

UNIVERSIDADE DO ESTADO DE SANTA CATARINA – UDESC
CENTRO DE CIÊNCIAS DA ADMINISTRAÇÃO E SOCIOECONÔMICAS – ESAG
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ADMINISTRAÇÃO
MESTRADO PROFISSIONAL EM ADMINISTRAÇÃO

RODRIGO LUZ ANTUNES

**ANÁLISE DOS EFEITOS DA MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO MERCADO DE
BAIXA TENSÃO DE UMA DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELÉTRICA**

FLORIANÓPOLIS

2021

RODRIGO LUZ ANTUNES

**ANÁLISE DOS EFEITOS DA MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO MERCADO DE
BAIXA TENSÃO DE UMA DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELÉTRICA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Administração, da Universidade do Estado de Santa Catarina, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Administração.

Orientador: Prof. Dr. Júlio da Silva Dias

FLORIANÓPOLIS

2021

Ficha catalográfica

Antunes, Rodrigo Luz

ANÁLISE DOS EFEITOS DA MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO
MERCADO DE BAIXA TENSÃO DE UMA DISTRIBUIDORA DE
ENERGIA ELÉTRICA

116 f.:

Orientador: Júlio da Silva Dias

Coorientador: Adriano de Amarante

Dissertação (Mestrado) – Universidade do Estado de Santa
Catarina – UDESC, 2021

1. Ambiente de Contratação Regulada . 2. Distribuição de Energia Elétrica. 3. Microgeração Distribuída Fotovoltaica. 4. Regulação Econômica. Dias, Júlio da Silva orient. II. de Amarante, Adriano. Título.

RODRIGO LUZ ANTUNES

**ANÁLISE DOS EFEITOS DA MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO MERCADO DE
BAIXA TENSÃO DE UMA DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELÉTRICA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Administração, da Universidade do Estado de Santa Catarina, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Administração.

BANCA EXAMINADORA

Orientador Prof. Júlio da Silva Dias, Dr.

Universidade do Estado de Santa Catarina – UDESC

Coorientador Prof. Adriano de Amarante, Dr.

Universidade do Estado de Santa Catarina – UDESC

Membros:

Prof. Sérgio Murilo Petri, Dr.

Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC

Prof. Mário César Barreto Moraes, Dr.

Universidade do Estado de Santa Catarina – UDESC

Florianópolis, 23 de fevereiro de 2022.

Dedicatória

A minha esposa, meus filhos e toda a minha família que não mediram esforços para me ajudar nessa etapa da minha vida.

AGRADECIMENTOS

A presente dissertação de mestrado não poderia chegar a bom termo sem o apoio de várias pessoas e instituições às quais estou grato.

Preciso agradecer em primeiro lugar ao meu orientador Prof. Dr. Júlio de Silva Dias e ao meu coorientados Prof. Dr. Adriano de Amarante que sempre demonstraram boa vontade para ajudar nesse trabalho.

Agradeço à Universidade do Estado de Santa Catarina – UDESC- por me oportunizar um aperfeiçoamento gratuito e de excelência e a todos os professores do meu curso pela elevada qualidade do ensino oferecido.

Agradeço igualmente à Celesc Distribuição pela oportunidade concedida para a realização deste curso e desta dissertação. Em especial ao Helton de Souza Natali pelo auxílio na parte relativa à tarifa de energia elétrica e ao Ayslan de Souza Ferreira pelos dados referentes à microgeração distribuída.

Por fim, a todos aqueles que contribuíram, direta ou indiretamente, para a realização desta dissertação, o meu sincero agradecimento.

Epígrafe

Docendo discimus. (Sêneca)

RESUMO

O objetivo deste trabalho é avaliar alguns efeitos que a difusão da Microgeração distribuída acarreta sobre o mercado regulado de distribuição de energia elétrica. Para tanto primeiro foi caracterizado o Ambiente de Comercialização Regulado - ACR e as pressões que o ACR vem sofrendo desde a instituição da Lei 12.783/13. Após isso foram discutidos alguns aspectos sobre o setor de distribuição de energia elétrica e da consequente necessidade de regulação econômica após as reformas liberalizantes da década de 90. Depois foram trabalhados os principais pontos relativos ao conceito de Microgeração Distribuída, com foco na Microgeração fotovoltaica. Por último foram analisados dados de mercado de uma concessionária de energia elétrica objetivando mensurar as perdas de mercado que a distribuidora sofre com a disseminação da microgeração fotovoltaica. Como adendo a isso também foram feitas projeções sobre estas perdas para os próximos anos o que pode auxiliar a tomada de decisões sobre prováveis mudanças regulatórias setoriais.

Palavras-chave: Ambiente de Comercialização Regulado, Distribuição de Energia Elétrica, Microgeração Distribuída Fotovoltaica, Regulação do Setor Elétrico.

ABSTRACT

The aim of this study was to assess the effect of the diffusion of distributed microgeneration on the regulated electricity distribution market. To achieve this goal, we reported characteristics of the Electric Power Distributors and the pressures that this market has been suffering since the institution of the Law 12.783/13. Furthermore, some aspects of the electric power distribution activities were discussed as well as the consequent need for economic regulation after the liberalizing reforms in the 1990s. The main points concerning the concept of Distributed Microgeneration were also addressed, with a focus on Photovoltaic Microgeneration. In addition, market data from an electric power utility were analyzed to measure the market losses that the distributor suffers with the dissemination of photovoltaic microgeneration. Finally, projections were made about these losses for the next years. These projections can help in the decision concerning potential regulatory changes in this sector.

Keywords: Electric Power Distributors, Solar Photovoltaic, Regulation of distribution activities.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Resultados Financeiros no Mercado de Curto Prazo (MCP) e a Conta de Risco Hidrológico (2011-2018).....	20
Figura 2 – Receita com Bandeiras e Custos Financeiros das Distribuidoras (julho/2017-jul/2019) (b) CVA versus EBITDA (2006-2018).....	22
Figura 3 – Composição da TUSD	39
Figura 4 – Composição da TE	39
Figura 5 – Custo final da energia elétrica.....	40
Figura 6 – Diagrama Elétrico Fotovoltaico	42
Figura 7 – Consumo e Produção de Energia	43
Figura 8 – Potencial Técnico Fotovoltaico/Consumo Residencial (Base 2013) por Unidade da Federação.....	44
Figura 9 – Potencial Técnico de geração fotovoltaica em telhados residenciais por Unidade da Federação (GWh/dia).....	45
Figura 10 – Dinâmica da Paridade Tarifária	54
Figura 11 – Área de Concessão da Celesc Distribuição S.A.....	66
Figura 12 – Histórico dos Preços das Células de Silício (US\$/W)	74
Figura 13 – Capacidade de Fabricação em Comparação ao Preço Médio de Produção de Painéis Solares 2010 – 2020.....	74
Figura 14 – Preço Médio de Produção de Módulos Solares por Tecnologia e por País de Manufatura Comercializado na Europa	75
Figura 15 – Média dos Custos de Instalação	76
Figura 16 – Custo Médio de Instalação do Módulo Geração Fotovoltaico.....	76
Figura 17 – Custo Nivelado de Energia.....	77
Figura 18 – Custo de Instalação de Sistemas de Geração Fotovoltaica Residencial.....	77
Figura 19 – Curva S e Percentual de Adoção	96

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Evolução da Tarifa Média da Classe Residencial	71
Gráfico 2 – Evolução da Tarifa da Classe Residencial Celesc Distribuição	72
Gráfico 3 – SAC 24 Meses – 1% a.m.	81
Gráfico 4 – SAC 36 meses – 1% a.m.	81
Gráfico 5 – SAC 48 meses – 1% a.m.	82
Gráfico 6 – SAC 24 meses – 1,5% a.m.	83
Gráfico 7 – SAC 36 meses – 1,5% a.m.	83
Gráfico 8 – SAC 48 meses – 1,5% a.m.	84
Gráfico 9 – Número de Consumidores Optantes por Microgeração Fotovoltaica – (Mensal).86	
Gráfico 10 – Número de Consumidores Acumulados Optantes por Microgeração Fotovoltaica – (Mensal)	87
Gráfico 11 – Potência Adicional de Microgeração Fotovoltaica em KW – (Mensal)	89
Gráfico 12 – Potência Adicional Acumulada de Microgeração Fotovoltaica em KW – (Mensal)	90
Gráfico 13 – Cenários Futuros do Número de Consumidores Com Microgeração Fotovoltaica	100
Gráfico 14 – Cenários Futuros do Número de Consumidores Com Microgeração Fotovoltaica – (MW).....	103

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Potencial Técnico Fotovoltaico Residencial.....	46
Tabela 2 – Fator de Capacidade por Distribuidora.....	47
Tabela 3 – Consumo MWh Por Classe.....	66
Tabela 4 – Consumo MWh Por Classe no ACL.....	67
Tabela 5 – Participação do Consumo em MWh do ACL e do ACR no Mercado Total da Celesc Distribuição	68
Tabela 6 – Participação do Consumo em MWh da Classe industrial no ACL, no ACR e no Mercado Total da Celesc Distribuição	68
Tabela 7 – Participação do Consumo em MWh da Classe Comercial no ACL, no ACR e no Mercado Total da Celesc Distribuição	69
Tabela 8 – Participação do Consumo em MWh da Classe Residencial no ACR e no Mercado Total da Celesc Distribuição	70
Tabela 9 – Características do Módulo Fotovoltaico Considerado.....	79
Tabela 10 – Número de Consumidores Novos e Acumulados, Geração Fotovoltaica Nova e Acumulada	86
Tabela 11 – Consumidores Optantes Por Microgeração Fotovoltaica – Mensal e Acumulado	88
Tabela 12 – Classificação dos Clientes da Celesc Distribuição por Consumo de KWh – (Mensal)	93
Tabela 13 – Estimativa dos Clientes da Celesc Distribuição Aptos a optar por Microgeração fotovoltaica – (Classe Residencial)	94
Tabela 14 – Classificação do Tipo de Residência no Estado de Santa Catarina – (Censo 2010)	95
Tabela 15 – Média Anual de Novos Consumidores Com Microgeração e Fotovoltaica e Média Anual de Potência de Geração Instalada e Média de Potência de Geração (KWh)	98
Tabela 16 – Número de Novos Consumidores Com Microgeração Fotovoltaica mensal e Acumulado	99
Tabela 17 – Cenários Futuros do Número de Consumidores Com Microgeração Fotovoltaica	100
Tabela 18 – Cenários Futuros do Número de Consumidores Com Microgeração Fotovoltaica Agrupado por Ano.....	101

Tabela 19 – Entrada de Nova Potência de Microgeração Fotovoltaica Mensal e Acumulado (MW).....	102
Tabela 20 – Cenários Futuros da Nova Potência de Microgeração Fotovoltaica (MW).....	103
Tabela 21 – Total do Consumo Residencial por Ano e Percentual de Crescimento (MWh) .	105

LISTA DE SIGLAS

ABRACEEL	Associação Brasileira de Comercializadores de Energia Elétrica
ABRACEL	Associação Brasileira de Consumidores de Energia Elétrica
ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
ANACE	Associação Nacional de Consumidores de Energia
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AP	Audiência Pública
BOVESPA	Bolsa de Valores do Estado de São Paulo
BRACIER	Comitê Brasileiro da CIER
BT	Baixa tensão
CADE	Conselho Administrativo de Defesa Econômica
CASAN	Companhia de Água e Saneamento
CCEAR	Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCGF	Contratos de Cotas de Garantia Física
CCRBT	Conta Centralizadora de Recursos de Bandeiras Tarifárias
CCT	Comissão de Ciência e Tecnologia
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CELESC	Centrais Elétricas de Santa Catarina
CER	Contratos de Energia de Reserva
CIER	Comissão de Integração Energética Regional
CMO	Custo Marginal de Operação
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COELBA	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia
CONER	Conta de Energia de Reserva
CONFAZ	Conselho Nacional de Política Fazendária
COSIP	Custeio da Iluminação Pública
CVA	Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela “A”
DFESA	Dona Francisca Energética S.A.

DSV	Dispositivo de Seccionamento Visível
ECTE	Empresa Catarinense de Transmissão de Energia
EER	Encargo de Energia de Reserva
ENERCAN	Energética Campos Novos S.A.
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FEBRABAN	Federação Brasileira de Bancos
FVs	Sistemas Fotovoltaicos
GD	Geração Distribuída
GESEL	Grupo de Estudos do Setor Elétrico
GSF	<i>Generation Scaling Factor</i>
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICMS	Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IPCA	Índice de Preços ao Consumidor Amplo
IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i>
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy</i>
MAESA	Machadinho Energética S.A.
MCP	Mercado de Curto Prazo
MF	Ministério da Fazenda
MME	Ministério das Minas e Energia
MP	Medida Provisória
MRE	Mercado de Realocação de Energia
NEM	<i>Net Energy Metering</i>
ONS	Operador Nacional de Energia Elétrica
PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PLS	Projeto de Lei do Senado
PRODIST	Procedimento de distribuição de energia elétrica
PROINFA	Programa de Energia às Fontes Alternativas de Energia
RTEs	Revisões Tarifárias Extraordinárias
SAC	Sistema de Amortização Constante
SBDC	Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência
SCGÁS	Companhia de Gás de Santa Catarina
SEAE	Secretaria de Acompanhamento Econômico
SEB	Setor Elétrico Brasileiro

SIN	Sistema Interligado Nacional
TCU	Tribunal de Contas da União
TE	Tarifa de Energia
TIR	Taxa Interna de Retorno
TUSD	Tarifa de Utilização de Serviços de Distribuição
TUST	Tarifa de Utilização de Serviços de Transmissão
VR	Valor de Referência

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	18
1.1	APRESENTAÇÃO DA SITUAÇÃO PROBLEMA.....	19
1.2	OBJETIVOS.....	26
1.2.1	Objetivo geral	26
1.2.2	Objetivos específicos.....	26
2	REFERENCIAL TEÓRICO E Legislação Pertinente.....	27
2.1	REGULAÇÃO	27
2.1.1	Teoria da Regulação Econômica.....	27
2.1.2	Regulação do Setor Elétrico	30
2.1.3	Compra de Energia Pelas Distribuidoras	34
2.1.4	A tarifa de Energia Elétrica	37
2.2	MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA.....	41
2.2.1	Definição de Microgeração Distribuída Fotovoltaica	41
2.2.2	Características da Microgeração Distribuída Fotovoltaica.....	43
2.2.3	Aspectos Legais da Microgeração Distribuída Fotovoltaica	48
2.2.4	Mercado Potencial e Seu Efeito Sobre o Mercado Cativo das Distribuidoras ...	52
2.3	TRABALHOS CORRELATOS.....	56
3	METODOLOGIA	60
3.1	ESTUDO DE CASO QUALITATIVO.....	60
3.2	DESCRIÇÃO DOS DADOS.....	62
4	APRESENTAÇÃO DOS DADOS.....	64
4.1	A CELESC DISTRIBUIÇÃO S.A.....	64
4.2	MERCADO DA CELESC DISTRIBUIÇÃO S.A.....	65
4.3	EVOLUÇÃO DO PREÇO DA TARIFA RESIDENCIAL.....	71
4.4	EVOLUÇÃO DOS CUSTOS PARA INSTALAÇÃO DE MICROGERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA	73
4.5	LIMITES PARA MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA	78
4.6	ANÁLISE DAS MIGRAÇÕES DE CONSUMIDORES PARA MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA NA ÁREA DE CONCESSÃO DA CELESC DISTRIBUIÇÃO	85
5	ANÁLISE DOS RESULTADOS.....	91
5.1	ESTIMATIVA DO VOLUME DE CONSUMIDORES COM POTENCIAL PARA OPÇÃO POR MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA	92

5.2	HORIZONTE TEMPORAL DE ENTRADA DE CONSUMIDORES COM POTENCIAL PARA OPÇÃO POR MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA	97
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	107
	REFERÊNCIAS	109

1 INTRODUÇÃO

O atual modelo do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) inaugurado com as Leis nº 10.847 e nº 10.848, ambas de março de 2004, teve um papel importante para reestabelecer a segurança jurídica, no que tange à retomada de investimentos no setor de geração.

Para suprir seus clientes cativos, as distribuidoras adquirem energia por meio de leilões realizados dentro do Ambiente de Contratação Regulado (ACR), estruturados na forma de um único comprador (*pool*), isso assegura uma receita futura aos empreendedores de geração, diluindo o risco de mercado entre os consumidores cativos.

Mesmo que esse sistema tenha sido eficiente para a expansão da geração de energia elétrica no Brasil, o preço dessa energia é superior ao praticado no mercado livre, o que penaliza o consumidor cativo que não pode, por força de lei, escolher seu fornecedor de energia elétrica, além de pagar pela segurança do sistema pela contratação de potência via fontes térmicas, geralmente, mais caras. Isso ocorre porque as distribuidoras tem de contratar, forçosamente, um *mix* de energia pré-definido pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) nos leilões do ACR.

Em geral, as termelétricas têm custo da energia gerada superior ao de outras fontes e são contratadas, buscando garantir segurança operativa ao Sistema Interligado Nacional (SIN), no que tange ao critério de suprimento de potência. Esse critério reflete a capacidade de atendimento da carga máxima em um momento de pico de demanda e não apenas o suprimento da carga média em determinado período de tempo.

Porém, apenas o consumidor regulado paga os custos adicionais dos investimentos em usinas térmicas, com valor estimado de R\$ 47 bilhões, no período de 2015 a 2019, resultando em uma alocação desequilibrada dos custos entre consumidores livres e regulados. Como o mercado livre representa cerca de 30% da demanda do SIN, aproximadamente R\$ 14 bilhões estão alocados equivocadamente sobre o ACR, quando deveriam estar alocados ao Ambiente de Contratação Livre (ACL) (BRASIL, 2020).

Outro fator de desequilíbrio sobre o ACR foi a Lei nº 12.782/13 e a criação do Contratos de Cotas de Garantia Física (CCGFs), por meio dos quais, as distribuidoras de energia passaram a ser cotistas de determinadas usinas hidroelétricas que aceitaram a renovação antecipada de seus contratos de concessão. Nesse caso, as distribuidoras passaram a ser responsáveis pela cobertura do risco hidrológico dessas usinas, o que onerou, ainda mais, o ACR. Observa-se que apenas nos anos de 2016 e 2017 essa conta chegou a R\$ 7,33 bilhões de reais (CCEE, 2021).

Paralelo a isso, nos últimos anos houve incentivos para que os consumidores de baixa tensão das distribuidoras de energia elétrica optassem por sistemas de microgeração distribuída, conforme as Resoluções Normativas nº 482/12 e nº 687/15 aprovadas pela Aneel (2012, 2015).

Vem ocorrendo, também, a diminuição dos custos de instalação desses equipamentos com a evolução tecnológica e pelos ganhos de escala, advindos do aumento da produção. Com isso, estabeleceu-se condições propícias para a disseminação dessa modalidade de geração, o que diminui, ainda mais, o mercado das distribuidoras e encarece a tarifa para os consumidores remanescentes. Nesse processo, quanto mais tarde ocorrer a adoção da microgeração, mais cara será a tarifa e como os consumidores de maior renda e consumo são os que podem arcar com os custos iniciais de instalação da microgeração, o efeito social acaba sendo perverso.

Nesse sentido, o foco desse trabalho é estudar os efeitos da microgeração distribuída no mercado de baixa tensão de uma distribuidora de energia elétrica que já enfrenta alguns problemas estruturais, decorrentes da regulação setorial em vigor atualmente.

1.1 APRESENTAÇÃO DA SITUAÇÃO PROBLEMA

O marco institucional do setor elétrico brasileiro de 2004 foi dominado por um arsenal de políticas discricionárias iniciadas no ano de 2012. A Medida Provisória nº 579/2012 e a Lei Federal nº 12.788/2013 contribuíram para potencializar os problemas presentes no Ambiente de Contratação Regulado (ACR) ao impor o sistema de Contratos de Cotas de Garantia Física (CCGF) aos agentes de distribuição e a consequente assunção dos riscos hidrológicos dessas usinas, além de uma subcontratação generalizada no período de 2013 a 2015, pela não realização do Leilão A-1 de 2012.

Aproximadamente 70% da energia das usinas que comercializavam contratos de energia existente são renovados em CCGF e compulsoriamente contratadas no ACR em substituição aos contratos de energia existente. Os contratos que antes eram por quantidade passam a ser por disponibilidade.

