incertezas, em [57], os autores afirmam ainda que as concessionárias (distribuidoras) não podem mais contar simplesmente com os clientes cativos. À medida que a tecnologia se desenvolve para permitir que as pessoas reduzam a dependência das redes elétricas tradicionais, é possível que um número crescente de clientes abandone sua dependência do tradicional serviço de distribuição de energia elétrica. No entanto, o que inicialmente parece ser um problema para o segmento de distribuição, também pode oferecer oportunidades para novos modelos de negócios – por

exemplo, concessionárias que adotam modelos de energia comunitária (esse tema será explorado no Capítulo 3.2) para se reconectar com os clientes, têm a oportunidade de ser pioneiras em novas ofertas e parcerias que não apenas permitirão que sobrevivam, mas também prosperem.

Nesse contexto, é relevante às distribuidoras nacionais conhecerem como se deu o crescimento dos REDs em outros países. Por exemplo, a Figura 28, contida em [58], apresenta a expectativa de crescimento da geração distribuída até o ano de 2050 nos Estados Unidos da América – EUA. Nota-se que essa geração (distribuída e proveniente de energia renovável – no caso, solar fotovoltaica) possui custo mais baixo e, por isso, crescimento mais acentuado em ambos os gráficos (sendo, consumidores residenciais à esquerda, e consumidores comerciais à direita).

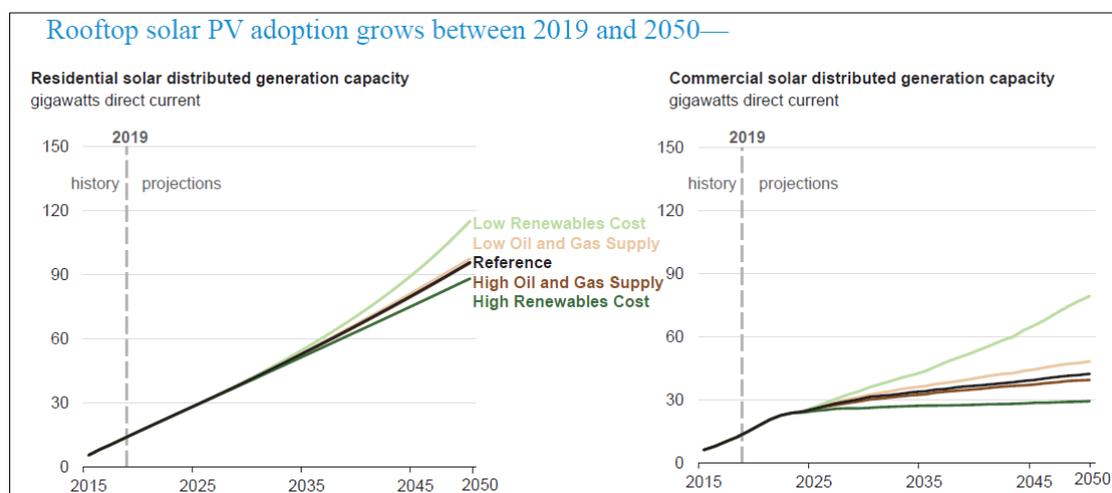


Figura 28: Estimativa do Crescimento da GD-Solar em Telhado até 2050 nos EUA. Fonte: [58]

Por sua vez, a Figura 29 mostra que outras fontes distribuídas (sem a solar) também apresentam expectativa de crescimento até o ano de 2050 para o segmento de consumo comercial – vide gráfico à esquerda. O gráfico à direita, à sua maneira, demonstra que a parcela da geração distribuída (de consumidores comerciais) proveniente da fonte solar vai aumentar sua representatividade no portfólio de produção até o final do período analisado.

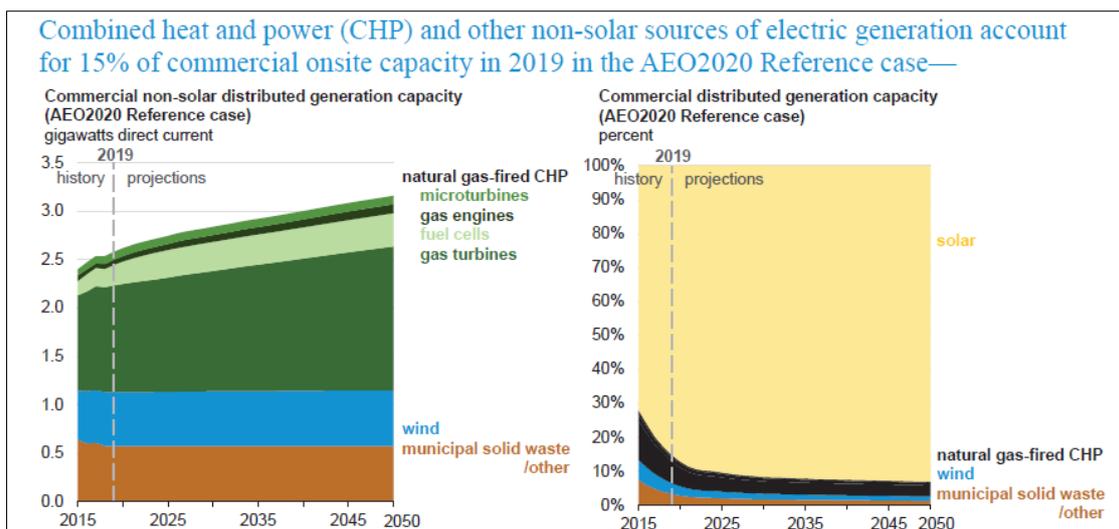


Figura 29: Estimativa do Crescimento da GD-Outras Fontes até 2050 nos EUA. Fonte: [58]

Vale destacar, também, que o uso de energia proveniente de fontes renováveis (tal qual a MMGD de fonte solar) reflete ainda em redução da emissão de gás carbono ao longo de todo o período de análise, uma vez que os consumidores reduzem a produção de energia proveniente da queima de combustíveis fósseis como, por exemplo, queima de óleo diesel para o uso em geradores – a Figura 30 apresenta tal expectativa.

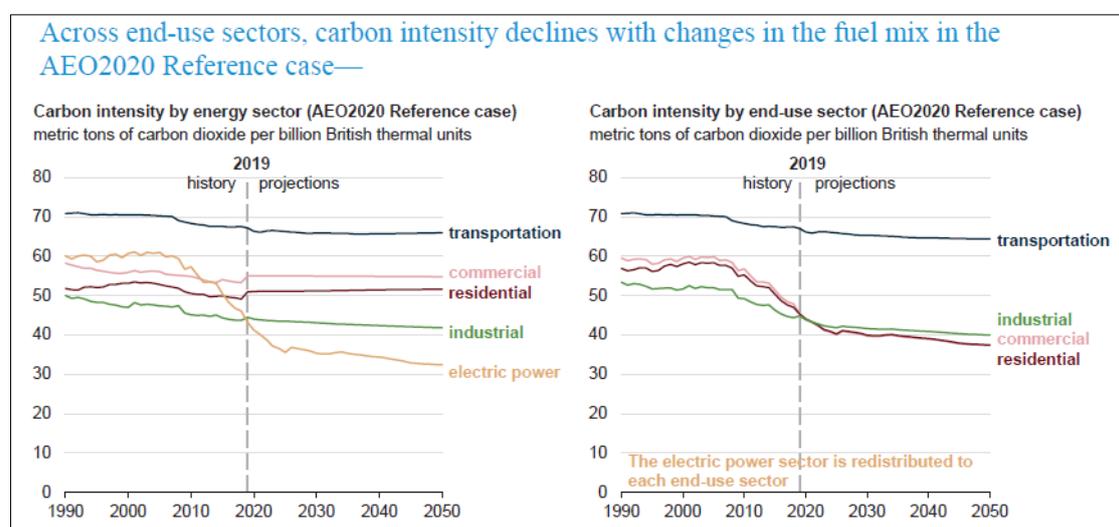


Figura 30: Estimativa de Redução da Emissão de Gás Carbono nos EUA até 2050 nos EUA. Fonte: [58]

Inclusive, conforme alinhamento percebido entre a argumentação dos vários autores já referenciados, nos EUA, diante desse necessário crescimento de geração distribuída, vários projetos começaram a aparecer ao longo dos últimos anos com o

objetivo de preparar as distribuidoras (tradicionais) aos novos modelos de negócios. A Figura 31 apresenta uma imagem (estática) de como isso estava em 2016 – vale notar as várias frentes de pesquisa associadas ao tema já naquele ano.



Figura 31: Amostra de Estudos Associados a Novos Modelos de Negócios para as Tradicionais Empresas de Distribuição de Energia Elétrica. Fonte: [59]

Adicionalmente, em [60], é possível conhecer o crescimento de geração solar (distribuída) instalada em residências nos EUA conforme (Figura 32) – vale notar que o crescimento é expressivo, mesmo com a desaceleração provocada pela Pandemia (Covid-19) em 2020.

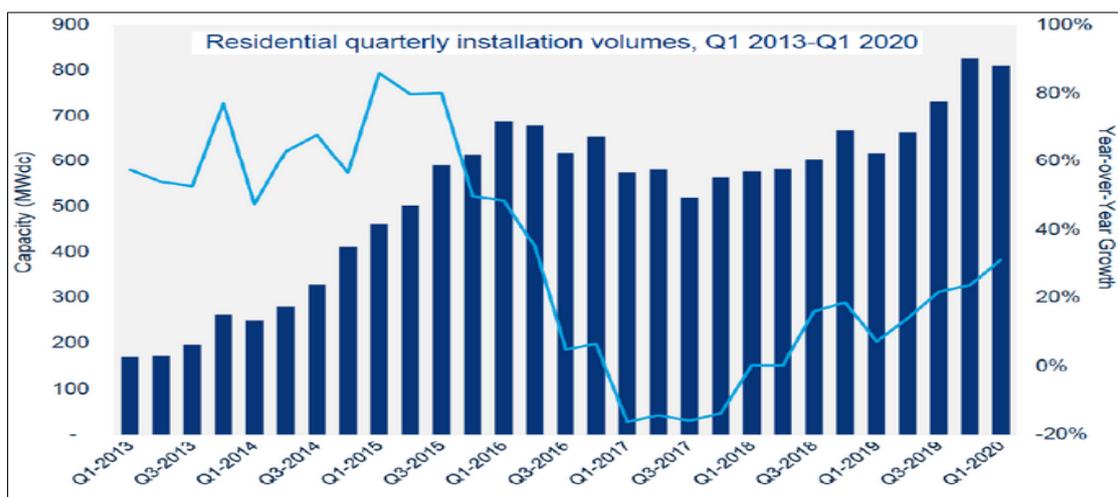


Figura 32: Instalação de GD Solar em Residências nos EUA. Fonte: [60]

E o estudo continua: na Figura 33, é apresentada a representatividade das instalações de geração solar (distribuída) em residências. Califórnia e Flórida, com 35% e 9%, respectivamente, representam os maiores volumes de instalações.

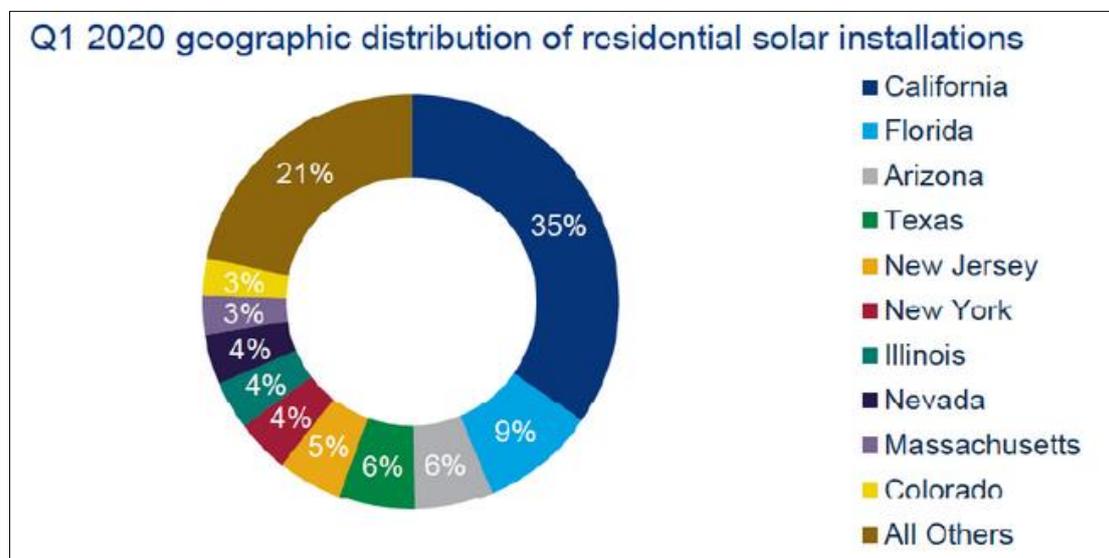


Figura 33: Distribuição de Instalações de GD Solar em Residências nos EUA. Fonte: [60]

Cabe destacar (mais uma vez) que a Pandemia refletiu em redução da expectativa de crescimento. Ainda assim, a ascensão é representativa – sendo normalizada em período próximo ao ano de 2025 (Figura 34 para consumidores residenciais e Figura 35 para não-residenciais).

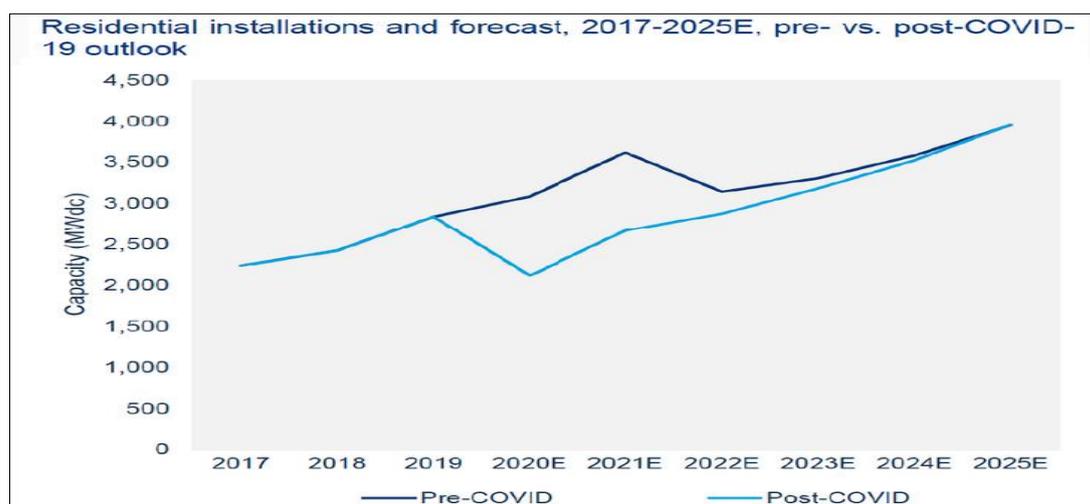


Figura 34: Previsão do Crescimento de Instalações de GD Solar em Residências nos EUA: antes e após a Pandemia. Fonte: [60]

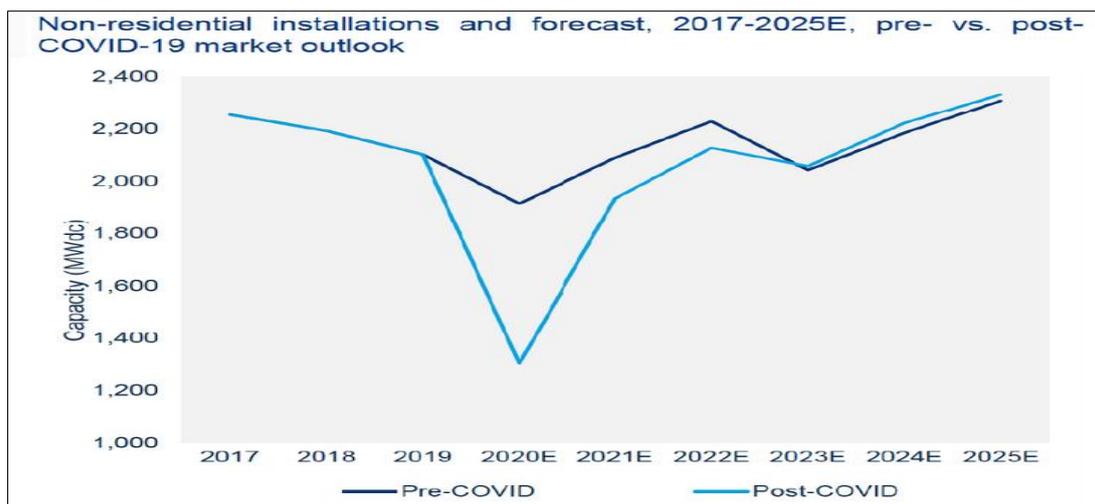


Figura 35: Previsão do Crescimento de Instalações de GD Solar Não-Residenciais nos EUA: antes e após a Pandemia. Fonte: [60]

Sabe-se que um dos pilares que sustenta a expansão da geração distribuída, sobretudo a proveniente de fonte solar, é a redução do seu custo de instalação ao longo do tempo. Em [61] é apresentada uma análise, para os EUA, onde é percebido redução do custo médio ao longo dos anos (US\$/kW instalado) ao mesmo tempo em que a eficiência média dos equipamentos (melhoria do desempenho de geração das células solares) é aumentada – Figuras 36 e 37, respectivamente.

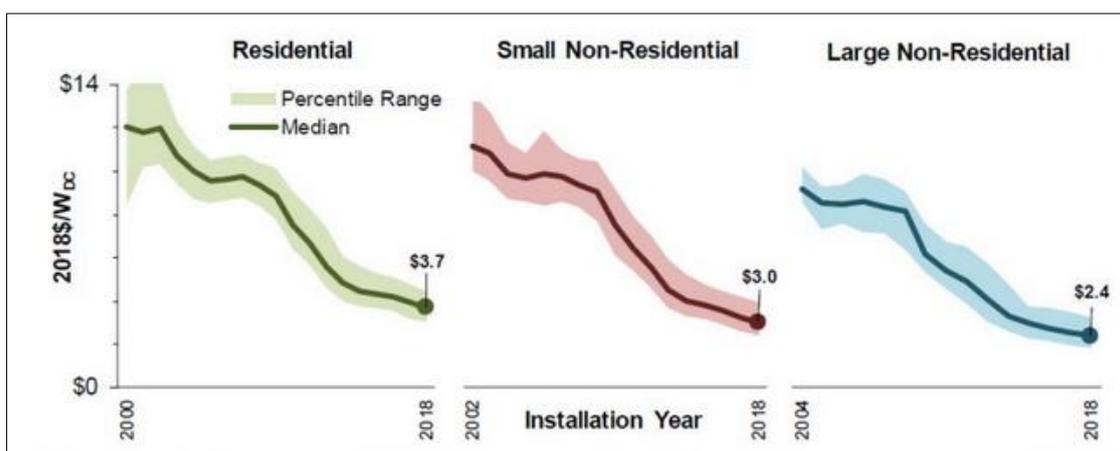


Figura 36: Redução do Custo Médio (US\$/kW) da GD-Solar nos EUA de 2000 até 2018. Fonte: [61]

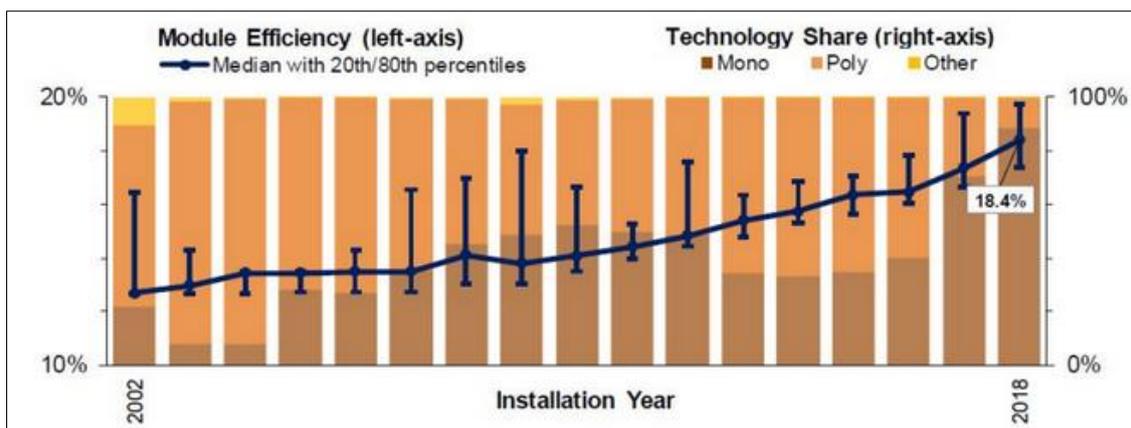


Figura 37: Melhoria da Eficiência da Placas Fotovoltaicas nos EUA de 2000 até 2018. Fonte: [61]

Adicionalmente, outra conclusão interessante, apresentada em [61], é que os sistemas de geração distribuída (tal qual o MMGD) também estão ficando mais robustos individualmente, ou seja, com maior capacidade instalada em uma mesma unidade de geração – Figura 38.

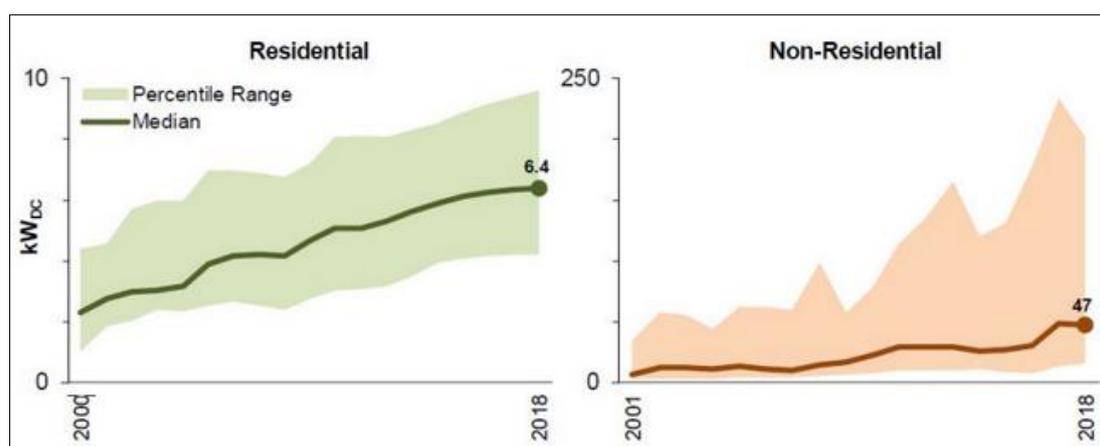


Figura 38: Tamanho dos Sistemas de GD nos EUA de 2000 até 2018. Fonte: [61]

Esse cenário percebido nos EUA, também é visto na Europa – puxado sobretudo pela iniciativa de se implementar o denominado Pacote de Energia Limpa, que foi instituído em 2015 e, atualizado, mais recentemente, em 2019 [62].

E, na Europa, para enfrentar esses desafios, as distribuidoras estão tendo que fazer melhorias significativas em seus recursos digitais e de dados. Este cenário já foi apresentado anteriormente, porém, entende-se relevante destacá-lo novamente no contexto europeu. No entanto, de forma complementar, para [63], é tentador falar sobre o futuro digital dessas companhias como uma visão para o futuro no longo prazo (2030,

e além). Infere-se que o caminho não será simples, pois, as mudanças não assumirão a forma de uma transformação em um único momento, mas, sim, uma jornada de maturidade crescente que agrega valor a cada etapa. Portanto, embora o destino seja incerto, a jornada (das distribuidoras) precisa se iniciar logo [63]. A Figura 39 apresenta a transição esperada.

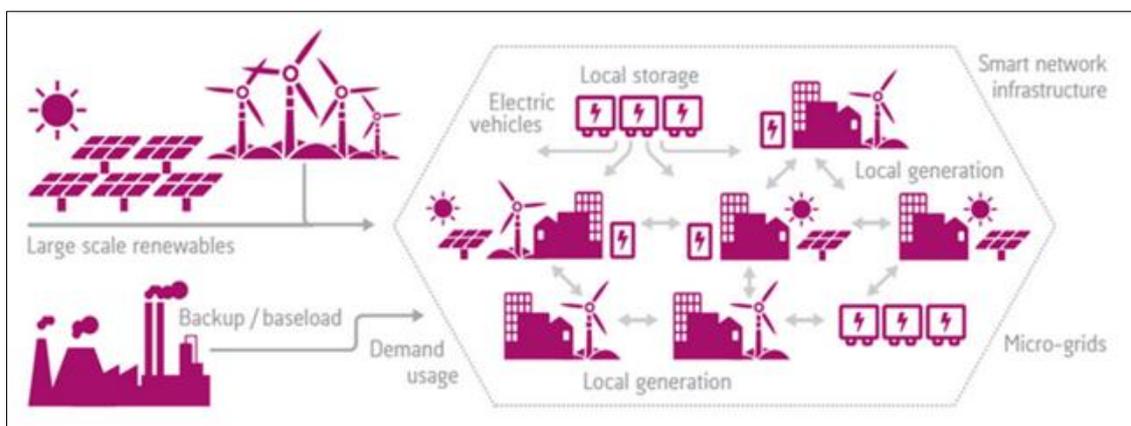


Figura 39: Transição no Modelo de Geração e Distribuição de Energia na EU. Fonte: [63]

Complementarmente, a Figura 40 apresenta a evolução da capacidade instalada de geração solar (sendo que MMGD está incorporada) na União Europeia ao longo dos últimos anos. Vale observar o aumento expressivo da capacidade na Alemanha (49,8 GW, em 2019), e, também na França (10,0 GW, em 2019), ao longo desse período [64]. De forma suplementar, as Figuras 41, 42 e 43 apresentam a previsão de crescimento da geração solar nesses dois países, adicionado da Espanha, respectivamente.

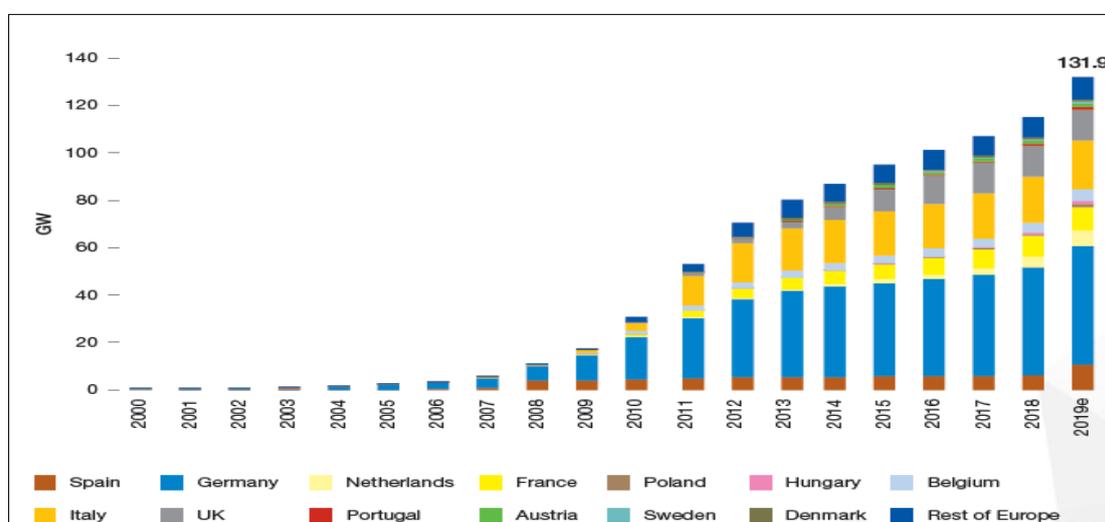


Figura 40: Incremento da Capacidade de Geração Solar na EU a partir de 2000. Fonte: [64]

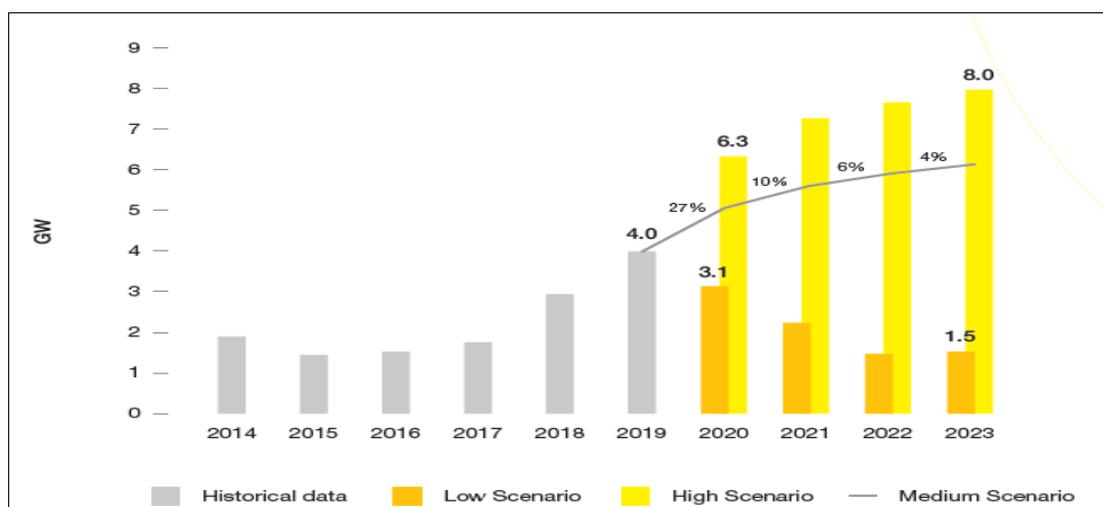


Figura 41: Expectativa de Crescimento da Capacidade de Geração Solar na Alemanha. Fonte: [64]

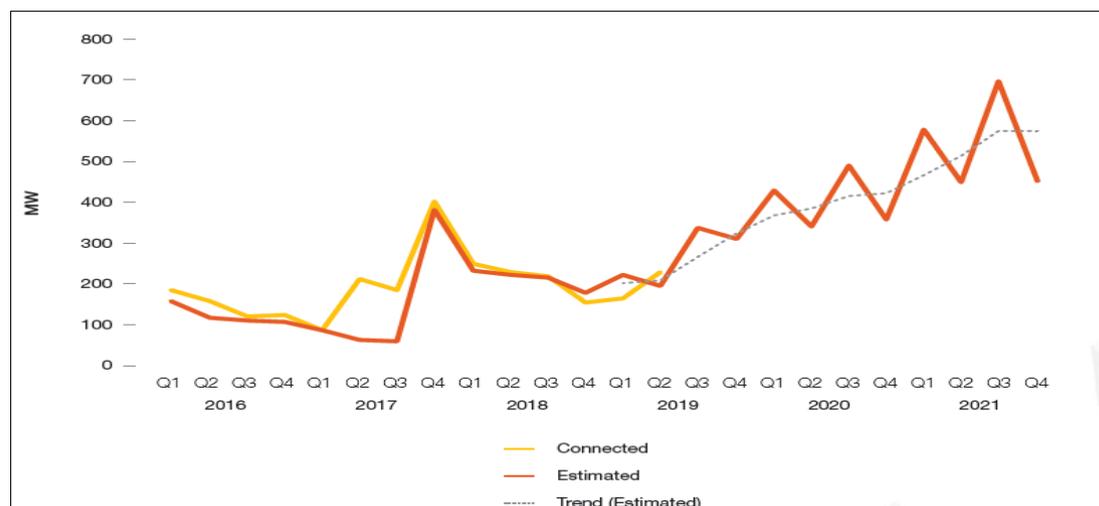


Figura 42: Expectativa de Crescimento da Capacidade de Geração Solar na França. Fonte: [64]

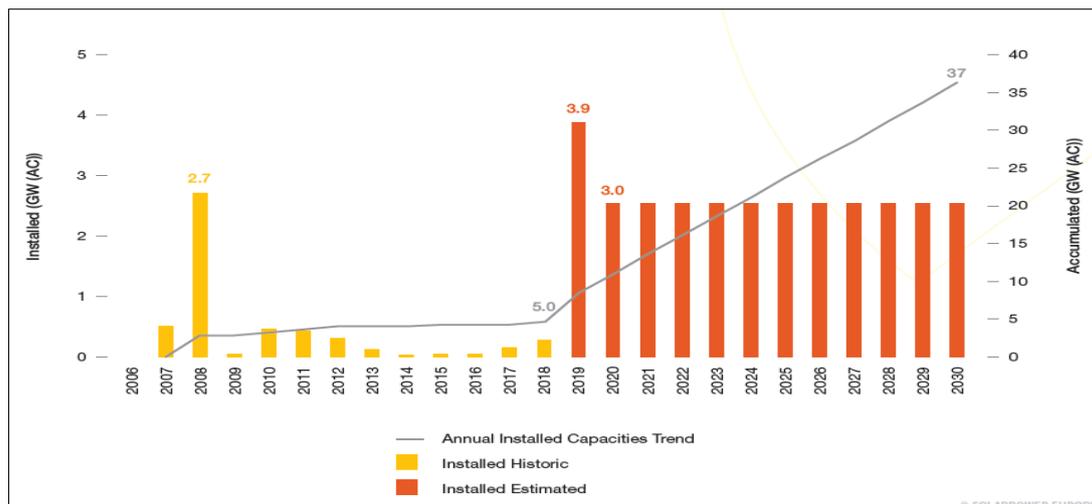


Figura 43: Expectativa de Crescimento da Capacidade de Geração Solar na Espanha. Fonte: [64]

Conforme já sinalizado neste trabalho, a redução do custo de instalação dos sistemas de geração solar é um dos pontos que contribuiu para o crescimento desse tipo de fonte. Nesse sentido, é relevante conhecer também o LCOE – *Levelized Cost of Electricity*, que é uma medida comum para comparar custos de tecnologias de geração de energia. Conforme orienta [65], LCOE é o preço pelo qual a eletricidade deve ser gerada a partir de uma fonte específica para atingir o equilíbrio durante a vida útil do projeto. É uma avaliação econômica do custo do sistema de geração de energia, incluindo todos os custos ao longo de sua vida: investimento inicial, operações e manutenção, incluindo aluguel da terra, se aplicável, gerenciamento de fim de vida, custo de combustível, e custo de capital. Ele pode ser calculado usando a Equação 6:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (6)$$

onde:

$LCOE$: custo médio de geração de eletricidade nivelado ao longo da vida;

I_t : despesas de investimento no ano t ;

M_t : despesas operacionais e de manutenção no ano t ;

F_t : gastos com combustível no ano t , que é zero para eletricidade fotovoltaica;

E_t : geração de eletricidade no ano t ;

r : taxa de desconto; e,
 n : vida útil financeira dos ativos.