A subcontratação forçou as distribuidoras a comprarem grandes volumes de energia no mercado de curto prazo, que no ano de 2014 apresentava valores bem elevados de Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)¹. Nesse contexto foi publicado o Decreto nº 8.221/14, que estipulava a criação da conta ACR e que alterou o Decreto nº 5.177/04, estabelecendo que os recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) fossem repassados para cobrir os

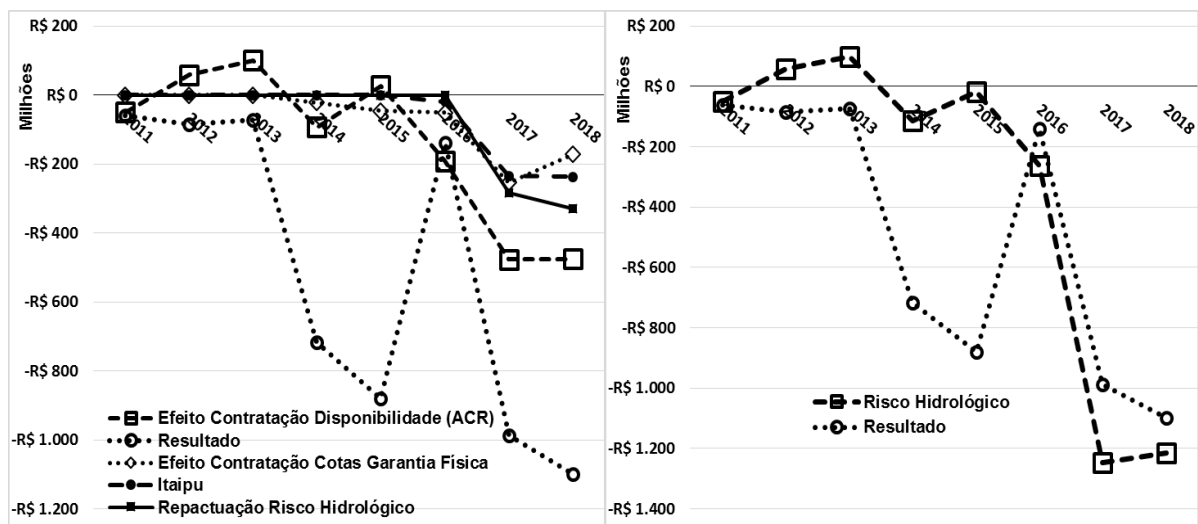
¹ PLD médio para o ano de 2014 foi de R\$ 653,52 (Fonte: CCEE).

custos relativos à Conta Ambiente de Contratação Regulada – Conta ACR. Basicamente, o objetivo era cobrir, total ou parcialmente, as despesas das distribuidoras de energia elétrica originárias da exposição involuntária no mercado de curto prazo e o despacho de térmicas que contrataram no ambiente regulado.

Nos anos de 2015 e 2016, após enfrentamento de uma conjuntura com dois anos subsequentes de reservatórios em níveis críticos na região sudeste, o setor enfrentou uma redução severa nos despachos de usinas hidroelétricas no período para os geradores do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) que levou seus participantes à exposição no mercado de curto prazo, no qual os preços oscilaram, no período, nas proximidades do preço teto. Houve, então, a repactuação do risco hidrológico com a Lei nº 13.203/2015 e a Resolução Normativa nº 684/2015 da Aneel.

O contexto atípico resultou em um GSF² consideravelmente baixo durante um período longo e sem sinal de reversão no médio prazo. Com a repactuação em curso, em 2016, foram rateados por meio das tarifas das distribuidoras R\$ 1,23 bilhões de reais. Já em 2017, com a piora das condições de hidrologia, o rateio foi de R\$ 6,1 bilhões (CCEE, 2021).

Figura 1 – Resultados Financeiros no Mercado de Curto Prazo (MCP) e a Conta de Risco Hidrológico (2011-2018)



Fonte: CCEE (2021).

² GSF é a sigla para o termo em inglês “Generation Scaling Factor”, uma medida de risco hidrológico. Ele é um fator de “rebalanceamento” e determina quanto cada usina receberá de energia, independentemente do quanto produziu, já que considera a capacidade de produção de todo o sistema.

Essa pressão adicional de custos sobre a liquidação financeira do ACR no MCP é apresentada na Figura 1 para uma concessionária de energia elétrica. É possível perceber que em alguns períodos, e notadamente a partir de 2016, o desembolso para o pagamento do risco hidrológico é superior aos valores efetivamente pagos na liquidação financeira total. Isso significa que, nesse cenário institucional errático, a distribuidora pode ser penalizada na liquidação, mesmo estando sobrecontratada³.

Dessa forma, foi necessária a criação, em 2015, da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias⁴, cujo objetivo era o repasse imediato ao consumidor de eventual aumento de custos na geração de energia elétrica, associados ao risco hidrológico, do resultado da liquidação do mercado de curto prazo e de alguns encargos. Mesmo assim, o mecanismo tem se mostrado insuficiente em momentos de *stress* hídrico. Na Figura 2(a) verifica-se a situação financeira desfavorável às concessionárias com déficit significativo durante 2017 e 2018. Como consequência, a Aneel passou a adotar medidas paliativas.

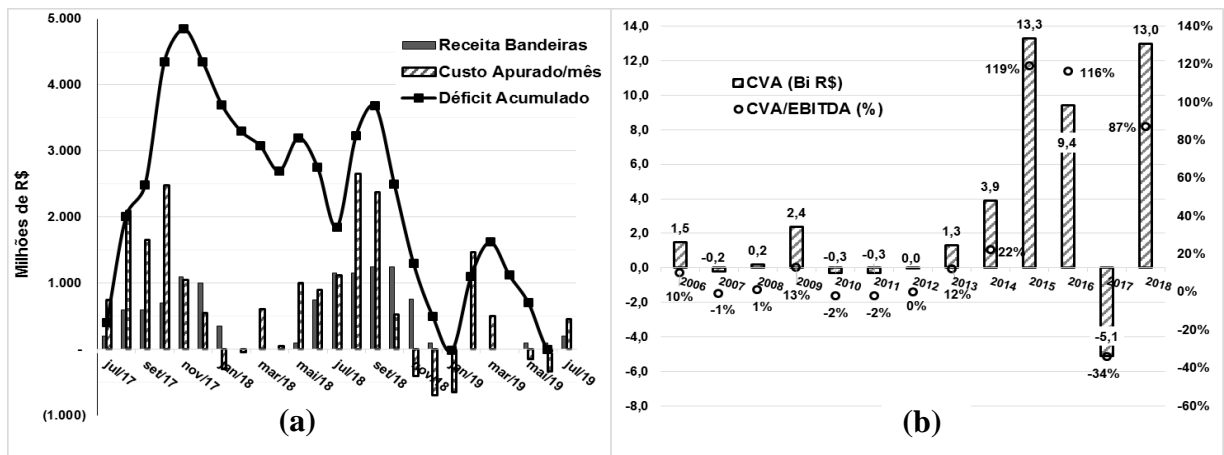
Entre essas medidas, houve repasses da Conta de Energia de Reserva (CONER)⁵ para cobrir as despesas da liquidação do MCP pelas distribuidoras. Somente no ano de 2018, segundo dados divulgados pelo Comitê Brasileiro da CIER-BRACIER, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) já repassou R\$ 3,5 bilhões em valores excedentes da CONER para os consumidores de energia elétrica brasileiros. Desse montante, R\$ 1,3 bilhão foi repassado na liquidação financeira do MCP realizada em dezembro.

³ Sobrecontratação significa que a distribuidora tem mais contratos de compra de energia do que efetivamente necessita para abastecer seu mercado consumidor.

⁴ Decreto nº 8.401/15 e da Resolução Normativa nº 649/15 da Aneel, com o objetivo de administrar os recursos decorrentes da aplicação pelas distribuidoras de energia elétrica, das bandeiras tarifárias.

⁵ A Energia de Reserva é contratada por meio de leilões específicos para este fim, realizados pela CCEE. A geração das usinas comprometidas com estes leilões é paga por meio do recolhimento do Encargo de Energia de Reserva (EER) (Decreto nº 6.353/2008 e Resolução Normativa Aneel nº 337/2008). A CCEE arrecada o encargo junto aos consumidores e realiza o pagamento aos geradores por meio da Conta de Energia de Reserva (CONER) (CCEE, 2021).

Figura 2 – Receita com Bandeiras e Custos Financeiros das Distribuidoras (julho/2017-jul/2019) (b) CVA versus EBITDA (2006-2018)



Fonte: Aneel (2019).

Fica patente que, mesmo com a criação da Conta Centralizadora de Recursos de Bandeiras Tarifárias (CCRBT), em momentos de hidrologia desfavorável, as distribuidoras são pressionadas além de seu limite financeiro, pois mesmo havendo neutralidade econômica na compra de energia, não existe neutralidade financeira. Na Figura 2(b), a geração de saldos positivos na Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela “A” – CVA⁶ para a maioria das distribuidoras nos últimos anos foram superiores ao próprio EBITDA, ou seja, a própria geração de caixa das empresas.

Mais recentemente com a pandemia de COVID-19 foi editada Medida Provisória nº 950, de 8 de abril de 2020, que buscou novamente aliviar o descasamento de receitas enfrentado pelas distribuidoras de energia elétrica, em decorrência da queda de mercado e do aumento da inadimplência causados pela pandemia. O objetivo foi preservar o fluxo de pagamentos do setor elétrico e o consumidor de pressões tarifárias em 2020. Para tanto, possibilitou a estruturação de operações de crédito financeiro, cunhada de CONTA-COVID, utilizando a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) como veículo para destinação e arrecadação de recursos. Mais uma vez uma operação de socorro ao ACR bem similar à Conta ACR de 2014.

Como essa MP significa mais pressão sobre a tarifa do ACR já que os custos referentes à conta COVID-19 terão de ser arcados pelos consumidores no decorrer de sua amortização, foi editada nova MP nº 998, de 2 de setembro de 2020, para tentar suavizar esse impacto, mediante o fim de alguns subsídios e remanejamento de alguns fundos setoriais.

⁶ Portaria Interministerial (PI) MF/MME nº 025, de 24 de janeiro de 2002, com redação alterada pela Portaria Interministerial MF/MME nº 361, de 26 de novembro de 2004, aplicáveis às concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica (ANEEL, 2002).

Uma das medidas aventadas nessa MP foi alterar a Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000. Essa lei estabelece que os agentes de geração, transmissão e distribuição do setor elétrico devem investir, anualmente, um por cento de suas respectivas receitas operacionais líquidas em pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética, sendo parte desses investimentos regulados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). Como foram identificados que existem recursos da ordem de R\$ 3,4 bilhões que ainda não foram aplicados em projetos de pesquisa, desenvolvimento e eficiência energética, foi proposto direcionar esses recursos para a CDE, estabelecendo à Aneel, a competência de regular e fiscalizar tal destinação.

Além disso, anualmente são destinados cerca de R\$ 660 milhões para projetos de pesquisa e desenvolvimento e R\$ 570 milhões para projetos de eficiência energética, também sob regulação da Aneel. De modo a prover recursos para a CDE sem prejudicar os investimentos em andamento ou novos investimentos, propõe-se preservar a destinação de até setenta por cento desses montantes a esses projetos e o restante à CDE, até 31 dezembro de 2025.

Outro ponto, diz respeito à extinção de subsídios para a alteração do desconto aplicado às Tarifas de Uso da Rede de Transmissão ou de Distribuição (TUSD) e Tarifa de Utilização de Serviços de Transmissão (TUST). Nesse caso, propõe-se estabelecer, no prazo de até doze meses, diretrizes para a implementação no setor elétrico de mecanismos para consideração dos benefícios ambientais relacionados à baixa emissão de gases causadores do efeito estufa, em consonância com mecanismos para a garantia da segurança do suprimento e da competitividade, em linha com o que foi discutido e acordado no Congresso Nacional. Assim, se extingue um incentivo à produção de energia renovável sem um mecanismo já em operação, que valorize o atributo ambiental dessas fontes. Dessa forma, as fontes de energia com baixa emissão de gases causadores do efeito estufa poderão não ter, no curto prazo, seus benefícios ambientais adequadamente considerados, o que não contribui para a sustentabilidade de matriz elétrica, em consonância com mecanismos para a garantia da segurança do suprimento e da competitividade.

Outra tentativa para limitar o crescimento de despesas da CDE, caso venham a ser promovidos mecanismos infralegais, voltados a ajustar o nível de contratação das distribuidoras, considerando a notória sobrecontratação resultante da Pandemia, é a vedação da extensão do desconto na tarifa de uso ao consumidor do mercado livre, prevista no § 1º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 1996, exclusivamente no caso de consumidor que vier a celebrar Contrato de Compra de Energia de Fonte de Energia Incentivada e que tenha participado de mecanismo de descontração ou de redução de montantes originalmente comprometidos com Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEARs).

Novamente tem-se uma série de mudanças setoriais para tentar contornar uma crise setorial que não poderia ser totalmente evitada, mas sim, ter seus efeitos sobre o ACR mitigados, caso as distribuidoras tivessem mecanismos de gestão de portfólio contratual mais eficientes.

Importante salientar que repasses da Coner, CCRBT e outras medidas paliativas como as Contas ACR e Covid-19 que podem mitigar os efeitos de uma liquidação financeira muito elevada sobre o caixa das distribuidoras, continuam sendo arcados pelos consumidores do ACR.

Com isso, é possível inferir que, a contratação da energia regulada não possui ferramentas ativas de gestão do risco de preços, de modo que os portfólios atuais têm características e assimetrias completamente independentes da eficiência das empresas. Fato que gera diferenças nos preços de energia entre as distribuidoras, afetando, inclusive, os incentivos à migração entre áreas de concessão e entre mercados livre-cativo. Desse modo, acentua problemas de sobrecontratação nas empresas distribuidoras com tarifas de energia mais caras, em um movimento pró-cíclico e insustentável (BRASIL, 2017).

Também é necessário ser considerada a microgeração distribuída. Com o preço das tarifas no ACR sofrendo pressões, como já discutido anteriormente, existe um incentivo para a instalação de painéis solares pelos consumidores, o que em última análise pressiona, ainda mais, as tarifas do próprio ACR.

Desde 17 de abril de 2012, o consumidor brasileiro pode gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada e fornecer o excedente para a rede de distribuição de sua localidade. Com o objetivo de reduzir os custos e tempo para a conexão da microgeração e minigeração; compatibilizar o Sistema de Compensação de Energia Elétrica com as Condições Gerais da ANEEL foi publicada a Resolução Normativa nº 687/2015 revisando a Resolução Normativa nº 482/2012 (ANEEL, 2012).

Além disso, a legislação em vigor permite um subsídio cruzado para os consumidores que optarem por essa fonte de geração. O processo se dá pela compensação sobre o montante gerado que é valorado pela tarifa cheia da distribuidora.

No caso de a energia injetada na rede ser superior à consumida, cria-se um “crédito de energia” que não pode ser monetizado, mas pode ser utilizado para abater o consumo da unidade consumidora nos meses subsequentes ou em outras unidades de mesma titularidade, desde que todas as unidades estejam na mesma área de concessão, com validade de 60 meses. Um exemplo disso, é a microgeração por fonte solar fotovoltaica: durante o dia o excesso de geração é injetado na rede de distribuição e durante à noite, a rede supre o consumo da unidade. Nesse

caso, a rede funciona como uma espécie de bateria, armazenando o excedente até o momento em que a unidade consumidora necessite de energia proveniente da distribuidora.

Quando é realizada a compensação, toda a energia excedente injetada na rede da distribuidora é valorada pelo valor da tarifa cheia. Como na tarifa além do custo de energia estão também presentes os componentes referentes à transmissão e à distribuição de energia, além dos encargos, todo esse adicional é apropriado pelo microgerador. Dentro dessa norma, o consumidor cativo acaba por pagar todos esses custos, subsidiando o consumidor que pode gerar sua própria energia e, conseqüentemente, tendo mais a frente, quando da revisão tarifária da distribuidora, uma tarifa mais cara, pois o mercado cativo da distribuidora se tornou menor.

Isso acontece dada a premissa do modelo de remuneração das distribuidoras de energia estar vinculado ao volume de energia distribuído aos seus consumidores cativos. Com isso, uma redução do mercado cativo das distribuidoras pelo incentivo à microgeração diminuirá o faturamento da companhia, necessária para remunerar sua base de ativos e seus custos de operação, o que poderá ameaçar a viabilidade econômica da concessão, haja vista que a equalização desses custos ocorrerá somente na revisão tarifária da distribuidora.

As migrações para o ACL oriundas da pressão tarifária e os incentivos à microgeração distribuída diminuem o mercado de rateio das tarifas no ambiente regulado, sobrecontratam as distribuidoras e aumentam, ainda mais, o custo da eletricidade no ACR (*WORKSHOP LASTRO E ENERGIA*, 2019). No limite, pode haver uma inviabilização do ACR em virtude dos preços praticados nesse mercado. Dessa forma, a expansão da geração no Sistema Elétrico Brasileiro também ficará comprometida, o que sugere a necessidade de um novo mecanismo para esse fim, bem como de uma regulação setorial mais adequada ao suprimento e distribuição de energia elétrica ao ACR.

O foco do presente trabalho é discutir e avaliar os impactos da microgeração fotovoltaica distribuída no mercado de baixa tensão de uma distribuidora que já está pressionada pelas mudanças ocorridas nos últimos anos, mormente a partir da Lei nº 12.783/13, além da existência dos contatos legados que são a base dos portfólios das distribuidoras de energia elétrica.

O foco na baixa tensão é justificado, pois em tese, esse mercado é o último a ser atingido pelas medidas liberalizantes já em curso e que pode ser um dos mais atingidos pela opção por microgeração, face às tarifas elevadas praticadas no mercado cativo das distribuidoras de energia elétrica.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo geral

Avaliar a relevância da microgeração distribuída no mercado de baixa tensão de uma empresa concessionária no setor de distribuição de energia elétrica.

1.2.2 Objetivos específicos

- Caracterizar o volume de consumidores na baixa tensão aptos a optar pela microgeração fotovoltaica dentro de uma área de concessão específica;
- Avaliar os efeitos sobre o mercado cativo da distribuidora de energia elétrica;
- Propor metodologia de análise e avaliação das principais consequências financeiras provenientes da disseminação da microgeração distribuída; e
- Apresentar alguns resultados financeiros advindos da diminuição do mercado cativo da distribuidora resultantes da disseminação da microgeração no mercado de baixa tensão.

2 REFERENCIAL TEÓRICO E LEGISLAÇÃO PERTINENTE

2.1 REGULUÇÃO

Como visto na apresentação da situação-problema, os entraves que o setor elétrico brasileiro apresenta atualmente são decorrentes da regulação a que este setor está sujeito. Mesmo considerando que houve períodos de forte *stress* hídrico e de que a matriz energética brasileira tem predominância dessa fonte de geração de energia, o que se percebe é que algumas escolhas regulatórias acabaram por potencializar esses problemas.

Devido a isso, a próxima sessão do estudo foi dedicada a discorrer sobre os conceitos de regulação como marco teórico e como esse arcabouço teórico moldou os aspectos regulatórios do setor elétrico brasileiro.

2.1.1 Teoria da Regulação Econômica

Na economia, um número razoável de setores apresenta especificidades que motivam uma regulação por parte da sociedade organizada, ou autoridade constituída, com a finalidade de controlar as condutas individuais ou de grupos de agentes em determinados setores.

Cumprir salientar que interesse público aqui deverá ser entendido como a melhor maneira de se distribuir os recursos escassos entre os integrantes da sociedade, coordenando os mecanismos do mercado, de maneira a corrigir falhas de mercado e principalmente, equalizando os preços e os custos marginais, com o intuito de dar equilíbrio ao mercado. O que bastaria para dar o desejado equilíbrio ao mercado seria uma regulação proveniente do Estado, já que quanto maior o nível de intervenção, menor a perda no âmbito do setor privado (HERTOG, 2010).

Como conceito básico, a regulação econômica pode ser descrita por meio do estabelecimento de regras e normas de conduta para regular atos ou conjunto de atos econômicos. Diferente de condutas intervencionistas de autoridades fiscais, as agências reguladoras delimitam ações econômicas de empresas e organizações, com o objetivo de evitar atitudes oportunistas.

Dentro da teoria da regulação econômica, um conceito fundamental para legitimar a regulação de determinados setores é o de monopólio natural, que se caracteriza quando a escala mínima de eficiência é maior que o mercado relevante. Suavizando um pouco, é possível afirmar que quando a escala mínima de eficiência da empresa é maior que, pelo menos, a metade

da necessidade de demanda de mercado com o preço igual ao custo variável médio, a estrutura de oferta mais eficiente é baseada na existência de uma única empresa ofertante⁷.

Este conceito ajuda a compreender porque a conduta de agentes de determinados setores deve ser avaliada, controlada e coordenada por uma agência de regulação. Quando a estrutura de mercado de uma indústria é constituída por apenas uma única firma ofertante de determinado bem ou serviço e por grande número de consumidores, pode haver a necessidade de regulação para evitar o exercício do poder de monopólio da empresa incumbente⁸.

Poder de mercado e externalidades são exemplos de um fenômeno geral denominado falha de mercado – a incapacidade de alguns mercados não-regulamentados de alocar eficientemente os recursos. Quando os mercados falham, as políticas públicas podem potencialmente remediar o problema e aumentar a eficiência econômica (MANKIW, 2001).

O setor de distribuição de energia elétrica apresenta características notadamente de um monopólio natural, já que mesmo que ocorra a segmentação das distribuidoras de energia elétrica, em áreas de atuação distintas, pode-se afirmar que, mesmo ofertando o mesmo tipo de serviço ou produto, cada empresa concessionária de distribuição de energia elétrica atua em mercados relevantes distintos. Mesmo que exista similaridade na dimensão produto, não há sobreposição entre diferentes áreas de concessão na dimensão geográfica de seus mercados relevantes.

De acordo com texto submetido à Audiência Pública nº 001/2008 da Aneel:

A jurisprudência recente do SBDC para o segmento de distribuição de energia elétrica tem sido consistente com a constatação de que as distribuidoras atuam em mercados relevantes distintos do ponto de vista geográfico e, portanto, não possuem relação de concorrência. Com efeito, as análises empreendidas pela Secretaria de Acompanhamento Econômico do Ministério da Fazenda (SEAE/MF), confirmadas pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), apontam que não há competição entre duas ou mais distribuidoras, dadas as características do mercado em análise, em que a distribuição se constitui como um monopólio natural, sujeito a extensa regulação (ANEEL, 2008).

Em grande parte das economias contemporâneas, a regulação econômica é exercida por agências reguladoras que estabelecem normativas objetivando que as empresas atuem de maneira competitiva, mesmo em setores com elevada concentração na produção e distribuição de bens e serviços. Em resumo, a atribuição da agência reguladora é a de estabelecer regras e

⁷ Definições Kupfer (2002), Varian (1992)

⁸ Uma exceção seria a Teoria dos Mercados Contestáveis. Na abordagem desenvolvida por esse referencial o critério de seleção é o mínimo custo de produção que ocorre pela força da concorrência potencial e não pela entrada efetiva de novas firmas, como ocorre na microeconomia tradicional. Definições Baumol et. al (1982)

normas de conduta do agente regulado que tenham em consideração, a maximização do bem-estar econômico. Essas normas devem implementar desenhos de mecanismos de incentivo e punição, de forma a fazer com que os agentes econômicos tomem decisões que conduzem a economia, como um todo, a um resultado de máximo bem-estar econômico e social possível.

Um esquema que explica essa relação entre a concessionária e o agente regulador é proposto pela teoria do agente-principal. A agência reguladora, em algumas situações, tem a tarefa de fazer cumprir objetivos contrários aos objetivos do agente regulado. Isso, via de regra, acontece sem que a agência reguladora (principal) tenha total controle e conhecimento das atividades do agente regulado. As informações podem estar vinculadas às tecnologias empregadas e outros parâmetros do processo de geração de valor e formação de preços de tarifas, por exemplo. Com isso, existe a possibilidade de o agente regulado utilizar a assimetria de informação presente em seu favor. Trata-se do uso de informações internas em sua relação com a agência reguladora. Uma das contribuições à teoria foi o trabalho de Akerlof (1970) que modela o problema da assimetria de informação referente a qualidade de um bem. Como a regulação envolve a interação estratégica entre agentes econômicos, a teoria da regulação econômica é constituída, basicamente, por fundamentos microeconômicos.

No Brasil, a instituição das agências regulatórias data da década de 1990, durante o exercício da Presidência da República por Fernando Henrique Cardoso.

O que se pôde observar no Brasil, a partir do início da década de 90, foi o deslocamento da relevância atribuída às modalidades de intervenção estatal. Enquanto, por um lado, se iniciou um esvaziamento das funções do Estado empresário por intermédio do processo de privatização das empresas estatais, por outro constituiu-se um novo aparato regulatório formado pelas agências de regulação. Tais agências teriam como função garantir, lançando mão de um aparato decisório fundado no seu caráter técnico e legitimado pela sua independência em relação às injunções políticas, a satisfação do interesse público regulando setores até então afeitos à prestação direta do estado (CARVALHO, 2002, p. 13-14).

Basicamente, pode-se considerar que os movimentos para a privatização das telecomunicações e de outros setores formou o alicerce para a implementação dessas agências reguladoras. A criação dessas agências foi eficaz na implantação das políticas de desestatização, tornando claro o viés pró-abertura econômica no Brasil, do princípio da década de 1990.

A justificativa para criação dessas agências, no caso brasileiro, veio da percepção de que setores sujeitos a programas de privatização seriam estratégicos para o desenvolvimento do país, dadas as características de monopólio e mesmo de oligopólio de alguns deles, não poderiam estar sujeitos apenas às leis de mercado.

Outro ponto interessante está calcado na percepção que essas atividades, agora de responsabilidade da iniciativa privada, não deixaram de ser obrigações do Estado. Dessa forma, havia a necessidade de uma maneira de controlar essas mesmas atividades sem prejudicar o interesse dos investidores. Segundo Kessler (2006), “[...] o setor elétrico, assim como outros serviços públicos de grande penetração social desempenha importante papel no desenvolvimento econômico do país, pelo conjunto de externalidades positivas produzidas pelos investimentos e serviços oferecidos”.

A solução adotada foi a instituição de agências reguladoras nos moldes das existentes nos Estados Unidos, com uma agência voltada a cada setor considerado estratégico e que estava em processo de privatização. Pode ser citado, como exemplo, a Aneel, que segundo a Lei nº 9.427/1996,

[...]é atribuição da ANEEL implementar as políticas e diretrizes do governo federal para a exploração da energia elétrica e o aproveitamento dos potenciais hidráulicos (BRASIL, 1996).

A partir daí ocorreu a instituição de um novo paradigma no qual a responsabilidade de fiscalizar o correto aproveitamento de alguns bens públicos passa para essas agências reguladoras.

2.1.2 Regulação do Setor Elétrico

O marco regulatório desenvolvido em 2004 foi advindo de uma situação de crise, no caso o apagão ocorrido em 2001, após as primeiras reformas liberalizantes da década de 1990. Nessa época foi aventada a suposição de que a falta de planejamento no setor e a ausência de investimentos em geração e distribuição de energia foram os principais motivos do ocorrido.

No cenário energético pós-reforma as funções de suprimento, fornecimento e demanda dos serviços de energia se tornaram mais complexas dada a presença de muitos operadores privados com poderes econômicos assimétricos. Desta forma, o país precisa aliar competência negocial e criatividade para retomar a expansão da infraestrutura necessária ao desenvolvimento do nosso potencial produtivo (ALVEAL, 2003).

Porém, é preciso, também, observar que no ano de 2001, a hidrologia foi muito ruim, o que aliado ao fato de que na época mais de 90% da energia elétrica do Brasil era produzida por usinas hidrelétricas, acarretou de fato em uma falta severa de energia. Para piorar ainda mais, existiam gargalos de transmissão, problemas ainda presentes nos dias de hoje, que não

permitiram ao governo manejar a geração de energia de onde havia sobra para locais onde havia falta de eletricidade.

Em suma, provavelmente ambos os motivos foram responsáveis pelo apagão ocorrido no Brasil no ano de 2001, o que serviu de justificativa para o estabelecimento um novo desenho do setor elétrico brasileiro.

O Novo Modelo do Setor Elétrico foi inaugurado com as Leis nº 10.847 e nº 10.848, aprovadas em março de 2004. Suas diretrizes, conforme Carta de Intenções divulgada pelo Ministério das Minas e Energia, são: (i) promover a modicidade tarifária; (ii) garantir a segurança do suprimento de energia elétrica; (iii) assegurar a estabilidade do marco regulatório; e (iv) promover a inserção social via universalização do atendimento do setor elétrico.

Dentro desse novo regramento setorial houve a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) vinculada ao Ministério das Minas e Energia (MME), com o objetivo de realizar estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético. Além da criação da Câmara de Comercialização da Energia Elétrica (CCEE), que atua com a finalidade de viabilizar a comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), além da criação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), responsável pelo monitoramento do balanço entre oferta e demanda de energia no curto, médio e longo prazos.

Em 11 de setembro de 2012 foi promulgada a Medida Provisória nº 579, depois convertida na Lei nº 12.783/2013. A MP visava a renovação antecipada de concessões de geração e transmissão vincendas nos próximos cinco anos, desde que os geradores e transmissores concordassem em aceitar uma tarifa pré-determinada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). Além disso, a lei ainda reduziu alguns encargos e previu aportes do Tesouro para compensar essa redução e as tarifas mais baixas que seriam aplicadas no biênio 2013-2014, e para indenizar os investimentos das concessionárias conforme previsto nos contratos.

Dessa forma, ficou estabelecida uma nova forma de contratação entre os agentes de distribuição e os geradores que passaram a fornecer energia na forma de Contratos de Cotas de Garantia Física (CCGFs) pelos quais os geradores eram remunerados apenas pela manutenção e operação das usinas convertidas em cotas e os agentes de distribuição repassariam aos consumidores cativos o risco hidrológico desses contratos.

Já em 1º de janeiro de 2013, de acordo com a Lei nº 12.111 de 09/12/2009, ficou estabelecido que a energia proveniente das usinas Angra 1 e Angra 2 seria destinada às distribuidoras de energia do Sistema Interligado Nacional (SIN), na forma de cotas-partes e a Aneel ficou responsável por determinar, anualmente, os montantes destas cotas-partes a serem

alocados. A alocação foi em função do tamanho dos mercados consumidores de cada distribuidora. Os montantes de energia foram limitados à soma das garantias físicas das usinas, descontados o consumo interno da Central Nuclear e as perdas na rede de transmissão.

Logo, essa estrutura regulatória resultou em distintos tipos de contrato de energia a serem praticados no Ambiente de Comercialização Regulado (ACR), sendo que os principais são:

- Contratos de Geração distribuída que necessariamente tem de ser oriundos de chamada pública e, exclusivamente, de geradores ligados à rede de distribuição da concessionária. Existe um limite de 10% em relação a carga das distribuidoras no ano anterior a contratação desse tipo de energia;
 - Contratos de Ajuste, que são aqueles que objetivam cobrir algum déficit de energia para que a distribuidora possa atender 100% de seu mercado. Esse preceito consta do Decreto nº 5.163/2004, que regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências;
 - Contratos do Programa de Energia às Fontes Alternativas de Energia (PROINFA), tem por objetivo incentivar a contratação de energia de fontes alternativas, incentivando a diversificação da matriz energética nacional. Nesse caso, toda a energia produzida por pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), usinas eólicas e usinas de biomassa que participem do programa tem garantia de contratação da energia produzida por um prazo de 20 anos por meio da Eletrobrás;
 - Contrato de Itaipu restrito às distribuidoras localizadas nos submercados sul e sudeste/centro-oeste que são demandantes da energia produzida por essa usina;
 - Contratos de Energia de Reserva (CER) oriundos de Leilões de Energia de Reserva promovidos pela CCEE, que firma esses contratos com os geradores participantes desses certames. Nesse caso, a própria CCEE atua como representante dos consumidores no ACR e ACL e a energia contratada é toda liquidada no Mercado de Curto Prazo. O objetivo desses contratos é de servir para garantia de suprimento no fornecimento de energia elétrica no SIN, haja vista que a garantia física da maioria das grandes hidroelétricas do SIN estava superestimada, forçando ao regulador a constituição de uma reserva de capacidade por meio desses contratos;
- e

- Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEARs) celebrados entre os geradores e os agentes de distribuição de energia elétrica. Esses contratos são provenientes de Leilões regulados promovidos pelo Ministério das Minas e Energia e realizados no âmbito da própria CCEE. São divididos em dois tipos: por quantidade e por disponibilidade. A principal diferença entre as duas modalidades é que no contrato por quantidade o risco hidrológico é associado ao gerador e no contrato por disponibilidade o risco hidrológico é associado ao agente de distribuição.

Após a promulgação da Lei nº 12.211/2009 e da Lei nº 12.783/2013, entraram em vigor os CCGFs e os CCEN.

Os CCGFs, contratos de cotas de garantia física, as distribuidoras ficaram com a geração das usinas que aderiram a renovação antecipada de suas concessões. Pela lei, os valores a serem pagos por essa energia deveria cobrir os custos de manutenção e operação dessas usinas que, em tese, já estão depreciadas, ficando as distribuidoras em contrapartida responsáveis pelo risco hidrológico das mesmas. Já os CCEN, contratos de cotas de energia nuclear, são referentes à produção de energia das usinas de Angra 1 e Angra 2.

Em geral, a maioria dos contratos das distribuidoras são os CCEARs, os quais, como já observado, não permitem a escolha nem da fonte geradora nem do próprio gerador. Dessa forma, toda a contratação de energia por parte dos agentes de distribuição se dá de forma quase que compulsória, com essas empresas declarando apenas a necessidade de energia para os anos futuros. Não existe nenhum incentivo para a gestão do valor da energia a ser adquirida, pois independentemente da fonte de suprimento, a principal motivação das distribuidoras é estar 100% contratadas para escapar de uma possível penalidade por subcontratação de energia, conforme previsto no Decreto nº 5.163/2004. Em uma situação em que a energia no MCP está com o preço mais baixo e que num possível leilão de ajuste, por exemplo, as distribuidoras tem de adquirir a energia no leilão, caso seu balanço energético entre carga e contratos esteja abaixo de 100%, o que retira toda e qualquer racionalidade da compra.

Em contrapartida, no ambiente de comercialização livre (ACL), os consumidores podem escolher livremente seus fornecedores de energia e negociar os preços e as condições de fornecimento. Nesse caso, obviamente existirá a busca por contratos de suprimento mais vantajosos e possíveis exposições ao MCP podem ser dosadas de acordo com o perfil de consumo do agente.

Números divulgados pela Abraceel (2021) informam que mais de 60% da energia elétrica consumida pela indústria brasileira é transacionada no mercado livre de energia. Segundo essa mesma fonte, a média de economia desde 2003 é da ordem de 18% em relação ao mercado cativo, ainda com a vantagem de permitir a exposição, ou não, ao MCP pelo agente.

2.1.3 Compra de Energia Pelas Distribuidoras

Para suprir seus clientes cativos, as distribuidoras adquirem energia por meio de leilões realizados dentro do chamado ambiente de contratação regulada (ACR). Esses leilões de compra e venda de energia elétrica, cujos participantes são os geradores de energia e as empresas de distribuição, são realizados pela CCEE e supervisionados pela Aneel. Os leilões são estruturados na forma de um único comprador (*pool*), em que a informação sobre o consumo futuro das distribuidoras é submetida anualmente ao MME, o que resulta na necessidade de energia para abastecer o sistema nos anos vindouros. Isso, associado ao planejamento realizado pela EPE, indica o montante de energia a ser licitado nos certames. As empresas distribuidoras e as geradoras vencedoras do leilão, assinam contratos de comercialização de energia elétrica no ambiente regulado (CCEAR). Os CCEARs têm como parâmetros preço e prazo pré-definidos, e esses não podem ser alterados pelos agentes.

Os leilões genéricos de contratação de energia nova são os certames em que várias fontes de energia elétrica competem entre si, tendo como definidor do denominador comum de ajuste entre as fontes o ICB – Índice de Custo Benefício – que busca possibilitar uma comparação interfontes nos leilões. Desta forma, pode-se deduzir que a prioridade dos leilões genéricos é a promoção da modicidade tarifária, independente da fonte. Ocorre, porém que a comparação entre as fontes é muito difícil de traduzir em uma metodologia que faça jus às especificidades das fontes (CASTRO, BRANDÃO, 2010b).

Esses leilões são divididos em Leilões de Energia Nova, que tem como finalidade atender ao aumento de carga das distribuidoras, e são contratadas energias de usinas que ainda serão construídas e Leilões de Energia Existente que contratam energia gerada por usinas já construídas e que estejam em operação, cujos investimentos já foram amortizados e, portanto, possuem um custo mais baixo. Como a dinâmica do novo modelo teve como principal instrumento de expansão do parque gerador nacional, os leilões de energia nova por intermédio da assinatura de contratos bilaterais de longo prazo, e servem como garantia para obtenção de empréstimos e viabilização do empreendimento.

A expansão da capacidade de geração elétrica do sistema brasileiro está baseada na capacidade de pagamento do ACR – Ambiente de Contratação Regulado – também denominado mercado cativo, em que só atuam as distribuidoras. Elas são obrigadas a contratarem 100% da sua demanda de energia compulsoriamente dos geradores que foram vencedores dos Leilões de Energia Nova. As novas usinas têm a garantia de repasse integral dos gastos com compra de energia às tarifas dos consumidores cativos e os contratos nestes leilões são desenhados para terem condições adequadas para servir de base para o financiamento dos projetos através de acesso a linhas especiais no BNDES (CASTRO *et al.*, 2014).

As distribuidoras acabam tendo o papel de garantidoras de receita, o que serve para viabilizar os empreendimentos de geração por meio de financiamentos de longo prazo. Geralmente são assinados contratos de 30 anos, fonte hídrica, e 15 anos, fonte térmica. Durante a vigência dos CCEARs de energia nova, a receita para os geradores é praticamente garantida, haja vista que a inadimplência de um agente de distribuição praticamente inviabiliza a sua operação.

Por este motivo, as concessionárias de energia elétrica mantêm majoritariamente na sua carteira de contratos de compra CCEARs de energia nova, dessa forma, sendo responsáveis pela expansão do parque gerador brasileiro. Importante salientar que nenhum outro comprador de energia assume contratos de prazo tão longo quanto às distribuídas de energia elétrica, dadas as incertezas futuras inerentes a novas tecnologias, preço e mesmo a sua operação comercial.

Após as celebrações dos contratos de compra e venda de energia elétrica, ocorre o registro na CCEE, que realiza a medição dos montantes que foram realmente produzidos e consumidos pelos agentes separadamente, apurando as diferenças que podem ser positivas (sobra) ou negativas (falta) e que serão, posteriormente, liquidadas no mercado de curto prazo.

O preço da energia elétrica no mercado de curto prazo, comercializada na CCEE, é apurado com base no Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). O PLD é um valor determinado para cada patamar de carga, com base no Custo Marginal de Operação (CMO), vigente para cada período de apuração em seu respectivo submercado. Como essas transações no mercado de curto prazo são liquidadas ao PLD, que reflete o custo marginal do sistema⁹ dependente da hidrologia atual e futura, não é considerada a relação entre oferta e demanda nesse processo de formação de preços.

Quando se analisa apenas a componente energia, já é possível inferir que o consumidor cativo acaba por ser exposto a um risco que pode significar um custo maior pela aquisição de energia do que um consumidor livre, visto que as transações são estruturadas sob condições de

⁹ Custo de produção de uma unidade de energia adicional à última unidade consumida pelo mercado.

incerteza em relação ao preço do mercado de curto prazo sujeito ao regime hidrológico, além da já comentada predominância de contratos de energia nova.

Os contratos de longo prazo no Brasil são financeiros, isto é, eles não envolvem entrega física de energia por parte do vendedor, sendo o Operador Nacional do Sistema (ONS) que define o despacho econômico ótimo, baseado em modelos estocásticos. Como o despacho não considera os contratos, a energia medida costuma diferir substancialmente da energia contratada e os descasamentos verificados não são resolvidos bilateralmente entre as partes. Há na CCEE um mecanismo multilateral de conciliação de diferenças para cumprir esta função, chamado de Mercado de Curto Prazo (MCP), o qual movimentava volumes expressivos de energia (CASTRO *et al.*, 2017).

A incerteza advém de as distribuidoras não terem possibilidade no modelo setorial atual de se proteger da exposição ao mercado de curto prazo, logo poderão estar sujeitas a adquirir volumes de energia que são precificados via custo marginal. Isto ocorre por não haver a possibilidade de ocorrer uma sazonalização dos contratos com total aderência à curva de carga das distribuidoras.

Dois fatores principais explicam o problema. Primeiro, a curva de carga da distribuidora é estimada quando da negociação com os geradores do perfil de sazonalização dos contratos, o que ocorre no final do ano anterior a entrega da energia pelos geradores. Segundo, nem todos os contratos são passíveis de serem sazonalizados de acordo com a curva de carga estimada. Alguns contratos apresentam sazonalização *flat*, ou seja, a energia desses contratos é entregue em montantes iguais em todos os meses do ano. Esse é mais um complicador para prejudicar a sazonalização integral, mesmo sobre a curva de carga estimada e mesmo com a contratação de 105% de lastro contratual em relação à carga.

Outro ponto digno de nota é que ainda existe a diferença de preços dos submercados no SIN. Por lei, a distribuidora compra sua carga no submercado de sua área de concessão e vende seus contratos no submercado em que o gerador produz sua energia. Como existem gargalos de transmissão no SIN, os preços podem ser diferentes nos submercados e, com isto, ocorrer situações em que a carga é adquirida por um valor superior ao preço de venda de seus contratos e vice-versa, gerando exposições financeiras aos agentes de distribuição.