A Figura 44 é bastante interessante ao apresentar o LCOE (EUR/kWh) regionalizado na Europa. Percebe-se que esse custo é menor em países como Portugal, França, Itália, Alemanha etc.

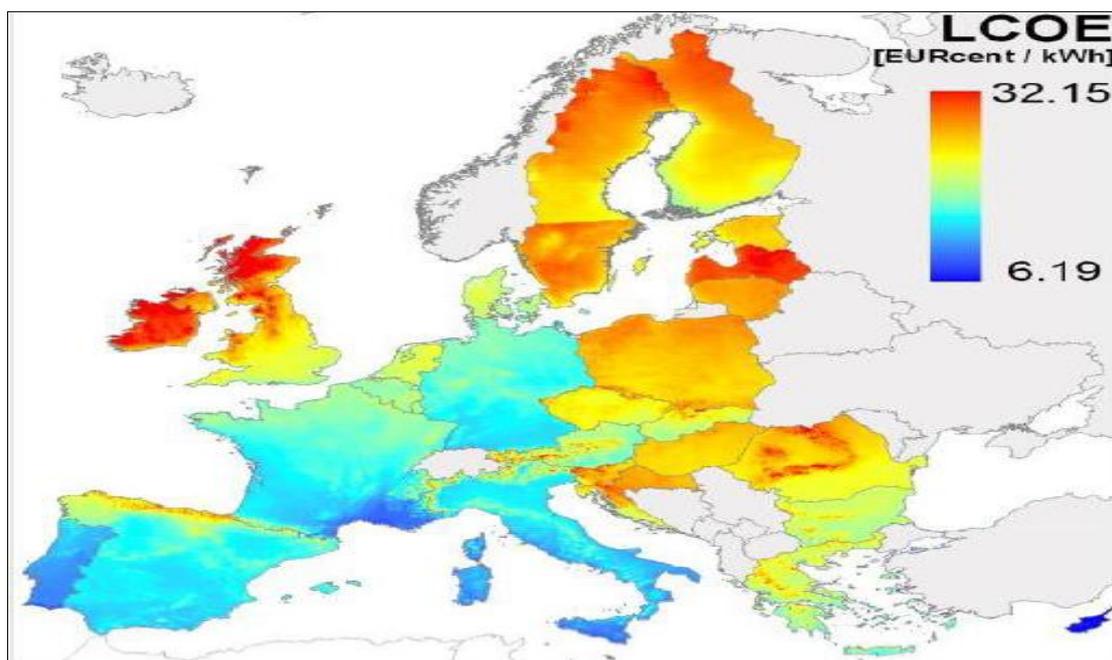


Figura 44: Distribuição Espacial do LCOE de Sistemas Fotovoltaicos em Telhado na UE. Fonte: [65]

A Figura 45 complementa através de uma comparação do LCOE (EUR/Wp) para geração distribuída de fonte solar (tal qual a MMGD) em países de quatro continentes distintos: Alemanha (Europa), Japão (Ásia), USA (América do Norte) e, por fim, Austrália (Oceania). Vale notar que em todos os casos o custo teve acentuada redução ao longo dos anos.

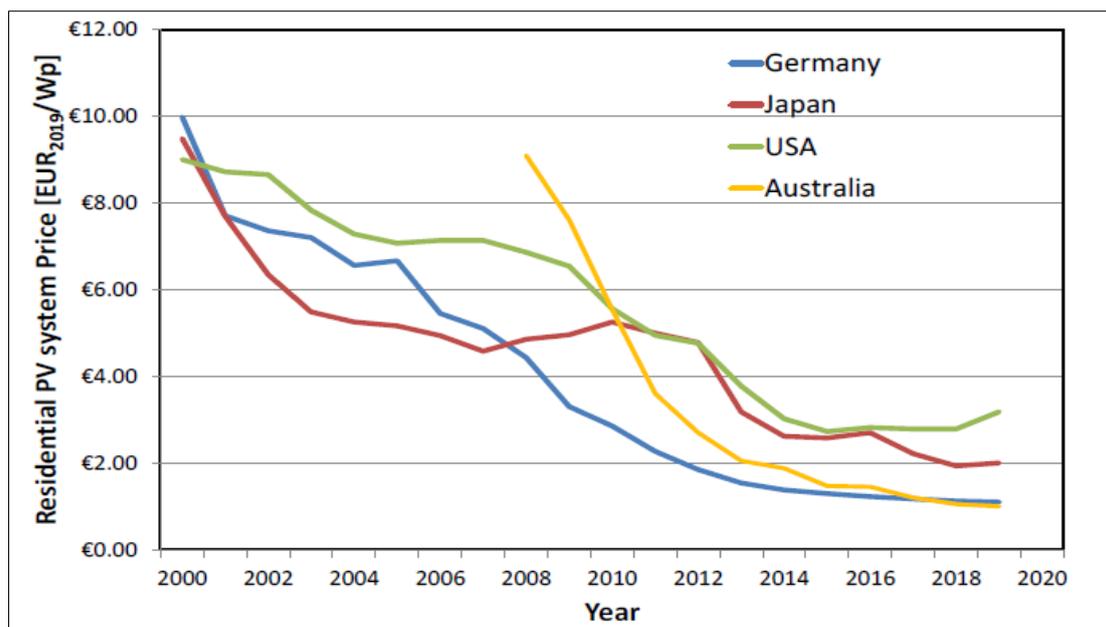


Figura 45: Evolução temporal de Preços de Sistemas Fotovoltaicos Residenciais. Fonte: [65]

Em níveis globais, é importante conhecer que a geração de energia solar fotovoltaica aumentou 22% em 2019, para 720 TWh. Com esse aumento, a participação da energia solar fotovoltaica na geração global de eletricidade é agora de quase 3%. Em 2019, a geração fotovoltaica ultrapassou a bioenergia e é agora a terceira maior tecnologia de eletricidade renovável depois da energia hidrelétrica e eólica terrestre [66], sendo que o aumento foi de 131 TWh, perdendo apenas para a energia eólica em termos absolutos, respondendo por 2,7% do fornecimento de eletricidade.

A Figura 46 apresenta alguns países, cuja representatividade em nível global para a geração solar é significativa, sendo que o Brasil aparece entre os selecionados. Entretanto, vale observar que no caso específico da China, houve retração da expansão da geração solar devido, principalmente, à mudança nos incentivos fotovoltaicos daquele país [66].

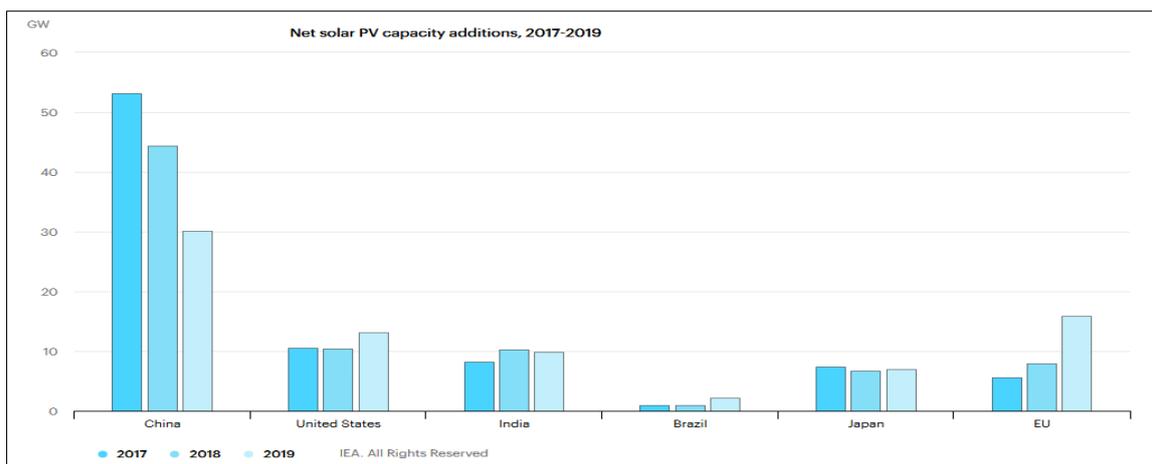


Figura 46: Adições Líquidas de Capacidade Fotovoltaica, 2017-2019. Fonte: [66]

Por fim, ainda em níveis globais, os autores de [67] apresentam na Figura 47 que, de todas as fontes de energia no setor elétrico, as renováveis tiveram a maior taxa de crescimento de geração em 2019: 6,5% (quase 440 TWh).

Segundo ainda os autores, vale mencionar que a energia solar fotovoltaica e a eólica foram responsáveis por cerca de um terço do crescimento total da geração de eletricidade renovável em 2019, com a energia hídrica representando 23% e a bioenergia a maior parte do restante. Combinado com o fraco crescimento da demanda de eletricidade, em 2019 a expansão das energias renováveis ultrapassou o aumento total na geração de eletricidade pela primeira vez durante um período de expansão econômica global. A geração de energias renováveis se expandiu mais rapidamente do que a geração de qualquer outro combustível, incluindo carvão e gás natural. A participação das energias renováveis no fornecimento global de eletricidade atingiu 27% em 2019, o maior nível já registrado.

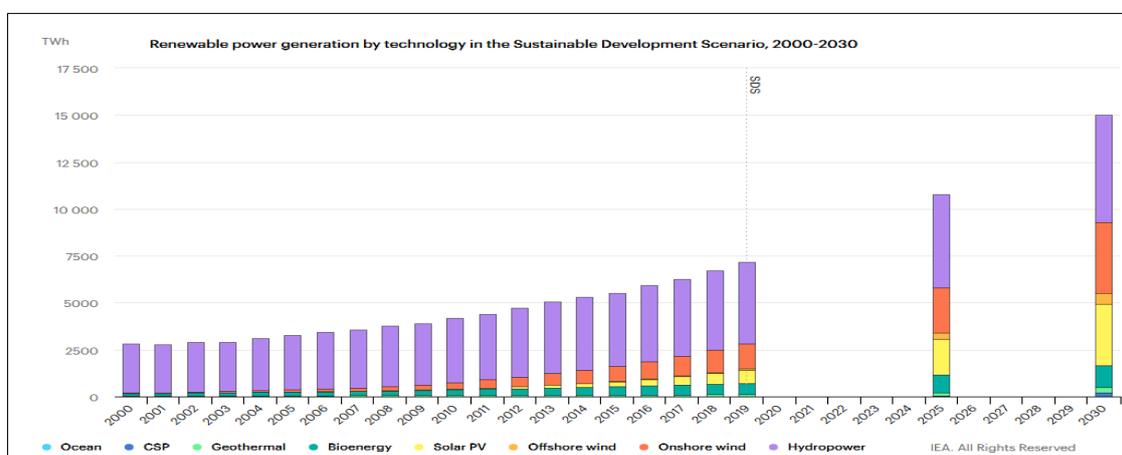


Figura 47: Geração de Energia Renovável, 2000-2030, 2017-2019. Fonte: [67]

O cenário mundial apresentado anteriormente é relevante para compreender que contexto semelhante é refletido também no Brasil: expansão acentuada de MMDG provocada, principalmente, pela redução de custo da tecnologia.

No cenário internacional, destaca-se também o compromisso assumido por vários países em gerar energia a partir de fonte mais limpas, ou verdes – não que isso não ocorra no Brasil, mas, por aqui, a pressão é menor, haja vista o fato de que a energia de base produzida neste País, em sua maioria, é proveniente de fontes hidrelétricas, que também são renováveis (vide Figura 48 onde é apresentado que a geração hidrelétrica, para o período de 01/01/2020 até 15/12/2020, representou 71,7% da geração total).

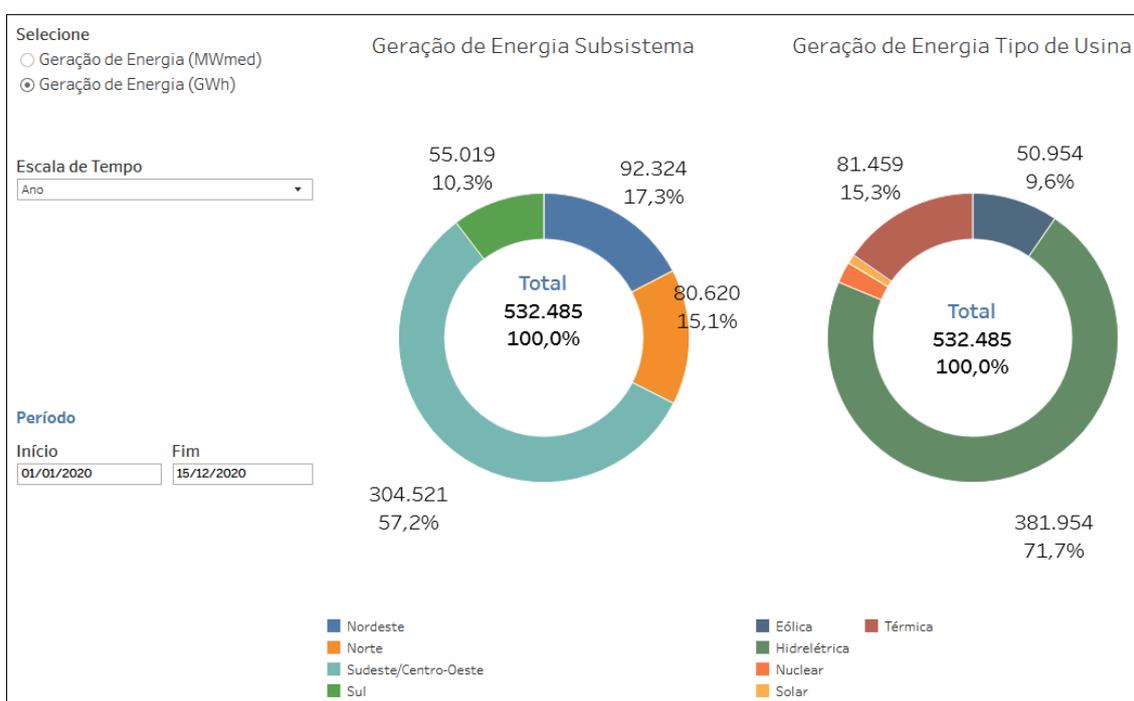


Figura 48: Geração de Energia no Brasil em 2020 – dados de 01/01/2020 até o dia 15/12/2020. Fonte: [68]

Através do levantamento do contexto internacional, pôde-se ainda conhecer que, em diversas frentes, a geração distribuída é uma realidade significativa, cuja expectativa é sempre de crescimento em intervalos de médio e longo prazos – ainda que, no curto prazo, existam crescimentos menos expressivos em consequência da pandemia devido à Covid-19.

Logo, esse movimento de expansão da MMDG, associado às novas tecnologias, bem como aos novos comportamentos dos consumidores, refletirão certamente na redução da dependência dos clientes pelos tradicionais serviços de distribuição de energia

elétrica. Infere-se, portanto, que os serviços clássicos de distribuição de energia elétrica precisarão ser reinventados para proporcionar níveis de crescimento econômico sustentáveis para as distribuidoras, bem como para a sociedade.

Viu-se também que certas tendências mundiais – eletrificação, descentralização e digitalização – refletem diretamente na modernização e maior capilaridade dos REDs (lembrando que MMGD é um tipo de RED). Adicionalmente, são esses mesmos movimentos que possibilitam também a prestação de novos serviços, bem como o desenvolvimento de novos modelos de negócios sustentáveis para o segmento de distribuição – a mudança do perfil dos clientes contribui também para a oferta de serviços mais modernos e novos nichos de mercado, além de quê, as novas tecnologias ainda contribuem para identificação e implementação de direcionamentos estratégicos mais eficazes aos próprios modelos tradicionais das distribuidoras.

O cenário internacional também apresentou que políticas públicas bem estruturadas são da mesma forma importantes para o movimento de expansão da MMGD – seguindo na mesma linha, a modernização do atual modelo de regulação dos serviços, que está em discussão, é importante.

Sem receio de parecer repetitivo, é importante considerar a tendência de redução do consumo de combustíveis fósseis – nesse sentido, na Europa e EUA, esse é um vetor bastante expressivo no direcionamento e implementação dos REDs – abrangendo não somente a MMGD, mas, também, veículos elétricos e as tecnologias de armazenamento distribuído.

Conforme já mencionado, mas, vale reforçar mais uma vez, um dos pontos basais que contribuíram (e ainda contribuem) para a expansão da MMGD ao redor do mundo foi a redução do custo de instalação da tecnologia – viu-se que no cenário internacional esse foi um *driver* bastante relevante e que está possibilitando a sua “popularização”.

Finalmente, viu-se, até agora, que a MMGD é uma realidade sem volta, ou seja, as distribuidoras precisam se adaptar a esse novo quadro – o mundo está se adaptando. Nesse sentido, é oportuno avaliar modelos de negócios sustentáveis às distribuidoras em função da expansão da geração distribuída. O próximo capítulo continua explorando o cenário internacional, mas, utilizando essa premissa como guia.

3.2. EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL EM NEGÓCIOS SUSTENTÁVEIS DE MMGD DO TIPO GERAÇÃO COMPARTILHADA

Antes de entrar no tema deste capítulo, faz-se oportuno rememorar o objetivo desta dissertação, qual seja: utilizar o “TAROT” para avaliar modelos de negócios sustentáveis às distribuidoras de energia elétrica em função do surgimento da MMGD – especificamente do tipo “Geração Compartilhada”.

Adicionalmente, é importante definir, ainda que de forma pragmática, os alicerces conceituais do termo “sustentabilidade”. Dessa forma, [69] orienta que para compreender o conceito de sustentabilidade é preciso conhecer seus três pilares principais – sem essa base, a sustentabilidade não existe:

- 1) Social: trata-se do capital humano de um empreendimento, comunidade local ou sociedade como um todo. Ou seja, preocupa-se em manter o bem-estar social proporcionando às pessoas um ambiente justo e agradável. Analisa-se nesse aspecto, por exemplo, questões gerais da sociedade, como: educação, violência e lazer;
- 2) Ambiental: refere-se ao capital natural de um empreendimento ou sociedade. A princípio, praticamente toda atividade econômica tem impacto ambiental negativo. Nesse aspecto, a empresa, ou a sociedade, deve pensar nas formas de amenizar esses impactos e compensar o que não é possível amenizar;
- 3) Econômico: A palavra economia, no dicionário, é definida como organização de uma casa, financeira e materialmente. Mas, com o passar dos anos, a palavra economia foi direcionada apenas à vertente dos negócios ou no sentido da poupança, economizar. No entanto, esse pilar traz o retorno do significado de cuidar da casa, afincado pelos gregos na Antiguidade. São analisados os temas ligados à produção, distribuição e consumo de bens e serviços e deve-se levar em conta os outros dois aspectos – ou seja, por exemplo, não adianta falar em lucro ao mesmo tempo em que se devasta o meio ambiente.

Ultrapassada essa breve introdução, volta-se à experiência internacional, porém, analisando especificamente modelos de negócio sustentáveis associados à MMGD e que estão alinhadas ao tipo Geração Compartilhada (que é uma definição em termos nacionais). Salienta-se que é relevante conhecer modelos já utilizados em outros países com o objetivo de avaliar e, eventualmente, sinalizar aplicação em nível nacional.

Nesse contexto, existem modelos de negócio que se mostram altamente alinhados à proposta de contribuição desta pesquisa: referem-se à “Comunidade Solar”, também conhecida como “Energia Solar Comunitária”.

A referência [70] orienta que a energia solar comunitária é um dos componentes mais intrigantes dessa indústria em expansão (fala-se da MMGD). Historicamente, se os clientes residenciais e comerciais desejassem usar energia solar, eles precisariam instalar sistemas solares em seus telhados. Isso, por outro lado, não acontece no modelo de Comunidade Solar uma vez que os consumidores individuais podem:

- 1) Comprar uma parte de instalação solar construída externamente; ou,
- 2) Assinar ou se inscrever em planos contratuais para se tornarem compradores de sua produção de eletricidade.

A energia resultante de qualquer dos serviços anteriores, permite ao consumidor abatimento em sua fatura de energia elétrica mensal. Ademais, ao eliminar a necessidade de um telhado e permitir que os indivíduos aproveitem os benefícios e ganhos de escala da MMGD com essa finalidade (geralmente esses empreendimentos vão até 5 MW de potência instalada, tal qual os limites definidos no Brasil), a comunidade solar abre mercado para muitos novos clientes residenciais e comerciais, principalmente os de menor poder aquisitivo. Como se vê, trata-se de modelo de negócio altamente sustentável, pois:

- (i) Reflete em bem-estar social – ao permitir que clientes que não possuem recursos para adquirir seu próprio sistema de geração solar fotovoltaica adquiram partes ou assinem planos específicos (que seriam mais acessíveis que a aquisição de um sistema propriamente dito);

- (ii) Utiliza energia renovável, logo, trata-se de geração menos poluentes; e,
- (iii) Proporciona integração entre distribuidora e MMGD, a partir da prestação de novos serviços economicamente sustentáveis.

A energia solar comunitária surgiu como uma solução atraente e cada vez mais popular, precisamente porque possui custos atrativos e elimina a necessidade de telhados. Com a energia solar comunitária, os desenvolvedores (que podem ser as distribuidoras) constroem instalações solares de médio a grande porte em locais externos que podem estar distantes do ponto de consumo. Os clientes individuais (de varejo) podem contratar a compra de blocos de eletricidade ou comprar uma parte dos painéis solares em tais instalações e receber créditos em suas contas. Como resultado, uma gama mais ampla de clientes pode se beneficiar da energia solar sem instalar painéis solares em seus próprios telhados [70] e a custos competitivos.

Segundo ainda o mesmo autor, a energia solar comunitária pode ser implantada de várias maneiras, dependendo do negócio específico e das circunstâncias regulatórias. A Figura 49 apresenta um mecanismo simples de três etapas que ilustra como um modelo típico funciona.

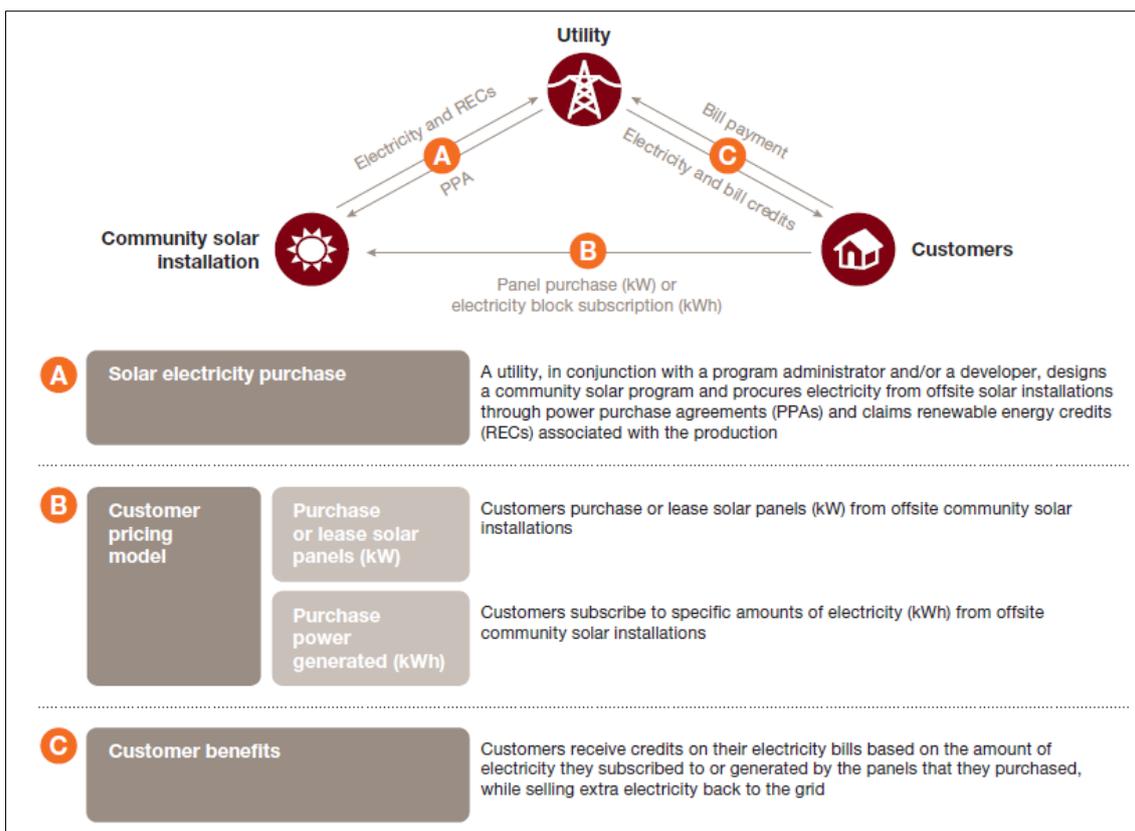


Figura 49: Modelo de Comunidade Solar Patrocinado por Distribuidora. Fonte: [70]

Analisando a Figura 49, tem-se:

- **A:** a distribuidora adquire energia de fonte MMGD de fonte solar – ou, como se vê em outros modelos semelhantes, a própria concessionária pode construir sua MMGD fotovoltaica;
- **B:** há normalmente dois modelos de precificação ao cliente final, podendo ser:
 - Aquisição de parte da potência instalada da usina (kW); ou
 - Assinatura de contrato de compra que garante direito à uma parcela de geração da usina (kWh). E, por fim,
- **C:** os pacotes mencionados em “B” dão direito a crédito na fatura de energia do consumidor que participa da comunidade solar.

Nesse modelo, para que haja atratividade, o custo do kWh gerado a partir da comunidade solar deve ser menor que o custo do kWh entregue pela distribuidora.

Em [71] é apresentada comparação entre os modelos de MMGD tradicional – ou seja, aquele em que o consumidor instala sua própria e exclusiva MMGD em sua

propriedade – e o modelo de comunidade solar. Ambos possuem vantagens mas, para consumidores de menor poder aquisitivo, o modelo de comunidade solar se mostra amplamente vantajoso, pois: permite compartilhar economias de escala entre os consumidores, é flexível ao permitir que o consumidor mude de residência sem alterar assinatura ou vender sua participação da MMGD, flexível também ao permitir que o consumidor assine contrato por tempo determinado, além do fato que a manutenção é realizada pela concessionária proprietária/gestora da MMGD – para mais detalhes consulte [71].

Conforme [72], é importante mencionar que distribuidoras de energia elétrica estão à frente de vários projetos de comunidade solar pelos EUA, cita-se, por exemplo: *Florida Power & Light*, uma subsidiária da desenvolvedora solar *NextEra Energy*, que recentemente ganhou a aprovação para o que afirma ser o maior programa solar comunitário do país. Outras concessionárias, como a *Xcel* no Colorado, oferecem opções para os clientes comprarem suas participações a partir de projetos individuais da própria concessionária.

Em 2019, o estado de New York tinha 728 MW de projetos solares comunitários em andamento. De acordo com suas estimativas, se todos os projetos previstos forem construídos, o estado produzirá energia limpa suficiente para fornecer eletricidade a aproximadamente 120.000 residências. O estado também decidiu aumentar o tamanho máximo dos projetos solares comunitários de 2 MW para 5 MW. Em média, essa mudança aumentará o total de assinantes potenciais por projeto de aproximadamente 260 residências para cerca de 660 residências [73].