2.1.4 A tarifa de Energia Elétrica

A receita dos serviços de distribuição é adquirida por meio do pagamento de tarifas pelo consumo de eletricidade. A receita necessária para a remuneração dos serviços de distribuição é denominada de Receita Requerida e é composta pela soma da Parcela A e da Parcela B (ANEEL, 2021). A Receita Requerida é o montante de recursos necessário para que a distribuidora possa pagar todos os seus custos e, também, para a remuneração de seus investimentos físicos realizados para esse fim, que é a distribuição de energia elétrica.

$$RR = VPA + VPB$$

Onde:

RR – Receita Requerida;

VPA – Valor da Parcela A; e

VPB – Valor da Parcela B.

Esses dois componentes distintos também são classificados como Custos não-gerenciáveis (parcela A) e custos gerenciáveis (parcela B). Essa classificação é utilizada para segregar a parcela de custos que a distribuidora não tem como otimizar da parcela de custos, em que é possível a obtenção de ganhos pela eficiência operacional.

A parcela A engloba todos os custos referentes à compra de energia, transmissão de energia e encargos setoriais. Todos esses custos são repassados para os consumidores finais e seu impacto deve ser neutro, em termos econômicos, para as distribuidoras. Esses custos são compostos por: custo de energia; custo de transmissão; encargos setoriais; e receitas irrecuperáveis. As receitas irrecuperáveis são oriundas da inadimplência dos consumidores e que a Aneel reconhece como perdas financeiras.

A Receita Irrecuperável é a parcela esperada da receita total faturada pela empresa que tem baixa expectativa de arrecadação em função da inadimplência por parte dos consumidores. Essa 'receita' tem sido considerada pela ANEEL nos itens de custos que compõe a tarifa de energia desde o primeiro ciclo de revisão tarifária (concluído em 2005). [...] Para a obtenção dos percentuais regulatórios das receitas irrecuperáveis foram utilizados os dados dos faturamentos não recebidos até um mês base definido, sendo considerado como receitas irrecuperáveis o percentual mediano dos faturamentos não recebidos no período de 49 a 60 meses em relação ao mês base (ANEEL, 2021).

A parcela B incorpora os custos de prestação do serviço de distribuição e a remuneração dos investimentos em capital físico, bem como sua depreciação, realizado pelas distribuidoras. Esses custos tem de seguir os princípios da eficiência e prudência, por isso são considerados gerenciáveis pela distribuidora e precisam ser aprovados pela Aneel, o que é feito anualmente quando do reajuste¹⁰ ou da revisão¹¹ tarifária. A revisão tarifária geralmente ocorre de quatro em quatro anos é mais focada na parcela B, em que os custos gerenciáveis são reavaliados. O reajuste incide, predominantemente, na parcela A e é feito anualmente. Observa-se que em anos de revisão tarifária não é realizado o processo de reajuste.

Ainda dentro da parcela B existe uma subdivisão dos custos classificados como gerenciáveis. São três subclasses: operacionais; de capital; e de depreciação. Operacionais englobam custo de pessoal, serviços de terceiros, seguros relacionados aos serviços de distribuição e tributos. Os custos de capital são compostos, basicamente, pelo que se chama de custo de oportunidade¹², decorrente do capital imobilizado pelos acionistas da distribuidora. Custos de depreciação são oriundos do uso dos ativos na distribuição de energia elétrica (ANEEL, 2021).

Para conseguir cobrar esses custos inerentes à atividade de distribuição foi estabelecido um regramento definido como estrutura tarifária, que é composta por dois fatores: TUSD – tarifa do uso do sistema de distribuição; e TE – tarifa de energia.

A TUSD serve para cobrir os custos físicos das redes, tanto os de transmissão quanto os de distribuição, perdas técnicas e não-técnicas e, também, os encargos do setor elétrico. É cobrada de matéria distinta dos consumidores de alta e de baixa tensão. Na alta tensão existe a segregação entre consumo e potência. Consumo é o acumulado de potência elétrica utilizada, geralmente, durante um período de 30 dias ou 730 horas e medido em KWh ou MWh. Potência é a quantidade média utilizada de potência elétrica pelo consumidor durante um intervalo de

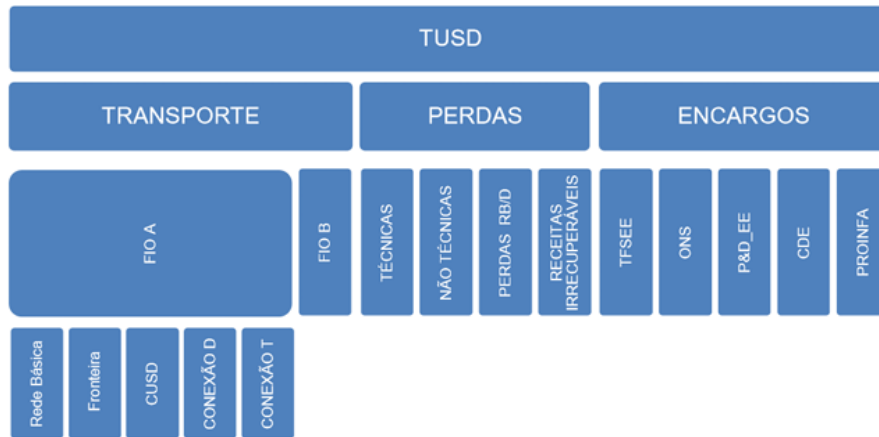
¹⁰ Seu objetivo é restabelecer o poder de compra da concessionária. Para aplicação da fórmula de reajuste são repassadas as variações dos custos da Parcela A, que são aquelas em que a distribuidora tem pouca ou nenhuma gestão. Por contrato, são os custos relacionados à compra de energia elétrica para atendimento de seu mercado, o valor da transmissão dessa energia até a área da distribuidora e os encargos setoriais. No reajuste, os custos com a atividade de distribuição, esses sob completa gestão da distribuidora e definidos como Parcela B, são corrigidos pelo índice de inflação constante no contrato de concessão (IGP-M ou IPCA), deduzido o Fator X (ANEEL, 2021).

¹¹ A revisão tarifária periódica também é um dos mecanismos de definição do valor da energia paga pelo consumidor, sendo realizada a cada quatro anos, em média, de acordo com o contrato de concessão assinado entre as empresas e o poder concedente. Na revisão periódica são redefinidos o nível eficiente dos custos operacionais e a remuneração dos investimentos, a chamada Parcela B (ANEEL, 2021).

¹² Segundo Burch e Nenby (1974), o conceito de custo de oportunidade originou-se com Frederick Von Wieser (1851-1926). O conceito foi aplicado na determinação do valor dos fatores de produção. Ele definiu o valor de um fator de produção em qualquer situação como o seu custo de oportunidade, sendo tal custo de oportunidade definido como “a renda líquida gerada pelo fator em seu melhor uso alternativo”.

tempo de 15 minutos e é faturada em KW, pelo maior valor medido durante o ciclo de faturamento de 30 dias. Na baixa tensão, a cobrança é feita apenas sobre o consumo.

Figura 3 – Composição da TUSD



Fonte: Aneel (2021).

A TE corresponde à parcela da tarifa que serve para cobrir os custos com aquisição de energia, perdas da rede básica, de parte dos encargos, do serviço de distribuição e das despesas de transmissão da usina de Itaipu, sendo que esse caso só se aplica às distribuidoras que tem suas áreas e concessão nas regiões sul e sudeste. A alocação de custos, nesse caso, se dá de maneira unicamente volumétrica, pois é calculada, especificamente, sobre a quantidade de energia consumida e expressa em R\$/MWh ou R\$ KW/h.

Figura 4 – Composição da TE



Fonte: Aneel (2021).

Outro fator que influencia o valor da tarifa é a bandeira tarifária, que foi estabelecida em 2015 por meio da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias. Como já mencionado, o objetivo desse mecanismo é sinalizar períodos de escassez hídricas pelo sinal de preço que, em tese, indicará fatores sazonais que impactam o parque gerador brasileiro, como volume de chuva, disponibilidade hídrica e outras variantes.

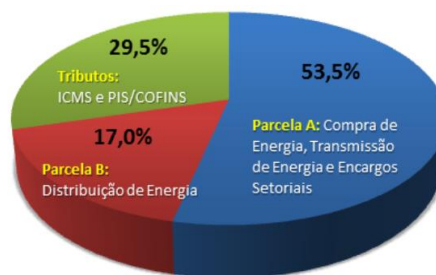
Atualmente as bandeiras tarifárias (ANEEL, 2021b) são classificadas da seguinte maneira:

- bandeira verde – condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo;
- bandeira amarela – condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,0187 para cada quilowatt-hora (kWh) consumidos;
- bandeira vermelha – Patamar 1 – condições mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,0397 para cada quilowatt-hora kWh consumido;
- bandeira vermelha – Patamar 2 – condições ainda mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,0949 para cada quilowatt-hora kWh consumido; e
- bandeira preta – escassez hídrica. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,1420 para cada quilowatt-hora kWh consumido.

Em setembro de 2021, a tarifa convencional média (ANEEL, 2021c) no Brasil é de R\$ 0,66 por KWh, esse valor não considera o ICMS e o PIS/COFINS, que varia nas unidades da federação, e onera ainda mais o consumidor final.

A Figura 5 demonstra a composição da tarifa de energia elétrica no Brasil, e os percentuais específicos das Parcelas A e B. Dessa forma, é possível notar que o valor de energia, mais os encargos setoriais comprado pelas distribuidoras e repassados para os consumidores, representa o valor mais significativo.

Figura 5 – Custo final da energia elétrica



Fonte: Aneel (2021c).

2.2 MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Apresentados os aspectos inerentes ao funcionamento do mercado cativo de distribuição de energia elétrica e também da forma como as distribuidoras cobram seus clientes por meio da estrutura tarifária, já se pode discorrer sobre as características inerentes à microgeração distribuída.

Isso será realizado para demonstrar como esse modelo de geração de energia se insere no mercado cativo da distribuidora de energia elétrica e do impacto que pode ocasionar sobre as receitas dessas empresas.

Além disso, existe a tendência de a microgeração fotovoltaica potencializar os problemas que o setor de distribuição elétrica enfrenta, mormente a partir da Lei nº 12.783, de 2013, o que será estudado mais adiante.

2.2.1 Definição de Microgeração Distribuída Fotovoltaica

A definição de energia solar fotovoltaica é a da conversão da irradiação solar direta em energia elétrica por intermédio de células fotovoltaicas. Essas células utilizam o princípio fotoelétrico ou fotovoltaico para fazer essa conversão.

O efeito fotovoltaico definido por Edmond Becquerel, em 1839, é o aparecimento de uma diferença de potencial, produzida pela absorção da luz, nos extremos de uma estrutura de material semicondutor. As células fotovoltaicas são constituídas por um material semicondutor ao qual são adicionadas substâncias, ditas dopantes, de modo a criar um meio adequado para o estabelecimento do efeito fotovoltaico, isto é, conversão direta da potência associada à radiação solar em potência elétrica (IMHOFF, 2017, p. 13).

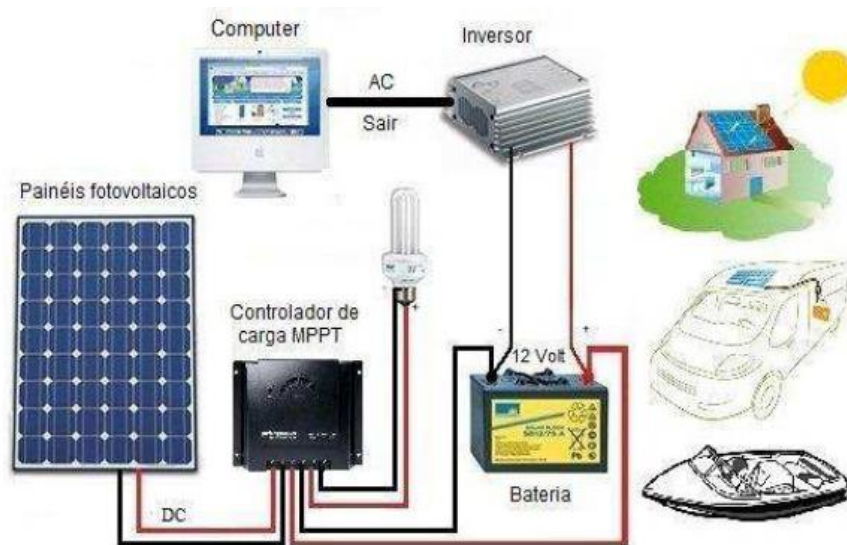
Os painéis são os principais componentes do sistema de geração fotovoltaico e são compostos por um conjunto de células de geração fotovoltaica, dispostas em série ou em paralelo. Esse conjunto é o que se define como gerador fotovoltaico e é onde ocorre a transformação de energia solar em energia elétrica. Os demais componentes são o inversor, a bateria e um controlador de carga. No presente estudo, o que está se considerando como sistema de geração fotovoltaico é o denominado *on grid*, ou seja, está ligado à rede de distribuição das empresas distribuidoras de energia elétrica.

São aqueles que trabalham concomitantemente com a rede elétrica da distribuidora de energia. De forma sucinta, o painel fotovoltaico gera energia elétrica em corrente contínua e após convertê-la para corrente alternada, é injetada na rede de energia

elétrica. Tal conversão se dá pela utilização do inversor de frequência, que realiza a interface entre o painel e a rede elétrica (PEREIRA; OLIVEIRA 2013 *apud* ALMEIDA *et al.*, 2016, p. 7).

Basicamente, o funcionamento de um sistema de microgeração fotovoltaico como o descrito acima é demonstrado na Figura 6. Este é o tipo de sistema majoritariamente encontrado nas residências, pois permite o uso da rede de distribuição como bateria.

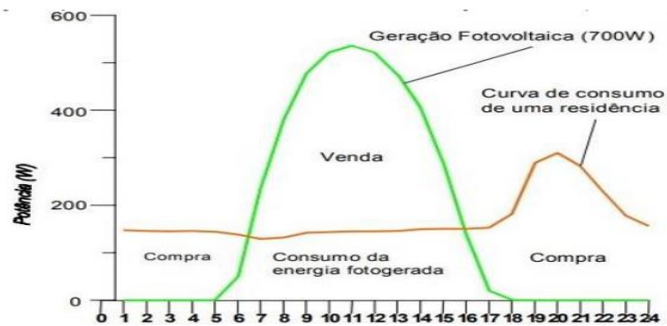
Figura 6 – Diagrama Elétrico Fotovoltaico



Fonte: Kemerich *et al.* (2016).

A necessidade da rede como bateria é melhor apresentada na Figura 7. Como o período de produção do sistema fotovoltaico será durante o dia e, nesse período, a tendência é que as pessoas estejam fora de suas residências e não ocorra consumo, a energia gerada será injetada na rede de distribuição. No período noturno ocorre o fluxo inverso, não há produção de energia, mas a tendência é de haver consumo e quem suprirá esse consumo será a rede de distribuição da concessionária.

Figura 7 – Consumo e Produção de Energia



Fonte: Kemerich *et al.* (2016).

A utilização da rede como bateria de armazenamento é um dos principais pontos de discussão dentro da legislação que rege a microgeração no Brasil e isto será discutido com mais detalhes quando da apresentação dos aspectos legais.

2.2.2 Características da Microgeração Distribuída Fotovoltaica

Uma das principais características da geração solar fotovoltaica é a de que as plantas de geração são geralmente de micro e de minigeração. Quando se trata de projetos voltados para consumidores de baixa tensão, o que se tem é uma grande disseminação da modalidade de microgeração, por meio de painéis solares instalados nos telhados das residências.

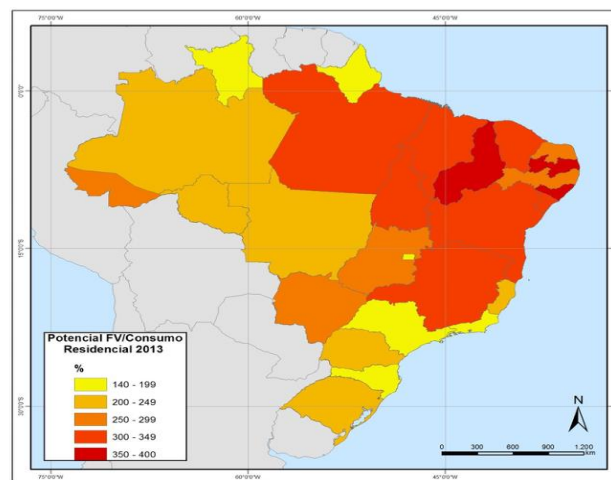
A fonte solar, no caso brasileiro, tende a ser uma boa opção pelas características climáticas do território nacional.

O Brasil está situado quase que totalmente na região limitada pelos Trópicos de Câncer e de Capricórnio, de incidência mais vertical dos raios solares. Esta condição favorece elevados índices de incidência da radiação solar em quase todo o território nacional, inclusive durante o inverno, o que confere ao país condições vantajosas para o aproveitamento energético do recurso solar (TOLMASQUIM, 2016, p. 328).

Quando se leva em consideração o potencial de geração de energia solar fotovoltaica, dadas as condições favoráveis de irradiação solar e considerando que a faixa de variação da irradiação global horizontal anual do Brasil é de 1.500 a 2.200 kWh/m², praticamente todo o território brasileiro é elegível à expansão do aproveitamento desse recurso. Tendo como referência a Alemanha, um dos países com maior capacidade instalada fotovoltaica, possui irradiação entre 900 e 1.250 kWh/m² (PEREIRA *et al.*, 2006 *apud* TOLMASQUIM, 2016, p. 331).

A EPE divulgou uma nota técnica nº 19/2014, na qual estima que o potencial de geração fotovoltaica representa 230% de todo o consumo residencial medido em 2013. As regiões que apresentam os mais baixos percentuais de insolação ainda assim estão em uma faixa de 140% a 199% de cobertura, conforme apresentado na Figura 8. Para realizar essa estimativa, foram considerados o potencial fotovoltaico de geração e o consumo de eletricidade residencial.

Figura 8 – Potencial Técnico Fotovoltaico/Consumo Residencial (Base 2013) por Unidade da Federação

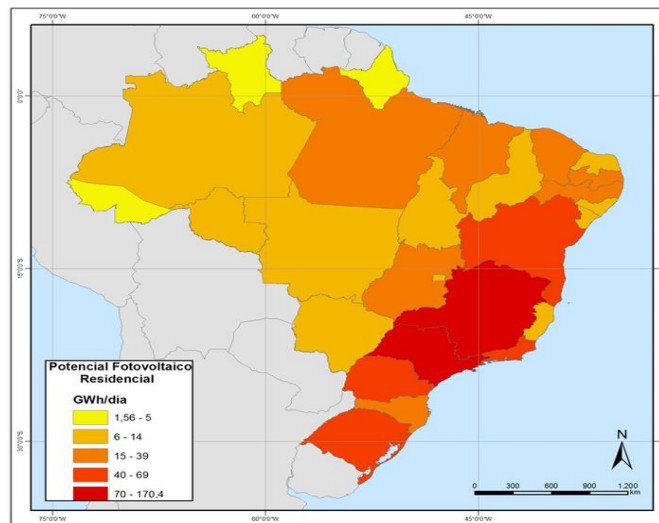


Fonte: EPE (2014).

Adicionalmente a isso, também foi elaborado um mapa que leva em consideração a insolação e o adensamento populacional para estimar o potencial de geração fotovoltaico nas diversas regiões. Nesse caso específico, além do potencial de insolação foi considerada a área de telhados existente. O resultado obtido define um potencial de geração melhor nos Estados mais povoados, em que a menor irradiação solar é compensada pela maior área de telhados existente.

Esse potencial de geração solar fotovoltaico pode ser observado na Figura 9, que demonstra existir um grande potencial de microgeração fotovoltaica em todo o território brasileiro, principalmente onde há uma grande densidade populacional e, conseqüentemente, um consumo elevado de energia elétrica.

Figura 9 – Potencial Técnico de geração fotovoltaica em telhados residenciais por Unidade da Federação (GWh/dia)



Fonte: EPE (2014).

De acordo com o potencial de geração estimado por meio da insolação das diversas regiões, em conjunto com a densidade das residências, a EPE projetou o volume de geração frente ao consumo em todos os Estados. Mesmo sendo um potencial de geração que dificilmente será obtido, devido em grande parte aos custos de instalação dos painéis.

Esses custos, mesmo tendo baixado muito, graças aos ganhos de escala e ao desenvolvimento tecnológico, ainda são pouco acessíveis aos consumidores de baixa renda e baixo consumo. Todavia, isso não inviabiliza a disseminação dessa modalidade de geração, dado o potencial existente. A Tabela 1 apresenta o potencial de geração fotovoltaica em território nacional, comparado ao consumo residencial.

Tabela 1 – Potencial Técnico Fotovoltaico Residencial

UF	Potencial Fotovoltaico Residencial (MW médios)	Potencial Fotovoltaico Residencial (GWh/ano)	Consumo Residencial Anual 2013 (GWh)	Potencial Fotovoltaico/Consumo Residencial
São Paulo	7.100	62.196	38.783	160%
Minas Gerais	3.675	32.193	10.118	318%
Rio de Janeiro	2.685	23.521	12.833	183%
Bahia	2.360	20.674	6.144	337%
Rio Grande do Sul	1.970	17.257	7.750	223%
Paraná	1.960	17.170	6.986	246%
Ceará	1.430	12.527	3.751	334%
Pernambuco	1.410	12.352	4.563	271%
Goiás	1.220	10.687	3.958	270%
Santa Catarina	1.075	9.417	4.935	191%
Maranhão	1.020	8.935	2.563	349%
Pará	1.020	8.935	2.632	339%
Paraíba	655	5.738	1.603	358%
Espírito Santo	595	5.212	2.213	236%
Mato Grosso	570	4.993	2.182	229%
Rio Grande do Norte	555	4.862	1.805	269%
Piauí	555	4.862	1.328	366%
Mato Grosso do Sul	505	4.424	1.571	282%
Alagoas	505	4.424	1.227	361%
Amazonas	420	3.679	1.784	206%
Distrito Federal	410	3.592	2.191	164%
Sergipe	350	3.066	979	313%
Rondônia	265	2.321	1.084	214%
Tocantins	255	2.234	695	321%
Acre	110	964	373	258%
Amapá	80	701	500	140%
Roraima	65	569	345	165%
BRASIL	32.820	287.505	124.896	230%

Fonte: EPE (2014).

Outro aspecto interessante a ser considerado é o fator de capacidade¹³. Como visto nas figuras anteriores, mesmo em regiões do território nacional, em que a irradiação solar não é tão consistente, o adensamento populacional e a consequente maior área de telhados existente acabam por compensar isso.

Quando se estima o fator de capacidade por concessionária de distribuição, é possível verificar que no Brasil existe pouca variação. Em todo o território nacional esse fator oscila na faixa de 15,7% a 18,5%, de acordo com a Tabela 2, o que já é bem razoável e superior às melhores regiões do sul da Alemanha, local onde a microgeração fotovoltaica já é disseminada.

¹³ Fator de capacidade com base em corrente contínua. Ou seja, a energia média gerada dividida pela potência total dos módulos fotovoltaicos. $F_c = \frac{E}{P \cdot t} = \frac{E_{\text{anual}}}{P_{\text{instalada}} \cdot 8760}$, E[MWh] é a energia gerada no período de tempo t; P[MW] é a potência instalada, assegurada ou garantida; t[h] é o intervalo de tempo considerado.

Tabela 2 – Fator de Capacidade por Distribuidora

Distribuidora	UF	FC	Distribuidora	UF	FC
ELETROPAULO	SP	15,7%	DEMEI	RS	17,1%
CEA	AP	15,9%	CELPE	PE	17,1%
AmE	AM	15,9%	HIDROPAN	RS	17,1%
EFLJC	SC	15,9%	ELETROCAR	RS	17,1%
CEEE-D	RS	16,1%	CEMAR	MA	17,1%
Boa Vista	RR	16,1%	MUXENERGIA	RS	17,1%
CELESC-DIS	SC	16,1%	EMT	MT	17,2%
ELETROACRE	AC	16,1%	COELBA	BA	17,3%
EFLUL	SC	16,1%	IENERGIA	SC	17,3%
ELFSM	ES	16,2%	COSERN	RN	17,4%
COCEL	PR	16,2%	ELEKTRO	SP	17,4%
UHENPAL	SC	16,2%	ETO	TO	17,4%
CERR	RR	16,3%	EPB	PB	17,4%
COOPERALIANÇA	SC	16,3%	COELCE	CE	17,6%
CELPA	PA	16,4%	EEB	SP	17,6%
SULGIPE	SE	16,4%	CEMIG-D	MG	17,7%
AES-SUL	SC	16,5%	CPFL Santa Cruz	SP	17,8%
CERON	RO	16,5%	CHESP	SP	17,9%
ESCELSA	ES	16,6%	CELG-D	GO	17,9%
CPFL Sul Paulista	SP	16,6%	EMS	MS	17,9%
BANDEIRANTE	SP	16,7%	CAIUÁ-D	SP	18,0%
CEAL	AL	16,7%	CEPISA	PI	18,1%
CFLO	PR	16,7%	EDEVP	SP	18,1%
ESE	SE	16,7%	DMED	MG	18,1%
EBO	PB	16,7%	CEB-DIS	DF	18,2%
CPFL-Piratininga	SP	16,8%	CPFL-Paulista	SP	18,3%
RGE	RS	16,8%	CPFL Mococa	SP	18,4%
EMG	MG	16,9%	CPFL Jaguari	SP	18,4%
LIGHT	RJ	16,9%	CPFL Leste Paulista	SP	18,4%
AMPLA	RJ	17,0%	CNEE	SP	18,5%
COPEL-DIS	PR	17,0%			

Fonte: Adaptado de Konzen (2014 *apud* TOLMASQUIM, 2016).

Como as melhores localidades brasileiras possibilitam um fator de capacidade próximo a 19% (TOLMASQUIM, 2016), pode-se inferir que a opção por microgeração distribuída, é possível em todas as áreas de concessão das empresas de distribuição de energia elétrica brasileiras.

2.2.3 Aspectos Legais da Microgeração Distribuída Fotovoltaica

O ano de 2012 pode ser considerado como um divisor de águas em relação à microgeração distribuída. Em 17 de abril de 2012, passou a vigorar a Resolução Normativa – REN nº 482/2012 da Aneel. Essa REN possibilitou que o consumidor de energia elétrica utilizasse fontes renováveis para gerar a energia consumida e que o excedente dessa geração pudesse ser usado como forma de compensação pela injeção dessa energia na rede das empresas de distribuição de energia elétrica. O objetivo dessa medida era estimular a conexão de projetos de micro e minigeração distribuída nas redes de distribuição, baseadas em fontes renováveis e eficientes.

A possibilidade de injeção de energia nas redes de distribuição e o sistema de compensação foram os dois principais aspectos que permitiram a popularização da microgeração distribuída, por permitir que a rede de distribuição funcionasse como uma espécie de bateria para o sistema de microgeração.

Antes de 2012, o consumidor que optasse por gerar sua energia por meio das fontes intermitentes como a solar, precisaria adquirir um sistema de armazenamento do excedente de geração, o que além de caro, provavelmente seria insuficiente para seu abastecimento em períodos de pouca incidência de luz solar.

Anteriormente à REN 482, qualquer interessado em instalar um sistema de geração [...] para abastecer o total do seu autoconsumo, e que dependesse de uma fonte de energia intermitente [...] teria que dispor de um sistema de estocagem de energia [...]. Esse sistema de estocagem serviria como um backup [...] com a REN 482, este backup seria a própria rede de distribuição, pois, quando não houver oferta de energia a partir do micro ou minigerador, a rede de distribuição abastece a unidade de consumo (FREITAS; HOLANDA, 2015, p. 6).

Quanto ao sistema de compensação ou a chamada tarifa *Net Energy Metering* (NEM), o excedente injetado na rede de distribuição será utilizado para dois propósitos: abater o consumo de energia calculado durante o período mensal de medição; e, caso haja excedente, esse saldo ficará disponível para ser utilizado nos próximos 36 meses. “Se houver a sobreprodução em dado momento, o excedente será injetado na rede e poderá ser compensado no futuro, tornando o projeto mais viável economicamente. De certo modo, a rede de distribuição desempenha o papel de um sistema de estocagem” (FREITAS; HOLANDA, 2015, p. 6).

Mesmo com esses incentivos que REN nº 482/12 estabeleceu, ainda ficaram algumas questões que precisavam de aprimoramento. Essas questões do lado do consumidor são o

repassa da energia proveniente da geração distribuída à tarifa das distribuidoras, limitado ao Valor de Referência¹⁴ (VR) e a vinculação da geração distribuída (GD) à área de concessão da distribuidora e, do lado da distribuidora de energia elétrica, o desequilíbrio tarifário pelas perdas de receita decorrentes da diminuição de seu mercado cativo.

Para tentar resolver esses entraves, a Aneel abriu a Audiência Pública (AP) nº 026/2015, realizada entre os dias 7 de maio e 22 de junho de 2015. Essa AP tinha como meta a obtenção de subsídios para uma proposta de revisão da REN nº 482/12 e da Seção 3.7, do Módulo 3, do Procedimentos de distribuição de energia elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), que disciplina o acesso do micro e minigeração distribuída às redes de distribuição de energia elétrica.

O resultado dessa audiência pública foi a Resolução Normativa (REN) nº 687/15, de 24 de novembro de 2015, que passou a vigorar em 1º de março de 2016. Essa nova REN ampliou os benefícios para os consumidores, pois ampliou o prazo de compensação de 36 para 60 meses, além de possibilitar a compensação desses créditos em outras unidades de consumo. Foram criados os conceitos de Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras, Geração compartilhada e de autoconsumo remoto.

Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras são os condomínios verticais e/ou horizontais, situados em mesma área ou área contígua, com o sistema gerador instalado em área comum, em que as unidades consumidoras do local e a área comum do condomínio sejam energeticamente independentes entre si.

Geração compartilhada diz respeito aos consumidores de CPF ou CNPJ distintos, abastecidos pela mesma concessionária distribuidora, associados por meio de cooperativa ou consórcio, respectivamente, em que a unidade micro ou minigeradora fica em local diferente das unidades consumidoras compensatórias.

Já autoconsumo remoto aplica-se aos consumidores pessoa física que possuem unidades consumidoras de mesma titularidade, em que a geração distribuída de energia elétrica está em local diferente dos locais que fazem uso dos créditos energéticos.

Para as distribuidoras de energia elétrica, o resultado não foi tão positivo, pois determinados custos inerentes aos projetos de mini e microgeração distribuída passaram a ser de responsabilidade dessas empresas. As distribuidoras passaram a arcar com o custo referente

¹⁴ O valor anual de referência, VR, utilizado para definir o repasse às tarifas dos consumidores finais dos custos de aquisição de energia elétrica previstos no Decreto nº 5.163/2004, é calculado e homologado pela Aneel e tem como base o ano de início de suprimento VR_i, que representa a média dos preços dos LEN, “A – 3” e “A – 5”, que possuem vigência no ano em questão, ponderada pela energia contratada em cada um dos leilões.

à adequação do sistema de medição do projeto de microgeração apresentado pelo consumidor, o que compreende o fornecimento de um novo medidor de energia bidirecional de dois quadrantes e do Dispositivo de Seccionamento Visível (DSV), além de todas as melhorias necessárias ao sistema de distribuição.

Outro fator que ainda precisava ser revolido era o aspecto tributário. Até o ano de 2015, a regra era que o Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), incidisse sobre o total de energia faturado no mês. Ou seja, o excedente de geração que seria injetado na rede e que serviria para compensar o consumo mensal, ou no caso do excedente, viraria crédito, não era considerado nessa conta.

A mudança na regra de tributação veio com um posicionamento da Aneel em 2014, que defendia a incidência de ICMS apenas sobre a diferença entre o montante consumido e o montante gerado e efetivamente injetado na rede.

Em linha com esse posicionamento, em 2015, o Conselho Nacional de Política Fazendária (Confaz), estabeleceu o Convênio ICMS 16 que resolvia o que era conceituado como bitributação na geração de energia elétrica nas modalidades de mini e microgeração distribuída. Esse convênio autorizou a isenção de ICMS na circulação de energia elétrica ocorrida nas unidades de micro e minigeração distribuídas, que são medidas e faturadas pelas empresas de distribuição de energia elétrica e que estão sujeitas ao sistema de compensação de Energia Elétrica, disciplinado pela REN nº 482/12, da Aneel.

Além disso, o Senado brasileiro, por meio da Comissão de Ciência e Tecnologia (CCT), aprovou o Projeto de Lei do Senado (PLS), nº 204/2014, que incentiva as concessionárias de energia elétrica a investir em projetos de microgeração distribuída por meio do aprimoramento da Lei nº 9.991 de 2000, que institui a obrigatoriedade da realização de investimentos em pesquisa e desenvolvimento em eficiência energética por parte das empresas concessionárias do setor de energia elétrica.

Também em 2014 foi aprovado o PLS nº 28 de 2014, que autoriza a União a conceder crédito especial para aquisição de equipamentos e instalação para a autoprodução de energia elétrica, seja solar, eólica ou biomassa.

Essas mudanças regulatórias, além do incentivo econômico por meio do incremento das tarifas e o aspecto político resultaram em uma projeção feita pela Aneel, que estimou que em 2024 haverá aproximadamente 1,2 milhões de consumidores com microgeração solar (CASTRO *et al.*, 2016, p. 19). Ciente de que esse volume poderia ser muito alto para ser suportado pelas empresas de distribuição e com a previsão de atualização da REN nº 482/12, o

regulador optou por um viés um pouco diferente do que o predominante na atualização regulatória feita em 2015.

A REN nº 482/12, foi prevista para ser atualizada em 2019, quando da publicação da REN nº 687/2015. A atualização foi realizada por audiência pública para sugerir aperfeiçoamentos ao modelo do sistema de compensação de créditos, considerando os avanços da geração distribuída nos últimos anos. Nesse sentido, foi feita a Audiência Pública nº 1/2019, para receber contribuições à proposta de revisão da Resolução Normativa nº 482/2012, referente às regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída. O período para contribuições foi entre o dia 17/10/2019 e o dia 30/12/2019.

De acordo com a própria Aneel, quando do anúncio da audiência pública em 2019, no regramento existente, quando a compensação de energia se dá na baixa tensão, quem possui geração distribuída (GD) não paga os demais componentes da tarifa de energia, pois a parcela injetada na rede de distribuição é valorada pelo valor cheio da tarifa, incluindo os encargos. Com isso, a tarifa de energia incide somente sobre a parte do consumo que supera a geração, o que caracteriza subsídio cruzado na parte do consumo, onde houve a compensação. Esse sistema de compensação se torna ainda mais perverso no que tange a alocação e custos, pois o subsídio acaba por incidir sobre os consumidores de mais baixa renda em detrimento dos de maior renda que optarem pela microgeração distribuída. Para tentar mitigar esse problema, estão sendo discutidas algumas alterações ao sistema de compensação.

As propostas são no sentido de equilibrar a regra para que os custos referentes ao uso da rede de distribuição, que funciona como bateira para o sistema de microgeração, e os encargos sejam pagos pelos consumidores que possuem geração distribuída. Isso permitirá que a modalidade se desenvolva ainda mais e de forma sustentável, sem impactar a tarifa de energia dos consumidores que não possuem o sistema e sem prejudicar a saúde financeira das empresas de distribuição de energia elétrica, que como já apresentado anteriormente, sofrem pressões de custos, em virtude de escolhas regulatórias que não levaram em consideração uma alocação mais equânime entre os ambientes de contratação cativo e livre.

Na Audiência Pública nº 1/2019, os debates giravam em torno do estabelecimento de um período de transição para a diminuição do subsídio cruzado. Uma das propostas que estava sendo considerada com mais destaque, previa que os consumidores que possuíssem o sistema de mini e microgeração iriam permanecer com a regra em vigor até o ano de 2030. Os novos consumidores que fizessem o pedido da instalação de geração distribuída posterior à publicação da nova norma, o que deveria ocorrer em meados de 2020, passariam a pagar o custo da rede via Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). Após essa modificação inicial, até o ano

de 2030 ou quando for atingido um volume de Geração distribuída pré-estabelecido para cada distribuidora de energia elétrica, os consumidores optantes pela GD passariam a arcar com todos os componentes de energia da Tarifa de Energia (TE), além dos custos de encargos, ou seja, a energia injetada seria valorada apenas pelo preço da própria parcela de energia elétrica presente na tarifa das distribuidoras.

Todo esse debate culminou no Projeto de Lei nº 5.829/19, apresentado pelo deputado Silas Câmara (Republicanos/AM) e aprovado na Câmara dos Deputados em 18 de agosto de 2021.

No texto aprovado, consumidores que já possuem sistema de geração distribuída até a data de publicação da lei ou que solicitarem o acesso de sistemas de mini ou microgeração distribuída até doze meses após a publicação dessa data poderão manter seus direitos de compensar energia elétrica na forma atual, abrangendo todas as componentes tarifárias, até 2045. Novos consumidores que solicitarem o acesso após doze meses da publicação da norma estarão sujeitos a uma regra de transição por um período de seis anos. Durante esse período, os novos micro ou minigeradores começaria a pagar por 15% de todos os custos associados à tarifa de energia elétrica já em 2023 e esse percentual irá aumentado até a cobrança integral no ano de 2029.

O Projeto de Lei nº 5.829/19 segue para apreciação do Senado Federal e quando a tramitação for concluída, o assunto retorna para o governo federal. Com o novo marco legal definido, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), terá seis meses para definir as diretrizes e após isso, a Aneel deverá apresentar, em outros 18 meses, o detalhamento da valoração dos benefícios da mini e microgeração distribuída que será a base para o cálculo da compensação.

2.2.4 Mercado Potencial e Seu Efeito Sobre o Mercado Cativo das Distribuidoras

Estabelecido o potencial de microgeração fotovoltaico distribuído nas áreas de concessão e os incentivos econômicos e regulatórios a essa modalidade de geração, pode ser feita uma estimativa do número de consumidores aptos a utilizarem essa forma de geração de energia elétrica e indo um pouco mais adiante, no impacto que essa perda de mercado poderá causar no setor de distribuição de energia elétrica.

A definição do número de consumidores aptos a escolher pela geração fotovoltaica residencial poderá ser obtida pela comparação do consumo destes, o preço do investimento em

painéis e a tarifa das distribuidoras. Essas três variáveis possibilitarão a estimativa do potencial de consumidores que terão vantagens financeiras, caso optem pela geração solar fotovoltaica.

No caso dos consumidores de baixa tensão (BT), o fator predominante para a opção por geração fotovoltaica será a renda. A instalação do sistema de geração fotovoltaica exige um investimento inicial que é relativamente elevado. Para identificar os consumidores de renda mais elevada, a variável consumo de energia elétrica pode ser considerada. Além de servir para segregar os consumidores por faixa de renda, o consumo também permite estimar a faixa de geração dos sistemas fotovoltaicos e seus custos frente ao que é desembolsado pela tarifa cobrada pelas distribuidoras de energia elétrica.

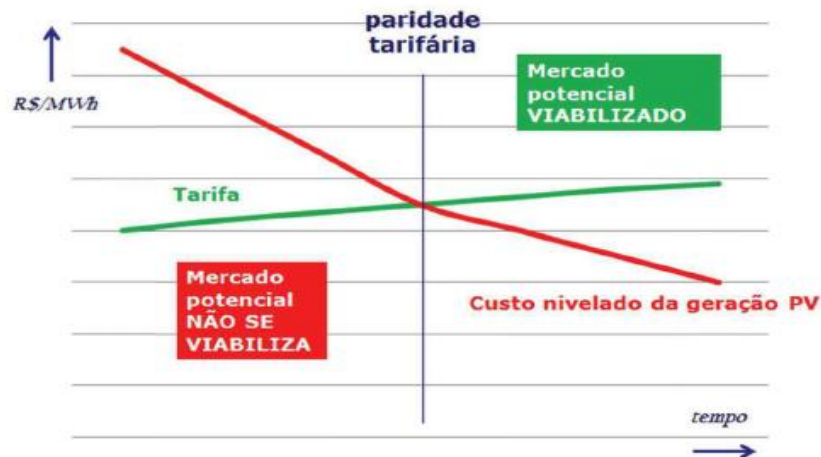
[...] sendo vantajoso utilizar a base de consumo de eletricidade, por fornecer dados atualizados (coleta mensal) e na divisão necessária para a avaliação econômica (por distribuidora). Ainda, em função do consumo mensal, é possível estimar um valor de potência típica do sistema fotovoltaico para aquela residência. Com base nas regras de compensação de energia e dos custos de disponibilidade [...] (EPE, 2014, p. 31).

Dessa forma e com o aumento verificado nas tarifas das distribuidoras face a assunção por parte dessas do risco hidrológico das usinas cotistas e outros fatores pós-divulgação da Lei nº 12.783/13 que foram apresentados anteriormente, a tendência é a de que o número de consumidores que optem por esse tipo de geração estará em crescimento.