Na Flórida, em 2020, a concessionária *Duke Energy* reservou uma parte de seu programa de MMGD Comunitária (chamado de CEC) para proprietários e locatários, para garantir que os clientes regulares que desejam uma opção de energia limpa tenham uma disponível para eles. Especificamente, o CEC dedicará energia solar suficiente para apoiar mais de 3.000 famílias de baixa renda – para esses clientes, uma assinatura de 3 kW significa que atenderão às suas necessidades com energia solar e, ao mesmo tempo, economizarão cerca de US \$ 25 por ano em contas de eletricidade [74].

A cidade de Farmington, New Mexico, a energia solar comunitária é uma maneira de proprietários de residências, empresas e outras organizações com o serviço *Xcel Energy* obterem os benefícios econômicos da energia solar, sem o incômodo e o custo de colocar seus próprios painéis. Os assinantes recebem uma parte de um jardim solar

próximo com base no uso de energia anterior. A economia é então entregue mensalmente como créditos na conta de energia [75].

Em [76] tem-se projetos de comunidade solar que auxiliam também os pequenos produtores rurais – com de casos de sucesso em Massachusetts, Minnesota, Colorado, Vermont e New York.

Vale mencionar que esse tipo de modelo de negócio não se limita aos EUA, por exemplo, na Austrália tem-se projetos iniciando (cita-se [77], [78] e [79]) e, por sua vez, na Inglaterra, tem-se número relativamente expressivo de comunidades solares, muitos deles patrocinados por distribuidoras – vide Figura 50.

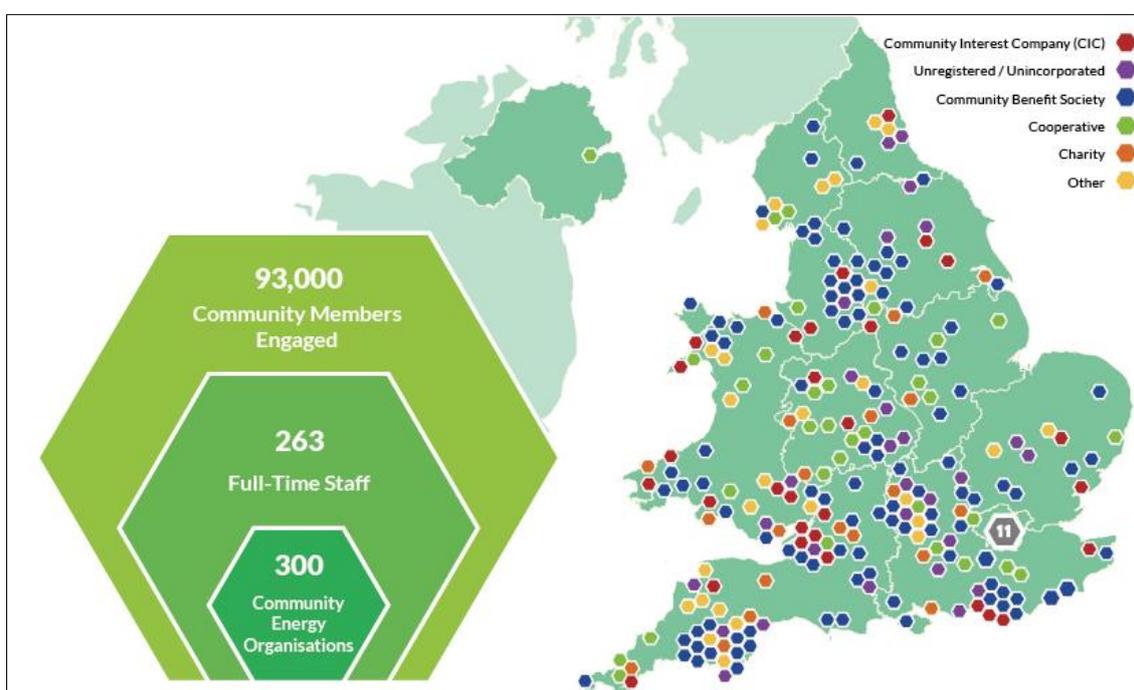


Figura 50: Modelo de Comunidade Solar Patrocinado por Distribuidora. Fonte: [80]

Voltando a [70], a Figura 51 apresenta os principais motivadores para o desenvolvimento de novos modelos de negócios de Comunidade Solar – nota-se que, para as distribuidoras (*utilities*), esse modelo representa oportunidade de gerar novos fluxos de receita moldando seu negócio à MMGD (além disso, destaca-se que a distribuidora possui alta capacidade para atender essa nova demanda ao mesmo tempo em que aumenta a satisfação de seus clientes que procuram por esse tipo de inovação).

<i>Type of driver</i>	Program administrator/developer	Utilities	Customers (residential and commercial)
<i>New market opportunity</i>	New solar development projects	Opportunity to generate new revenue streams and shape the new distributed generation trend Ability to meet market demands and enhance customer satisfaction	Solar power without onsite installation or maintenance Long-term financial returns Hedge against rising rates
<i>Regulatory compliance</i>	An additional source of RECs to meet regulations (e.g., renewable portfolio standard, shared energy program mandates) Increasingly supportive regulations (e.g., virtual net metering, ITCs) for community solar programs		Benefits passed on to customers in various forms (e.g., ITCs, reduced long-term costs)
<i>Cost efficiency and economies of scale</i>	Reduced individual site evaluation and development costs Increased scale and efficiency for operational activities (e.g., permitting, interconnection, customer acquisition) compared with small-scale projects "Community pull" for new customer acquisition and expansion	Potential investments from financial institutions across all stages of the program	Lower up-front costs to join solar programs with higher long-term financial benefits Opportunity to support the local community and environment
		Need for grid upgrades or new plants delayed or canceled Easier monitoring and load estimation of distributed solar systems	Access to financing from local banks/credit unions at lower rates than for projects with a single, smaller offtaker
		Lower demand loads during peak hours, reducing blackout risks Additional electricity supply through net metering	
<i>Strategic deployment and flexibility</i>	Flexible site selection (e.g., municipalities, brownfields) Selection of sites for optimal sunshine	More control over location of facilities than traditional rooftop solar model	Option to sell panels or continue the subscription if moving within the same grid Ability to opt out

Figura 51: Principais Motivadores de Negócios para Comunidade Solar. Fonte: [70]

Por fim, diante do exposto, e em razão do alinhamento com a proposta de dissertação, ao autor, permitiu-se análise de modelos de negócios sustentáveis às distribuidoras a partir do conceito de Comunidade Solar (que seria classificada no Brasil como sendo MMGD do tipo Geração Compartilhada). Nos próximos capítulos serão apresentados o modelo TAROT, bem como as análises e conclusões.

4. MODELO ECONÔMICO DO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

4.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Este Capítulo apresenta o modelo econômico de mercado de energia elétrica (“Tarifa Otimizada – TAROT”) que será utilizado para avaliar modelos de negócios sustentáveis às distribuidoras em função do surgimento de MMGD do tipo Geração Compartilhada. A partir da aplicação do TAROT é possível avaliar, por exemplo, se o bem-estar socioeconômico foi otimizado (premissa regulatória da ANEEL), bem como quantificar os fluxos econômicos do mercado elétrico regulado aos agentes consumidor, concessionária e governo, além de avaliar condições de sobreinvestimento ou subinvestimento (cita-se a referência [81]).

É importante destacar que diversas pesquisas foram realizadas a partir da aplicação do TAROT, cita-se: [82], [83], [84], [85], [86], [87], [88], [89], [90], [91], [92] e [93].

Por fim, como será apresentado a seguir, trata-se de modelo relativamente simples, porém, robusto para o que se pretende – esse é principal motivo de se utilizar o TAROT nesta pesquisa.

4.2. O MODELO TAROT

Conforme [93], o modelo econômico “Tarifa Otimizada – TAROT” tem como objetivo a representação matemática do mercado de energia elétrica, formado por consumidores, concessionária e governo. O modelo pode ser representado a partir de diagrama de blocos que sinaliza o fluxo econômico específico desse mercado regulado (Figura 51). Vale dizer que o modelo não é restritivo (limitado), ou seja, ele permite acréscimo de várias variáveis – sabendo-se que quanto mais forem inseridas maior será sua exatidão e complexidade.

A partir dos conceitos envolvidos na Figura 52 é possível obter equações que definem o mercado de energia elétrica – sendo que a manipulação algébrica dessas igualdades permite alcançar objetivos específicos como, por exemplo, avaliar qual seria o comportamento ideal das variáveis envolvidas na modelagem para se alcançar a otimização do bem-estar socioeconômico produzido pelo mercado elétrico regulado, premissa regulatória da ANEEL.

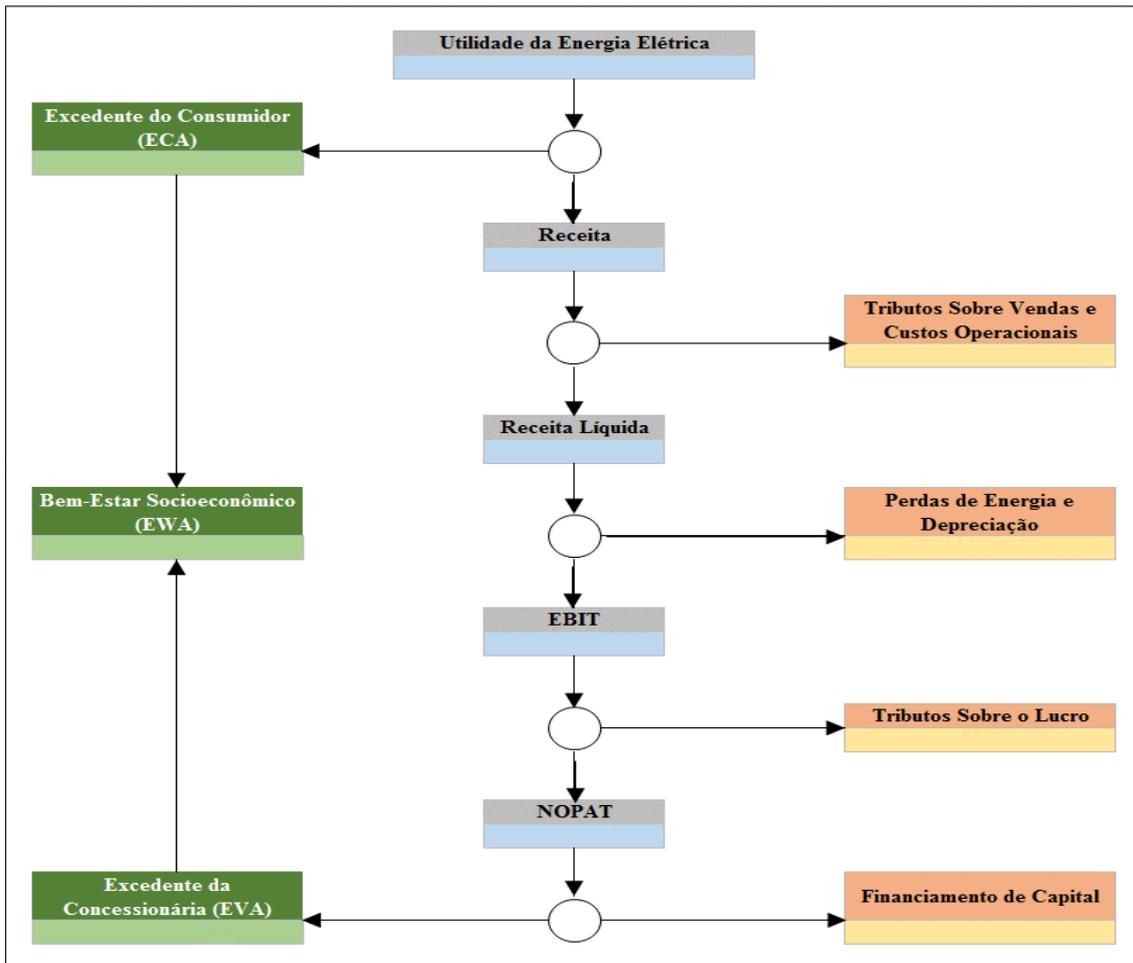


Figura 52: TAROT. Fonte: adaptado de [93]

De acordo com [93], a utilidade da energia elétrica (U), ou disposição que o consumidor possui em pagar pela energia, reflete os princípios da avidez (a) e saciedade (b) do consumo de energia elétrica. Portanto, quanto maior a quantidade de energia consumida, (E), menor é a disposição do consumidor em pagar por mais daquele produto. Assim, pela ótica do consumidor, o valor da utilidade econômica da energia elétrica é dado pela seguinte expressão:

$$U = a \times E - \left(\frac{b}{2}\right) \times E^2 \quad (7)$$

A distribuidora, por sua vez, que fornece energia para o consumidor, recebe uma receita, (R), que é obtida a partir do produto da tarifa (T) pela energia consumida (E):

$$R = T \times E \quad (8)$$

Sobre essa receita é aplicada a alíquota tributária sobre as vendas (μ). O resultado do desconto desse tributo é a receita líquida da concessionária. Com essa receita líquida, a concessionária deve arcar com seus custos (C), tributos sobre o Lucro Tributável ($EBIT$ – *Earnings Before Interest and Taxes*) e o custo de capital investido [82].

Em mercados regulados, tal qual o segmento de distribuição de energia elétrica, o preço do produto/serviço é representado pela tarifa – nesse caso, tem-se a tarifa da energia elétrica, conforme apresentado na Seçãoapítulo 2.1.

Adicionalmente, por se tratar de um serviço público universal, todo consumidor recebe um excedente (ECA) e a distribuidora, um valor econômico adicionado (EVA) que é revertido para os investidores (que também fazem parte da sociedade) [92]. Assim, o bem-estar socioeconômico (EWA) desse serviço, não se considerando aqui o uso efetivo dos tributos e impostos pelo Governo, é a soma de (ECA) e (EVA):

$$EWA = ECA + EVA \quad (9)$$

Onde, EWA , acrônimo de *Economic Welfare Added* refere-se ao bem-estar socioeconômico, ECA que em inglês refere-se a *Economic Consumer Added* ou seja, trata-se do *surplus* ou excedente do consumidor e, por fim, o EVA ® (*trademark of Stern & Stewart*), que advém do termo em inglês *Economic Value Added*, isto é, refere-se ao valor econômico adicionado à empresa. Finalmente, conforme orienta [82], para se obter a maximização do bem-estar socioeconômico, nesse contexto, é necessário que:

- 1) O custo (C) seja mínimo; e
- 2) O valor econômico adicionado (EVA) seja nulo.

4.3. A MODELAGEM PARA O CONSUMIDOR

Pela ótica do consumidor, a partir da Equação (7), o valor pago à concessionária pela aquisição da energia elétrica pode ser compreendido como um sacrifício econômico, sendo que o benefício para o cliente nessa relação é o já citado excedente (ou *surplus*) do consumidor (ECA), correspondente ao seu ganho na transação econômica, é dado por:

$$ECA = U(E) - R(E) \quad (10)$$

A Equação (10) pode ser reescrita da seguinte maneira:

$$ECA = U(E) - (T \times E) \quad (11)$$

Ao derivar a Equação (7), que representa a utilidade do consumidor, em função da energia (E), tem-se a utilidade marginal do consumidor (UM):

$$\frac{dU(E)}{dE} = UM = a - (b \times E) \quad (12)$$

Quando a utilidade marginal se iguala à tarifa ($UM = T$), configura-se a condição de excedente máximo para o consumidor ($UM = T \Rightarrow ECA_{MÁX.}$), ou seja, essa é a situação teórica em que o consumidor tem o máximo *surplus*. A partir desse racional, é possível escrever novamente o conceito de tarifa (T) a partir do consumo de uma quantidade de energia considerada como sendo ótima ($E_{ót.}$), assim:

$$UM = a - b \times E_{ót.} \Rightarrow T \quad (13)$$

E, por fim, a partir da Equação (13), é possível reescrever o excedente do consumidor em termos também otimizados:

$$\begin{aligned}
 ECA_{\acute{o}t.} &= U(E) - R = a \times E - \left(\frac{b}{2}\right) \times E^2 - (a - b \times E) \times E \\
 &\Rightarrow \frac{b}{2} \times E^2
 \end{aligned}
 \tag{14}$$

4.4. A MODELAGEM PARA A DISTRIBUIDORA

Ao contrário do consumidor, que busca satisfação ao consumir energia elétrica, a distribuidora, por sua vez, procura auferir lucro com a prestação do serviço de distribuição de energia. O excedente da distribuidora, ou *Economic Value Added – EVA®*, é dado pela Equação (15):

$$EVA = R - C \tag{15}$$

ou,

$$EVA = T \times E - C \tag{16}$$

onde, C representa o custo total da empresa.

De forma geral, o custo do negócio de distribuição de energia elétrica pode ser definido como sendo:

$$C = C_{PA+O\&M} + T_{Receita} + T_{Lucro} + R_{Capital} \tag{17}$$

Onde, $C_{PA+O\&M}$ representa o custo da distribuidora com Parcela A e O&M, $T_{Receita}$ refere-se aos tributos aplicados sobre a receita faturada, enquanto T_{Lucro} representa os tributos sobre o lucro e, por fim, $R_{Capital}$ representa a remuneração sobre o capital investido.

A Equação (18) define o primeiro termo da Equação (17). Assim, tem-se:

$$C_{PA+O\&M}(E, B) = e \times E + p \times \frac{E^2}{B} + d \times B \quad (18)$$

onde, E é a energia consumida, B refere-se à base de ativos de distribuição de energia, e , p e d representam coeficientes ajustáveis (do modelo). A Equação (18) pode ser representada também da seguinte maneira:

$$C_{PA+O\&M}(E, B) = C_e + C_p + C_d \quad (19)$$

onde, $C_e = e \times E$, $C_p = p \times \frac{E^2}{B}$ e $C_d = d \times B$, representando, respectivamente, os encargos e custos operacionais (esses últimos considerados eficientes), custo associado às perdas de energia e, por fim, o custo com a depreciação da rede de distribuição de energia elétrica.

Por sua vez, os tributos são definidos como sendo:

$$T_{Receita} = \mu \times R \quad (20)$$

e,,

$$T_{Lucro} = t \times (R - \mu \times R - C_{PA+O\&M}) \quad (21)$$

Por fim, a remuneração do capital é dada por:

$$R_{Capital} = r_{wacc} \times B \quad (22)$$

onde, r_{wacc} é a taxa regulatória de remuneração do capital que é calculada conforme [94].

É possível reescrever a Equação (17) da seguinte maneira:

$$C = C_{PA+O\&M} + t \times (R - \mu \times R - C_{PA+O\&M}) + \mu \times R + r_{wacc} \times B \quad (23)$$

Colocando $(1 - t)$ em evidência, tem-se:

$$C = t \times R + (1 - t) \times \left(C_{PA+O\&M} + \mu \times R + \frac{r_{wacc} \times B}{1 - t} \right) \quad (24)$$

Fazendo a abertura dos custos de “Parcela A e O&M”:

$$C = t \times R + (1 - t) \times \left[e \times E + p \times \frac{E^2}{B} + \mu \times R + B \times \left(d + \frac{r_{wacc}}{1 - t} \right) \right] \quad (25)$$

Com o objetivo de simplificar:

$$k = \left(d + \frac{r_{wacc}}{1 - t} \right) \quad (26)$$

Logo, tem-se:

$$C = t \times R + (1 - t) \times \left[e \times E + p \times \frac{E^2}{B} + \mu \times R + B \times k \right] \quad (27)$$

Para maximizar o excedente da distribuidora faz-se necessária minimizar o custo. Sabe-se que quanto maior o investimento no sistema de distribuição menor será a perda de energia elétrica. Logo, **para encontrar o investimento que minimize a função de custo, calcula-se a derivada parcial da função de custo e iguala-se a zero**, tem-se:

$$\frac{\partial C}{\partial B} = (t - 1) \times \left(p \times \frac{E^2}{B^2} - k \right) = 0 \quad (28)$$

O investimento ótimo é dado por:

$$B_{\text{ót.}} = \sqrt{\frac{p}{k}} \times E \quad (29)$$

É a concavidade da equação de custo que determina se $B_{\text{ót.}}$ é um ponto de mínimo ou máximo. Dessa maneira, para que seja de fato um ponto de mínimo, faz-se necessário que a concavidade da função seja positiva – em outras palavras, torna-se necessário que a derivada segunda da função custo seja positiva, assim:

$$\frac{\partial^2 C}{\partial B^2} = \frac{2 \times (1 - t) \times p \times E^2}{B^3} \quad (30)$$

Assim, para que a função custo seja positiva (Equação (30)), basta que o termo $(1 - t)$ seja positivo, já que os demais o são. E, já que t equivale uma alíquota de tributo, que é sempre menor do que 1, tem-se que de fato a função custo é positiva.

Substituindo a Equação (29) em (27) obtém-se o custo ótimo:

$$C_{\text{ót.}} = t \times R + (1 - t) \times \left[(e + 2 \times \sqrt{p \times k}) \times E + \mu \times R \right] \quad (31)$$

A partir de (13), expressa-se o custo em termos de energia:

$$R = T \times E = UM \times E = a \times E - b \times E^2 \quad (32)$$

Substituindo (32) em (31), tem-se:

$$\begin{aligned} C_{\acute{o}t.} = & t \times (a \times E - b \times E^2) + (1 \\ & - t) \\ & \times [(e + 2 \times \sqrt{p \times k}) \times E \\ & + \mu \times (a \times E - b \times E^2)] \end{aligned} \quad (33)$$

Simplificando:

$$e + 2 \times \sqrt{p \times k} = C_{PA+O\&M} \Rightarrow$$

$$\begin{aligned} C_{\acute{o}t.} = & t \times (a \times E - b \times E^2) + (1 \\ & - t) \\ & \times [C_{PA+O\&M} \times E + \mu \times (a \times E - b \times E^2)] \end{aligned} \quad (34)$$

Por fim, diante de (13), (32) e (34), o excedente ótimo do produtor é:

$$\begin{aligned} EVA = & (1 - t) \\ & \times [(a - \mu \times a - C_{PA+O\&M}) \times E \\ & + (\mu \times b - b) \times E^2] \end{aligned} \quad (35)$$

4.5. O BEM-ESTAR SOCIOECONÔMICO

Nas duas seções anteriores analisou-se os excedentes do consumidor e distribuidora, respectivamente. Agora, analisa-se o bem-estar socioeconômico (*Economic Wealth Added – EWA*), ou seja, o excedente do mercado elétrico regulado representado aqui pela soma dos dois excedentes anteriores. Assim, tem-se:

$$EWA = ECA + EVA \Rightarrow$$

$$\begin{aligned}
 EVA = & \frac{b}{2} \times E^2 + (1 \\
 & - t) \\
 & \times [(a - \mu \times a - C_{PA+O\&M}) \times E \\
 & + (\mu \times b - b) \times E^2]
 \end{aligned} \tag{36}$$

sendo que a maximização de (36) é dada por:

$$\frac{d(EVA)}{dE} = 0 \tag{37}$$

O resultado da energia ótima encontrada em (37) resulta em valor de excedente negativo para a concessionária ($EVA < 0$) – logo, corresponde a um prejuízo, ou destruição de valor, para a distribuidora o que não é aceitável em médio e longo prazos. Conforme [93], a solução forçada referente à energia ótima é tal que zera o valor do excedente ($EVA = 0$), resultando no máximo bem-estar socioeconômico; dessa forma, tem-se:

$$\begin{aligned}
 EVA = & (1 - t) \\
 & \times [(a - \mu \times a - C_{PA+O\&M}) \times E \\
 & + (\mu \times b - b) \times E^2] = 0
 \end{aligned} \tag{38}$$

Por fim, utilizando (38) para calcular a energia ótima e, aplicando esse resultado em (13), obtém-se a tarifa que maximiza o bem-estar socioeconômico e mantém, ao mesmo tempo, a distribuidora em equilíbrio econômico financeiro (EEF).

5. ESTUDO DE CASO

O estudo de caso será realizado a partir dos dados do último processo tarifário da CEMIG-D (RTA 2020, homologado em 28/05/2020, [45]), distribuidora que, em 2019, foi responsável por fornecer 94% de toda energia elétrica do Estado de Minas Gerais [95].

Adicionalmente, segundo [47], o Estado de Minas Gerais possui o maior nível de penetração de MMGD entre todos os estados brasileiros e, além disso, segundo ainda [94], a CEMIG é a maior concessionária de distribuição de energia elétrica do Brasil em número de consumidores atendidos (8.538.908 unidades, representando 10,04%) e a segunda maior em volume de energia fornecida (25.583 GWh em 2019, representando 8,20%) – dada sua representatividade e localização geográfica, entendeu-se que seria relevante avaliar a CEMIG-D neste primeiro instante, sendo que tal análise pode ser aplicada para qualquer distribuidora do Brasil modificando-se apenas premissas e variáveis.

A modelagem do TAROT será realizada a partir do *Microsoft Excel*® considerando três cenários elementares de avaliação, são eles:

- 1) Distribuidora sem MMGD (cenário basal);
- 2) Distribuidora com MMGD do Tipo Geração Compartilhada; e,
- 3) Distribuidora com MMGD do Tipo Geração Compartilhada e com a Agregação de Novos Negócios Sustentáveis Associados aos Serviços de Distribuição.

Por fim, cabe rememorar mais uma vez que a principal contribuição deste trabalho é utilizar o TAROT para avaliar modelos de negócios sustentáveis às distribuidoras de energia elétrica em função do surgimento da MMGD do Tipo Geração Compartilhada – nesse sentido, procurou-se avaliar o cenário neutro de geração distribuída (também chamado de basal), além de cenários com MMGD e com novos modelos de negócios sustentáveis.

5.1. DISTRIBUIDORA SEM MMDG (MODELAGEM DO CENÁRIO BASAL)

A partir dos dados contidos em [47], procedeu-se a modelagem inicial para a CEMIG-D, tomando como base o ano de 2020 – os resultados estão dispostos nas Tabelas 4 e 5.

Tabela 4: Modelagem do TAROT para a CEMIG-D em 2020. Fonte: o autor, a partir de [47].

Variável do Modelo	Nome da Variável	Tipo	Unidade	Concessionária Analisada
R	Receita Bruta	Calculada	MR\$	23.228,94
<i>T_{receita}</i>	<i>Tributo Sobre Receita</i>	<i>Calculada</i>	<i>MR\$</i>	<i>6.547,79</i>
R_L	Receita Líquida	Calculada	MR\$	16.681,15
<i>C_{PA+O&M}</i>	<i>Custo (PA+O&M)</i>	<i>Composição de Dados</i>	<i>MR\$</i>	<i>14.461,62</i>
EBITDA	EBITDA	Calculada	MR\$	2.219,53
D	Depreciação	Calculada	MR\$	390,20
EBIT	EBIT	Calculada	MR\$	1.829,33
<i>T_{lucro}</i>	<i>Tributo Sobre Lucro</i>	<i>Calculada</i>	<i>MR\$</i>	<i>621,97</i>
NOPAT	NOPAT	Calculada	MR\$	1.207,36
<i>R_{capital}</i>	<i>Remun. Líq. Sobre o Capital</i>	<i>Calculada</i>	<i>MR\$</i>	<i>743,08</i>
EVA	Excedente da Distribuidora	Calculada	MR\$	464,27

A partir dos dados do processo tarifário de 2020 e aplicando-se a modelagem econômica através do TAROT, visualiza-se que todos os excedentes ficaram positivos, *EVA*, *ECA* e *EWA*, com MR\$ 464,27, MR\$ 33.493,17 e MR\$ 33.957,44, respectivamente – a Tabela 5 resume tais resultados. No geral, pode-se dizer que, no presente cenário, há geração de valor para o consumidor, distribuidora e sociedade. Por outro lado, há espaço para que o bem-estar socioeconômico seja melhorado – a partir do atingimento de um custo mínimo e $EVA = 0$.

Tabela 5: Resultados Gerais do TAROT para a CEMIG-D em 2020. Fonte: o autor, a partir de [47].

Variável do Modelo	Nome da Variável	Tipo	Unidade	Concessionária Analisada
ECA	Excedente Consumidor	Calculada	MR\$	33.493,17
EVA	Excedente Distribuidora	Calculada	MR\$	464,27
EWA	Bem-estar Socioeconômico	Calculada	MR\$	33.957,44

Por sua vez, insta mencionar que, como os dados do processo tarifário refletem o mercado de faturamento dos doze meses anteriores à data de aplicação do reajuste – trata-se do conceito de mercado de referência já explicado neste trabalho –, infere-se que os efeitos da pandemia da Covid-19, percebidos a partir do faturamento de abril/2020, foram refletidos de forma minimizada na modelagem – haja vista o fato de o processo tarifário da empresa em avaliação ser refletido em maio de cada ano.

A Tabela 6 apresenta os demais parâmetros utilizados no modelo – enquanto alguns foram obtidos de [47] e [96], outros foram calculados conforme equações apresentadas no capítulo anterior.

Tabela 6: Parâmetros utilizados na modelagem do TAROT para a CEMIG-D em 2020. Fonte: o autor, a partir de [47].

Variável do Modelo	Nome da Variável	Tipo	Unidade	Concessionária Analisada
<i>E</i>	<i>Energia Requerida</i>	<i>Dado</i>	<i>TWh</i>	31,43
<i>T</i>	<i>Tarifa Média (s/ Tributo)</i>	<i>Calculada</i>	<i>MR\$/TWh</i>	530,70
<i>b</i>	<i>Saciedade</i>	<i>Calculada</i>	<i>MR\$/(TWh²)</i>	67,80
<i>U</i>	<i>Utilidade</i>	<i>Calculada</i>	<i>MR\$</i>	50.174,31
<i>UM</i>	<i>Utilidade Marginal</i>	<i>Calculada</i>	<i>MR\$/TWh</i>	530,70
ε	<i>Elasticidade</i>	<i>Calculada</i>	<i>Adimensional</i>	0,2490
ε_R	<i>Elasticidade Residencial</i>	<i>Dado</i>	<i>Adimensional</i>	0,0300
ε_C	<i>Elasticidade Comercial</i>	<i>Dado</i>	<i>Adimensional</i>	0,0063
ε_I	<i>Elasticidade Industrial</i>	<i>Dado</i>	<i>Adimensional</i>	0,2127
<i>B</i>	<i>Base Remun. Líquida</i>	<i>Dado</i>	<i>MR\$</i>	10.161,43
r_w	<i>Taxa Remun. Líg. Cap.</i>	<i>Dado</i>	<i>Adimensional</i>	0,0731
μ	<i>Alíquota de Trib. Receita</i>	<i>Dado</i>	<i>Adimensional</i>	0,2819
<i>t</i>	<i>Alíquota de Trib. Lucro</i>	<i>Dado</i>	<i>Adimensional</i>	0,3400

Antes de seguir com a análise, é prudente apresentar equações complementares que foram utilizadas para calcular os parâmetros de aidez (*a*) e saciedade (*b*) – estão apresentadas em (39) e (41).

$$a = T \times \frac{1 + \varepsilon}{\varepsilon} \quad (39)$$

onde T é a tarifa média e ε é a elasticidade demanda-preço da energia elétrica – especificamente para elasticidade, que mensura a variação do consumo em função da alteração do preço, os dados foram obtidos de [96].