A Aneel divulgou um levantamento que demonstra a tendência de crescimento da micro e minigeração distribuída com painéis fotovoltaicos. Essas fontes respondiam por uma potência instalada de 588 KW em 2018 passando para 2,4 GW, até o primeiro trimestre de 2020 (ANACE, 2021).

De acordo com Guerreiro (2016), quando a tarifa supera o custo nivelado de geração PV, o mercado potencial, ou seja, o ganho financeiro para os consumidores, passa a ser viabilizado.

Figura 10 – Dinâmica da Paridade Tarifária



Fonte: Guerreiro (2016).

Nesse caso, ganho financeiro viabilizado e oportunidade para migração, se o volume de consumidores que optar pela microgeração distribuída for considerável a saída desses do ACR, passará a impactar as distribuidoras.

Considerando que micro e minigeração no Brasil atingiram um grau de regulação consistente, as tarifas de energia elétrica no país encontram-se em patamares elevados, [...] a realização de investimentos em sistemas fotovoltaicos por parte de consumidores conectados na rede de baixa tensão tende a se tornar mais atrativo (CASTRO *et al.*, 2016, p. 14).

Logo, dada as condicionantes favoráveis para que os consumidores de baixa tensão passem a instalar painéis solares, o impacto estará diretamente ligado à estrutura tarifária, pois como visto anteriormente, alguns componentes tarifários só são reajustados de quatro em quatro anos, em média, na revisão tarifária.

A tarifa é estimada para cobrir a receita requerida em parte pelo volume de consumo. Caso esse volume seja menor que o estimado existe o risco de a receita requerida não ser alcançada. Com isso, ocorrerá uma perda de receita para as distribuidoras, que será corrigida na revisão tarifária posterior, mas que não recuperará as perdas incorridas sobre as receitas passadas. Mais perverso ainda para a empresa, é que haverá uma diminuição de seu mercado e, com isso, os custos incidentes sobre as tarifas dos consumidores cativos aumentarão ainda mais, tornando as tarifas ainda mais caras e potencializando o incentivo à opção por microgeração fotovoltaica.

Desta forma, dada a receita requerida pela distribuidora para a cobertura de seus custos operacionais e a remuneração de sua base de ativos, uma redução do seu mercado

derivado da expansão da micro e da minigeração solar fotovoltaica significará um faturamento menor do que seria necessário para garantir a viabilidade econômico-financeira da concessionária. Trata-se, assim, de um problema que persistiria até a próxima revisão tarifária. [...] a solução adotada pelo regulador para garantia de receita da distribuidora diante de um cenário de redução de mercado será o aumento da tarifa. É perceptível que este aumento da tarifa fortalece ainda mais o incentivo à migração para a realização de investimentos em sistema de micro e de minigeração solar fotovoltaica e, portanto, acaba por retroalimentar o processo (CASTRO *et al.*, 2016, p. 21).

Essa situação pode resultar na chamada Espiral da Morte. O Tribunal de Contas da União (TCU), produziu um relatório nesse sentido. Nesse documento é feito um alerta sobre a diminuição do mercado cativo das distribuidoras, na mesma linha dos apresentados pelo Ministério das Minas e Energia e pelo Grupo de Estudos do Setor Elétrico (GESEL) da Universidade Federal do Rio de Janeiro.

Basicamente, o que se argumenta é que os custos presentes no ACR são rateados entre os consumidores desse mercado e quando esse número de consumidores diminui, o montante de custos não diminuirá na mesma proporção. Determinados componentes da tarifa das distribuidoras permanecem inalterados, custos de transmissão por exemplo, e no próximo ciclo de revisão tarifária serão rateados entre os consumidores remanescentes. Nesse caso, a cada ciclo, esses consumidores terão uma parcela maior desses valores em suas tarifas e essas tarifas se tornarão mais caras, impondo mais incentivos para as migrações em um ciclo vicioso, que consiste no conceito de espiral da morte.

De acordo com o que consta no Relatório de Auditoria Operacional, a Participação das Termelétricas na Matriz Elétrica Nacional se dá:

Criação de ‘Espiral da Morte’

Se mantido o status quo, há uma tendência de agravamento da situação, considerando uma tendência de diminuição do mercado consumidor regulado e a expectativa de aumento do custo marginal de expansão (CME).

Quanto à diminuição do mercado regulado, observa-se que que ambos MMGD e ACL estão aumentando. O resultado é a redução do ACR, tornando mais alta a tarifa para aqueles que permanecem como consumidor regulado. No caso do aumento do ACL, há inclusive ampla discussão sobre maior abertura do mercado, conforme se observa no PLS 232/2016, nas Portarias MME 514/2018 e 445/2019 e no Relatório do GT de Modernização do Setor Elétrico (MME e outros, 2020).

Quanto ao aumento do CME, a NT EPE-DEE-NT-057/2019-r0 – ‘Estudos para a Expansão da geração: Custo Marginal de Expansão do Setor Elétrico Brasileiro’ (EPE, 2019, p. 13), sinaliza para o aumento do CME no horizonte decenal. Portanto, já se espera um aumento nos custos, independente de aumento de tarifa exposto no parágrafo anterior, agravando a situação.

O problema da alocação desequilibrada dos custos, aliado a essas duas situações descritas, ressalta o risco de criação de uma ‘espiral da morte’. Com a migração de consumidores regulados para o ACL e o incremento da MMGD, haverá uma quantidade menor de consumidores cativos para bancar os custos dos investimentos para garantir a segurança, ocasionando aumento de tarifas no âmbito do ACR. Isso

acarretará aumento cada vez maior da atratividade da migração para o ACL e para instalação de equipamentos de MMGD (EPE, 2019).

Como pode ser notado, os incentivos econômicos e regulatórios que possibilitam a migração dos consumidores das distribuidoras de energia elétrica para a microgeração distribuída estão presentes quando se estuda a estrutura tarifária e a composição de custos presentes no ACR. Logo, existe um ambiente favorável para a adoção de microgeração por parte dos consumidores cativos de baixa tensão das distribuidoras de energia elétrica.

2.3 TRABALHOS CORRELATOS

Existem vários trabalhos correlatos na linha de inserção de microgeração fotovoltaica no mercado das distribuidoras de energia elétrica que operam no setor elétrico brasileiro. Isto ocorreu devido à popularização da microgeração pós REN nº 482/12.

Lautenschleger *et al.* (2014), no artigo Modelo para Projeção de Consumo de Energia Elétrica Residencial Considerando Mini e Microgeração, explana sobre a tendência mundial de geração de energia elétrica, a partir de fontes alternativas e como isso aumenta a complexidade no planejamento da expansão e operação do sistema elétrico. Também argumenta que a classe residencial, que é consumidora cativa da distribuidora de energia, a partir da publicação da REN nº 482/12, pode passar a produzir energia elétrica, a partir de microgeração e minigeração. Dessa forma, a estrutura de mercado cativa se modifica e o desenvolvimento de métodos de projeção de demanda, que contemplem essas novas características, se faz necessário.

Freitas e Holanda (2015) argumentam no livro “Micro e Minigeração no Brasil, Viabilidade Econômica e Entraves do setor”, que o foco na mudança tecnológica pode significar em uma volta a um paradigma antigo na distribuição de energia elétrica. Nesse caso, haverá um retorno à geração próxima ao centro de carga, o que é o oposto do que ocorre no Setor Elétrico Brasileiro e na opção feita por grandes usinas e linhas de transmissão extensas. O trabalho se baseia em projetos voltados para o consumidor final, com ênfase no período após a publicação da REN nº 482/12. Outro aspecto importante é o ambiental, pois a microgeração fotovoltaica é classificada como energia renovável.

Um estudo importante foi desenvolvido pelo Grupo de Estudos do Setor Elétrico (GESEL), da Universidade Federal do Rio de Janeiro – “Perspectivas e Desafios da Inclusão da Micro e Mini Geração Fotovoltaica no Brasil” (CASTRO *et al.*, 2016). Nesse estudo, além de apresentar projeções que apresentam um forte crescimento dessa fonte de geração na matriz

elétrica brasileira e os efeitos que isso pode causar no ACR, ainda é discorrido sobre as mudanças tecnológicas que esse novo paradigma tende a incrementar.

Almeida *et al.* (2016), em “Energia Fotovoltaica: Revisão Bibliográfica”, discorre sobre a necessidade de diversificação da matriz elétrica brasileira, dada a redução de geração hidroelétrica que vem ocorrendo nos últimos anos e o conseqüente aumento da geração termelétrica que encarece o preço da energia no Brasil. Com isso, o uso de outras fontes de geração torna-se atrativo o que inclui a fotovoltaica. O trabalho é mais voltado para o aspecto técnico, fazendo uma revisão bibliográfica dos equipamentos e materiais utilizados na microgeração fotovoltaica.

Silva (2017), em “Impactos da Inserção da Microgeração no Equilíbrio Econômico-Financeiro dos Contratos de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica”, estuda os impactos sobre as distribuidoras e os analisa em dois aspectos: técnicos e econômicos. No aspecto técnico são consideradas as possíveis instabilidades causadas nas redes de distribuição pela injeção da energia gerada por meio de micro e minigeração distribuída. No aspecto econômico são considerados o aumento da tarifa no ACR e as perdas de receitas que as distribuidoras poderão ter que arcar pela diminuição de seu mercado cativo.

Câmara (2007), em “O Impacto da Difusão da Geração Distribuída Sobre o Equilíbrio Econômico-Financeira das Distribuidoras de Energia Elétrica nos Casos da Califórnia e da Itália”, argumenta que, apesar dos inúmeros benefícios associados à mini e microgeração existem problemas advindos dessa tecnologia quando ocorre a injeção de energia nas redes de distribuição de energia elétrica. Esses problemas, segundo Câmara (2007) já estão sendo discutidos de forma mais avançada, principalmente, nos países onde a GD já apresenta uma participação expressiva na geração de carga. No âmbito dessas discussões, ganha ênfase, também, os efeitos negativos da difusão da GD sobre o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras. O ponto principal é que todo o arcabouço regulatório atual foi formulado, considerando o paradigma da geração centralizada, ou seja, as redes de distribuição não foram planejadas para injeção de pequenos blocos de energia descentralizados e de forma intermitente.

Silva *et al.* (2019), em “Avaliação do Custo Benefício da Utilização da Energia Fotovoltaica”, analisa o custo benefício da instalação de um sistema de microgeração fotovoltaica. O trabalho compara os custos de instalação com a tarifa de energia elétrica cobradas pelas distribuidoras e o conseqüente *payback* do investimento.

Santos (2018) no trabalho “Aspectos Regulatórios da Microgeração Distribuída de Energia, Implicação na Projeção de Cenários Financeiros-Caso Coelba”, cita a expansão da microgeração distribuída após o início da vigência da REN nº 482/12, sua importância para

complementar a queda da geração hidroelétrica nos últimos anos e os efeitos que essa nova realidade causará na própria viabilidade desses projetos e nas receitas da Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (Coelba).

Outro estudo desenvolvido pelo Gesel (2021), “Geração Distribuída com Subsídios: Espiral da Morte”, demonstra os problemas que o sistema de compensação de energia estabelecido pela REN nº 482/12 ocasiona sobre as distribuidoras de energia elétrica, além de argumentar que subsídios cruzados não são a maneira mais eficiente, do ponto de vista econômico para incentivar a microgeração fotovoltaica.

Alfonso (2021) em “Análise sistêmica do impacto da geração distribuída no sistema de distribuição de energia”, discorre que a participação da geração distribuída nos sistemas de distribuição tem crescido ao longo dos anos. Dessa forma, a questão a ser estudada é qual o impacto desse tipo de geração no sistema de distribuição. Visto que o sistema de distribuição é um sistema complexo, o objetivo desse trabalho é analisar, de forma sistêmica e limitada a micro e minigeração, o impacto da geração distribuída na rede de distribuição de energia elétrica brasileira.

Maestri (2021) no trabalho “Avaliação do efeito da geração distribuída na tarifa de energia: aspectos conceituais, regulamentares, metodológicos e propostas para uma solução de equilíbrio”, investiga qual o ajuste que o modelo tarifário brasileiro precisa sofrer para conseguir um equilíbrio e que proporcione o *payback* dos investimentos em geração distribuída, a modicidade tarifária do consumidor e o retorno dos investimentos das distribuidoras, devido à compensação da energia produzida por geração distribuída (GD) no Brasil.

Veloso, Teixeira e Silva Júnior (2021), em “Energia Fotovoltaica: legislação e incentivos pelo mundo e como impactam o Brasil”, objetiva a revisão bibliográfica da energia fotovoltaica, legislação e incentivos pelo mundo e como isso afeta o setor elétrico brasileiro. Apresenta, inicialmente, um histórico da geração fotovoltaica e os incentivos para comercialização da energia solar em cinco países (Alemanha, China, Austrália, Índia e EUA), e como influenciam o Brasil em tecnologia, políticas de incentivos e regulamentação, sustentabilidade e eficiência energética. Após isso, o foco é sobre o mercado fotovoltaico no Brasil, como são classificados os sistemas de distribuição e quais as legislações e incentivos aplicados na regulamentação do mercado nacional.

Cardoso, Locatelli e Ramalho (2021) em “Geração Distribuída de Energia Solar Fotovoltaica: Impactos da Proposta de nova Regulamentação pela Aneel na Atratividade do Investimento”, analisam a rentabilidade de um projeto de energia solar fotovoltaica

compartilhada, localizado em território nacional, decorrente de mudanças no marco regulatório do setor representado por diferentes níveis tarifários.

Leite (2021) no “Estudo investigativo da crescente integração de recursos de energia distribuídos à rede de distribuição de baixa tensão”, examinou a crescente integração de recursos de energia distribuídos à rede de distribuição de baixa tensão, que foi possível graças à regulamentação do sistema de compensação pela Aneel. A partir disto, analisa a possível utilização da tecnologia de armazenamento de energia para aumentar o nível de independência do consumidor em relação à rede. A conservação do excedente de energia gerada durante os períodos de maior insolação poderá ser utilizada posteriormente, o que permite reduzir o dispêndio com a cobrança da energia, mesmo que o padrão de compensação seja alterado.

3 METODOLOGIA

3.1 ESTUDO DE CASO QUALITATIVO

Um método é um conjunto de processos pelos quais se torna possível conhecer uma determinada realidade, produzir determinado objeto ou desenvolver certos procedimentos ou comportamentos (OLIVEIRA, 1997).

Mesmo sujeito a influências externas, o mercado de distribuição de energia elétrica tem peculiaridades próprias por ser fortemente regulado mediante legislação específica desenvolvida em grande parte no âmbito da Aneel. A afirmação vale para o aspecto temporal e também para o aspecto econômico.

Considerando-se esses aspectos, o método que pareceu ser o mais adequado para tratar da inserção de microgeração distribuída fotovoltaica no mercado das distribuidoras de energia elétrica é o estudo de caso.

Como o Método do Estudo de Caso é bastante amplo, pois permite que o fenômeno seja estudado com base em situações contemporâneas que estejam acontecendo ou em situações passadas, que já ocorreram e que sejam importantes para a compreensão das questões de pesquisa colocadas (CESAR, 2005). Dada a importância do resgate de fatores passados inerentes às mudanças regulatórias incorridas no setor elétrico, a abordagem pareceu bastante conveniente.

Já a abordagem de pesquisa utilizada será a qualitativa e, mais uma vez, o método se presta para o tipo de investigação que se pretende desenvolver, pois o estudo de caso representa uma investigação empírica e compreende um método abrangente, com a lógica do planejamento, da coleta e da análise de dados. Pode incluir tanto estudos de caso único quanto de múltiplos, assim como abordagens quantitativas e qualitativas de pesquisa (YIN, 2001).

Conveniente também salientar que estudos de caso são adequados para pesquisas exploratórias, o que será executado no decorrer da análise dos impactos da microgeração distribuída fotovoltaica, no mercado das distribuidoras de energia elétrica que atuam no setor elétrico brasileiro.

Para atender os objetivos, foi realizada primeiro a contextualização histórica do setor elétrico. Em seguida, faz-se necessário o estudo da legislação setorial, pois o setor é altamente regulado pelo Estado brasileiro. Por fim, dados secundários são utilizados para mensurar os impactos que os aspectos regulatórios causam sobre o setor e sobre a sociedade como um todo.

No caso do mercado regulado de uma distribuidora é necessário, em um primeiro momento, apresentar como funciona esse mercado e a dinâmica de formação de preços, pois toda a regulação setorial foi desenvolvida para impedir ganhos advindos do poder de monopólio. Logo, foi feita uma contextualização de algumas imperfeições regulatórias que prejudicam a melhor alocação dos recursos produtivos nos últimos anos, principalmente a partir do ano de 2013.

O passo seguinte foi desenvolver o referencial teórico da regulação econômica e discorrer como isso se aplica ao setor elétrico brasileiro, pois como já comentado, o setor é caracterizado como monopólio natural.

A seguir, optou-se por apresentar os conceitos da microgeração fotovoltaica e de como essa forma de geração de energia pode se desenvolver no Brasil, dada as características climáticas favoráveis.

Essa parte conceitual foi necessária antes de desenvolver o aspecto regulatório da microgeração dentro do próprio setor elétrico, pois foi justamente a forte penetração dessa fonte energética no setor, a partir de incentivos regulatórios no ano de 2012, que tornou necessário o aprimoramento do arcabouço legal face aos impactos que isto ocasionou e ocasiona no mercado das distribuidoras de energia elétrica.

Desse ponto em diante, dados secundários serão utilizados na fase exploratória da pesquisa, haja vista que é necessário mensurar como se dá, hoje, a alocação dos recursos entre os diversos agentes que compõem o setor.

Nesse caso, o foco será na inserção da microgeração fotovoltaica distribuída e como isso afeta o mercado das distribuidoras. A opção pela fotovoltaica é justificada, pois é a modalidade de microgeração mais popular para os consumidores de baixa tensão, além de ser eficiente dadas as condições climáticas favoráveis.

A opção pelo mercado de baixa tensão, mais especificamente pela classe residencial, é justificado por essa classe ser uma espécie de reserva de mercado da distribuidora e constituir, atualmente, a classe de maior importância no ACR. Além disso, das principais classes de consumo do ACR, residencial, comercial e industrial, ainda é a única que não tem a opção regulatória de migração para o ACL.

Em seguida, o trabalho realizou um estudo de caso nas Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. A escolha dessa organização foi pela sua relevância na distribuição de energia elétrica no Estado e também pela facilidade de acesso aos dados necessários para a pesquisa. Isso foi realizado com o objetivo final de avaliar os efeitos nessa empresa, em especial, e verificar alguns resultados da disseminação da microgeração fotovoltaica sobre o mercado

cativo da distribuidora, que já se encontra pressionado por problemas hidrológicos e também regulatórios.

Para tanto, primeiro será estimada o quanto é financeiramente viável para um consumidor da classe residencial optar pela microgeração fotovoltaica e qual a parcela do mercado da distribuidora está dentro dessas condições que são, em tese, favoráveis para a opção dessa forma de geração.

Por fim, será feito um estudo da repercussão que essa perda de mercado pode ocasionar para a distribuidora de energia elétrica. Esse objetivo será alcançado por meio da elaboração de um modelo estatístico, no qual será mensurado qual o volume futuro de microgeração poderá estar conectado à rede de distribuição da Celesc Distribuição e qual representatividade esse montante tem em relação ao mercado da distribuidora.

A base de dados será a disponibilizada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) sobre valores do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). Informações sobre montantes praticados na liquidação do Mercado de Curto Prazo (MCP), bem como demais rubricas referentes ao risco hidrológico associadas ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR) serão obtidas pelo relatório SUM001 (pré-fatura) que é publicado mensalmente pela CCEE. Quanto aos CCEARs, serão utilizados os modelos disponibilizados antes da realização dos leilões de compra de energia no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Para as séries de hidrologia, a fonte de dados será o Operador Nacional de Energia Elétrica (ONS). Números sobre as tarifas de energia vigentes nos ambientes livres serão provenientes das comercializadoras de energia elétrica autorizadas a operar pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) e, no regulado, serão provenientes da própria Aneel.

3.2 DESCRIÇÃO DOS DADOS

Nessa parte do trabalho foram apresentados alguns dados sobre a empresa objeto do estudo de caso. Isto foi necessário para poder apresentar a relevância da organização e, principalmente, como seu mercado consumidor é dividido.

Estabelecida a subdivisão das classes de consumo e estabelecido seu peso relativo, pode ser trabalhada a tarifa específica da classe residencial, que será a classe utilizada para demonstrar alguns dos efeitos oriundos da disseminação da microgeração fotovoltaica.

Após esse desenvolvimento inicial, o estudo passou a tratar da microgeração fotovoltaica, abrangendo os ganhos tecnológicos e de custo dos módulos solares, preços da

instalação, limites de viabilidade para consumidores residenciais e penetração dessa tecnologia no mercado cativo da Celesc Distribuição S.A.