Adicionalmente, compete esclarecer que a elasticidade foi calculada a partir da média ponderada entre as elasticidades dos consumidores dos tipos residencial, comercial e industrial em função de seus respectivos consumos de energia elétrica [96].

Assim, obteve-se:

$$\varepsilon = \varepsilon_R \times E_R + \varepsilon_c \times E_c + \varepsilon_I \times E_I \quad (40)$$

e,

$$\varepsilon = \varepsilon_R \times E_R + \varepsilon_c \times E_c + \varepsilon_I \times E_I$$

$$\varepsilon = 0,118 \times 0,254237 + 0,062 \times 0,101681 + 0,451 \times 0,471661$$

$$\varepsilon = 0,03 + 0,063 + 0,2127 = 0,2490$$

Por fim, calcula-se a saciedade (b) a partir da Equação (12) e detalhamento apresentado a seguir.

$$UM = a - (b \times E) = T \Rightarrow$$

$$b = \frac{a - T}{E} \quad (41)$$

É importante mencionar, também, que a tarifa média foi calculada a partir da razão entre Receita Líquida e Energia Requerida – ambos obtidos a partir de [47].

De forma pragmática, considerando que a proposta da modelagem inicial da presente dissertação era a de avaliar o cenário em que a distribuidora está inserida, porém, expurgando os efeitos de MMGD, faz-se necessário ajustar alguns parâmetros de forma a refletir esse quadro – para isso, foram adotadas as seguintes premissas:

- 1) Calculou-se a energia injetada pela MMGD a partir do produto entre a potência instalada dos empreendimentos existentes no Estado de Minas Gerais [47] e as horas de irradiação solar de um ano para o Estado (assumiu-se que cada ano possui sempre 365 dias, considerando uma média diária de 12 horas de irradiação, conforme [97] e [98], que apresenta a soma das irradiações médias (a) global horizontal, (b) direta normal e (c) difusa, como sendo de 12 horas e 11 minutos, porém, conforme já mencionado, manteve-se no trabalho a média de 12 horas diárias), ponderada (i) pela participação da CEMIG-D no fornecimento de energia no Estado de Minas Gerais em 2019, sendo essa de 94%, [95] e a (ii) eficiência média das placas fotovoltaicas, sendo essa de 16%, [99];
- 2) A energia injetada na rede pela MMGD, calculada conforme premissa anterior, foi incrementada no portfólio de contratos de compra de energia da concessionária na mesma proporção do consumo – isso implica em dizer que essa energia foi considerada no mercado cativo da distribuidora na mesma proporção em que foi capturada na contratação de energia (o tratamento para as perdas de energia será apresentado a seguir);
- 3) Os efeitos financeiros associados à cobrança do custo de disponibilidade do sistema elétrico foram desprezados – referem-se aos valores mínimos faturáveis, aplicados aos consumidores atendidos em baixa tensão, associados à manutenção da disponibilidade do sistema elétrico de potência e, por serem insignificantes diante dos volumes financeiros aqui analisados, foram desconsiderados;
- 4) Conforme aponta [4], a depender da localização, a MMGD pode não economizar custos à distribuidora – como, por exemplo, reduzir as perdas de energia e investimentos em rede – ao contrário, ela pode até mesmo refletir em aumentos devido à necessidade de realizar melhorias no sistema, a fim de suportar maior injeção de energia provocada pelo incremento de MMGD, além também de aumentar o nível de perda de energia a depender de sua localização – por exemplo, em Minas Gerais, Estado cuja área é de 586.852,35 km² [100], infere-se que as MMGDs de maior potência instalada tendem a estar afastadas do centro de consumo (Capital do Estado e Região Metropolitana, por exemplo); notadamente, para subsidiar tal hipótese, há grande quantidade de MMGDs instaladas na região Norte do Estado ([101], [102], [103], e [104]); ademais, faz-se necessário observar também a Figura 53, [105], que apresenta o Mapa de Disponibilidade de Energia Solar em Minas – ferramenta desenvolvida pela CEMIG-D, que mostra, entre

outras, quais subestações possuem capacidade de absorver novas instalações de MMGD. A partir dessa Figura é possível conhecer que a região Norte do Estado está com a maioria das subestações completamente carregadas, sendo que há várias outras planejadas para serem construídas, ou seja, é coerente supor que há certo nível de concentração de empreendimentos fotovoltaicos naquela região e que, por transportarem sua energia até o centro de consumo, tendem em aumentar o nível de perdas ao invés de reduzi-los. O mesmo acontece com a necessidade de investimentos – uma vez que, eventualmente, pode ser necessário investir em reforços na rede para transportar a energia gerada em função de maior número de geradores distribuídos. Considerando esse cenário específico, assumiu-se uma postura conservadora, de tal forma que, na modelagem para os cenários de avaliação de MMGD, os reflexos em perdas de energia e investimentos em rede (e também manutenção) serão neutros, ou seja, considerou-se que a geração distribuída não aumenta nem tampouco diminui tais custos; e, por fim,

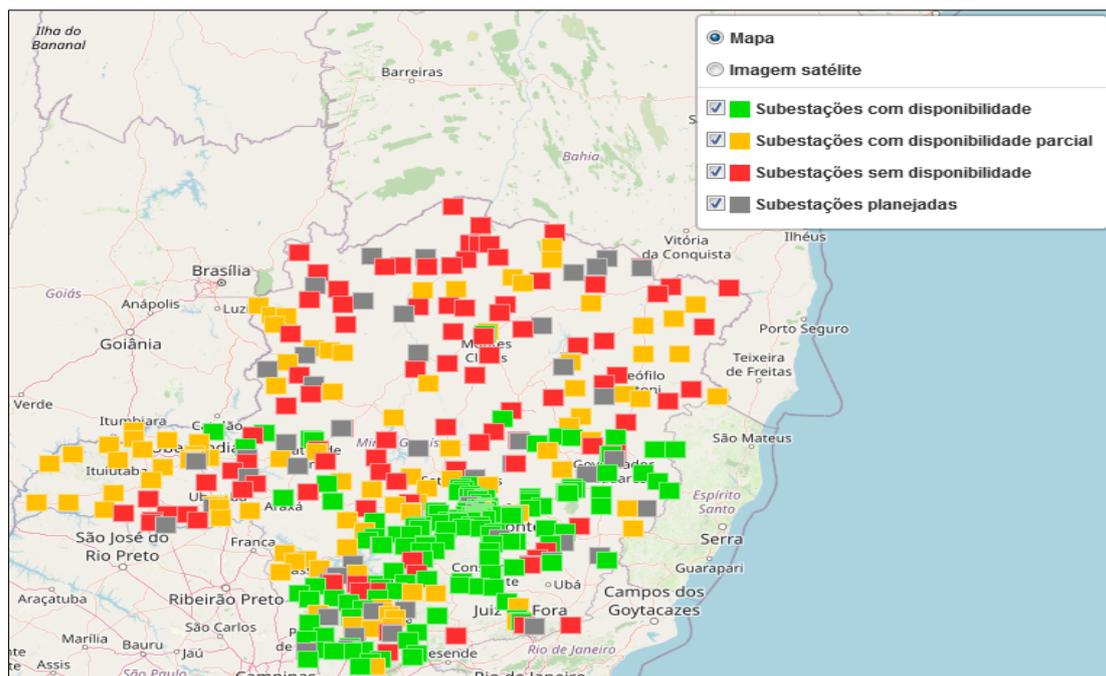


Figura 53: Mapa de Disponibilidade de Energia Solar – CEMIG. Fonte: [105]

- 5) Considerando que cada kWh injetado pela MMGD permite compensação de 100% dos componentes tarifários associados (custo) e que tal tecnologia evita, no geral, apenas o custo com aquisição de energia [4] – que para a CEMIG-D é 41,6% de todo custo regulatório contido no processo de 2020 [45] – procedeu-se ajuste

na receita de forma a anular o subsídio concedido à geração distribuída (assumiu-se que energia injetada pela MMGD gera uma receita à distribuidora correspondente a 58,4% do custo associado, já que essa injeção de energia evita 41,6% desse mesmo custo, assim, neutraliza-se totalmente o efeito do subsídio).

A partir das premissas elencadas anteriormente, que objetivaram neutralizar os efeitos atuais da MMGD no mercado da CEMIG-D, obteve-se os resultados contidos nas Tabelas 7 e 8 – os parâmetros utilizados, e calculados, estão na Tabela 9.

Tabela 7: Modelagem do TAROT para a CEMIG-D em 2020, expurgando os efeitos de MMGD. Fonte: o autor, a partir de [47].

Variável do Modelo	Nome da Variável	Tipo	Unidade	Concessionária Analisada
R	Receita Bruta	Calculada	MR\$	23.316,65
<i>T_{receita}</i>	<i>Tributo Sobre Receita</i>	<i>Calculada</i>	<i>MR\$</i>	<i>6.572,51</i>
R_L	Receita Líquida	Calculada	MR\$	16.744,14
<i>C_{PA+O&M}</i>	<i>Custo (PA+O&M)</i>	<i>Composição de Dados</i>	<i>MR\$</i>	<i>14.461,62</i>
EBITD_A	EBITDA	Calculada	MR\$	2.282,52
<i>D</i>	<i>Depreciação</i>	<i>Dado</i>	<i>MR\$</i>	<i>390,20</i>
EBIT	EBIT	Calculada	MR\$	1.892,32
<i>T_{lucro}</i>	<i>Tributo Sobre Lucro</i>	<i>Calculada</i>	<i>MR\$</i>	<i>643,39</i>
NOPAT	NOPAT	Calculada	MR\$	1.248,93
<i>R_{capital}</i>	<i>Remun. Líq. Sobre o Capital</i>	<i>Calculada</i>	<i>MR\$</i>	<i>743,08</i>
EVA	Excedente da Distribuidora	Calculada	MR\$	505,85

Tabela 8: Resultados Gerais do TAROT para a CEMIG-D em 2020, expurgando os efeitos de MMGD. Fonte: o autor, a partir de [47].

Variável do Modelo	Nome da Variável	Tipo	Unidade	Concessionária Analisada
ECA	Excedente Consumidor	Calculada	MR\$	33.619,64
EVA	Excedente Distribuidora	Calculada	MR\$	505,85
EWA	Bem-estar Socioeconômico	Calculada	MR\$	34.125,49

Tabela 9: Parâmetros utilizados na modelagem do TAROT para a CEMIG-D em 2020, expurgando os efeitos de MMGD. Fonte: o autor, a partir de [47].

Variável do Modelo	Nome da Variável	Tipo	Unidade	Concessionária Analisada
E	<i>Energia Requerida</i>	<i>Dado</i>	<i>TWh</i>	32,69
T	<i>Tarifa Média (s/ Tributo)</i>	<i>Calculada</i>	<i>MR\$/TWh</i>	512,25
b	<i>Saciedade</i>	<i>Calculada</i>	<i>MR\$/(TWh²)</i>	62,93
U	<i>Utilidade</i>	<i>Calculada</i>	<i>MR\$</i>	50.363,78
UM	<i>Utilidade Marginal</i>	<i>Calculada</i>	<i>MR\$/TWh</i>	512,25
ε	<i>Elasticidade</i>	<i>Calculada</i>	<i>Adimensional</i>	0,2490
ε_R	<i>Elasticidade Residencial</i>	<i>Dado</i>	<i>Adimensional</i>	0,0300
ε_C	<i>Elasticidade Comercial</i>	<i>Dado</i>	<i>Adimensional</i>	0,0063
ε_I	<i>Elasticidade Industrial</i>	<i>Dado</i>	<i>Adimensional</i>	0,2127
B	<i>Base Remun. Líquida</i>	<i>Dado</i>	<i>MR\$</i>	10.161,43
r_w	<i>Taxa Remun. Líq. Cap.</i>	<i>Dado</i>	<i>Adimensional</i>	0,0731
μ	<i>Alíquota de Trib. Receita</i>	<i>Dado</i>	<i>Adimensional</i>	0,2819
t	<i>Alíquota de Trib. Lucro</i>	<i>Dado</i>	<i>Adimensional</i>	0,3400

As Tabelas 7, 8 e 9 apresentaram os resultados simulados para a CEMIG-D desconsiderando os efeitos da MMGD, conforme premissas apresentadas anteriormente. Como era de se esperar, o *EVA* da distribuidora foi majorado em função da neutralização dos subsídios concedidos à geração distribuída – dessa forma, o excedente da concessionária saiu de MR\$ 464,27 para MR\$ 505,85, representando crescimento de 9%. O excedente do consumidor (*ECA*) e o bem-estar econômico-social (*EWA*) se mantiveram em patamares semelhantes ao cenário modelado anteriormente.

Por fim, é importante salientar que, para fins desta pesquisa, e em consonância com o objetivo do trabalho, esse será o cenário basal utilizado para as modelagens seguintes.

5.1.1. MODELAGEM COMPLEMENTAR AO CENÁRIO BASAL

Antes de realizar modelagem complementar ao cenário base, faz-se necessário apresentar a evolução das perdas de energia da CEMIG-D ao longo do período de 2014 a 2020 – Gráficos 3 e 4, cujos dados foram obtidos nos processos tarifários da concessionária, [45], a partir das planilhas SPARTA.

Tais gráficos são importantes pois tendem a contribuir (no sentido de corroborar) para a “hipótese provável” de que o incremento de MMGD na área de concessão da CEMIG-D não está refletindo em redução do nível de perdas de energia da distribuidora (no caso, perdas técnicas). Conforme já apresentado, em Minas Gerais, os grandes

empreendimentos de micro e mini geração distribuída tendem em estar instalados em regiões afastadas do centro de consumo (Norte do Estado, por exemplo) necessitando, dessa forma, de maior uso do sistema de distribuição para serem transportadas até o ponto de uso, o que aumenta, conseqüentemente, o nível de perdas de energia durante o transporte.

Nesse sentido, como não é viável, no contexto desta pesquisa, determinar de forma consistente o nível de perdas (aumento ou redução) refletidos pela MMGD no sistema de potência da CEMIG-D, adotou-se postura neutra para esse item de custo – conforme já comentado, assumiu-se a mesma premissa para os investimentos realizados pela distribuidora, em função do aumento da injeção de energia na rede em função da ampliação do número de MMGDs.

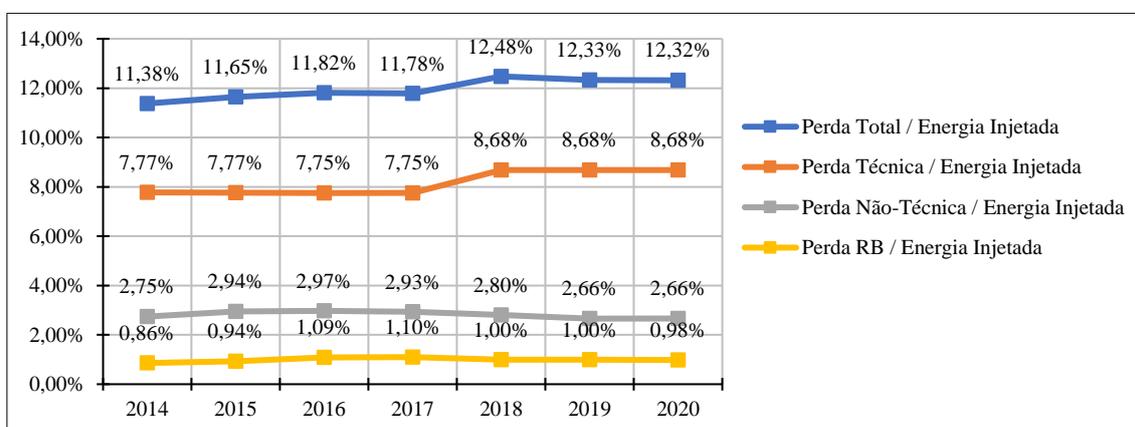


Gráfico 3: Perda de Energia Relativa ao Fornecimento da CEMIG-D utilizado no Cálculo das Tarifas.
Fonte: o autor, a partir de [26]

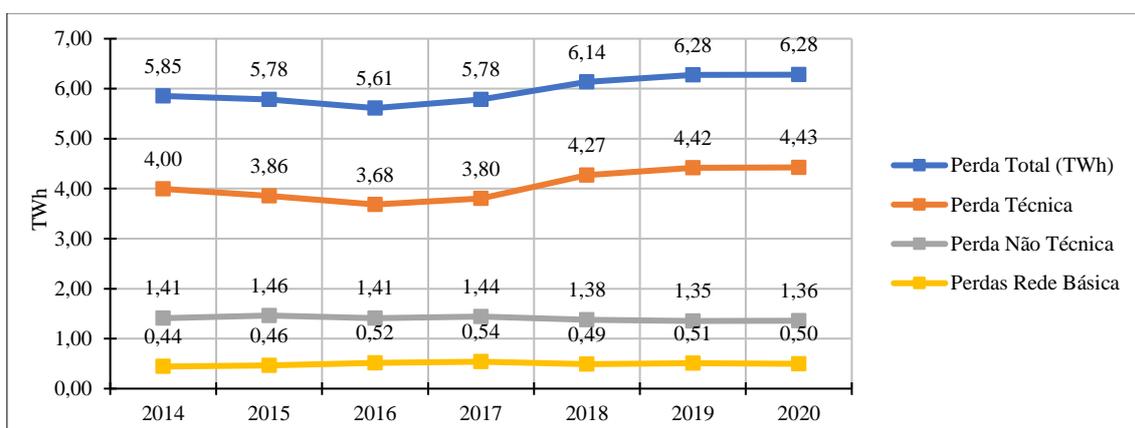


Gráfico 4: Perda de Energia Absoluta da CEMIG-D utilizado no Cálculo das Tarifas.
Fonte: o autor, a partir de [26]

Ultrapassada mais essa questão, torna-se prudente realizar modelagem adicional ao cenário basal de forma a tentar identificar os reflexos provocados pela pandemia da Covid-19 em cenários de evolução da empresa – tal modelagem é importante apenas para entender como as prospecções para o consumo de energia, elaboradas antes da pandemia, foram afetadas pela crise decorrente da Covid-19 e como isso impacta a distribuidora. Assim, propõe-se dois cenários de avaliação:

- 1) Evolução do Cenário Basal Desconsiderando os Efeitos da Pandemia;
- 2) Evolução do Cenário Basal Considerando os Efeitos da Pandemia;

Cumpra esclarecer que tais simulações estão sendo realizadas com o objetivo exclusivo de trazer mais informações à avaliação proposta neste trabalho, sendo que, devido às incertezas associadas à pandemia, tanto no campo da regulação do setor elétrico quanto em termos econômicos e de mercado, preferiu-se, neste trabalho, utilizar cenário imediatamente anterior à Covid-19 (vide Cenário Basal resultante nas Tabelas 7, 8 e 9). Ademais, é possível perceber também que o mercado de energia elétrica já está se recuperando dos efeitos da pandemia, o que não faria sentido realizar todas as simulações desta pesquisa considerando a postergação desses efeitos ao longo do tempo. As Figuras 54 e 55 apresentam o consumo de energia elétrica em Minas Gerais e no Brasil, respectivamente. As curvas são semelhantes e mostram que os efeitos da pandemia se concentraram nos meses de abril a agosto de 2020, sendo que em setembro e outubro percebe-se uma retomada do padrão (antes da crise).



Figura 54: Consumo de Energia Elétrica em Minas Gerais (MWm). Fonte: [106]

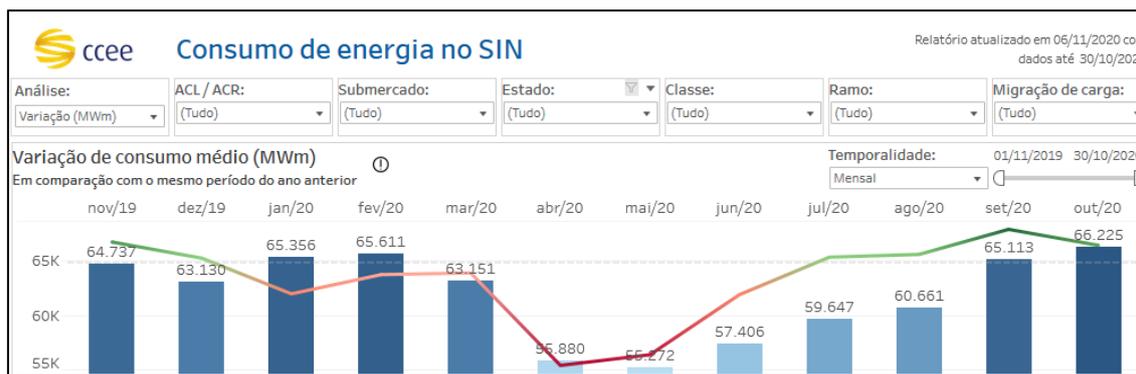


Figura 55: Consumo de Energia Elétrica no Brasil (MWm). Fonte: [106]

5.1.1.1. EVOLUÇÃO DO CENÁRIO BASAL DESCONSIDERANDO OS EFEITOS DA PANDEMIA (COVID-19)

As premissas utilizadas para o crescimento de mercado foram obtidas em fonte oficial do Governo, especificamente na Empresa de Pesquisa Energética [48], sendo essas consideradas para o período de 2020 a 2029 – 10 anos. A Tabela 10 apresenta o crescimento do consumo de energia, em nível Brasil, prospectado em 2019 (antes da Pandemia).

Tabela 10: Premissa para Crescimento do Consumo de Energia – antes da Pandemia. Fonte: o autor, a partir de [48].

Discriminação	2019	2024	2029	2019-2024	2024-2029	2019-2029
				Crescimento Médio (% a.a.)		
Consumo Total (TWh)	549	663	793	3,90%	3,70%	3,80%

A inflação foi desconsiderada na modelagem, ou seja, não há inflação no custo e tampouco na receita (inflação nula) – essa premissa permite concentrar esforços nas variáveis que cabem gestão da distribuidora. Eventuais efeitos associados ao câmbio (R\$/US\$) também foram desconsiderados.

As metas regulatórias de eficiência definidas pela ANEEL para composição da trajetória eficiente de perdas de energia e de custos operacionais foram aplicadas até o final do período de análise [107] – isso permite conhecer os impactos de uma eficiência regulatória ao longo do período de avaliação. Os custos de Parcela A, que não são geridos pelas distribuidoras, foram repassados integralmente às tarifas tal qual as regras vigentes, e além disso, permitiu-se considerar que a energia contratada foi integralmente faturada ao mercado, ou seja, não há cenário de exposição ou sobrecontratação de energia – essa

simplificação permite focar nos pontos de contribuição da pesquisa sem prejuízo para o resultado. Para maior detalhamento sobre o processo regulatório de cálculo da sobrecontratação ou exposição de energia consulte [108].

Para a Base de Remuneração Líquida, ou seja, os ativos de rede que são efetivamente remunerados via tarifa – Equação (22) – foi utilizada a variação percebida entre os processos de revisão de 2013 e 2018, sendo essa de 61,59%, obtida a partir de [45] – essa premissa foi necessária pois não há outro parâmetro público disponível para ser utilizado. Cabe destacar, todavia, que esse foi o único dado utilizado entre os processos de revisão, pois, além da limitação já mencionada, entende-se que as demais variáveis não poderiam ser comparadas nesse tempo, haja vista as alterações de regras ocorridas entre os ciclos, principalmente no que tange ao nível de eficiência regulatória para custos operacionais – as alterações de [23] aqui mencionadas podem ser consultadas através de [109]. Os efeitos da base de remuneração mencionados anteriormente foram sensibilizados nesta análise nos anos em que ocorrerão processos de revisões tarifárias que, para a CEMIG-D, serão em 2023 e 2028.

Para o custo com depreciação, assumiu-se a taxa de depreciação média para os ativos de distribuição da própria concessionária (3,84% a.a.), obtida de [26], aplicada sobre a base de remuneração líquida da distribuidora, obtida na mesma fonte citada anteriormente.

Adicionalmente, faz-se necessário realizar a análise algébrica dos parâmetros da Equação (19) que representa o custo da empresa. Assim, tem-se:

$$C_e = e \times E \quad (42)$$

$$C_p = p \times \frac{E^2}{B} \quad (43)$$

$$C_d = d \times B \quad (44)$$

Regulatoriamente, C_e pode ser calculado através da Equação (45):

$$C_e = ES + CT + CE_{ajustada} + Parcela B_{ajustada} \quad (45)$$

onde, ES são os encargos setoriais definidos em legislação específica; CT é o custo de conexão e uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição; $CE_{ajustada}$ é o custo com aquisição de energia elétrica (o ajuste refere-se à exclusão do custo com a perda de energia); e, por fim, a $Parcela B_{ajustada}$ representa os custos operacionais eficientes da distribuidora de energia elétrica (o ajuste refere-se à exclusão do custo com depreciação e remuneração do capital).

Logo, é possível obter e a partir de (46):

$$e = \frac{C_e}{E} \quad (46)$$

Por sua vez, C_p é calculado como sendo o produto entre perda de energia (TWh) e a tarifa média de compra de energia da distribuidora (MR\$/TWh) – conforme demonstrado através da Equação (47):

$$C_p = T_C \times E_p \quad (47)$$

onde, T_C é a tarifa média de compra de energia pela concessionária; e, E_p é a energia perdida.

Calcula-se o parâmetro p , após obter C_p , a partir de:

$$p = C_p \cdot \frac{B}{E^2} \quad (48)$$

Menciona-se que os parâmetros d , r_{wacc} , t e μ , ainda da Equação (17), são obtidos de maneira direta, ou seja, são dados obtidos a partir do processo tarifário da distribuidora [45].

Importante salientar que os custos com encargos setoriais e de transmissão também não são de gestão da concessionária – ou seja, por definição, são componentes de Parcela A. Enquanto os primeiros refletem resultados de Políticas Energéticas, os segundos refletem os processos tarifários das empresas de transmissão de energia elétrica, que possuem regras e procedimentos específicos e totalmente distintos das regras das distribuidoras. Nesse sentido, a partir das planilhas SPARTA [45], utilizou-se média histórica de crescimento capturada no período de 2015 até 2020: sendo 32% a.a. para os

encargos setoriais e 30% a.a. para os custos de transmissão – havendo, obviamente, inflação nesses percentuais, os mesmos são capturados também na receita, já que trata-se de Parcela A (que é neutra à distribuidora), nesse sentido, essa premissa não prejudica em nada os resultados, sendo que tal simplificação foi necessária na medida que seria inviável, nesse trabalho, prospectar detalhadamente todos os custos associados aos encargos e aos processos tarifários de todas as transmissoras do País ao longos dos anos.

Por sua vez, o crescimento de MMGD – que foi capturado para o mercado cativo e neutralizado, conforme já explicado – foi obtido também a partir de [48], inclusive tal variação foi apresentada na Figura 10.

Finalmente, os resultados da modelagem podem ser observados nas Figuras 56 e 57, onde nota-se que a expectativa de crescimento de mercado obtida em [48], associado ao aumento expressivo da Parcela A, calculado a partir de [45], puxaram significativamente para cima as receitas e também os custos da distribuidora – isso pode ser claramente observado nos gráficos contidos na parte superior da Figura 56.

Os dois comportamentos mencionados anteriormente também contribuíram para o crescimento da tarifa média da empresa ao longo do tempo – vide Gráfico 5.

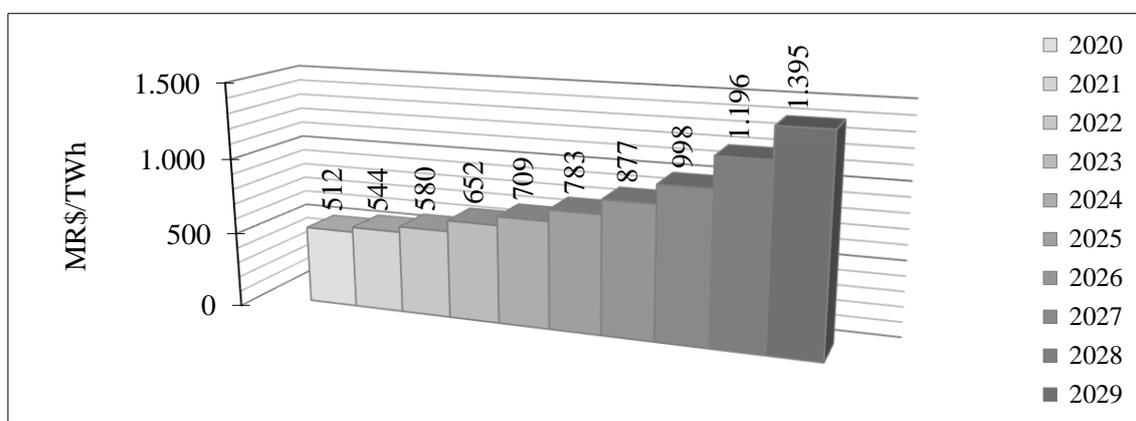


Gráfico 5: Tarifa Média (sem Tributos) calculada para a CEMIG-D em cenário sem os efeitos da Pandemia. Fonte: o autor.

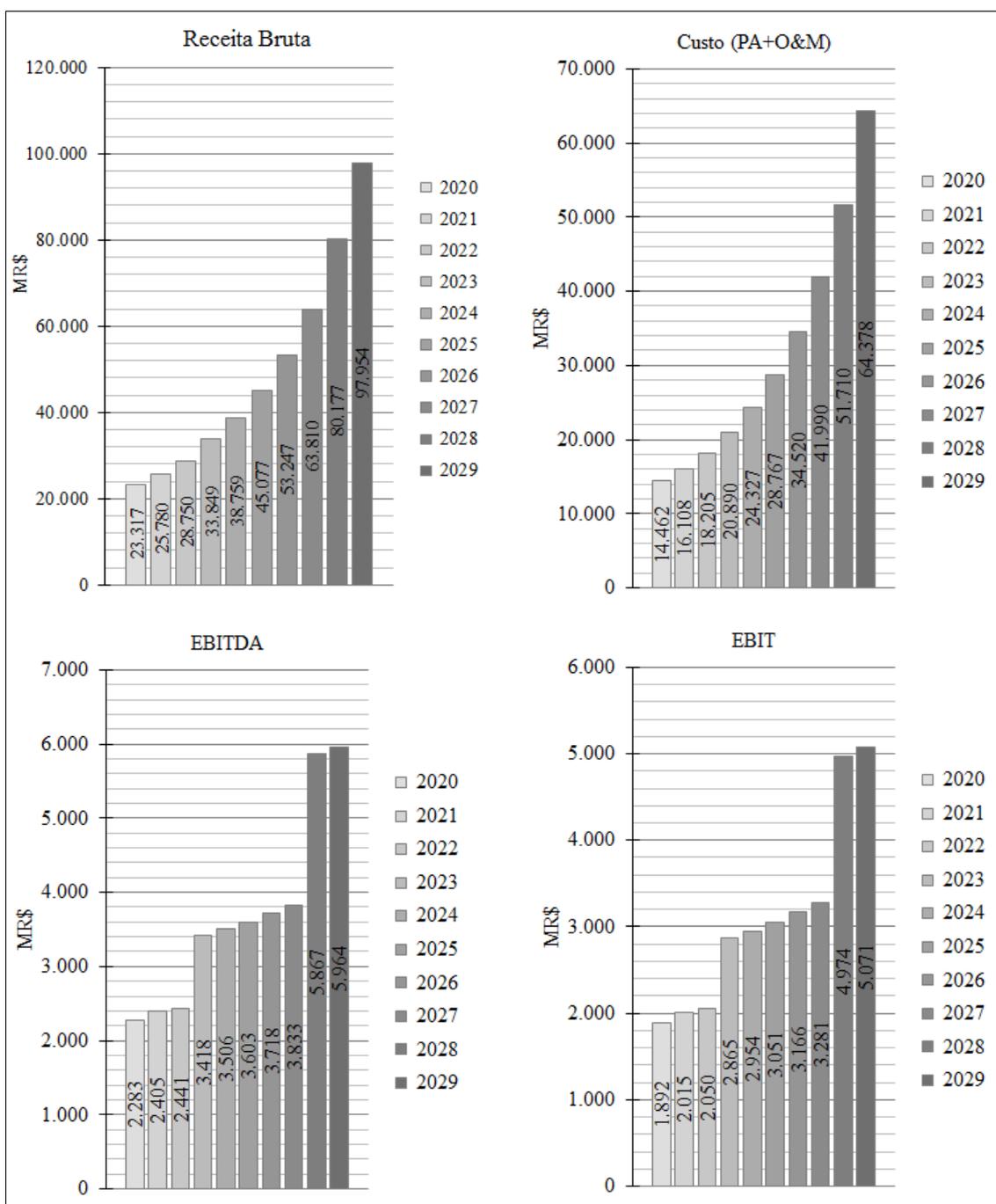


Figura 56: Primeira Etapa de Resultados do Modelo – Cenário Pré-Pandemia. Fonte: o autor.

Ainda na Figura 56, nos gráficos dispostos na parte inferior, EBITDA (Lucro Bruto) e EBIT (Lucro Bruto Após Depreciação), é possível notar maior sensibilidade nos resultados – haja vista o fato desses valores serem em menor escala quando comparados aos valores de receita e custo, ou seja, qualquer variação conjunta de receita e custo é

capturada de maneira sensível por tais indicadores, e o mesmo acontece com o NOPAT (Lucro Após Impostos) contido na Figura 57.

Por fim, vale destacar que o crescimento da base de remuneração percebido nos processos de RTP (2023 e 2028) refletem em saltos de crescimento capturados mais sensivelmente nos indicadores específicos da empresa: EBITDA, EBIT, NOPAT e EVA.

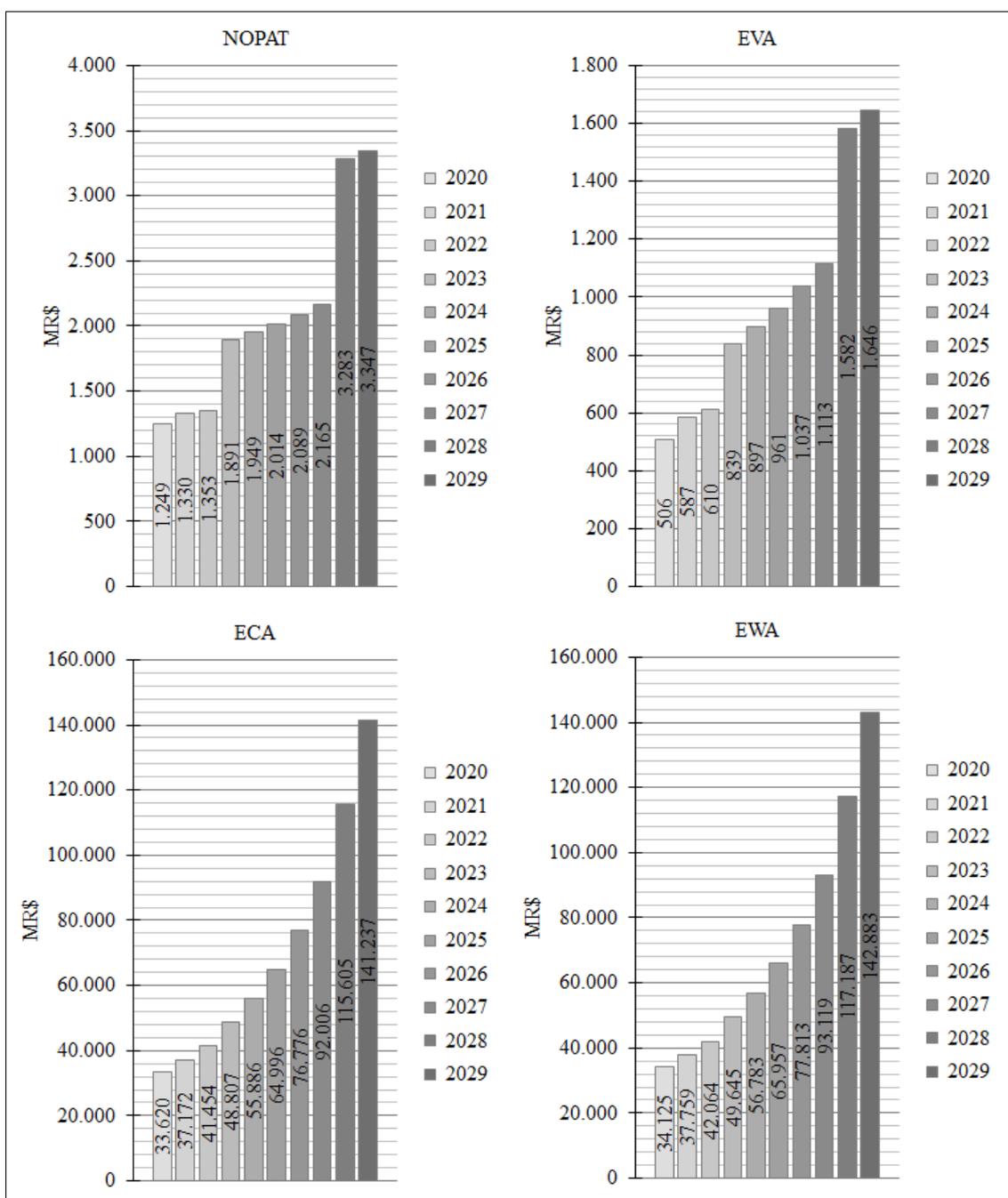


Figura 57: Primeira Etapa de Resultados do Modelo – Cenário Pré-Pandemia. Fonte: o autor

5.1.1.2. EVOLUÇÃO DO CENÁRIO BASAL CONSIDERANDO OS EFEITOS DA PANDEMIA (COVID-19)

Com o objetivo de realizar modelagens prospectivas considerando cenário econômico afetado pela pandemia da Covid-19, fez-se necessário novamente utilizar-se de dados oficiais do Governo. Nesse sentido, considerando modelagem para o mesmo período da seção anterior, de 2020 a 2029, utilizou-se como premissa para o crescimento do consumo de energia elétrica o Plano Decenal de Expansão de Energia 2030, publicado em setembro de 2020 pela EPE [110].

A Figura 58 sintetiza o cenário de consumo de energia esperado para os próximos anos em comparação ao que era esperado antes do advento da pandemia – a partir de 2020, a linha vermelha reflete os dados da Tabela 9 utilizados como premissa para a modelagem realizada anteriormente, ou seja, cenário isento de pandemia. Por outro lado, a linha cinza representa a nova expectativa de crescimento de mercado – a redução é da ordem de 7%.

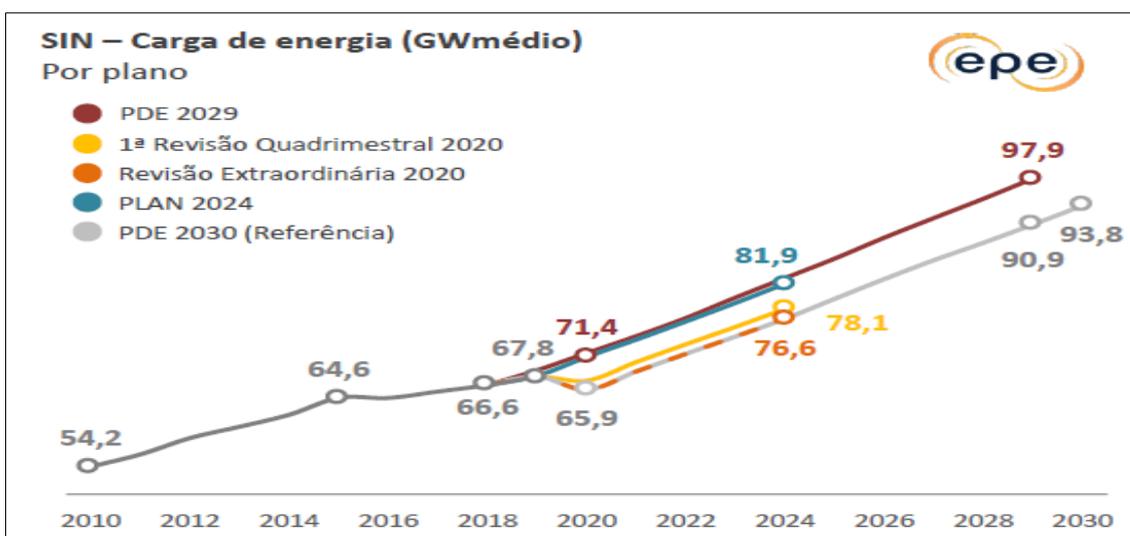


Figura 58: Premissa para Crescimento do Consumo de Energia – considerando os efeitos da Pandemia.
Fonte: [48].

Considerando o cenário apresentado anteriormente na Figura 56, [48], procurou-se refletir a queda no consumo de energia na recuperação dos custos associados à Parcela B por parte da distribuidora, ou seja, esta modelagem, quando comparada com a modelagem anterior, sinaliza possível impacto que a redução de mercado provoca na receita da empresa em função de um menor vetor de recuperação dos custos gerenciáveis – trata-se apenas de cenário hipotético.

Em contrapartida, cabe esclarecer que os impactos percebidos pelas distribuidoras na Parcela A serão, em tese, neutralizados pelo advento da Conta Covid [111], mecanismo criado pelo Ministério de Minas e Energia (MME) para minimizar os impactos da pandemia no setor elétrico – reforça-se mais uma vez que o mesmo não aconteceu na Parcela B. A premissa utilizada nesta modelagem foi apenas a de neutralizar os impactos da pandemia refletidos na Parcela A (custos não gerenciáveis pelas distribuidoras).

Salienta-se que a Conta Covid foi utilizada para cobrir os custos de Parcela A não recuperados pela distribuidora em função da queda de mercado – sendo que tais efeitos serão repassados às tarifas no período de 2021 a 2025. Nesse sentido, para fins desta modelagem, o repasse às tarifas da Conta Covid não foi modelado pois será irrelevante para fins de resultado – haja vista a neutralidade desse repasse.

Assim, as únicas premissas alteradas em relação ao cenário anterior referem-se ao novo cenário de consumo de energia (mostrado na Figura 56) refletindo em perda de capacidade da distribuidora em recuperar completamente a Parcela B, haja vista o fato de que as tarifas de energia, notadamente em baixa tensão, necessitam de volume de energia consumido para recuperar os custos (R\$/MWh).

As Figuras 57 e 58 apresentam os resultados – o Gráfico 6 sinaliza que os impactos da pandemia tendem em aumentar as tarifas (compara-se com o Gráfico 5), uma vez que há mercado menor para recuperar, supostamente, os mesmos custos.

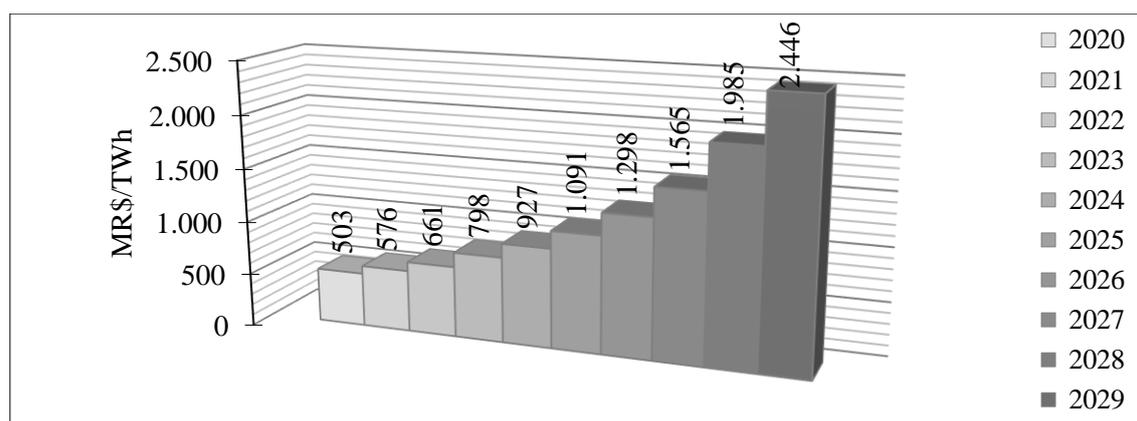


Gráfico 6: Tarifa Média (sem Tributos) calculada para a CEMIG-D em cenário considerando os efeitos da Pandemia. Fonte: o autor.

Em que pese os efeitos da pandemia ao longo do tempo, há ainda crescimento do consumo de energia e, por esse motivo, as receitas e os custos também aumentaram – refletindo no EBITDA e EBIT – Figura 59.

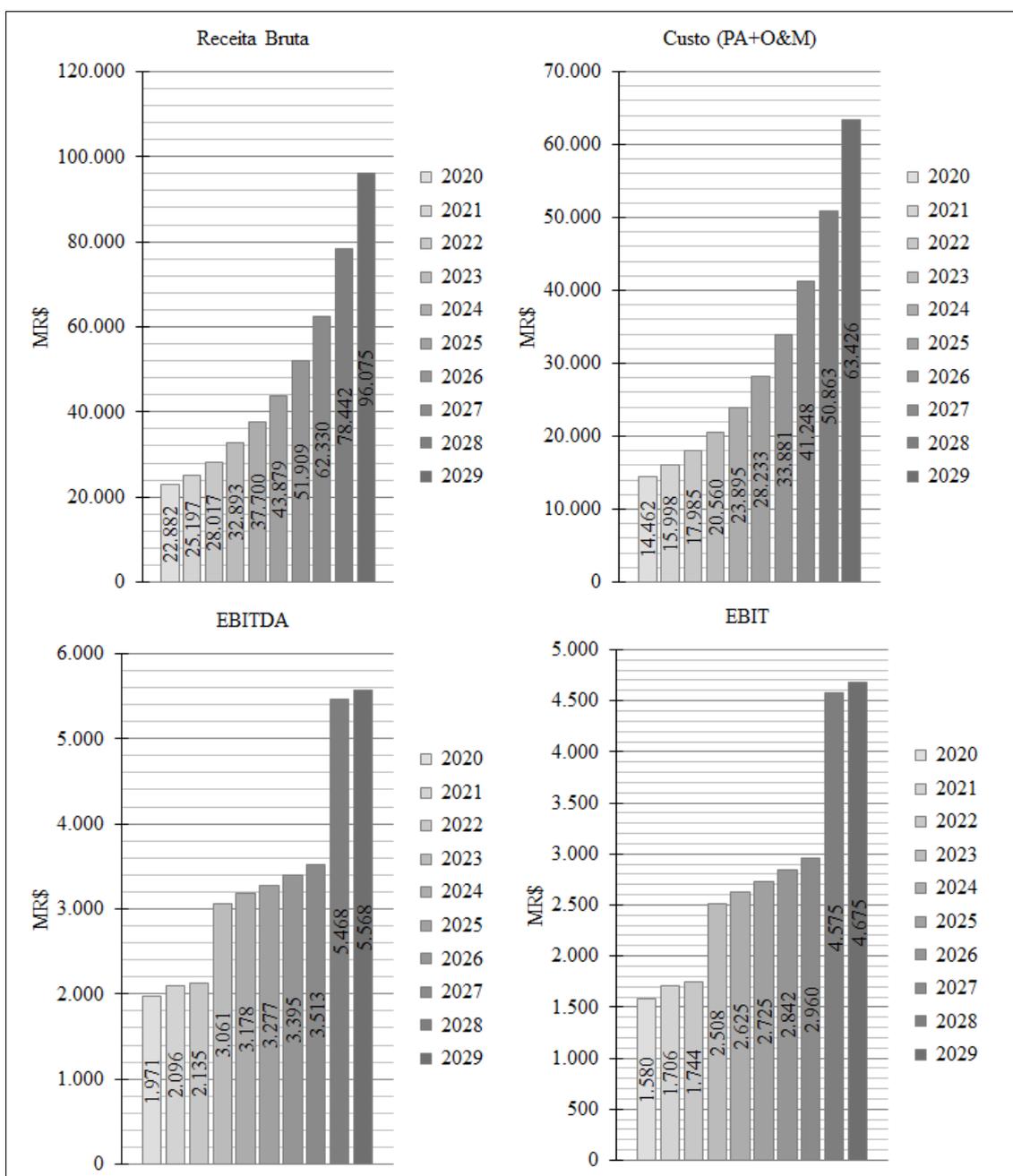


Figura 59: Primeira Etapa de Resultados do Modelo – Cenário Pós-Pandemia. Fonte: o autor.

Na Figura 60 são apresentados os demais indicadores, sendo que o NOPAT segue comportamento de crescimento semelhante aos índices EBITDA e EBITA – o que é natural, já que são cálculos decompostos na mesma base. Da mesma maneira, o EVA, ECA e EWA crescem de forma semelhante ao cenário anterior.

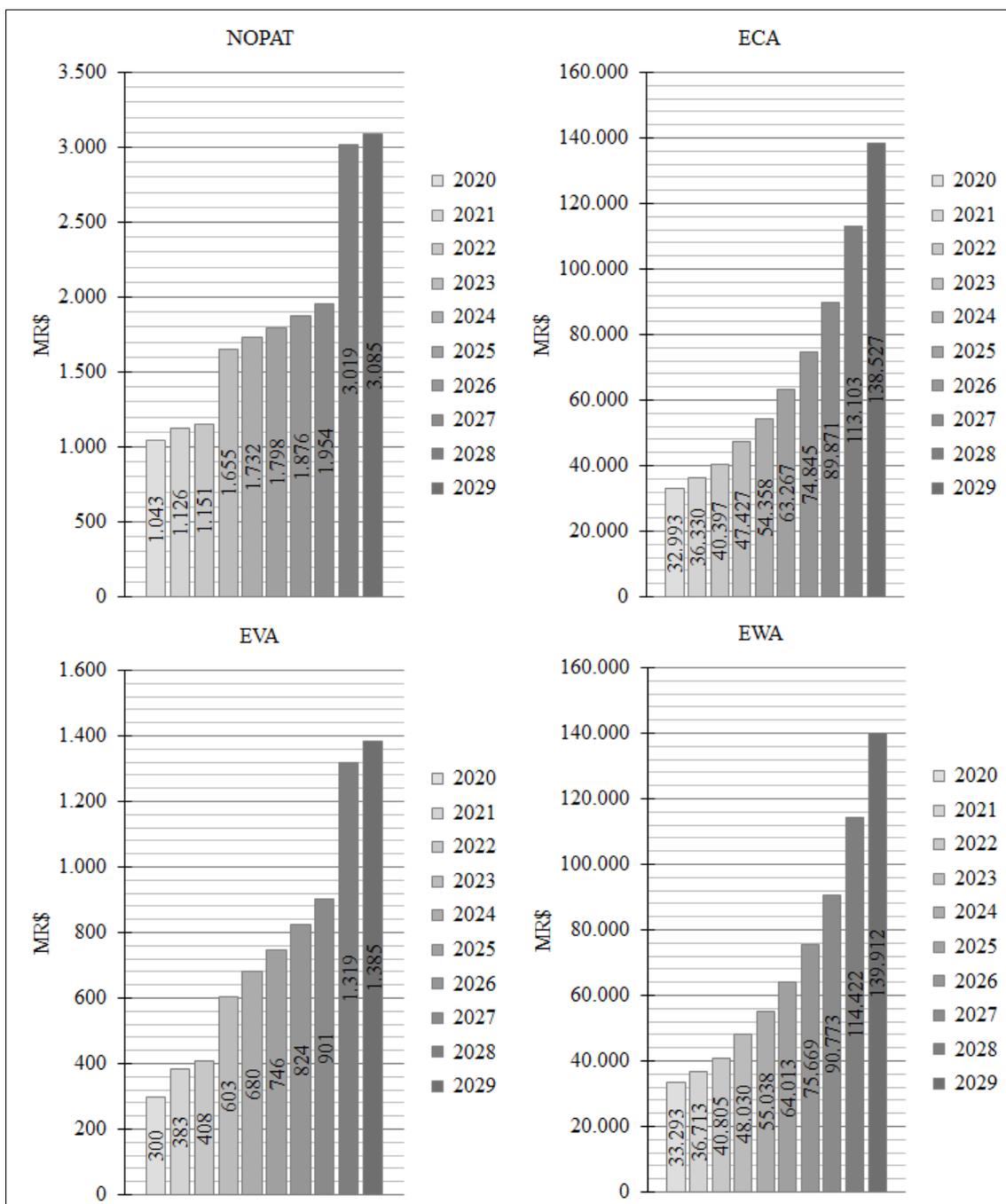


Figura 60: Segunda Etapa de Resultados do Modelo – Cenário Pós-Pandemia. Fonte: o autor.

5.2. DISTRIBUIDORA COM MMGD DO TIPO GERAÇÃO COMPARTILHADA

A Figura 61 apresenta os empreendimentos de MMGD instalados no Brasil por modalidade (dados atualizados até outubro/2020). Salienta-se que a MMGD do tipo Geração Compartilhada representa apenas 0,93% em termos de capacidade instalada – trata-se de 36.957,94 kW em universo de 3.966.226,93 kW.

UNIDADES CONSUMIDORAS COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA			
Modalidade	Quantidade	Quantidade de UCs que recebem os créditos	Potência Instalada (kW)
Autoconsumo remoto	44.012	130.605	734.661,26
Condomínios	189	703	4.534,95
Geração compartilhada	676	2.441	36.957,94
Geração na própria UC	272.001	272.001	3.190.072,78

Figura 61: Modalidades de MMGD Instaladas em outubro de 2020 no Brasil. Fonte: [112].

Ainda que a representatividade da MMGD do tipo Geração Compartilhada seja diminuta, para fins desta pesquisa, até mesmo para cumprir o objetivo previamente delineado, far-se-á a modelagem do impacto desse tipo de geração no cenário basal prospectado para o período de 2020 a 2029 – serão utilizados como premissa de crescimento de mercado os mesmos dados contidos em [48]. É importante deixar claro que foi utilizada a representatividade da MMGD do tipo Geração Compartilhada, 0,93%, nesta prospecção - ou seja, uma vez que o objetivo deste trabalho é avaliar negócios associados exclusivamente à MMGD do tipo Geração Compartilhada, assumiu-se que toda a MMGD existente na modelagem foi reduzida à fração de 0,93% do total de geração distribuída.

As premissas de crescimento de mercado e variação de custo são as mesmas do cenário basal prospectado ao longo do tempo – vide Figuras 54 e 55, que refletem exatamente as expectativas do cenário basal desconsiderando os efeitos da pandemia. Os resultados são apresentados a seguir.

O Gráfico 7 apresenta a tarifa média ao longo do tempo – nota-se que tal razão (R\$/MWh) se manteve em patamar semelhante à tarifa contida no Gráfico 5, uma vez que o impacto causado pela MMGD do Tipo Geração Compartilhada ainda não causa grandes impactos, mesmo considerando o cenário de crescimento contido em [48].

As Figuras 62 e 63 apresentam os resultados – novamente, dada a participação diminuta desse tipo de MMGD, os resultados contidos em tais Figuras se assemelham muito aos dados obtidos nas Figuras 56 e 57.

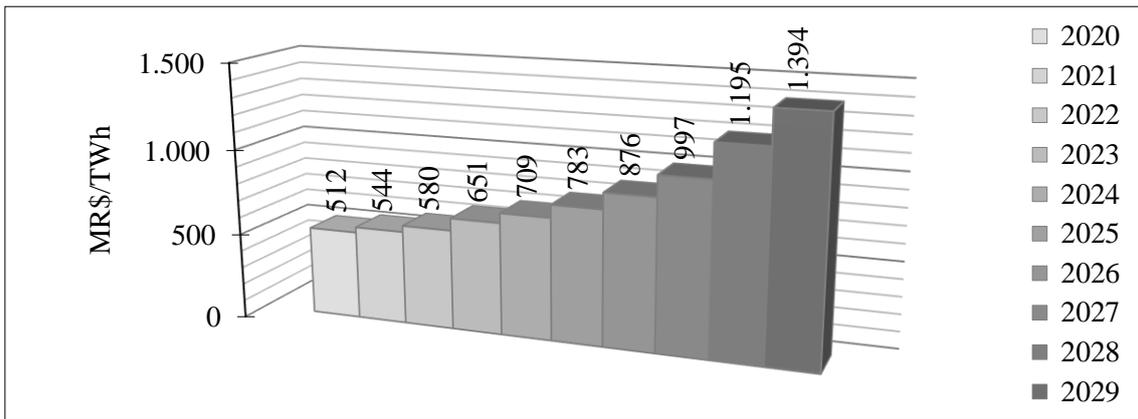


Gráfico 7: Tarifa Média (sem Tributos) calculada para a CEMIG-D em cenário considerando apenas MMGD do Tipo Compartilhada. Fonte: o autor.

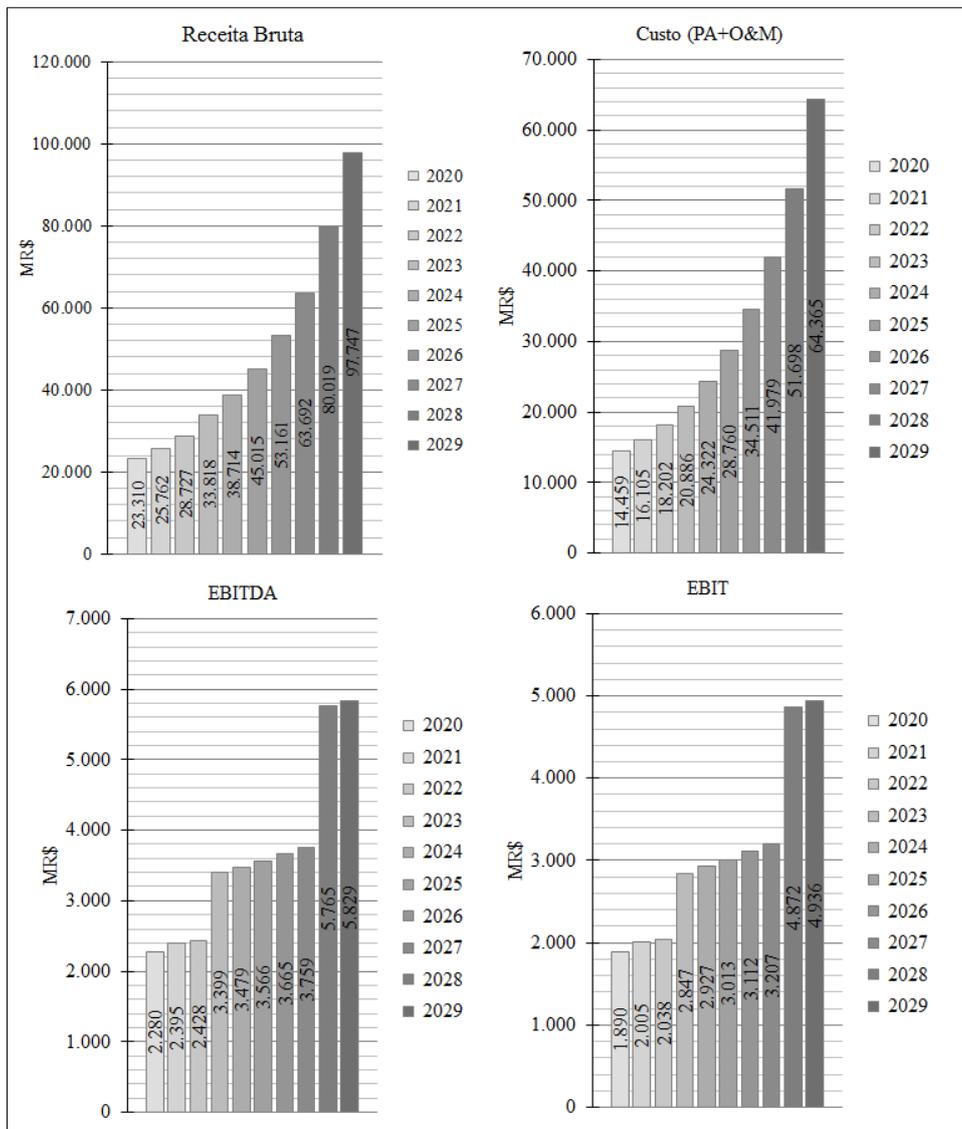


Figura 62: Primeira Etapa de Resultados do Modelo – Cenário com MMGD do Tipo Geração Compartilhada. Fonte: o autor.