A parte final da análise foi voltada para estabelecer um modelo estatístico que permita estimar algumas repercussões futuras da inserção da microgeração fotovoltaica no mercado cativo da Celesc Distribuição S.A.

4 APRESENTAÇÃO DOS DADOS

4.1 A CELESC DISTRIBUIÇÃO S.A.

A Celesc data de 1955, nesse ano o Governo do Estado de Santa Catarina reuniu todas as empresas que distribuíam energia no Estado em uma única empresa, as Centrais Elétricas de Santa Catarina (Celesc). A empresa foi fundada com a atribuição de cuidar da política energética do Estado de Santa Catarina.

No ano seguinte, por meio do Decreto Federal nº 39.015, de 11 de abril de 1956, foi concedida a autorização para o funcionamento da empresa, sendo que em 4 de agosto do mesmo ano, ocorreu formalmente sua fundação por meio de uma Assembleia Geral.

Em seus primeiros anos, a Celesc atuou mais no planejamento do próprio sistema de distribuição de energia elétrica no Estado. Após essa primeira fase, passou a ser uma *holding* com a incorporação gradativa dos ativos das empresas que anteriormente desempenhavam esse papel.

Na década de 70, a Celesc abriu seu capital com o ingresso na Bolsa de Valores do Estado de São Paulo (Bovespa), no ano de 1973. Nesse ano também ocorreu a incorporação dos serviços de distribuição de energia elétrica de Laguna, UTE (sul do Estado), e de Caçador, (Companhia Bom Sucesso de Eletricidade), que são exemplos da política de incorporação posta em prática pela empresa.

Já na década de 1980, além de investir para expandir o seu sistema de distribuição de energia elétrica, a Celesc ainda efetuava a política de incorporação de outras empresas que operavam em Santa Catarina. Nesse período, houve a incorporação da Eletricidade Luz e Força de Araranguá S.A., da cooperativa de eletrificação rural Vale do Chapecó, da cooperativa Vale do Itajaí, da Vale do Rio do Peixe, da Cia. Docas de Imbituba e da Força e Luz de Criciúma S.A.

A década de 1990 foi marcada pelo investimento em um sistema elétrico robusto, com alto nível de confiabilidade e com a estruturação do sistema de alta tensão interligado ao Sistema Interligado Nacional (SIN), marcando um novo paradigma de distribuição de energia, baseado em fontes de suprimento mais afastadas dos centros de carga.

Nessa mesma década, a empresa passou a diversificar seu portfólio de negócios com a participação societária em outras empresas de infraestrutura. Passou a ser acionista minoritária na Empresa Catarinense de Transmissão de Energia (ECTE), Dona Francisca Energética S.A.

(DFESA), Companhia de Água e Saneamento (CASAN), Machadinho Energética S.A. (MAESA) e Energética Campos Novos S.A. (ENERCAN).

No ano de 2004, a Celesc alcançou a marca de 1 milhão de clientes atendidos. Em 2006, houve a necessidade de alterar a estrutura da empresa para se adequar ao novo marco regulatório do setor elétrico brasileiro. Esse processo culminou com a criação de uma *holding* e duas subsidiárias, a Celesc Geração S.A. e a Celesc Distribuição S.A. A *holding* também exercia controle sobre as participações nas empresas Dona Francisca Energética S.A. (DFESA), Empresa Catarinense de Transmissão de Energia Elétrica (ECTE), Companhia Catarinense de Água e Saneamento (CASAN) e Usina Hidrelétrica Cubatão S.A., além de outras pequenas participações acionárias.

No ano de 2007 foi adquirido o controle acionário da Companhia de Gás de Santa Catarina (SCGÁS), com prazo de vigência de 50 anos.

Em 2019, a empresa contou com um quadro funcional de 3.404 empregados próprios e 3.305 estagiários, aprendizes e terceirizados. Segundo dados da Aneel, nesse mesmo ano, a Celesc Distribuição foi a 6ª maior distribuidora de energia elétrica em receita de fornecimento, a 7ª em consumo de energia elétrica e a 10ª em número de unidades consumidoras atendidas (ANEEL, 2019). Ao ano, a empresa distribuiu, em média, 2,1 milhões de MWh e seu faturamento bruto anual alcançou a marca de R\$ 12,7 bilhões, um acréscimo de 3,1% em relação a 2018, que teve faturamento de R\$ 12,3 bilhões.

4.2 MERCADO DA CELESC DISTRIBUIÇÃO S.A.

A Celesc Distribuição, atualmente, fornece energia para cerca de três milhões de consumidores distribuídos em 285 municípios catarinenses, isso significa distribuir energia em 92% do território de Santa Catarina.

Além disso, também fornece energia para os consumidores de Rio Negro, município localizado no Estado do Paraná e é responsável pelo fornecimento de energia para o atendimento de quatro pequenas concessionárias e 20 permissionárias, que são responsáveis pela distribuição de energia nos 8% restantes do Estado de Santa Catarina.

Na Figura 11 é possível observar como o atendimento dessa área geográfica ocorre. A parte da Figura em azul representa a área de concessão da Celesc Distribuição dentro do Estado de Santa Catarina, em vermelho o município de Rio Negro no Estado do Paraná e os pequenos recortes em cinza dentro do mapa de Santa Catarina, as áreas de concessão das pequenas concessionárias e permissionárias supridas pela Celesc Distribuição S.A.

Figura 11 – Área de Concessão da Celesc Distribuição S.A.



Fonte: Celesc (2021).

Em relação ao mercado de fornecimento de energia, existe uma segregação por classe de consumo, de acordo com a Tabela 3, que representa o consumo em MWh das principais classes¹⁵ no primeiro semestre do ano de 2021.

Tabela 3 – Consumo MWh Por Classe

MÊS/CLASSE	jan/21	fev/21	mar/21	abr/21	mai/21	jun/21
RESIDENCIAL	624.111,61	593.343,62	617.697,67	589.699,67	492.467,70	496.551,98
COMERCIAL	375.349,33	405.575,90	429.995,20	409.164,53	354.671,37	332.265,09
INDUSTRIAL	842.333,99	900.577,33	992.165,98	947.567,75	934.941,27	925.548,34
RURAL	124.645,12	115.883,91	112.709,65	107.812,95	96.546,11	94.963,07
DEMAIS CLASSES	307.812,89	325.859,90	330.333,20	351.736,96	321.440,18	316.289,39
TOTAL	2.274.252,95	2.341.240,65	2.482.901,70	2.405.981,86	2.200.066,63	2.165.617,88

Fonte: Adaptado de Boletim Município Mensal (CELESC, 2021).

Outra segregação que é preciso ser feita é em relação ao consumo cativo e o consumo livre. Por força da legislação setorial, parte dos consumidores da distribuidora está apta a migrar para o chamado Ambiente de Contatação Livre (ACL). Nesse caso, o consumidor tem a opção de adquirir a energia diretamente do gerador ou de uma comercializadora de energia elétrica.

De acordo com a Portaria nº 465 do Ministério de Minas e Energia, de 12 de dezembro de 2019, haverá um escalonamento anual, no qual a carga mínima para migração será reduzida ano a ano até 2023.

§ 3º A partir de 1º de janeiro de 2021, os consumidores com carga igual ou superior a 1.500 kW, atendidos em qualquer tensão, poderão optar pela compra de energia

¹⁵ As demais classes são: iluminação pública; serviço público; poder público; revenda; e consumo próprio.

elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional.

§ 4º A partir de 1º de janeiro de 2022, os consumidores com carga igual ou superior a 1.000 kW, atendidos em qualquer tensão, poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional.

§ 5º A partir de 1º de janeiro de 2023, os consumidores com carga igual ou superior a 500 kW, atendidos em qualquer tensão, poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional.

§ 6º Até 31 de janeiro de 2022, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE deverão apresentar estudo sobre as medidas regulatórias necessárias para permitir a abertura do mercado livre para os consumidores com carga inferior a 500 kW, incluindo o comercializador regulado de energia e proposta de cronograma de abertura iniciando em 1º de janeiro de 2024 (BRASIL, 2019).

Com essa nova legislação que flexibiliza os requisitos para a migração e com as tarifas do mercado reguladas, apresentando tendência de alta em virtude de distorções regulatórias no mercado cativo, existe uma possibilidade real de que o mercado regulado das distribuidoras acabe por ficar cada vez menor, e ocorra o que foi descrito anteriormente como “espiral da morte”.

No caso da Celesc Distribuição S.A., conforme apresentado na Tabela 4, o consumo no ACL ainda é predominantemente industrial, mas com uma participação crescente da classe comercial. Isso ocorre devido à carga dos consumidores industriais ser bem elevada, o que torna uma expressiva fatia dessa classe apta a migrar para o ACL e o que reforça a argumentação de que o preço da energia é mais vantajoso nesse ambiente.

Tabela 4 – Consumo MWh Por Classe no ACL

MÊS/CLASSE	jan/21	fev/21	mar/21	abr/21	mai/21	jun/21
RESIDENCIAL	-	-	-	-	-	-
COMERCIAL	107.432,93	104.381,37	116.140,37	103.583,60	97.444,12	92.137,54
INDUSTRIAL	713.496,89	704.108,28	788.513,10	723.857,68	742.855,76	729.223,36
RURAL	5.314,87	6.218,79	6.993,93	5.957,95	5.824,62	5.693,46
DEMAIS CLASSES	30.534,39	30.247,28	38.791,33	36.279,55	38.328,66	37.876,54
TOTAL	856.779,09	844.955,71	950.438,72	869.678,79	884.453,15	864.930,91

Fonte: Adaptado de Boletim Município Mensal (CELESC, 2021).

Essa dinâmica é melhor entendida quando esses valores de consumo são transformados em percentual de participação no mercado de fornecimento da distribuidora, como apresentado na Tabela 5.

Tabela 5 – Participação do Consumo em MWh do ACL e do ACR no Mercado Total da Celesc Distribuição

% CATIVO/LIVRE	JAN/JUN 2011	JAN/JUN 2016	JAN/JUN 2021
CATIVO	81%	74%	62%
LIVRE	19%	26%	38%

Fonte: Adaptado de Boletim Município Mensal (CELESC, 2021).

A participação do ACL no mercado total aumentou significativamente nos últimos dez anos e, provavelmente, não se tornou ainda maior, pois a legislação exigia uma carga ainda relativamente alta para migração e o preço da energia no ACR também não era tão elevado, pois foi após o ano de 2014, que os preços nesse ambiente passaram a sofrer uma pressão considerável.

Quando se abre a participação do consumo livre no mercado total, pelas três principais classes de consumo, fica claro que as migrações para o ACL começaram pelos grandes consumidores, que por serem eletrointensivos tem o consumo de energia elétrica como um dos principais custos. Paulatinamente esse movimento foi se espalhando para os consumidores de menor carga, a partir do aumento dos preços no ACR em relação aos preços praticados no ACL. Na Tabela 6, em que se mostra a participação do consumo industrial livre e cativo no mercado total da Celesc, no primeiro semestre de 2011, o consumo no ACL era praticamente todo da classe industrial. Já no primeiro semestre de 2021, a participação do setor industrial continua sendo a principal, mas com uma queda de 13 pontos percentuais. Quanto à participação dessa mesma classe no consumo total ocorreu uma pequena queda no percentual, mormente no período de 2016 até 2021, o que pode significar uma mudança na economia do Estado de Santa Catarina, mas é uma queda pouco significativa.

Tabela 6 – Participação do Consumo em MWh da Classe industrial no ACL, no ACR e no Mercado Total da Celesc Distribuição

% INDUSTRIAL	JAN/JUN 2011	JAN/JUN 2016	JAN/JUN 2021
CATIVO	24%	21%	13%
LIVRE	97%	89%	84%
TOTAL	43%	39%	40%

Fonte: Adaptado de Boletim Município Mensal (CELESC, 2021).

A diminuição de 13 pontos percentuais na participação do consumo industrial no total do consumo no ACL pode ser explicada pela migração dos consumidores de menor carga, já que os preços no ACL estavam mais favoráveis.

O incentivo de preço tornou os consumidores classificados como comerciais e de menor carga também propensos a comprar energia no ACL. A Tabela 7, que mostra a participação do consumo comercial nos dois ambientes de contratação, ilustra bem a situação, a classe passou de uma participação de 2% no consumo livre total no primeiro semestre de 2011 para 12% de participação no mesmo período de 2021.

Observa-se que a participação no consumo total dessa classe permanece estável, o que só reforça a argumentação que as modificações no perfil de consumo da classe são decorrentes de migrações.

Outro ponto importante é que a classe comercial aparentemente não perdeu participação no ACR, mas nesse caso, é importante a atenção ao detalhe que o tamanho do mercado no ACR ficou menor com as migrações para o ACL. Também é digno de nota que o volume de energia da classe comercial que passou do ACR para o ACL não é tão significativo quanto o da classe industrial devido ao porte dos estabelecimentos.

Tabela 7 – Participação do Consumo em MWh da Classe Comercial no ACL, no ACR e no Mercado Total da Celesc Distribuição

% COMERCIAL	JAN/JUN 2011	JAN/JUN 2016	JAN/JUN 2021
CATIVO	19%	22%	20%
LIVRE	2%	6%	12%
TOTAL	16%	18%	17%

Fonte: Adaptado de Boletim Município Mensal (CELESC, 2021).

A classe residencial não faz parte do ACL, pois os consumidores são atendidos em baixa tensão, o que inviabiliza sua migração para esse ambiente de contratação pela legislação atual. Dessa forma, essa classe passou a ser a mais representativa, em termos de volume de consumo de energia no ACR, de acordo com a Tabela 8, que apresenta a participação dessa classe de consumo no ACR e no total do mercado da Celesc Distribuição. Pode-se observar que a participação da classe permanece estável em consumo total, mas sua participação no consumo do ACR passa de 28% no primeiro semestre de 2011 para 40% em igual período de 2021, tornando-se a classe mais representativa no ACR.

Tabela 8 – Participação do Consumo em MWh da Classe Residencial no ACR e no Mercado
Total da Celesc Distribuição

% RESIDENCIAL	JAN/JUN 2011	JAN/JUN 2016	JAN/JUN 2021
CATIVO	28%	33%	40%
TOTAL	23%	24%	25%

Fonte: Adaptado de Boletim Município Mensal (CELESC, 2021).

Como na classe industrial a participação majoritária é de grandes e médios consumidores atendidos em alta tensão e com a opção de migração para o ACL, a possibilidade de micro e minigeração existe, mas sofrerá concorrência dos preços praticados no ACL. Com isso, a atratividade para a geração de energia nessa modalidade não é tão alta.

A classe comercial, embora com um perfil diferente e com consumidores que, em tese, também poderiam optar pela micro e minigeração, tem a opção de compra de energia no ACL, assim como a classe industrial e, conseqüentemente, para um preço de energia mais atrativo. Além do que, e como já apresentado, os requisitos para a migração para o ACL estão sendo flexibilizados, o que aumenta o número de consumidores elegíveis à opção de compra de energia nesse ambiente.

Nos dois casos acima, é prudente lembrar que a geração de energia própria exige um investimento inicial que demorará alguns anos para ser amortizado. Quando a componente preço de energia é mais flexível, existe a alternativa de compra no ACL, a opção por micro e minigeração passa a não ser tão atrativa.

Já no caso da classe residencial, a única opção é a microgeração de energia, o que torna essa classe ideal para estimar o volume de consumidores que poderão passar a gerar sua própria energia para escapar dos preços praticados no ACR. Também é a classe mais representativa do ACR e, possivelmente, a última que deixaria esse mercado, podendo ser considerada uma espécie de reserva de mercado da distribuidora.

Logo, os próximos passos do estudo serão mensurar a parcela dessa classe apta a gerar sua própria energia e qual o impacto que isso representará no mercado da Celesc Distribuição. Para isso, será apresentada as médias das tarifas residenciais no Brasil e na Celesc Distribuição, na sequência uma estimativa de custos de instalação de painéis fotovoltaicos e o volume necessário de consumo para tornar o investimento viável.

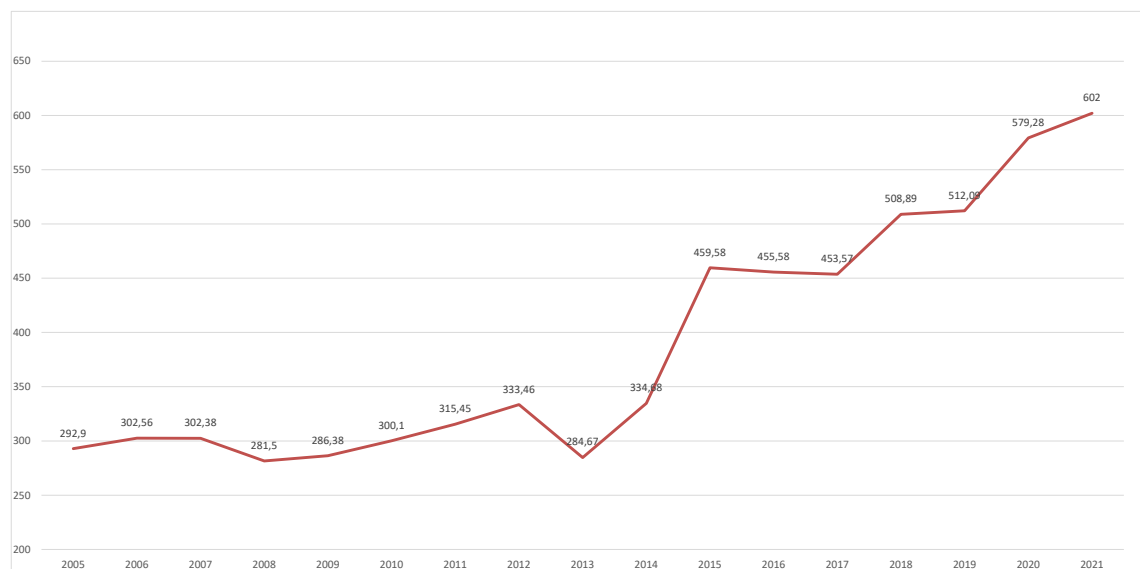
4.3 EVOLUÇÃO DO PREÇO DA TARIFA RESIDENCIAL

A tarifa média de energia elétrica residencial apresenta uma tendência de alta, principalmente após o ano de 2013. A explicação para isso foi a MP nº 279/12, que posteriormente passou a ser a Lei nº 12.783/13. Essa lei promoveu a renovação antecipada de algumas concessões de geração e transmissão de energia elétrica, dentre outras modificações regulatórias. Como já exposto anteriormente, o desarranjo setorial causado por essa mudança regulatória ainda afeta o setor elétrico como um todo, ocasionando reflexos no preço das tarifas.

Do ano de 2013 até o ano de 2020 houve um aumento de 103% no valor médio da tarifa residencial, passando de R\$ 284,67 para R\$ 579,28 por MWh consumido, de acordo com o Gráfico 1.

Se for utilizado o valor médio até junho de 2021¹⁶ que é de R\$ 602,00 por MWh, o aumento passa a ser de 111%, o que evidencia essa tendência. Para efeito de comparação, o Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), calculado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), apresentou uma variação acumulada de 54,36% no período de 1º de janeiro de 2013 a 31 de dezembro de 2020.

Gráfico 1 – Evolução da Tarifa Média da Classe Residencial



Fonte: Aneel (2021).

¹⁶ No mês de junho ainda não ocorreu o reajuste de todas as distribuidoras, o que alterará o valor médio do reajuste do ano de 2021, motivo pelo qual esse mês não foi utilizado no Gráfico.

Observa-se que esse valor não leva em conta o acréscimo cobrado por meio das bandeiras tarifárias. A partir do dia primeiro de setembro de 2021, a bandeira em vigor é a preta, que significa escassez hídrica. Nesse caso, a taxa adicional será de R\$ 14,20 por 100 kWh consumido e será aplicada até 30 de abril de 2022.

Quando se utiliza o valor da tarifa residencial da Celesc Distribuição, a situação não muda muito, conforme apresentado no Gráfico 2. Mesmo considerando-se, na série, mais três Revisões Tarifárias Extraordinárias (RTEs), o que não foi possível utilizar na série com as médias, pois uma RTE é específica para uma empresa. Porém, o comportamento da série indica uma clara tendência de alta após o ano de 2013. Desse ano até 2021 houve uma majoração de 108% no valor da tarifa residencial, passando de R\$ 255,80 na primeira RTE de 2013 para R\$ 532,24 no último reajuste tarifário de 2021.

Gráfico 2 – Evolução da Tarifa da Classe Residencial Celesc Distribuição



Fonte: Aneel (2021).

O que pode ser notado, é que claramente as tarifas residenciais tem sido pressionadas por problemas regulatórios e acabaram por sofrer reajustes maiores que o IPCA no período 2013-2021, tanto na média nacional quanto na empresa estudada.