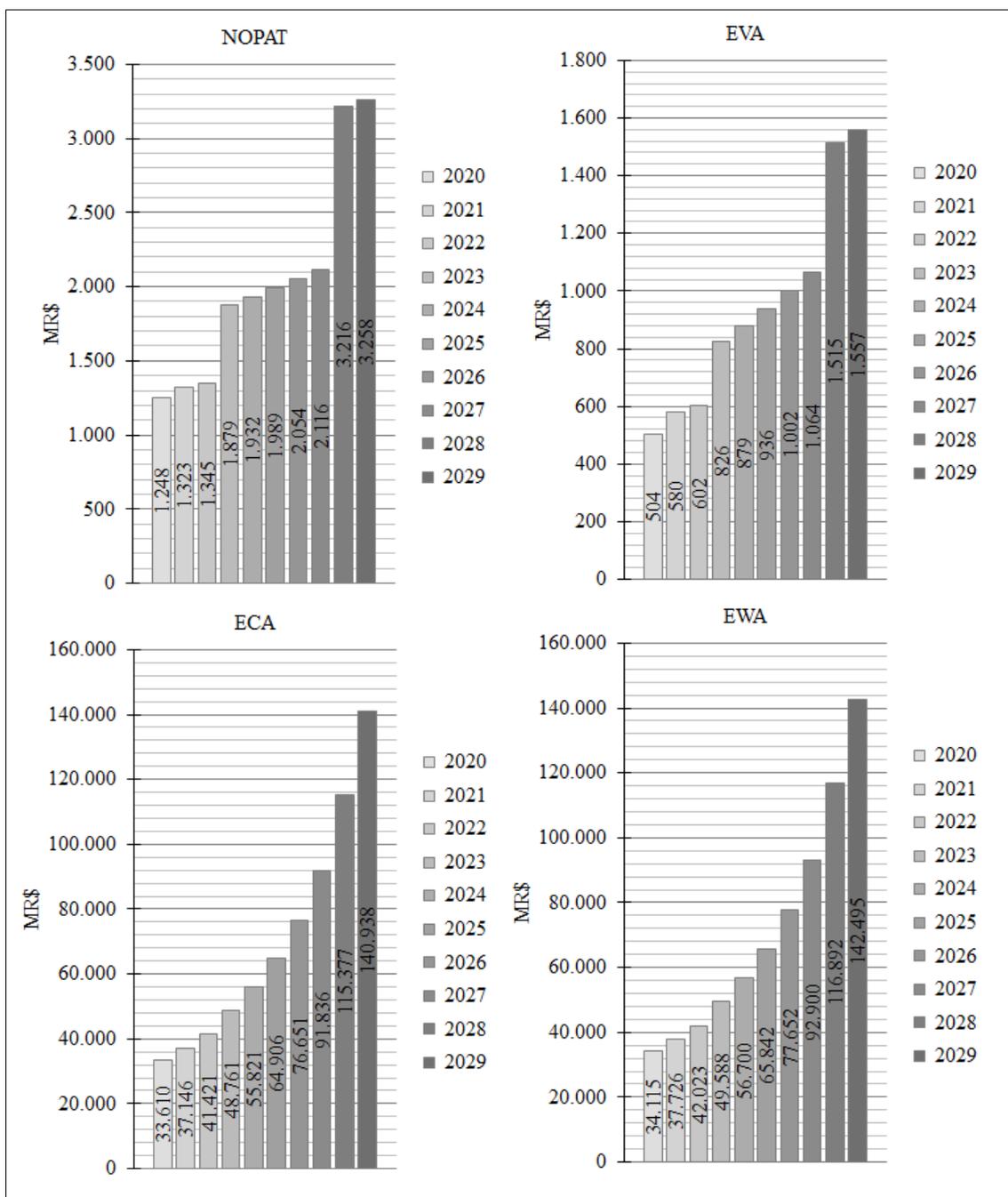


Figura 63: Segunda Etapa de Resultados do Modelo – Cenário com MMGD do Tipo Geração Compartilhada. Fonte: o autor.

Como era de se esperar, os resultados apresentados nessa modelagem não foram muito diferentes dos *outputs* obtidos nas Figuras 56 e 57, isso, pois, a participação de MMDG do Tipo Geração Compartilhada ainda é inexpressiva em termos nacionais. Na sequência serão apresentadas as modelagens associadas aos novos modelos de negócios.

5.3. DISTRIBUIDORA COM MMGD DO TIPO GERAÇÃO COMPARTILHADA E COM A AGREGAÇÃO DE NOVOS NEGÓCIOS SUSTENTÁVEIS ASSOCIADOS AOS SERVIÇOS DE DISTRIBUIÇÃO.

Antes de entrar na modelagem, é necessário esclarecer que a principal fonte para esta prospecção se encontra em cenário internacional, conforme já apresentado em [70], [71], [72], [73], [74], [75], [76], [77], [78], [79] e [80]. Notadamente, o modelo de negócio contido em [70] será utilizado como referência elementar – vale lembrar que esse é o modelo de negócio onde a concessionária com MMGD do Tipo Compartilhada oferece dois tipos de serviços:

1. Venda de cota-parte de potência associada à MMGD; e
2. Serviço de assinatura de pacotes associados à potência da MMGD.

Vale destacar que esta modelagem é mais complexa à medida em que há limitação de acesso às informações paramétricas utilizadas nos modelos de negócios já existentes – haja vista o fato de tais dados (custo, por exemplo) serem de caráter sigiloso sob à ótica de negócio.

Por exemplo, em nível nacional, encontrou-se notícia sobre serviço de assinatura de energia solar, ofertado por uma *startup* brasileira com os seguintes pacotes: (i) residencial com instalação de R\$ 299,00 e mensalidade de R\$ 29,90, e (ii) comercial com instalação de R\$ 399,00 e mensalidade de R\$ 29,90 – com economias que variam de R\$ 10,00 a R\$ 65,00 por mês nas faturas de energia elétrica [113].

Em outra oferta, divulgou-se os dados de empreendimento construído para oferecer serviço de assinatura para utilização de energia solar – vide Tabela 11. Trata-se de investimento em usina fotovoltaica, localizada na região Norte de Minas Gerais, realizado recentemente por uma grande empresa de geração de energia elétrica. A partir de [114], foi possível obter o investimento médio da usina (R\$ 4.423.076,92/MWp); vale mencionar que se trata de empresa com elevada expertise em geração renovável, tendo inclusive negócios em diversos países [115].

Tabela 11 Investimento de MMGD do tipo Compartilhada Sendo Realizado em MG. Fonte: [114].

Perfil da Usina	
Localidade:	município de Pompéu (MG)
Área ocupada:	15,4 mil metros quadrados
Placas fotovoltaicas:	7.920
Capacidade de geração:	2,6 MWp
Investimento:	R\$ 115,5 milhões

Adicionalmente à Tabela 11, como a unidade de medida da grandeza “potência” está em Wp (2,6 Megawatts-pico), entende-se que essa seria a máxima potência que o empreendimento poderia gerar energia, ou seja, considera-se que o pico da potência será de 2,6 MW (cita-se [116]).

Encontrou-se também “clube de energia solar” que desenvolveu uma plataforma para facilitar o acesso à energia renovável de maneira simples para qualquer consumidor – cobra-se taxa de ingresso de R\$ 100,00 para pessoa física e R\$ 1.000,00 para pessoa jurídica, pagos uma única vez, além de pagamento mensal referente à quantidade de cotas adquiridas [117], com redução de no mínimo 20% da fatura de energia elétrica junto à distribuidora. Há ainda empresas que não cobram taxa de adesão, cita-se [118], com oferta de redução de até 20% da fatura de energia.

Em todos esses exemplos há proposta de assinatura de pacote de serviços para utilização de energia proveniente de usina fotovoltaica sem a necessidade de se adquirir uma MMGD exclusiva, ou seja, trata-se de serviço semelhante ao ofertado no conceito de comunidade solar (e que será utilizado neste trabalho como sendo a referência elementar, cita-se novamente [70]) – porém, em nenhum dos exemplos, foi possível identificar informações relevantes (ao nível de estrutura de custo e formação de preço) que pudessem ser explorados em uma simulação: tem-se apenas os valores dos pacotes e, em alguns casos, o custo com a taxa de adesão (ou de entrada), sendo que apenas em um caso, [115], há a divulgação do valor do investimento realizado, porém as informações sobre os pacotes de assinatura ainda não foram apresentadas.

Nesse contexto, e diante da limitação de informações disponíveis em nível de mercado, optou-se, mais uma vez, por conhecer dados públicos divulgados por agentes de Governo; nesse caso, são dados divulgados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, empresa subordinada à ANEEL que, dentre outras responsabilidades, possui a atribuição de viabilizar a atividade de compra e venda de

energia elétrica no Brasil [119]. Logo, buscou-se informações dos últimos leilões de energia elétrica, realizados no Ambiente de Contratação Regulada – ACR, que apresentaram oferta de produtos associados às usinas solares fotovoltaicas (Figuras 64, 65 e 66, com destaque em amarelo para o resultado das usinas solares).



27º Leilão
energia nova (A-4)

27º Leilão de Energia Nova A-4
Produtos

Descrição	Início de Suprimento	Fim de Suprimento	Produto	Nº de horas	Ano de Demanda	Preço Inicial
DISE-20-2022	01/01/2022	31/12/2041	Disponibilidade Eólica	175.320	2022	255,00
DISS-20-2022	01/01/2022	31/12/2041	Disponibilidade Solar	175.320	2022	312,00
DIST-20-2022	01/01/2022	31/12/2041	Disponibilidade Termelétrica	175.320	2022	329,00
QTD-30-2022	01/01/2022	31/12/2051	Quantidade	262.968	2022	291,00

Figura 64: 27º Leilão de Energia Nova, 2018: Resultado por Produto. Fonte: [120].



29º Leilão
energia nova (A-4)

29º Leilão de Energia Nova A-4
Produtos

DESCRIÇÃO	INÍCIO DE SUPRIMENTO	FIM DE SUPRIMENTO	PRODUTO	NÚMERO DE HORAS	PREÇO INICIAL (R\$/MWh)
DISB-20-2023	01/01/2023	31/12/2042	DISPONIBILIDADE BIOMAS	175.320	311,00
QTDE-20-2023	01/01/2023	31/12/2042	QUANTIDADE EÓLICA	175.320	208,00
QTDH-30-2023	01/01/2023	31/12/2052	QUANTIDADE HIDRO	262.992	288,00
QTDS-20-2023	01/01/2023	31/12/2042	QUANTIDADE SOLAR	175.320	276,00

Figura 65: 29º Leilão de Energia Nova, 2019: Resultado por Produto. Fonte: [120].



LEILÃO - GERAÇÃO
Ambiente de Contratação Regulada - ACR

30º Leilão de Energia Nova A-6
Produtos

DESCRIÇÃO	INÍCIO DE SUPRIMENTO	FIM DE SUPRIMENTO	TIPO	FONTES	NÚMERO DE HORAS	ANO DE DEMANDA	PREÇO INICIAL
DIST-2025-25	01/01/2025	31/12/2049	Disponibilidade	Biomassa, Carvão e Gás Natural	219.144	2025	292,00
QTDE-2025-20	01/01/2025	31/12/2044	Quantidade	Eólica	175.320	2025	189,00
QTDH-2025-30	01/01/2025	31/12/2054	Quantidade	CGH, PCH e UHE	262.968	2025	285,00
QTDS-2025-20	01/01/2025	31/12/2044	Quantidade	SOLAR	175.320	2025	209,00

Figura 66: 30º Leilão de Energia Nova, 2019: Resultado por Produto. Fonte: [120].

Vale salientar que os dados divulgados nas Figuras anteriores se referem ao Preço Inicial do Leilão— além disso, em cada um desses leilões, é possível identificar os empreendimentos ganhadores, bem como seus valores de investimentos e preços ofertados. Por exemplo, para o 30º Leilão de Energia Nova (Figura 67), o último realizado

até o presente momento, mostra-se, na Figura 66, os dados dos empreendimentos vencedores – mais uma vez, é possível conhecer o investimento total, potência instalada da usina, energia comercializada em cada ano, bem como os preços etc.

EMPREENDI- MENTO	C.E.G.	UF	SUBMERCA- DO	INVESTIMENTO (R\$)	POTÊNCIA HABILITADA (MW)	POTÊNCIA FINAL INSTALADA C.C. (MWp)	GARANTIA FÍSICA (MWm)	ENERGIA (MWh)	PREÇO INICIAL (R\$/MWh)	PREÇO DE LANCE (R\$/MWh)	MONTANTE NEGOCIADO (R\$)
GRAVIOLA 1	UFV.RS.PI.036925-0.01	PI	NE	289.584.000,00	75,000	99,828	22,900	2.068.776,000	209,00	84,50	174.811.572,00
GRAVIOLA 2	UFV.RS.PI.036926-8.01	PI	NE	289.584.000,00	75,000	99,828	22,900	2.068.776,000	209,00	84,55	174.915.010,80
GRAVIOLA 3	UFV.RS.PI.037745-7.01	PI	NE	289.584.000,00	75,000	99,828	23,000	1.262.304,000	209,00	84,00	106.033.536,00
GRAVIOLA 4	UFV.RS.PI.037746-5.01	PI	NE	289.584.000,00	75,000	99,828	22,900	1.262.304,000	209,00	84,00	106.033.536,00
GAMELEIRA 1	UFV.RS.CE.040708-9.01	CE	NE	141.510.000,00	30,000	36,936	8,600	455.832,000	209,00	84,39	38.467.662,48
GAMELEIRA 2	UFV.RS.CE.040709-7.01	CE	NE	141.510.000,00	30,000	36,936	8,600	455.832,000	209,00	84,38	38.463.104,16
GAMELEIRA 3	UFV.RS.CE.040710-0.01	CE	NE	141.510.000,00	30,000	36,936	8,600	455.832,000	209,00	84,37	38.458.545,84
GAMELEIRA 4	UFV.RS.CE.040711-9.01	CE	NE	141.510.000,00	30,000	36,936	8,600	455.832,000	209,00	84,36	38.453.987,52
LUIZ GONZAGA I	UFV.RS.PE.045057-0.01	PE	NE	121.006.810,00	30,000	38,808	9,000	473.364,000	209,00	84,40	39.951.921,60
SERRA DO MEL I	UFV.RS.RN.037811-9.01	RN	NE	223.574.150,00	60,000	82,485	20,900	1.104.516,000	209,00	84,90	93.773.408,40
SERRA DO MEL I	UFV.RS.RN.037812-7.01	RN	NE	74.524.720,00	20,000	27,495	7,000	368.172,000	209,00	84,00	30.926.448,00
				2.143.481.680,00	530,000	695,844	163,000	10.431.540,000		84,39	880.288.732,80

Figura 67: 30º Leilão de Energia Nova, 2019: Resultado do Vendedor Fotovoltaico. Fonte: [120].

Como era de se esperar, as informações divulgadas pelo Governo possuem quantidade maior de dados, o que permite avaliações mais consistentes – por esse motivo, neste trabalho, optou-se por realizar as simulações a partir dos dados oficiais divulgados pela CCEE nos resultados dos leilões, especificamente no 30º Leilão de Energia Nova, que foi o último realizado e que contém as informações mais atualizadas a respeito da tecnologia fotovoltaica e seus custos. Ou seja, o preço de referência para o serviço a ser ofertado para a energia associada à MMGD do tipo Geração Compartilhada foi baseado nos dados divulgados pela CCEE em [120]. Nesse contexto, entende-se que a premissa adotada é consistente na medida em que os próprios leilões promovem a competitividade entre os ofertantes e firmam contratos por período de 20 anos – bastante alinhados com o tempo de vida útil dos equipamentos de geração fotovoltaica, cita-se [121], [122], [123], [124] e [125].

Ademais, como já comentado, trata-se apenas de preço de referência, sendo que a avaliação será realizada de maneira ampla, isto é, ter-se-á o preço da energia negociada no 30º Leilão de Energia Nova, o qual será decrementado/incrementado para permitir a avaliação de diversos cenários – nesse sentido, a Tabela 12 apresenta os preços que serão avaliados nas modelagens.

Tabela 12: Premissa para o Preço dos Serviços. Fonte: o autor, a partir de [120].

Tipo de Preço	Cenário	Preço Inicial (R\$/MWh)
Preço Decremental	-10	74,39
Preço Decremental	-9	75,39
Preço Decremental	-8	76,39
Preço Decremental	-7	77,39
Preço Decremental	-6	78,39
Preço Decremental	-5	79,39
Preço Decremental	-4	80,39
Preço Decremental	-3	81,39
Preço Decremental	-2	82,39
Preço Decremental	-1	83,39
Preço de Referência	0	84,39
Preço Incremental	1	85,39
Preço Incremental	2	86,39
Preço Incremental	3	87,39
Preço Incremental	4	88,39
Preço Incremental	5	89,39
Preço Incremental	6	90,39
Preço Incremental	7	91,39
Preço Incremental	8	92,39
Preço Incremental	9	93,39
Preço Incremental	10	94,39

Resta complementar que serão avaliados 21 cenários de simulação baseado em preços, sendo: (i) o Cenário 0 a referência, ou seja, o preço médio final do 30º Leilão de Energia Nova (R\$ 84,39/MWh), (ii) os Cenários de -10 a -1 representando contexto de decremento de preço a partir da referência e, por fim, (iii) os Cenários de 1 a 10 representando contexto de incremento de preço a partir da referência – vale mencionar, mais uma vez, que por falta de informações consistentes, definiu-se a taxa de variação de preço de forma arbitrária no valor de \pm R\$ 1,00/MWh. Essa premissa, ainda que seja simples, permite avaliar de forma mais abrangente e padronizada cenários hipotéticos definidos a partir de dados reais de mercado, além disso, permite avaliar a efetividade dos modelos de negócio a partir de uma ampla visão de preços.

5.3.1. AVALIAÇÃO DE CENÁRIOS DE NOVOS NEGÓCIOS SUSTENTÁVEIS DE MMGD DO TIPO GERAÇÃO COMPARTILHADA

Inicialmente, cabe esclarecer que os cenários aqui modelados têm o objetivo de contribuir para as discussões públicas associadas às alterações de [32]. Menciona-se que

tal contribuição é inovadora quanto ao uso do TAROT para análise à medida em que apresenta alternativa ainda não explorada pela ANEEL e agentes no âmbito das discussões públicas associadas à regulação da MMGD – ou seja, tal avaliação traz luz ao debate público a partir da avaliação de novos negócios sustentáveis às Distribuidoras em função do surgimento (e expansão) da MMGD, especificamente do tipo Geração Compartilhada.

Outra contribuição importante relaciona-se à abrangência (inclusão social) desse modelo de negócio, ou seja, uma vez que esse serviço permite o uso de energia fotovoltaica com preço mais acessível e sem a necessidade de adquirir e instalar os equipamentos – realidade distante para a grande maioria da sociedade brasileira –, permite-se inferir que o novo modelo de negócio tende a aumentar o uso da geração distribuída por unidades consumidoras de menor poder aquisitivo.

Ainda que esta modelagem seja oportuna, dado o momento regulatório do Brasil, convém esclarecer que há elevado desafio nesta pesquisa, haja vista o fato desta discussão ser ainda incipiente e, por esse motivo, carecer de informações que proporcionem melhor dimensionamento das variáveis/premissas.

Finalmente, é justo enfatizar também que todas as premissas assumidas nesta modelagem dependem de alteração da regulação atual – isto é, a regra vigente do setor elétrico nacional, aplicada ao segmento de distribuição de energia elétrica, não permite que esse tipo de serviço seja prestado por distribuidoras, mas, por outro lado, a proposta deste trabalho é exatamente a de avaliar cenários considerando a inserção de negócios sustentáveis às distribuidoras em função do surgimento (e expansão) de MMGD, com o objetivo de contribuir para o processo de melhoria e modernização das regras e, conseqüentemente, do próprio setor elétrico.

5.3.1.1. PREMISSAS ESPECÍFICAS

Para esta modelagem, como o preço foi definido a partir de custos associados à montantes específicos de energia, vide [120] e Tabela 12, é possível avaliar os cenários considerando que todo o montante de energia demandado foi atendido naqueles preços sem necessariamente sinalizar o tipo de serviço. Ou seja, como o modelo é uma simplificação da realidade, essa premissa é coerente, haja vista a falta de informações consistentes que possibilitem maior nível de detalhamento a serem incorporados no cálculo – assim, permitiu-se considerar oferta de um “serviço” que proporcione a

utilização de energia associada à MMGD sem sinalizar necessariamente se é referente a vendas de quota-parte da usina ou a assinaturas de pacotes de serviços específicos [70].

Mais uma vez, como o preço foi definido a partir de dado real de leilão de energia elétrica, cujo tempo de contratação será de 20 anos [120], assumiu-se que a depreciação média do conjunto de equipamento dos empreendimentos fotovoltaicos é de 5% a.a., ou seja, a premissa é que a MMGD depreciará totalmente no período de 20 anos.

De forma a manter o padrão para todas as simulações, neste cenário também se optou por desconsiderar os efeitos de inflação ao longo do período em análise – ou seja, assumiu-se inflação nula. Notadamente, como a inflação é repassada aos preços finais, seu impacto acaba sendo neutro no resultado, isto é, a inflação percebida no custo compõe o preço. Dessa forma, desconsiderar seus efeitos não traz prejuízo à avaliação.

Outra premissa importante refere-se ao valor de investimento: calculou-se valor médio de investimento (R\$/MWh) a partir de [120]; o resultado foi de R\$ 205,48/MWh. A partir dessa informação, assumiu-se que a distribuidora possui valor de investimento (médio) para “implementar” usinas que entreguem a energia demandada a partir de [48], vide Figura 9, ponderada pela participação da MMGD do Tipo Geração Compartilhada divulgada em [109], vide Figura 61.

Por sua vez, as perdas de energia foram definidas a partir da planilha SPARTA da CEMIG-D, referentes ao processo de RTA do ano de 2020, vide [45].

O custo de capital (r_{wacc}) foi definido conforme cálculo regulatório realizado pela ANEEL para a implementação de empreendimentos de geração de energia elétrica em nível Brasil – sendo, 6,96% a.a. após os impostos, e 10,55% a.a. antes dos impostos [126]. Eventualmente, em função do surgimento de estudos específicos e que atendam as limitações desta pesquisa, tal premissa pode ser alterada e a modelagem realizada novamente. Por sua vez, os tributos sobre as receitas foram obtidos de [45] – trata-se dos mesmos dados utilizados nas modelagens anteriores.

Para determinação do custo com operação e manutenção dos empreendimentos (O&M), atribuiu-se valor anual médio considerando 1,00% do investimento inicial, conforme orienta [127]. Dessa maneira, a partir de [120], o custo médio de operação e manutenção foi determinado em R\$ 2,05/MWh.

Resta salientar que a modelagem será realizada considerando a independência deste novo modelo de negócio frente aos demais serviços prestados pela distribuidora, ou

seja, com o objetivo de permitir maior criticidade aos cálculos, preferiu-se isolar o novo modelo de negócio para melhor clareza na avaliação de sua efetividade. Vale dizer ainda que essa premissa é totalmente coerente com a realidade da própria empresa e suas atividades, isto é, cada serviço prestado pela concessionária – geração e distribuição de energia elétrica – possui características específicas que refletem em riscos específicos e, conseqüentemente, resultados também específicos.

Adicionalmente, no próprio Manual de Contabilidade do Setor Elétrico [128], a ANEEL orienta que atividades distintas devem possuir registros contábeis distintos (mesmo sendo prestados pela mesma empresa – vale mencionar que já é permitido à distribuidoras de energia elétrica, cujo mercado anual seja inferior a 500 GWh, gerar energia [129]; por outro lado, são poucas empresas nessa condição e, normalmente, utilizam-se de PCHs próprias):

“13. As concessionárias e permissionárias procederão aos registros contábeis segregados por atividade de Geração, Transmissão, Distribuição e Comercialização, sendo que para as contas representativas do Ativo Imobilizado, do Ativo Diferido, das Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica, dos Bens e Direitos Destinados a Alienação e de Resultado, essa segregação será efetuada em nível de 1º grau. Para as demais contas patrimoniais poderá ser feita a segregação em nível suplementar. A apresentação do balanço (Ativo e Passivo), por atividade para as contas que não permitem a segregação por atividade será opcional”. [128] (Grifou-se)

Além disso, insta rememorar, mais uma vez, que o cenário basal – apresentado na Seção 5.1 – foi utilizado como contexto estruturante para estas simulações.

Por fim, a partir das premissas adotadas anteriormente foi possível realizar a avaliação consistente com a proposta deste trabalho. Por outro lado, quando novos estudos associados à esta pesquisa forem elaborados, as premissas aqui apresentadas podem ser facilmente alteradas e os cenários recalculados – essa é uma das grandes vantagens do Modelo TAROT, pois, ao mesmo tempo em que se trata de modelo consistente para a finalidade proposta, é também flexível (ao permitir simplificações e inclusão de diversas variáveis) e fácil de ser ajustado.

5.3.1.2. RESULTADOS

Inicialmente, vale mencionar que esta modelagem foi realizada considerando 21 cenários de avaliação pelo período de 2020 a 2029 (10 anos) – utilizando premissa de crescimento de mercado de MMGD divulgada em [48], ponderada pela participação da MMGD do Tipo Geração Compartilhada contida em [112].

Ademais, visando produtividade na demonstração dos resultados, optou-se por divulgar uma análise completa apenas para o Cenário 0, uma vez que é esse cenário que possui o preço de referência obtido em [120], e, tão somente, para os anos de 2020, 2025 e 2029 – sendo que para todos os cenários e anos os excedentes foram divulgados através de análise gráfica (vide Gráficos 8, 9 e 10).

Na Tabela 13 são apresentados os resultados para o Cenário 0 em 2020. Ainda que a representatividade desse tipo de MMGD seja diminuta, os resultados se mostraram satisfatórios na medida em que todos os excedentes perceberam reflexos positivos, vide Tabela 13 e 14, com valores de MR\$ 0,78, MR\$ 3,96 e MR\$ 4,73 para *EVA*, *ECA* e *EWA*, respectivamente.

Tabela 13: Cenário 0 em 2020: Resultado Distribuidora. Fonte: o autor.

Variável do Modelo	Nome da Variável	Tipo	Ano Basal	Unidade	2020
<i>R</i>	<i>Receita Bruta</i>	<i>Calculada</i>	2020	MR\$	2,74
<i>T_{receita}</i>	<i>Tributo Sobre Receita</i>	<i>Calculada</i>	2020	MR\$	0,77
<i>R_L</i>	<i>Receita Líquida</i>	<i>Calculada</i>	2020	MR\$	1,97
<i>C_{PA+O&M}</i>	<i>Custo (PA+O&M)</i>	<i>Composição de Dados</i>	2020	MR\$	0,05
<i>EBITDA</i>	<i>EBITDA</i>	<i>Calculada</i>	2020	MR\$	1,92
<i>D</i>	<i>Depreciação</i>	<i>Dado</i>	2020	MR\$	0,24
<i>EBIT</i>	<i>EBIT</i>	<i>Calculada</i>	2020	MR\$	1,68
<i>T_{lucro}</i>	<i>Tributo Sobre Lucro</i>	<i>Calculada</i>	2020	MR\$	0,57
<i>NOPAT</i>	<i>NOPAT</i>	<i>Calculada</i>	2020	MR\$	1,11
<i>R_{capital}</i>	<i>Remun. Líq. Sobre o Capital</i>	<i>Dado</i>	2020	MR\$	0,33
<i>EVA</i>	<i>Excedente da Distribuidora</i>	<i>Calculada</i>	2020	MR\$	0,78

Tabela 14: Cenário 0 em 2020: Resultado Geral. Fonte: o autor.

Variável do Modelo	Nome da Variável	Tipo	Ano Basal	Unidade	2020
<i>ECA</i>	<i>Excedente Consumidor</i>	<i>Calculada</i>	2020	MR\$	3,96
<i>EVA</i>	<i>Excedente Distribuidora</i>	<i>Calculada</i>	2020	MR\$	0,78

Variável do Modelo	Nome da Variável	Tipo	Ano Basal	Unidade	2020
<i>EWA</i>	<i>Bem-estar Socioeconômico</i>	<i>Calculada</i>	2020	<i>MR\$</i>	4,73

A Tabela 15, por sua vez, apresenta as variáveis e premissas utilizadas na modelagem – vale mencionar que a energia negociada neste cenário, 0,02 TWh, representa exatamente a proporção de 0,93% apresentada em [112] para o ano de 2020 com base no volume total prospectado em [48].

Tabela 15: Cenário 0 em 2020: Premissas. Fonte: o autor.

Variável do Modelo	Nome da Variável	Tipo	Ano Basal	Unidade	2020
<i>E</i>	<i>Energia Requerida</i>	<i>Dado</i>	2020	<i>TWh</i>	0,02
<i>T</i>	<i>Tarifa Média (s/ Tributo)</i>	<i>Calculada</i>	2020	<i>MR\$/TWh</i>	84,39
<i>b</i>	<i>Saciedade</i>	<i>Calculada</i>	2020	<i>MR\$/(TWh²)</i>	14.516,44
<i>U</i>	<i>Utilidade</i>	<i>Calculada</i>	2020	<i>MR\$</i>	5,93
<i>UM</i>	<i>Utilidade Marginal</i>	<i>Calculada</i>	2020	<i>MR\$/TWh</i>	84,39
ϵ	<i>Elasticidade</i>	<i>Calculada</i>	1970-1980	<i>Adimensional</i>	0,2490
ϵ_R	<i>Elasticidade Residencial</i>	<i>Dado</i>	1970-1980	<i>Adimensional</i>	0,0300
ϵ_C	<i>Elasticidade Comercial</i>	<i>Dado</i>	1970-1980	<i>Adimensional</i>	0,0063
ϵ_I	<i>Elasticidade Industrial</i>	<i>Dado</i>	1970-1980	<i>Adimensional</i>	0,2127
<i>B</i>	<i>Base Remun. Líquida</i>	<i>Dado</i>	2020	<i>MR\$</i>	4,80
r_w	<i>Taxa Remun. Líq. Cap.</i>	<i>Dado</i>	2020	<i>Adimensional</i>	0,0696
μ	<i>Alíquota de Trib. Receita</i>	<i>Dado</i>	2020	<i>Adimensional</i>	0,2819
<i>t</i>	<i>Alíquota de Trib. Lucro</i>	<i>Dado</i>	2020	<i>Adimensional</i>	0,3400

As Tabelas 16 a 18 apresentam o resultado do Cenário 0 em 2025. O aumento da energia vendida resulta, conseqüentemente, em aumento dos resultados: assim, *EVA*, *ECA* e *EWA* percebem valores de MR\$ 2,12, MR\$ 10,80 e MR\$ 12,91, respectivamente.

Tabela 16: Cenário 0 em 2025: Resultado Distribuidora. Fonte: o autor.

Variável do Modelo	Nome da Variável	Tipo	Unidade	2025
<i>R</i>	<i>Receita Bruta</i>	<i>Calculada</i>	<i>MR\$</i>	7,49
<i>T_{receita}</i>	<i>Tributo Sobre Receita</i>	<i>Calculada</i>	<i>MR\$</i>	2,11
<i>R_L</i>	<i>Receita Líquida</i>	<i>Calculada</i>	<i>MR\$</i>	5,38
<i>C_{PA+O&M}</i>	<i>Custo (PA+O&M)</i>	<i>Composição de Dados</i>	<i>MR\$</i>	0,13
<i>EBITDA</i>	<i>EBITDA</i>	<i>Calculada</i>	<i>MR\$</i>	5,25
<i>D</i>	<i>Depreciação</i>	<i>Dado</i>	<i>MR\$</i>	0,65
<i>EBIT</i>	<i>EBIT</i>	<i>Calculada</i>	<i>MR\$</i>	4,59

Variável do Modelo	Nome da Variável	Tipo	Unidade	2025
T_{lucro}	<i>Tributo Sobre Lucro</i>	<i>Calculada</i>	<i>MR\$</i>	1,56
<i>NOPAT</i>	<i>NOPAT</i>	<i>Calculada</i>	<i>MR\$</i>	3,03
$R_{capital}$	<i>Remun. Líq. Sobre o Capital</i>	<i>Dado</i>	<i>MR\$</i>	0,91
<i>EVA</i>	<i>Excedente da Distribuidora</i>	<i>Calculada</i>	<i>MR\$</i>	2,12

Tabela 17: Cenário 0 em 2025: Resultado Geral. Fonte: o autor.

Variável do Modelo	Nome da Variável	Tipo	Unidade	2025
<i>ECA</i>	<i>Excedente Consumidor</i>	<i>Calculada</i>	<i>MR\$</i>	10,80
<i>EVA</i>	<i>Excedente Distribuidora</i>	<i>Calculada</i>	<i>MR\$</i>	2,12
<i>EWA</i>	<i>Bem-estar Socioeconômico</i>	<i>Calculada</i>	<i>MR\$</i>	12,91

Tabela 18: Cenário 0: Premissas. Fonte: o autor.

Variável do Modelo	Nome da Variável	Tipo	Unidade	2025
E	<i>Energia Requerida</i>	<i>Dado</i>	<i>TWh</i>	0,06
T	<i>Tarifa Média (s/ Tributo)</i>	<i>Calculada</i>	<i>MR\$/TWh</i>	84,39
b	<i>Saciedade</i>	<i>Calculada</i>	<i>MR\$/(TWh²)</i>	5.318,62
U	<i>Utilidade</i>	<i>Calculada</i>	<i>MR\$</i>	16,17
UM	<i>Utilidade Marginal</i>	<i>Calculada</i>	<i>MR\$/TWh</i>	84,39
ε	<i>Elasticidade</i>	<i>Calculada</i>	<i>Adimensional</i>	0,2490
ε_R	<i>Elasticidade Residencial</i>	<i>Dado</i>	<i>Adimensional</i>	0,0300
ε_C	<i>Elasticidade Comercial</i>	<i>Dado</i>	<i>Adimensional</i>	0,0063
ε_I	<i>Elasticidade Industrial</i>	<i>Dado</i>	<i>Adimensional</i>	0,2127
B	<i>Base Remun. Líquida</i>	<i>Dado</i>	<i>MR\$</i>	13,09
r_w	<i>Taxa Remun. Líq. Cap.</i>	<i>Dado</i>	<i>Adimensional</i>	0,0696
μ	<i>Alíquota de Trib. Receita</i>	<i>Dado</i>	<i>Adimensional</i>	0,2819
t	<i>Alíquota de Trib. Lucro</i>	<i>Dado</i>	<i>Adimensional</i>	0,3400

O crescimento continua para 2029, haja vista o crescimento da venda de energia – dessa maneira, os resultados são MR\$ 4,07, MR\$ 20,76 e MR\$ 24,84 para *EVA*, *ECA* e *EWA*, respectivamente (vide Tabelas 19 a 21).

Tabela 19: Cenário 0 em 2029: Resultado Distribuidora. Fonte: o autor.

Variável do Modelo	Nome da Variável	Tipo	Unidade	2029
R	<i>Receita Bruta</i>	<i>Calculada</i>	<i>MR\$</i>	14,40
$T_{receita}$	<i>Tributo Sobre Receita</i>	<i>Calculada</i>	<i>MR\$</i>	4,06
R_L	<i>Receita Líquida</i>	<i>Calculada</i>	<i>MR\$</i>	10,34
$C_{PA+O\&M}$	<i>Custo (PA+O&M)</i>	<i>Composição de Dados</i>	<i>MR\$</i>	0,25
<i>EBITDA</i>	<i>EBITDA</i>	<i>Calculada</i>	<i>MR\$</i>	10,09
D	<i>Depreciação</i>	<i>Dado</i>	<i>MR\$</i>	1,26

Variável do Modelo	Nome da Variável	Tipo	Unidade	2029
<i>EBIT</i>	<i>EBIT</i>	<i>Calculada</i>	<i>MR\$</i>	8,83
T_{lucro}	<i>Tributo Sobre Lucro</i>	<i>Calculada</i>	<i>MR\$</i>	3,00
<i>NOPAT</i>	<i>NOPAT</i>	<i>Calculada</i>	<i>MR\$</i>	5,83
$R_{capital}$	<i>Remun. Líq. Sobre o Capital</i>	<i>Dado</i>	<i>MR\$</i>	1,75
<i>EVA</i>	<i>Excedente da Distribuidora</i>	<i>Calculada</i>	<i>MR\$</i>	4,07

Tabela 20: Cenário 0 em 2029: Resultado Geral. Fonte: o autor.

Variável do Modelo	Nome da Variável	Tipo	Unidade	2029
<i>ECA</i>	<i>Excedente Consumidor</i>	<i>Calculada</i>	<i>MR\$</i>	20,76
<i>EVA</i>	<i>Excedente Distribuidora</i>	<i>Calculada</i>	<i>MR\$</i>	4,07
<i>EWA</i>	<i>Bem-estar Socioeconômico</i>	<i>Calculada</i>	<i>MR\$</i>	24,84

Tabela 21: Cenário 0 em 2029: Premissas. Fonte: o autor.

Variável do Modelo	Nome da Variável	Tipo	Unidade	2029
E	<i>Energia Requerida</i>	<i>Dado</i>	<i>TWh</i>	0,12
T	<i>Tarifa Média (s/ Tributo)</i>	<i>Calculada</i>	<i>MR\$/TWh</i>	84,39
b	<i>Saciedade</i>	<i>Calculada</i>	<i>MR\$/(TWh²)</i>	2.765,68
U	<i>Utilidade</i>	<i>Calculada</i>	<i>MR\$</i>	31,10
UM	<i>Utilidade Marginal</i>	<i>Calculada</i>	<i>MR\$/TWh</i>	84,39
ϵ	<i>Elasticidade</i>	<i>Calculada</i>	<i>Adimensional</i>	0,2490
ϵ_R	<i>Elasticidade Residencial</i>	<i>Dado</i>	<i>Adimensional</i>	0,0300
ϵ_C	<i>Elasticidade Comercial</i>	<i>Dado</i>	<i>Adimensional</i>	0,0063
ϵ_I	<i>Elasticidade Industrial</i>	<i>Dado</i>	<i>Adimensional</i>	0,2127
B	<i>Base Remun. Líquida</i>	<i>Dado</i>	<i>MR\$</i>	25,18
r_w	<i>Taxa Remun. Líq. Cap.</i>	<i>Dado</i>	<i>Adimensional</i>	0,0696
μ	<i>Alíquota de Trib. Receita</i>	<i>Dado</i>	<i>Adimensional</i>	0,2819
t	<i>Alíquota de Trib. Lucro</i>	<i>Dado</i>	<i>Adimensional</i>	0,3400

Por fim, os resultados dos excedentes ao longo do tempo estão contidos nos Gráficos 8, 9 e 10. Nota-se que esses são crescentes ao longo do tempo à medida que mais MMGDs entram em operação – isso quer dizer que os novos modelos de negócios sustentáveis propostos às empresas podem ser alternativa interessante para o enfrentamento dos desafios regulatórios e de mercado.

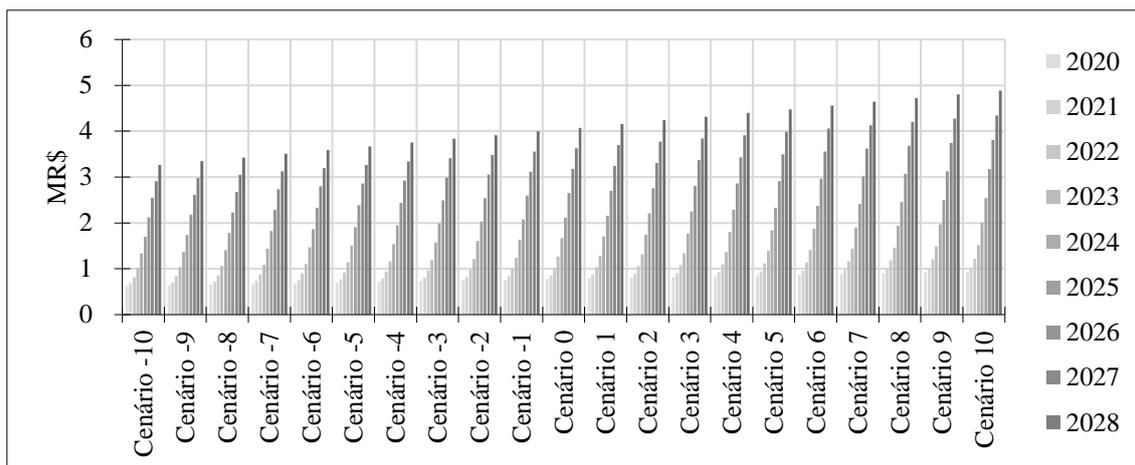


Gráfico 8: EVA para 21 Cenários por 10 anos. Fonte: o autor.

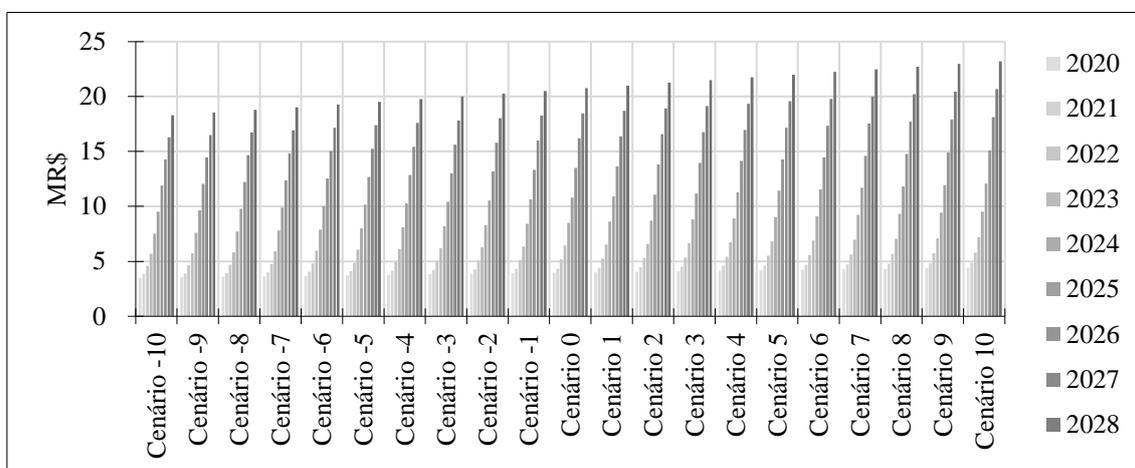


Gráfico 9: ECA para 21 Cenários por 10 anos. Fonte: o autor.

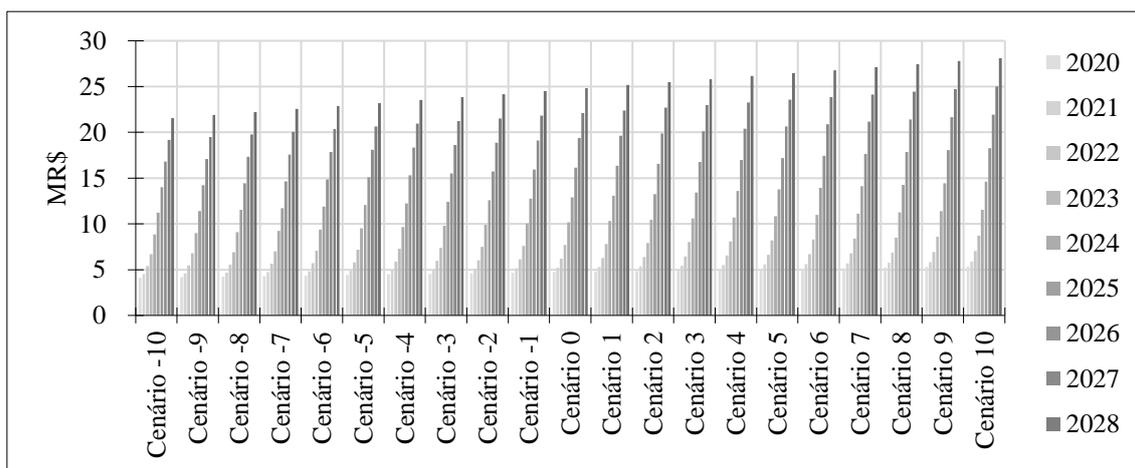


Gráfico 10: EWA para 21 Cenários por 10 anos. Fonte: o autor.

Adicionalmente, a fim de trazer maior consistência à análise, procedeu-se, também, uma avaliação comparativa de tarifas da CEMIG-D. Nesse sentido, a Figura 68,

obtida de [130], apresenta a Tarifa da concessionária cobrada em Baixa Tensão para o Consumidor Residencial em 2020 – R\$ 0,618/kWh ou R\$ 618,00/MWh.

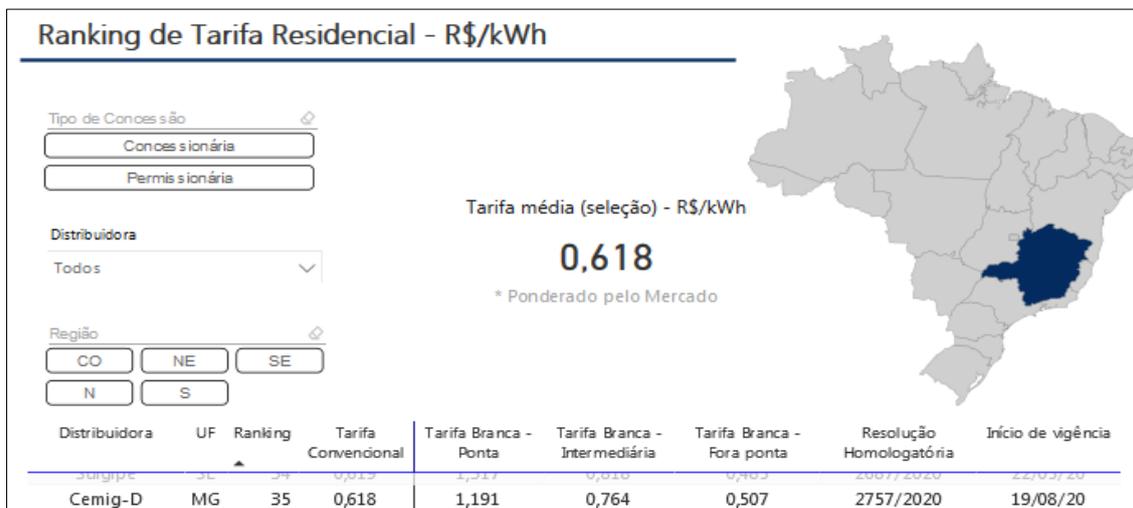


Figura 68: Tarifa Baixa Tensão Residencial da CEMIG-D em 2020. Fonte: [130].

A partir do valor de tarifa contido na Figura 68, [130], e, considerando, os dados apresentados na Figura 6, [45], especificamente sobre a participação dos custos de distribuição na composição das tarifas da CEMIG-D, sendo essa de 30,8%, pode-se determinar que a parcela de distribuição de energia na tarifa de R\$ 618,00/MWh é de R\$ R\$ 190,34/MWh. Logo, na visão do consumidor, considerando eventual cobrança apenas dos custos de distribuição à MMGD (do tipo Geração Compartilhada), haja vista a proposta de alteração de [32], ter-se-ia tarifa total (sem tributos) cobrada a esse consumidor de R\$ 274,73/MWh (considerou-se tarifa de referência para o novo serviço no valor de R\$ 84,39/MWh, vide [120], adicionada da tarifa de R\$ 190,34 referente ao custo de distribuição, vide [130]), isto é, ainda que exista essa alteração da regra, ter-se-ia uma tarifa (total) reduzida em 56% quando comparada à tarifa real da distribuidora (mesmo cobrando o custo de distribuição) – a Tabela 22 apresenta a comparação entre as tarifas (preços) da Tabela 12 (ajustada com o custo do sistema de distribuição) e a tarifa real da empresa em 2020.

Tabela 22: Premissa para o Preço dos Serviços. Fonte: o autor, a partir de [45], [120] e [130].

Tipo de Preço	Cenário	Preço Ajustado (R\$/MWh)	Tarifa Atual (R\$/MWh)	Redução (R\$/MWh)	Redução %
Preço Decremental	-10	264,73	618,00	353,27	57%
Preço Decremental	-9	265,73	618,00	352,27	57%
Preço Decremental	-8	266,73	618,00	351,27	57%
Preço Decremental	-7	267,73	618,00	350,27	57%

Tipo de Preço	Cenário	Preço Ajustado (R\$/MWh)	Tarifa Atual (R\$/MWh)	Redução (R\$/MWh)	Redução %
Preço Decremental	-6	268,73	618,00	349,27	57%
Preço Decremental	-5	269,73	618,00	348,27	56%
Preço Decremental	-4	270,73	618,00	347,27	56%
Preço Decremental	-3	271,73	618,00	346,27	56%
Preço Decremental	-2	272,73	618,00	345,27	56%
Preço Decremental	-1	273,73	618,00	344,27	56%
Preço de Referência	0	274,73	618,00	343,27	56%
Preço Incremental	1	275,73	618,00	342,27	55%
Preço Incremental	2	276,73	618,00	341,27	55%
Preço Incremental	3	277,73	618,00	340,27	55%
Preço Incremental	4	278,73	618,00	339,27	55%
Preço Incremental	5	279,73	618,00	338,27	55%
Preço Incremental	6	280,73	618,00	337,27	55%
Preço Incremental	7	281,73	618,00	336,27	54%
Preço Incremental	8	282,73	618,00	335,27	54%
Preço Incremental	9	283,73	618,00	334,27	54%
Preço Incremental	10	284,73	618,00	333,27	54%

O Gráfico 11 apresenta os dados da Tabela 22 de forma a facilitar a compreensão – nota-se que, enquanto a Tarifa atual é fixa diante dos contextos, o Cenário -10 permite redução de 57% com uma tarifa para o novo serviço de R\$ 264,73/MWh, o Cenário 0 permite redução de 56% com uma tarifa para o novo serviço de R\$ 274,73/MWh e, por fim, o Cenário 10 permite redução de 54% com uma tarifa para o novo serviço de R\$ 284,73/MWh.

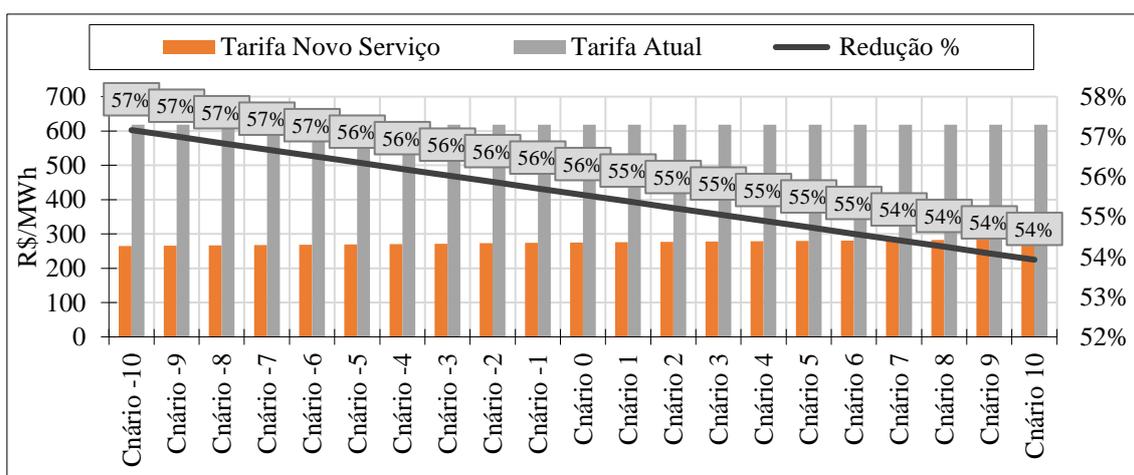


Gráfico 11: Comparação das Tarifas (sem Tributos) calculada para a CEMIG-D pela ANEEL em 2020 ante a Nova Tarifa Considerando a Cobrança dos Serviços de Distribuição (para B1 Residencial).

Fonte: o autor.

Finalmente, a avaliação do cenário proposto permite inferir que o novo serviço a ser prestado pela distribuidora sinaliza um benefício tanto à concessionária, quanto ao consumidor e sociedade. Especificamente na visão do consumidor, a redução do custo da fatura de energia elétrica pode ser bastante expressiva (>50%).

6. CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou contextualização da micro e mini geração distribuída no Brasil e no Mundo – foi possível conhecer que a nova realidade trazida por essa tecnologia (e outras, também disruptivas) impõe desafios relevantes à sociedade, os quais precisam ser ultrapassados. Nesse sentido, e de forma mais abrangente, viu-se como diferentes países estão envidando esforços para promover um ambiente técnico e regulatório que proporcione uma transição equilibrada entre o “tradicional modelo de setor elétrico” para uma proposta de modelo mais moderna e convergente às atuais tecnologias de MMGD (e outras).

Avaliando especificamente o cenário nacional, foi possível conhecer o histórico regulatório observado ao longo dos últimos anos para MMGD, bem como conhecer, no geral, os meios pelos quais a ANEEL atua para proporcionar ambiente de maior equilíbrio entre todos os agentes do mercado elétrico nacional. Viu-se, ainda, que as atuais tarifas de energia elétrica, associada ao SCEE, refletem em uma situação desfavorável às concessionárias e, também, aos consumidores que não possuem condições financeiras de usufruir da geração distribuída – trata-se de subsídio cruzado, onde consumidores que não possuem MMGD financiam a fatura de energia daqueles que a possuem.

Ademais, diante da complexidade do assunto, inferiu-se que a ANEEL encontra-se com dificuldade em identificar e propor uma solução equilibrada à matéria – inclusive, corrobora com esta afirmação, a morosidade por parte do órgão regulador no processo de busca consensual e avaliação de alternativas sustentáveis para alterar as regras definidas na REN nº. 482 de 2012 (vide, mais uma vez, a Tabela 1).

A partir desse quadro complexo e, objetivando contribuir com os aprimoramentos regulatórios, mas, explorando alternativas ainda não discutidas no ambiente de debate público promovido pela ANEEL, o presente trabalho propôs, a partir da utilização do modelo econômico de “Tarifação Otimizada – TAROT”, avaliar cenários de negócios sustentáveis de MMGD para o tipo “Geração Compartilhada”. Isto é, esta pesquisa isolou e avaliou um tipo específico de MMGD visando trazer luz a alternativas possivelmente ainda não exploradas pela agência reguladora através de um modelo econômico do mercado regulado (TAROT).

Mais uma vez, a principal contribuição apresentada nesta pesquisa foi a de avaliar alternativas sustentáveis para o desenvolvimento da MMGD e, ao mesmo tempo, do segmento de distribuição de energia elétrica. Destaca-se ainda, que os novos modelos de negócios avaliados neste trabalho são mais inclusivos, isto é, proporcionam maior participação da sociedade.

Nesse sentido, o modelo de negócio trazido e avaliado nesta pesquisa foi o conceito de “Comunidade solar”, ou “Energia Solar Comunitária” – refere-se a termos internacionais para o seu equivalente brasileiro: MMGD do Tipo “Geração Compartilhada”, porém, considerando a possibilidade de a Distribuidora instalar, gerir, e oferecer serviços a partir de empreendimentos próprios de MMGD.

Adicionalmente, [70] orientou que a energia solar comunitária é um dos componentes mais intrigantes da indústria de MMGD em expansão – historicamente, se os clientes residenciais e comerciais desejassem usar energia solar, eles precisariam instalar sistemas solares em seus telhados. Isso, por outro lado, não acontece no modelo de Comunidade Solar, uma vez que os consumidores individuais podem:

1. Comprar uma quota-parte de MMGD; ou,
2. Realizar assinaturas de pacotes associados à energia da MMGD;

Em ambos os casos, permite-se ao consumidor, abatimento de fração de custo em sua fatura mensal de energia elétrica, proporcional à sua cota/assinatura de participação na MMGD.

Assim, a avaliação foi realizada a partir da construção de cenários específicos de análise baseados em dados reais da CEMIG-D, distribuidora localizada no Estado de Minas Gerais. O principal motivador para escolha dessa empresa, está no fato de ela ser a maior Distribuidora de Energia Elétrica do Brasil em número de unidade consumidoras atendidas (8,5 milhões, representando 10%) e estar localizada no Estado de Minas Gerais, região do País que possui a maior penetração de geração distribuída de energia (vide [47] e [95]).

Cumprido apresentar novamente que a modelagem do TAROT foi realizada, a partir do *Microsoft Excel*®, considerando três cenários elementares de avaliação:

- 4) Distribuidora sem MMGD (cenário basal);
- 5) Distribuidora com MMGD do Tipo Geração Compartilhada; e,
- 6) Distribuidora com MMGD do Tipo Geração Compartilhada e com a Agregação de Novos Negócios Sustentáveis Associados aos Serviços de Distribuição.

Vale rememorar, ainda, que este trabalho apresentou também uma análise elementar do contexto Nacional de MMGD e sua expectativa de futuro (próximos 10 anos) considerando:

- (i) Cenário pré-pandemia da Covid-19;
- (ii) Cenário pós- pandemia da Covid-19.

Conforme foi explicado no decorrer do texto, tal abordagem tratou-se apenas de uma análise introdutória, sendo que, ao final, optou-se por utilizar, para as principais simulações desta dissertação, apenas o cenário considerando a realidade anterior à pandemia (otimista) – isso ocorreu, pois os cenários prospectivos associados à pandemia estavam carregados de incertezas regulatórias e de mercado e, conforme apresentado nas Figuras 54 e 55 (cita-se [106]), viu-se que o mercado de energia elétrica já se recupera bem dos efeitos associados à crise sanitária.

É importante destacar também que esta pesquisa foi bastante desafiadora à medida em que não se dispôs de informações detalhadas que pudessem ser utilizadas de forma mais consistente nas modelagens – haja vista o fato de que a proposta aqui apresentada é bastante inovadora em termos de modelo de negócio para o segmento de distribuição de energia elétrica regulado. Por outro lado, foi possível obter informações mais gerais, mas, ainda sim relevantes e consistentes, que puderam ser utilizadas para realizar a avaliação.

Outro desafio associado ao tema de pesquisa, especificamente sobre a MMGD do tipo Geração Compartilhada, é que esse tipo de geração distribuída é ainda insipiente no Brasil, e, exatamente por isso, possui uma participação tímida no cenário nacional (que, apesar de estar crescendo de forma bastante acelerada, também é pouco representativo). A partir de [112], viu-se que a participação da MMGD do tipo Geração Compartilhada é

de 0,93% ante toda a cadeia de micro e mini geração distribuída nacional – essa foi a porcentagem utilizada nas modelagens.

Salienta-se também que a avaliação considerou independência do novo modelo de negócio frente aos demais serviços prestados pela distribuidora, ou seja, com o objetivo de permitir maior criticidade aos cálculos, preferiu-se isolar o novo modelo de negócio para melhor clareza na avaliação de sua efetividade – tratou-se de premissa coerente com a realidade da própria empresa e suas atividades, isto é, cada serviço prestado pela concessionária possui características específicas que refletem em riscos e resultados específicos.

Para os cenários elementares, considerando o cenário atual, 2020, obteve-se os seguintes resultados gerais (os detalhes podem ser observados nas Tabelas e Figuras indicadas):

- 1) O cenário basal resultou nos seguintes excedentes: MR\$ 505,85, MR\$ 33.619,64 e MR\$ 34.125,49 para Distribuidora (*EVA*), Consumidor (*ECA*) e Sociedade (*EWA*), respectivamente (vide Tabelas 7, 8 e 9);
- 2) O cenário considerando que a Distribuidora possui apenas MMGD do Tipo Geração Compartilhada refletiu em: MR\$ 504,46, MR\$ 33.610,25 e MR\$ 34.114,71 para Distribuidora (*EVA*), Consumidor (*ECA*) e Sociedade (*EWA*), respectivamente (vide Figura 63);
- 3) O cenário considerando a agregação de novos negócios sustentáveis, sendo esse analisado especificamente de forma isolada, e considerando nesta parte apenas o preço de referência (cenário 0), resultou em: MR\$ 0,78, MR\$ 3,96 e MR\$ 4,73, respectivamente, para: Distribuidora (*EVA*), Consumidor (*ECA*) e Sociedade (*EWA*) (vide Tabelas 13, 14 e 15).

Esses foram os resultados considerando apenas o ano de 2020 – respeitando os cenários avaliativos propostos. Observa-se que os resultados no cenário basal são maiores que os resultados considerando a penetração de MMGD do Tipo Geração Compartilhada; isso ocorre, pois a distribuidora percebe redução no faturamento de energia dada a entrada desse tipo de geração em seu mercado.

O cenário avaliativo de novos negócios, considerando exclusivamente a MMGD do tipo Geração Compartilhada, possui resultados financeiros pouco expressivos, mesmo em simulações de médio e longo prazos (vide Figuras 8, 9 e 10). Por outro lado, os resultados são sempre crescentes e sinalizaram que podem ser excelentes alternativas para as distribuidoras, consumidores e sociedade – uma vez que apresentaram sempre resultados positivos, cita-se 2020: MR\$ 0,78, MR\$ 3,96 e MR\$ 4,73 para: Distribuidora (*EVA*), Consumidor (*ECA*) e Sociedade (*EWA*), respectivamente. Mais uma vez, cumpre mencionar que tais resultados não foram adicionados aos valores obtidos em 2) – conforme já mencionado, apesar de pertencerem à mesma empresa, possuem unidades de negócios distintas e até mesmo classificações contábeis específicas (vide [128]).

Voltando aos cenários elementares, convém apresentar ainda o resultado para a Geração Distribuída em análise para o período de 2020, considerando a modelagem atual da empresa, ou seja, sem neutralizar nenhum dos efeitos modelados na pesquisa. Assim, obteve-se:

- MR\$ 464,27, MR\$ 33.493,17 e MR\$ 33.957,44 – respectivamente, para Distribuidora (*EVA*), Consumidor (*ECA*) e Sociedade (*EWA*) (vide Tabelas 4, 5 e 6).

Vale observar que o cenário anterior possui refletido em seus resultados os impactos de todo o tipo de MMGD contido no resultado de 2020 da empresa – esse é o motivo de ele possuir resultados econômicos inferiores ao cenário basal (que não possui MMGDs, Tabelas 7, 8 e 9) e ao cenário que apresenta apenas a MMGD do tipo Geração Compartilhada (Figura 63). Convém reforçar que a modelagem completa, contendo todos os cenários avaliativos, com seus diversos preços e períodos, está detalhada no Capítulo 5.

Mesmo diante das dificuldades e limitações, foi possível realizar, de forma satisfatória, a avaliação proposta nesta dissertação. Viu-se que os novos modelos de negócios sustentáveis propostos às distribuidoras podem ser uma excelente alternativa frente aos desafios apresentados. Ademais, a implementação e operação de MMGDs por parte das distribuidoras permite sinergias sistêmicas que podem refletir em otimização de custo e investimento.

Finalmente, sugere-se como pesquisas futuras a possibilidade de estender a aplicação dessa modelagem a outras empresas e até mesmo ajustar premissas e variáveis a partir da publicação de novos estudos que tragam informações consistentes à realidade aqui avaliada.

REFERÊNCIAS

- [1] CORREIA, T. **Artigo: geração distribuída é iniciativa que conjuga economia e sustentabilidade.** Cadernos FGV Energia: Recursos energéticos distribuídos. N.º 7, Ano 3. Coordenação: Lavinia Hollanda. ISSN 2358-5277. Rio de Janeiro: 2016. Disponível e: <<https://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.
- [2] FGV Energia. **Cadernos FGV Energia: Recursos energéticos distribuídos. N.º 7, Ano 3.** Coordenação: Lavinia Hollanda. ISSN 2358-5277. Rio de Janeiro: 2016. Disponível e: <<https://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.
- [3] LEITE, N. F. **Artigo: Os Dilemas da Geração Distribuída no Brasil.** Cadernos FGV Energia: Recursos energéticos distribuídos. N.º 7, Ano 3. Coordenação: Lavinia Hollanda. ISSN 2358-5277. Rio de Janeiro: 2016. Disponível e: <<https://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.
- [4] ANEEL. AP nº. 001 de 2019. **Contribuição ABRADDEE.** Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas-antigas?p_auth=ee1CJ12O&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideParticipacaoPublica=2301&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_javax.portlet.action=visualizarParticipacaoPublica>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.
- [5] ANEEL. AP nº. 001 de 2019. **Contribuição ABSOLAR.** Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas-antigas?p_auth=ee1CJ12O&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideParticipacaoPublica=2301&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_javax.portlet.action=visualizarParticipacaoPublica>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.
- [6] ANEEL. AP nº. 001 de 2019. **Contribuição Ministério da Fazenda: Secretaria do Desenvolvimento da Infraestrutura.** Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas-antigas?p_auth=ee1CJ12O&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideParticipacaoPublica=2301&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_javax.portlet.action=visualizarParticipacaoPublica>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.
- [7] ANEEL. AP nº. 001 de 2019. **Contribuição do Conselho de Consumidores do Estado de Mato Grosso.** Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas-antigas?p_auth=ee1CJ12O&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideParticipacaoPublica=2301&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_javax.portlet.action=visualizarParticipacaoPublica>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.

[8] ANEEL. AP nº. 001 de 2019. **Contribuição do Conselho de Consumidores da DME Distribuição S/A - Poços de Caldas, Minas Gerais.** Disponível em: < https://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas-antigas?p_auth=ee1CJ12O&p_p_id=participacaopublica WAR participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica WAR participacaopublicaportlet ideParticipacaoPublica=2301&participacaopublica WAR participacaopublicaportlet javax.portlet.action=visualizarParticipacaoPublica>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.

[9] ANEEL. AP nº. 001 de 2019. **Contribuição do Conselho de Consumidores do Estado do Rio Grande do Norte.** Disponível em: < https://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas-antigas?p_auth=ee1CJ12O&p_p_id=participacaopublica WAR participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica WAR participacaopublicaportlet ideParticipacaoPublica=2301&participacaopublica WAR participacaopublicaportlet javax.portlet.action=visualizarParticipacaoPublica>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.

[10] ANEEL. AP nº. 001 de 2019. **Contribuição do Conselho Nacional de Consumidores de Energia Elétrica.** Disponível em: < https://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas-antigas?p_auth=ee1CJ12O&p_p_id=participacaopublica WAR participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica WAR participacaopublicaportlet ideParticipacaoPublica=2301&participacaopublica WAR participacaopublicaportlet javax.portlet.action=visualizarParticipacaoPublica>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.

[11] ANEEL. AP nº. 001 de 2019. **Contribuição do Conselho de Consumidores do Estado da Bahia.** Disponível em: < https://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas-antigas?p_auth=ee1CJ12O&p_p_id=participacaopublica WAR participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica WAR participacaopublicaportlet ideParticipacaoPublica=2301&participacaopublica WAR participacaopublicaportlet javax.portlet.action=visualizarParticipacaoPublica>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.

[12] ANEEL. AP nº. 001 de 2019. **Contribuição do Conselho de Consumidores do Estado do Ceará.** Disponível em: < https://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas-antigas?p_auth=ee1CJ12O&p_p_id=participacaopublica WAR participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica WAR participacaopublicaportlet ideParticipacaoPublica=2301&participacaopublica WAR participacaopublicaportlet javax.portlet.action=visualizarParticipacaoPublica>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.

[13] ANEEL. AP nº. 001 de 2019. **Contribuição do Conselho de Consumidores da CEMIG Distribuição.** Disponível em: < https://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas-antigas?p_auth=ee1CJ12O&p_p_id=participacaopublica WAR participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica WAR participacaopublicaportlet ideParticipacaoPublica=2301&participacaopublica WAR participacaopublicaportlet javax.portlet.action=visualizarParticipacaoPublica>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.

[aportlet_ideParticipacaoPublica=2301&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_javax.portlet.action=visualizarParticipacaoPublica](#)>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.

[14] ANEEL. Nota Técnica nº 0062/2018-SRD/SCG/SRM/SRG/SGT/SMA/ANEEL, de 25/05/2018. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/consultas-publicas-antigas?p_auth=ee1CJ12O&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideParticipacaoPublica=3329&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_javax.portlet.action=visualizarParticipacaoPublica>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.

[15] HAGE, F. FERRAZ, L. DELGADO, M. A Estrutura Tarifária de Energia Elétrica: Teoria e Aplicação. Rio de Janeiro: Synergia Editora, ABRADDEE; Brasília: ANEEL, 2011.

[16] ANEEL. **Entendo a Tarifa**. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.

[17] ANEEL. **Procedimentos de Regulação Tarifária – Módulo 2: Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica. Submódulo 2.9: Rito de Revisão Extraordinária das Concessionárias de Distribuição. Revisão: 2.3**. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.

[18] ANEEL. **Procedimentos de Regulação Tarifária – Módulo 2: Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica. Submódulo 2.1: Procedimentos Gerais. Revisão: 2.3**. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.

[19] ANEEL. **Procedimentos de Regulação Tarifária – Módulo 2: Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica. Submódulo 2.7: Outras Receitas. Revisão: 2.2**. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.

[20] HAGE, F. DELGADO, M. Regulação Técnica e Econômica em Monopólios Naturais – Reflexões Conceituais e Metodológicas no Setor de Distribuição de Energia. Rio de Janeiro: Synergia Editora, ABRADDEE; Brasília: ANEEL, 2015.

[21] ANEEL. **Procedimentos de Regulação Tarifária – Módulo 2: Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica. Submódulo 2.5: Fator X. Revisão: 3.0**. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.

[22] DAIMON. Daimon – Especialistas em Energia. **Slide de Treinamento: Introdução à Estrutura Tarifária de Energia Elétrica**. Treinamento Realizado em 2019 em Poços de Caldas, Minas Gerais.

[23] ANEEL. **Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET**. Brasília: 2020. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.

- [24] ANEEL. **Procedimentos de Regulação Tarifária – Módulo 7: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica. Submódulo 7.1: Procedimentos Gerais. Revisão: 2.4.** Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.
- [25] ANEEL. REN nº. 414 de 2010. **Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada.** Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.
- [26] ANEEL. **Resultado dos Processos Tarifários: CEMIG-D 2020 – Planilha PCAT.** Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/resultado-dos-processos-tarifarios-de-distribuicao>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020..
- [27] ANEEL. Portaria nº. 1.447 de 2010. **Aprova a Agenda Regulatória Indicativa da Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição - SRD para 2010.** Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/prt20101447.pdf>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.
- [28] ANEEL. CP nº 15 de 2010. **Apresentar os principais instrumentos regulatórios utilizados no Brasil e em outros países para incentivar a geração distribuída de pequeno porte, a partir de fontes renováveis de energia, conectada na rede de distribuição e, receber contribuições dos agentes interessados e sociedade em geral sobre as questões que o regulador deve enfrentar para reduzir as barreiras existentes.** Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/consultas-publicas-antigas?p_auth=Uyqs2kOj&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideParticipacaoPublica=3197&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_javax.portlet.action=visualizarParticipacaoPublica>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.
- [29] ANEEL. NT nº. 25 de 2011. **Proposta de abertura de Audiência Pública para o recebimento de contribuições visando reduzir as barreiras para a instalação de geração distribuída de pequeno porte, a partir de fontes incentivadas, conectada em tensão de distribuição e também alteração do desconto na TUSD e TUST para usinas com fonte solar.** Processo ANEEL nº. 48500.004924/2010. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/consulta-processual>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.
- [30] ANEEL. CP nº 42 de 2011. **Obter contribuições à minuta de Resolução Normativa que busca reduzir as barreiras para a instalação de micro e minigeração distribuída incentivada e alterar o desconto na TUSD e TUST para usinas com fonte solar.** Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas-antigas?p_auth=Uyqs2kOj&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideParticipacaoPublica=588&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_javax.portlet.action=visualizarParticipacaoPublica>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.
- [31] ANEEL. REN nº. 481 de 2012. **Altera a Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004.** Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas-antigas?p_auth=Uyqs2kOj&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-

[2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideParticipacaoPublica=588&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_javax.portlet.action=visualizarParticipacaoPublica>](#). Acesso em: 18. Dezembro, 2020.

[32] ANEEL. RN nº. 482 de 2012. **Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências.** Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas-antigas?p_auth=Uyqs2kOj&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideParticipacaoPublica=588&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_javax.portlet.action=visualizarParticipacaoPublica>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.

[33] ANEEL. REN nº. 687 de 2015. **Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST.** Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.

[34] ANEEL. REN nº. 786 de 2017. **Altera a Resolução Normativa ANEEL 482, de 17.04.2012.** Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2017786.pdf>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.

[35] ANEEL. CP nº 10 de 2018. **Obter subsídios ao aprimoramento das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída, estabelecidas pela Resolução Normativa nº 482/2012.** Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/consultas-publicas-antigas?p_auth=ee1CJ12O&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideParticipacaoPublica=3329&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_javax.portlet.action=visualizarParticipacaoPublica>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.

[36] ANEEL. AP nº 001 de 2019. **O Obter subsídios para a Análise de Impacto Regulatório - AIR sobre o aprimoramento das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída (Resolução Normativa nº 482/2012).** Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas-antigas?p_auth=ee1CJ12O&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideParticipacaoPublica=2301&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_javax.portlet.action=visualizarParticipacaoPublica>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.

[37] Diário Oficial da União. Medida Provisória nº. 998 de 01 de setembro de 2020. **Altera a Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, a Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, o Decreto-Lei nº 1.383, de 26 de dezembro de 1974, a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, a Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, e a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, transfere para a União as ações de titularidade da Comissão Nacional de Energia Nuclear representativas do capital social das Indústrias Nucleares do Brasil S.A. e da Nuclebrás Equipamentos Pesados S.A e dá outras providências.** Disponível

em: < <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/medida-provisoria-n-998-de-1-de-setembro-de-2020-275411163>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.

[38] MP 998 de 2020. **Emenda 166**. Disponível em: <<https://legis.senado.leg.br/sdleg-getter/documento?dm=8887548&disposition=inline>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.

[39] MP 998 de 2020. **Emenda 175**. Disponível em: <<https://legis.senado.leg.br/sdleg-getter/documento?dm=8887578&disposition=inline>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.

[40] ANEEL. **Processo Público de Toma de Subsídios nº. 009 de 2020**. Brasília: 2020. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/tomadas-de-subsidios>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.

[41] ANEEL. **NOTA TÉCNICA Nº 17/2020 – CT-REG-GDG-SCT-SFF-SFG-SGT-SMA-SPE-SRD-SRG-SRMSRT/ANEEL, de 04/09/2020**. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/tomadas-de-subsidios?p_auth=pOEt51gd&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_count=1&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideParticipacaoPublica=3464&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_javax.portlet.action=visualizarParticipacaoPublica>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.

[42] WITTWER, J. **Vertical Timeline Template. Create a Vertical Timeline using Microsoft Excel®**. Disponível em: <https://www.vertex42.com/ExcelTemplates/vertical-timeline.html?utm_source=ms&utm_medium=file&utm_campaign=office&utm_content=text>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.

[43] ANEEL. **Cadernos Temáticos ANEEL: Micro e Mini Geração Distribuída – Sistema de Compensação de Energia Elétrica**. Brasília: 2016. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.

[44] ANEEL. **Apresentação SRD: Geração Distribuída: Regulamentação Atual e Processo de revisão**. Brasília: 2019. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/documents/655804/14752877/Gera%C3%A7%C3%A3o+Distribu%C3%ADa+%E2%80%93+regulamenta%C3%A7%C3%A3o+atual+e+processo+de+revis%C3%A3o.pdf/3def5a2e-baef-bb59-2ce1-4f69a9cb2d88>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.

[45] ANEEL. **Processos Tarifários: CEMIG**. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/resultado-dos-processos-tarifarios-de-distribuicao>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.

[46] ANEEL. **Geração Distribuída – Informações Compiladas e Mapa**. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjojZjM4NjM0OWYtN2IwZS00YjViLTl1MjItN2E5MzBkN2ZlMzVkIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.

[47] ANEEL. **Unidades Consumidoras com Geração Distribuída. Resumo Estadual**. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/outorgas/geracao/-/asset_publisher/mJhnKli7qcJG/content/registro-de-central-geradora-de-capacidade-reduzida/655808?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Foutorgas%2Fgeracao%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_mJhnKli7qcJG%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcol>

[umn-2%26p_p_col_pos%3D1%26p_p_col_count%3D2](#)>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.

[48] EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2029**. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2020. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2029>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.

[49] EPE. **Quem somos**. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/a-epe/quem-somos>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.

[50] EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2030: Cadernos de Estudo do PDE 2030 – Micro e Mini Geração Distribuída e Baterias**. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2020. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2030>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.

[51] GREENER. **Estudo Estratégico de Geração Distribuída: Mercado Fotovoltaico. 1º Semestre de 2020**. Disponível em: <https://greener.greener.com.br/estudo-gd-1-sem-2020?utm_campaign=pesquisa_gd_1sem2020_estudo_gd_errata_base_toda&utm_medium=email&utm_source=RD+Station>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.

[52] WORLD ECONOMIC FORUM. **The Future of Electricity: New Technologies Transforming the Grid Edge**. In collaboration with Bain & Company. Suíça, 2017. Disponível em: <<https://es.weforum.org/reports/the-future-of-electricity-new-technologies-transforming-the-grid-edge>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.

[53] WEI, J. SANBORN, S. SLAUGHTER, A. **Digital Innovation: Creating the Utility of The Future**. Deloitte Insights. United States of America: 2019. Disponível em: <<https://www2.deloitte.com/us/en/insights/industry/power-and-utilities/digital-transformation-utility-of-the-future.html>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.

[54] BOOTH, A. MOHR, N. PETERS, P. **The Digital Utility: New Opportunities and Challenges**. Electric Power & Natural Gas. McKinsey & Company. United States of America: 2016. Disponível em: <<https://www.mckinsey.com/industries/electric-power-and-natural-gas/our-insights/the-digital-utility-new-opportunities-and-challenges>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.

[55] PWC GLOBAL POWER & UTILITIES. The Road Ahead. **Looking Ahead: Future Markets and Business Models**. 2014. Disponível em: <<https://www.pwc.com/gx/en/utilities/publications/assets/pwc-the-road-ahead.pdf>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.

[56] DE MARTINI, P. KRISTOV, L. **Distribution Systems in a High Distributed Energy Resources Future: Planning, Market Design, Operation and Oversight**. Future Electric Utility Regulation: Report nº. 2. Berkeley Lab. United States of America: 2015. Disponível em: <<https://emp.lbl.gov/publications/distribution-systems-high-distributed>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.

[57] BASDEN, J. WILLIAMS, A. WRIGHT, T. **The New Utility Business Model: Coming to a Neighborhood Near You**. The Oliver Wyman: Energy Journal. Germany: 2014. Disponível em: <<https://www.oliverwyman.de/our-expertise/insights/2014/nov/energy-journal-ausgabe-1/transformation/the-new-utility-business-model.html>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.

- [58] U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Annual Energy Outlook 2020 – With Projection to 2050**. U.S. Department of Energy. United States of America: 2020. Disponível em: <<https://www.eia.gov/aeo>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020. [59] WARWICK, M. **Electricity Distribution System Baseline Report for DOE Quadrennial Energy Review**. United States of Americas: 2016. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/317078268_Electricity_Distribution_System_Baseline_Report_for_DOE_Quadrennial_Energy_Review>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020. [60] SEIA. **Solar Market Insight Report 2020 Q2**. United States of America: 2020. Disponível em: <<https://www.seia.org/research-resources/solar-market-insight-report-2020-q2>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.
- [61] ROGERS, J. **Distributed Solar: Rooftop Residential, Commercial Systems Keep Getting Cheaper**. Energy Post EU. Europe Union: 2019. Disponível em: <<https://energypost.eu/distributed-solar-rooftop-residential-commercial-systems-keep-getting-cheaper/>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.
- [62] European Commission. **Clean Energy for all Europeans Package**. Acesso em: 15. Agosto, 2020. <https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans_en>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.
- [63] TAYLOR, H. COLLINS, C. RAKHOU, E. **DSOs Can Use Digitalisation to Empower All Grid Stakeholders**. Energy Post EU. Europe Union: 2020. Disponível em: <<https://energypost.eu/dsos-can-use-digitalisation-to-empower-all-grid-stakeholders/>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.
- [64] EU MARKET OUTLOOK – 2019/2023. **Solar Power Europe**. Europe Union: 2019. Disponível em: <<https://www.solarpowereurope.org/eu-market-outlook-for-solar-power-2019-2023/>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.
- [65] JÄGEN-WALDAU, A. **PV Status Report 2019**. JRC Science for Policy Report. European Commission. Europe Union: 2019. Disponível em: <<https://ec.europa.eu/jrc/en/publication/eur-scientific-and-technical-research-reports/pv-status-report-2019>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.
- [66] International Energy Agency. **Solar PV**. IEA (2020), Solar PV, IEA, Paris. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/solar-pv>>. Acesso em: 18. Agosto, 2020.
- [67] International Energy Agency. IEA (2020). **Renewable Power**. IEA, Paris. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/renewable-power>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.
- [68] ONS. **Operador Nacional do Sistema Elétrico: Geração de Energia Elétrica em 2020. DashBoard Histórico da Operação**. Disponível em: <http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.
- [69] USP. Laboratório de Sustentabilidade – LASSU da Universidade de São Paulo. **Pilares da Sustentabilidade**. Disponível em: <<http://www.lassu.usp.br/sustentabilidade/pilares-da-sustentabilidade/>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.
- [70] Strategy&. **Community Solar: Share the Sun Rooflessly**. PwC. 2017. Disponível: <<https://www.strategyand.pwc.com/us/en/reports/community-solar.html#download>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.
- [71] Energy Sage. **Community solar vs. rooftop solar: which is right for you?** United States of America: 2020. Disponível em:

<<https://www.energysage.com/solar/community-solar/community-solar-vs-rooftop-solar/>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.

[72] Green Tech Media. **So, What Exactly Is Community Solar?** United States of America: 2019. Disponível em: <<https://www.greentechmedia.com/articles/read/so-what-exactly-is-community-solar>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.

[73] Energy Sage. **New York Community Solar: Everything You Need to Know.** United States of America: 2019. Disponível em: <<https://news.energysage.com/new-york-community-solar-overview/>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.

[74] Florida Politics. **George Riley: Community solar brings clean energy to Florida families, businesses.** United States of America: 2020. Disponível em: <<https://floridapolitics.com/archives/365864-george-riley-community-solar-brings-clean-energy-to-florida-families-businesses>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.

[75] Sun This Week. **Farmington to save \$361,000 through community solar.** United States of America: 2020. Disponível em: <https://www.hometownsource.com/sun_thisweek/free/farmington-to-save-361-000-through-community-solar/article_25ddd78e-f2e9-11ea-8ee8-a36eaa17aafc.html>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.

[76] SEIA. **How Community Solar Supports Rural Communities and Farmers.** United States of America: 2020. Disponível em: <<https://www.seia.org/blog/how-community-solar-supports-rural-communities-and-farmers>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.

[77] PV Magazine. **Community Solar Project Breaks Gin Australia's Bush Capital.** Australia: 2020. Disponível em: <<https://www.pv-magazine-australia.com/2020/08/31/community-solar-project-breaks-ground-in-australias-bush-capital/>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.

[78] One Spet Off The Grid. **NSW community solar farm cuts ties with Siemens over Adani coal connection.** Australia: 2020. Disponível em: <<https://onestepoffthegrid.com.au/nsw-community-solar-farm-cuts-ties-with-siemens-over-adani-coal-connection/>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.

[79] The Fifth Estate. **Haystack solar garden could spur a solar gardening revolution in Australia.** Australia: 2020. Disponível em: <<https://www.thefifthestate.com.au/energy-lead/energy/haystack-solar-garden-could-spur-a-solar-gardening-revolution-in-australia/>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.

[80] Community Energy England. **Community Energy: State of Sector 2020.** England: 2020. Disponível em: <<https://communityenergyengland.org/pages/state-of-the-sector>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.

[81] CORTEZ, C. ; BONATTO, B. D. ; ARANGO, H. ; CASTILLA, M. . Aggregated Economic Analysis of the Brazilian Electricity Distribution Companies Using a Regulated Market Economic Model. JOURNAL OF CONTROL, AUTOMATION AND ELECTRICAL SYSTEMS, v. 1, p. 1-12, 2020.

[82] PEREIRA, L.C. **Análise de Políticas Públicas de Incentivo às Fontes de Energia Renováveis através de um Modelo Econômico do Mercado Elétrico.** Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI. Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica. Itajubá: 2017.

- [83] CORTEZ, C. **Desenvolvimento do Modelo Econômico TAROT Estocástico para Análise Econômica de uma Distribuidora de Energia Elétrica Regulada.** Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI. Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica. Itajubá: 2018.
- [84] ARANGO, L.G. **Modelagem Econômica e Regulatória do Impacto das Perdas Comerciais sobre o Mercado de Energia Elétrica.** Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI. Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do Título de Doutor em Engenharia Elétrica. Itajubá: 2019.
- [85] NOGUEIRA, T.R.S., ARANGO, H., ABREU, J.P.G., BONATTO, B.D., TAHAN, C.M.V. **O Fator X e seu Significado Técnico-econômico Utilizando um Modelo de Mercado.** IEEE/PES Transmission & Distribution Latin America, São Paulo, Brasil, 2010.
- [86] ARANGO, H., ABREU, J.P.G., BONATTO, B.D., TAHAN, C.M.V. KAGAN, N. GOUVÊA, M.R. **Inserindo a Qualidade no Modelo Econômico do Mercado Elétrico.** VII Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica, Santos, Brasil, 2007.
- [87] ARANGO, H., ABREU, J.P.G., BONATTO, B.D., TAHAN, C.M.V. KAGAN, N. GOUVÊA, M.R. **Modeling the Influence of Power Quality on the Creation of Market Value.** 13th International Conference on Harmonics and Quality of Power, Wollongong, Australia: 2008.
- [88] ARANGO, H., ABREU, J.P.G., BONATTO, B.D., TAHAN, C.M.V. KAGAN, N. GOUVÊA, M.R. **The Influence of Quality on the Creation of Economic Value in Electricity Markets.** 14th International Conference on Harmonics and Quality of Power, Bergamo, Italy, 2010.
- [89] ARANGO, H., ABREU, J.P.G., BONATTO, B.D., TAHAN, C.M.V. **The Impact of Power Quality on the Economy of Electricity Markets.** Power Quality, Mr Andreas Eberhard (Ed.), ISBN: 978-953-307-180-0, InTech, 2011.
- [90] ARANGO, H., ABREU, J.P.G., BONATTO, B.D., TAHAN, C.M.V. KAGAN, N. GOUVÊA, M.R. **A Model for Electricity Markets: The Impact of Regulation on Value.** 5th International Conference on the European Electricity Market, Lisboa, Portugal, 2008.
- [91] ARANGO, H., ABREU, J.P.G., BONATTO, B.D., PEREIRA, L.C., LUSVARGH, S.A.S., SILVEIRA, P.M., FILHO, J.M.C. **An Economic Market Model For The Evaluation Of Sustainable Social Policies Based On Smart Grids Technologies.** IX CBPE. Florianópolis: 2014.
- [92] PEREIRA, L.C., LUSVARGH, S.A.S., ARANGO, H., ABREU, J.P.G., BONATTO, B.D., ARANGO, L.G. **Socioeconomic Analysis of Incentive Public Policies for the Use of Renewable Energy per Consumer Class in Brazil.** IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LATAM) 2015.
- [93] COSTA, V. B. F. **Modelagem Econômica do Mercado Inteligente de Eletricidade com Concessionárias, Consumidores e Prosumidores.** Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI. Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica. Itajubá: 2020.

- [94] ANEEL. **Procedimentos de Regulação Tarifária – Módulo 2: Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica. Submódulo 2.4: Custo de Capital. Revisão: 4.1.** Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.
- [95] ABRADÉE. **Dados de Mercado: 2019.** Disponível em: <<https://www.abradee.org.br/planihas-de-1996-a-2018-ref-2017/>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.
- [96] MODINO, E.M. **Elasticidade-Renda e Preços da Demanda de Energia Elétrica no Brasil.** PUC-Rio – Departamento de Economia: Texto para Discussão. Disponível em: <www.econ.puc-rio.br/uploads/adm/trabalhos/files/td68.pdf>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.
- [97] LABREN. Dados de irradiação para o Estado de Minas Gerais. Disponível em: <http://labren.ccst.inpe.br/atlas_2017_MG.html#mod>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.
- [98] PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. L.; RÜTHER, R.; ABREU, S. L.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. Atlas brasileiro de energia solar. 2.ed. São José dos Campos: INPE, 2017. 80p. Disponível em: <<http://doi.org/10.34024/978851700089>>. Acesso em: em: 18. Dezembro, 2020
- [99] INMETRO. **Informação ao Consumidor. Componente Fotovoltaico.** Disponível em: <<http://www.inmetro.gov.br/consumidor/pbe/sistema-fotovoltaico.asp>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.
- [100] Estado de Minas Gerais. Portal do Estado. **Geografia.** Disponível em: <<https://www.mg.gov.br/conheca-minas/geografia>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.
- [101] Portal Solar. **Energia Solar Fotovoltaica em Minas Gerais.** Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/energia-solar-fotovoltaica-em-minas-gerais>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.
- [102] Estado de Minas. **Usinas fotovoltaicas ganham espaço em Minas Gerais.** Disponível em: <https://www.em.com.br/app/noticia/agropecuaria/2017/07/10/interna_agropecuaria,882449/usinas-fotovoltaicas-ganham-espaco-em-minas-gerais.shtml>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.
- [103] Hoje em Dia. **Minas terá 32 usinas de energia solar; empreendimentos serão no Norte do Estado.** Disponível em: <<https://www.hojeemdia.com.br/primeiro-plano/minas-ter%C3%A1-32-usinas-de-energia-solar-empreendimentos-ser%C3%A3o-no-norte-do-estado-1.739269>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.
- [104] Diário do Comércio. **EMGD instalará 30 usinas fotovoltaicas em Minas.** Disponível em: <<https://diariodocomercio.com.br/negocios/emgd-instalara-30-usinas-fotovoltaicas-em-minas/>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.
- [105] CEMIG-D. **Mapa de Disponibilidade Solar.** Disponível em: <<https://geo.cemig.com.br/mca/Home/IndexData>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.
- [106] CCEE. Consumo de Energia no SIN. Disponível em: <<https://public.tableau.com/profile/ccee.informa.es.ao.mercado#!/vizhome/ConsumodeenergianoSIN/AnlisedeconsumonoSIN>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.

- [107] ANEEL. Nota Técnica nº. 122 de 2018. Revisão Tarifária da CEMIG-D. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/resultado-dos-processos-tarifarios-de-distribuicao>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.
- [108] ANEEL. **Procedimentos de Regulação Tarifária – Módulo 4: Componentes Financeiros das Tarifas de Distribuição. Submódulo 4.3: Sobrecontratação de Energia. Revisão: 1.0.** Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.
- [109] ANEEL. **Biblioteca Virtual.** Disponível em: <<https://biblioteca.aneel.gov.br/index.html>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.
- [110] EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2030. Caderno de Demanda de Eletricidade.** Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2030>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.
- [111] ANEEL. REN ANEEL nº. 882 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: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2020885.pdf>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.
- [112] ANEEL. **Modalidades de MMGD.** Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Modalidade.asp>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.
- [113] Renova Green. **Quero ser um investidor.** Disponível em: <<http://www.renovagreen.com.br/old-home#CADASTRO>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.
- [114] Engie. **ENGIE lança serviço de assinatura de energia solar em Minas Gerais.** Disponível em: <<https://www.engie.com.br/imprensa/press-release/engie-lanca-servico-de-assinatura-de-energia-solar-em-minas-gerais/>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.
- [115] Engie. **Sobre a Engie.** Disponível em: <<https://www.engie.com.br/institucional/sobre-a-engie/>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.
- [116] Portal Solar. **Como converter kWp em kWh?** Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/como-converter-kwp-em-kwh>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.
- [117] Clube Watt. Energia Renovável Descomplicada. Disponível em: <<https://clubewatt.com.br/>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.
- [118] FSolar. Disponível em: <<https://www.fsolar.com.br/index.html>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.
- [119] CCEE. **Razão de Ser.** Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/quem-somos/razao-de-ser?_adf.ctrl-state=13dq6o4ys0_141&_afzLoop=1190490897663047#!>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.
- [120] CCEE. **Leilões.** Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/leiloes?_adf.ctrl-state=awe37jefx_99&_afzLoop=1111495063845779#!>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.

- [121] Portal Solar. **Quanto Tempo Duram os Painéis Solares.** Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/blog-solar/painel-solar/quanto-tempo-duram-os-paineis-solares-.html>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.
- [122] Solarvolt. **Kit de Energia Solar: qual a Vida Útil dos Equipamentos.** Disponível em: <<https://www.solarvoltenergia.com.br/blog/kit-de-energia-solar-vida-util/>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.
- [123] Minas Energy. **Quanto Tempo Duram os Painéis Solares.** Disponível em: <<https://www.minasenergy.com.br/post/2017/02/07/quanto-tempo-duram-os-pain%C3%A9is-solares>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.
- [124] Sol Central. **Garantias e Tempo de Vida Útil.** Disponível em: <http://www.solcentral.com.br/faqconc_cat/garantias-e-tempo-de-vida-util/>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.
- [125] Canal Solar. **Ensaio de Inversores e a Sua Vida Útil.** Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/artigos/artigos-tecnicos/item/700-ensaio-de-inversores-e-a-sua-vida-util>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.
- [126] ANEEL. **Procedimentos de Regulação Tarifária – Módulo 12: Concessionárias de Geração. Submódulo 12.3: Custo de Capital da Geração. Revisão: 2.1.** Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.
- [127] ABINEE. **Propostas Para Inserção de Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira.** São Paulo: 2012. Disponível em: <<http://www.abinee.org.br/noticias/com133.htm>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.
- [128] ANEEL. **Manual de Contabilidade do Setor Elétrico.** Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/leitura_arquivo/arquivos/Manual-02-2008-despacho-1618-2008.pdf>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.
- [129] ANEEL. **Procedimentos de Regulação Tarifária – Módulo 11: Comercialização. Submódulo 11.1 - Distribuidoras com mercado próprio inferior a 500 GWh/Ano. Revisão: 1.5.** Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.
- [130] ANEEL. **Ranking das Tarifas.** Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/ranking-das-tarifas>>. Acesso em: 18. Dezembro, 2020.