Mesmo a Celesc Distribuição apresentou uma tarifa residencial mais baixa que a média nacional, os reajustes ocorridos nos últimos anos podem ser considerados um incentivo para os consumidores residenciais optarem para a microgeração fotovoltaica, o que será empiricamente comprovado, ou não, ao se analisar a fatia da classe residencial que passou a produzir sua própria energia nos últimos anos.

Outro ponto importante, é que a crise hídrica do ano 2021, necessariamente trará reflexos para o valor da tarifa cobrada no ACR. De acordo com o apresentado na introdução deste trabalho, o custo do despacho térmico e o custo do risco hidrológico, que as distribuidoras de energia elétrica assumiram por meio dos contratos de cotas de garantia física (CCGFs), serão repassados para os consumidores cativos nos próximos reajustes tarifários. Logo, a tendência é de uma tarifa futura mais cara e de um mercado cativo cada vez menor para ratear esses custos, o que leva a mais incentivos para a geração própria de energia ou para a migração para o ACL.

Prova disso é a expectativa de um novo empréstimo a ser firmado pelas distribuidoras no começo de 2022. Segundo estimativas do Ministério de Minas e Energia, o valor poderá ser de aproximadamente 15 bilhões de reais e objetiva minimizar o impacto da geração térmica despachada fora da ordem de mérito. Algumas das usinas despachadas tem um custo de R\$ 1.500,00 por MWh, o que é muito superior ao custo médio dos contratos de compra de energia das distribuidoras, sendo que a usina mais cara despachada, a UTE Araucária, cobra R\$ 2.500,00 por MWh produzido.

Segundo estimativas da Abradee, caso esse empréstimo não seja viabilizado, algumas distribuidoras de energia elétrica poderão ter aumentos de tarifa superiores a 20% no ano de 2022.

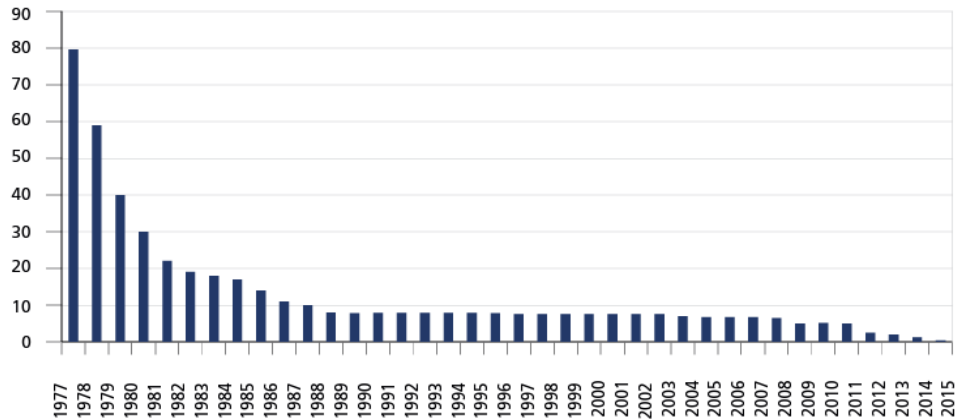
4.4 EVOLUÇÃO DOS CUSTOS PARA INSTALAÇÃO DE MICROGERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA

As placas solares fotovoltaicas e os inversores usados para a microgeração, no Brasil, são, em sua maioria, importadas. Mesmo com o subsídio concedido pela Aneel desde 2012, e com a consequente expansão desse tipo de geração, em 2020 as tarifas de importação de módulos e inversores foram zeradas pelo governo federal até o final de 2021, de acordo como publicação no Diário Oficial da União, feita em 29 de setembro de 2020. Antes disso, os impostos de importação para módulos solares eram da ordem de 12%, enquanto para os inversores, esses impostos giravam na casa de 14%, de acordo com dados da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (Absolar).

Paralelamente, os preços desses equipamentos no mundo estão caindo de maneira bem rápida, assim como a capacidade de produção desses equipamentos vem aumentando quase que na mesma proporção. Ocorreram ganhos de escala na produção e os avanços tecnológicos na área de semicondutores também ajudaram a diminuir o preço dos sistemas fotovoltaicos (FVs).

De acordo com a Figura 12, o valor por watt de energia produzido caiu de US\$ 79,67 para US\$ 0,36, no período de 1977 a 2015.

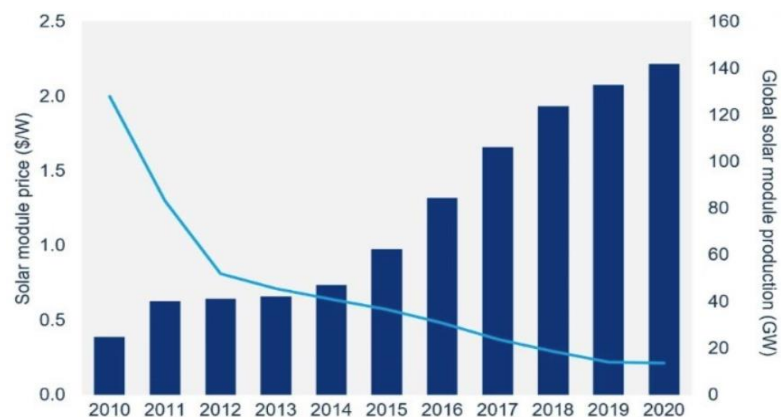
Figura 12 – Histórico dos Preços das Células de Silício (US\$/W)



Fonte: Dantas e Pompermayer (2018).

A queda nos preços dos módulos fotovoltaicos se dá pela produção, em larga escala, por parte dos fornecedores e pelos avanços tecnológicos, ambos são os principais fatores pelos quais os painéis solares estão, cada vez mais, competitivos em relação aos custos. Conforme a Figura 13, a capacidade de produção mundial de polisilício cresceu mais de quatro vezes na última década, enquanto o preço do polisilício, a matéria-prima principal para a produção dos painéis solares, diminuiu de 80 € em 2010 para pouco mais de 8 € em 2019 (FUNDAJA, 2020).

Figura 13 – Capacidade de Fabricação em Comparação ao Preço Médio de Produção de Painéis Solares 2010 – 2020

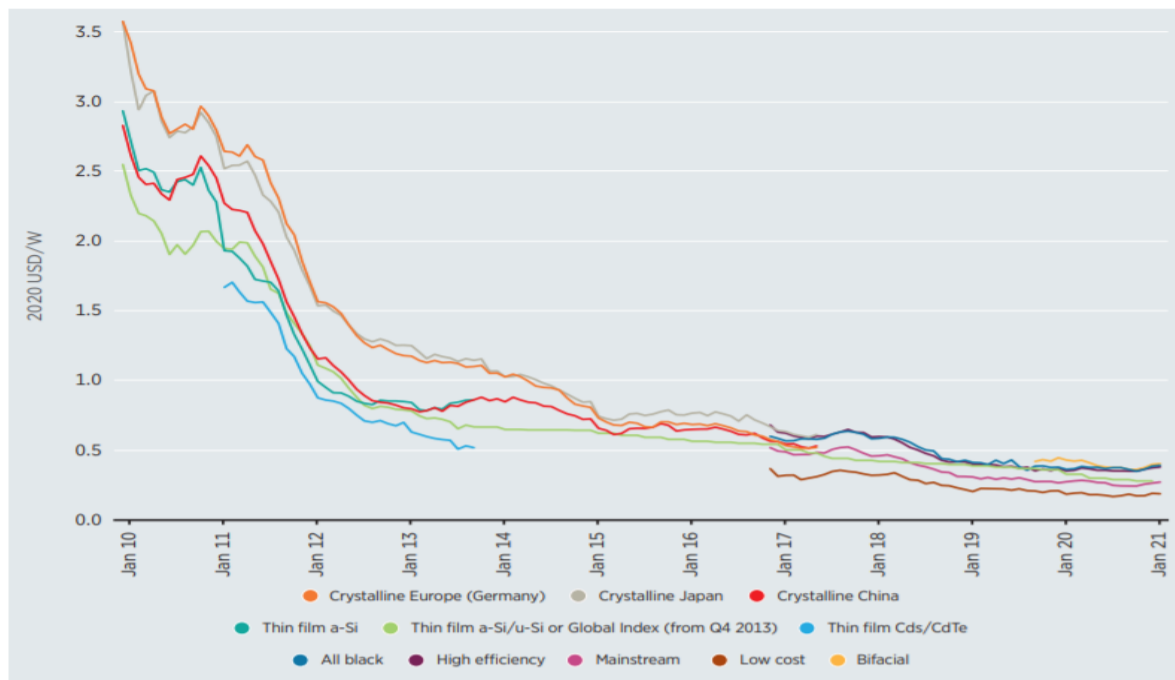


Fonte: Fundaja (2020).

Dados divulgados pela *International Renewable Energy Agency* (IRENA), em seu relatório anual, *Renewable Power Generation Costs*, apontam na mesma direção. O custo médio de produção de energia solar fotovoltaica diminuiu 85% entre os anos de 2010 e 2020, passando de US\$ 0,38 por KWh para US\$ 0,057 por KWh, o que representa uma redução de, aproximadamente, 7% ao ano no período. Já os custos dos módulos para geração fotovoltaica comercializados na Europa caíram perto de 93% entre dezembro de 2009 e dezembro de 2020.

Na Figura 14, que compreende o período de janeiro de 2010 a janeiro de 2021, e que considera diversas tecnologias de geração e diferentes países produtores, o preço médio dos módulos solares caiu de uma faixa de US\$ 2,5 a US\$ 3,5 por Watt em 2010 para uma faixa de US\$ 0,32 até US\$ 0,22 em 2021.

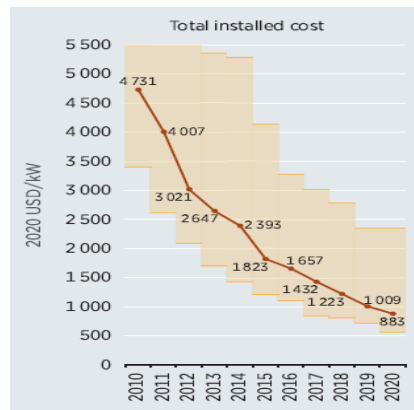
Figura 14 – Preço Médio de Produção de Módulos Solares por Tecnologia e por País de Manufatura Comercializado na Europa



Fonte: Irena (2020).

Quando o parâmetro utilizado é o custo de instalação de um módulo de geração fotovoltaica, a queda foi entre 46% e 85%, a depender do país, no período 2010-2020. Na Figura 15, que considera a média mundial do custo de instalação por KWh gerado desses projetos, houve um decréscimo de US\$ 4.731,00 em 2010, para US\$ 883,00 em 2020.

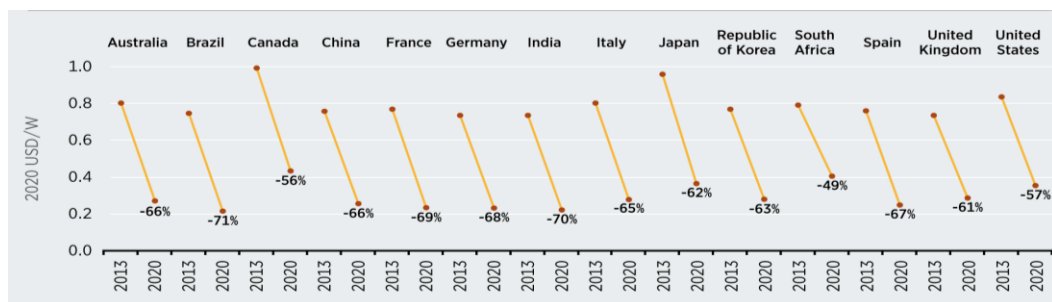
Figura 15 – Média dos Custos de Instalação



Fonte: Irena (2020).

Já uma amostra desses custos de instalação em um grupo de países que representam os gastos de instalação dos módulos solares em diferentes continentes, o percentual de queda também é bem evidente. No período 2013-2020, de acordo com a Figura 16, o decréscimo mínimo foi de 49% na África do Sul e o decréscimo máximo foi de 71% no Brasil.

Figura 16 – Custo Médio de Instalação do Módulo Geração Fotovoltaico



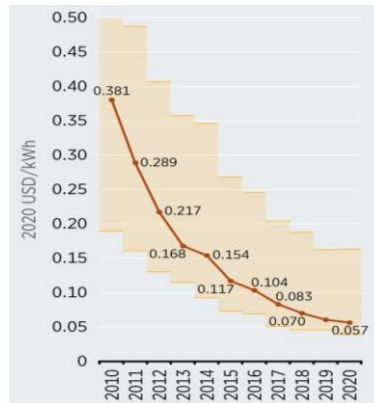
Fonte: Irena (2020).

Outro conceito importante para demonstrar os ganhos de eficiência e preços dos módulos fotovoltaicos é o de *Levelized Cost Of Energy* (LCOE). O LCOE pode ser definido como Custo Nivelado de Energia, que se trata basicamente de uma métrica que define o custo de produção de determinada fonte de geração de energia. O cálculo na geração solar fotovoltaica envolve os custos dos materiais, projeto, instalação, manutenção, entre outros, comparados com a geração de energia ao longo de 25 anos, que é uma média da vida útil do sistema.

Como o custo global dos módulos está decrescendo ao longo dos anos, o Custo Nivelado de Energia para geração fotovoltaica segue essa mesma tendência. De acordo com a Figura 17,

é possível verificar que a média mundial desse custo baixou de forma bem acentuada, passando de US\$ 0,381 por KWh em 2010, para US\$ 0,057 por KWh em 2020.

Figura 17 – Custo Nivelado de Energia



Fonte: Irena (2020).

No caso da microgeração fotovoltaica, essa métrica será utilizada em comparação com a tarifa de energia residencial para verificar sua viabilidade em termos econômicos. De acordo com a Figura 18, a microgeração solar fotovoltaica residencial segue a mesma curva de tendência. No grupo de países selecionados, houve queda nos preços de instalação em todos, com o Brasil passando de US\$ 3.992,00 por KWh em 2013, para US\$ 982,00 por KWh em 2020. Esse valor só é superior aos da China e da Índia.

Figura 18 – Custo de Instalação de Sistemas de Geração Fotovoltaica Residencial

Sector	Market	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
		2020 USD/kW										
Residencial	Australia	7 803	6 196	4 350	3 712	3 463	2 223	2 011	1 758	1 575	1 307	1 219
	Brazil				3 992	3 699	3 497	2 694	2 150	1 623	1 308	982
	China			2 856	2 460	2 356	1 692	1 609	1 453	1 091	850	746
	France		9 909	7 029	5 839	4 280	2 386	2 199	1 989	1 935	1 875	1 840
	Germany	4 326	3 676	2 743	2 442	2 254	1 770	1 723	1 664	1 766	1 608	1 609
	India				2 401	2 301	1 518	1 341	1 105	926	850	658
	Italy	7 028	6 176	4 077	3 702	2 466	2 006	1 823	1 695	1 544	1 477	1 357
	Japan	7 397	7 311	6 308	4 654	3 814	3 351	2 960	2 716	2 388	2 276	2 192
	Malaysia				2 903	2 893	2 451	2 252	1 813	1 483	1 205	1 083
	Republic of Korea				3 071	3 091	2 190	2 102	1 726	1 544	1 456	1 196
	South Africa				4 187	3 726	3 145	2 950	2 631	2 256	1 864	1 575
	Spain				2 903	2 466	1 778	1 652	1 526	1 462	1 426	1 397
	Switzerland				3 908	3 480	3 253	3 196	3 118	2 786	2 582	2 516
	Thailand				4 065	3 156	2 830	2 757	2 389	1 966	1 488	1 354
	United Kingdom				3 338	3 514	3 041	2 699	2 723	2 627	2 465	2 218
	California (US)	7 844	7 409	6 395	5 537	5 214	5 290	5 111	4 581	4 343	4 164	4 236
	Other US states	7 793	7 130	5 762	4 977	5 010	4 981	4 328	3 888	3 744	3 675	3 520

Fonte: Irena (2020).

A queda dos preços internacionais e o fato de que o Brasil importa a maior parte dos componentes para os módulos solares, além do governo federal ter zerado os impostos de importação até o final de 2021, sinaliza que, com o passar do tempo, o benefício para a instalação da microgeração distribuída vem aumentando. Ainda mais quando se compara esses custos com os constantes aumentos da tarifa residencial e a tendência de alta futura dessa advinda da crise hídrica.

Um fator que poderia amenizar essa tendência seria o câmbio, pois ocorreu uma depreciação significativa do real frente ao dólar, nos últimos anos. Em dezembro de 2016, o dólar comercial era cotado em R\$ 3,25¹⁷, já em setembro de 2021 a cotação passou a ser de R\$ 5,44. Porém, como será analisado mais à frente, o *payback* desses projetos, no Brasil, continua muito atrativo e a quantidade de painéis solares instalados foi muito elevada no período, mormente a partir de 2017, na área de concessão da Celesc Distribuição. Esses dois fatores indicam que o movimento de alta do dólar não foi suficiente para reverter o avanço da microgeração fotovoltaica.

4.5 LIMITES PARA MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Limites para microgeração fotovoltaica podem ser entendidos como uma métrica para estimar qual o consumo mínimo de energia mensal seria necessário para viabilizar o investimento em um módulo de microgeração fotovoltaica. Porém, antes de definir os limites que seriam vantajosos para a opção por microgeração fotovoltaica, é interessante considerar se essa fonte de geração é economicamente mais viável do que a tarifa da distribuidora de energia elétrica local.

Um bom parâmetro pode ser o Custo Nivelado de Energia. De acordo com a seção anterior, esse custo decaiu de forma sensível no mundo. Como o Brasil importa a maior parte dos painéis que instala e zerou os impostos de importação desses até o final de 2021, a tendência é que o Custo Nivelado de Energia para a microgeração também tenha diminuído, ao passo que a tarifa residencial sofreu sucessivos aumentos nos últimos anos.

Para fazer essa comparação, é necessário pegar como base um sistema fotovoltaico com capacidade de 4,34 kWp. Essa potência de geração será o bastante para abastecer um consumo médio de algo em torno de 630 KWh mês, o que representa o consumo de uma família de quatro pessoas em uma residência de aproximadamente 150 metros quadrados.

¹⁷ Fonte: Banco Central.

Considerando 25 anos de vida útil para o sistema, o total gerado nesse período será algo próximo de 170 MWh. Caso o custo de instalação seja da ordem de R\$ 30.000,00, que representa um orçamento mediano¹⁸ no ano de 2021, o valor do Custo Nivelado de Energia será obtido pela divisão do investimento realizado pela produção de energia no período considerado. Logo, R\$ 30.000,00/170.000 KWh, resultando em R\$ 0,17 por KWh. No caso da Celesc Distribuição, a tarifa residencial em 2021 é de R\$ 0,53224 por KWh e, conforme o sistema de compensação vigente no mercado brasileiro, a compensação dessa energia gerada se dá pelo valor cheio da tarifa. Dessa forma, economicamente, a microgeração fotovoltaica é mais vantajosa para o consumidor do que pagar a tarifa cheia da distribuidora de energia.

Considerando-se que, economicamente, o custo de geração é viável, o próximo passo é estimar um consumo médio mensal que possibilite um retorno do investimento em um horizonte de tempo razoável. Além disso, é necessário considerar que será necessário um investimento inicial de aproximadamente R\$ 25.000,00, o que, em tese, requererá uma certa disponibilidade de renda. Nesse caso, a disponibilidade financeira pode ser estimada pelo consumo médio mensal da residência.

Como no Estado de Santa Catarina o consumo residencial apresenta uma sazonalidade bem definida, com uma flutuação nas contas de energia bem sensível ao longo do ano, uma média mensal de 400 KWh de consumo é razoável para ser considerada. Esse consumo médio representa um dispêndio de R\$ 250,00, ao preço de R\$ 0,626867 por KWh, que é a tarifa da Celesc Distribuição, sem acrescentar a Cosip¹⁹ e a taxa extra da bandeira tarifária vigente, caso isso ocorra.

Para suprir esse consumo médio, de acordo com orçamentos solicitados a algumas empresas que comercializam módulos de geração fotovoltaica, o investimento gira em torno de R\$ 25.000,00. Esse valor é para um sistema de 4,55 KWp, conforme Tabela 9, que produzirá, em média, 400 KWh/ mês, e que pode ser financiado.

Tabela 9 – Características do Módulo Fotovoltaico Considerado

custo do sistema	potência	produção média mensal	produção anual	R\$/KWp
R\$ 25.000,00	4,55 KWp	400 kWh	4.800 KWh	5494,505

Fonte: Absolar (2021).

¹⁸ Fonte: Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR, 2021).

¹⁹ Contribuição para Custeio da Iluminação Pública (Cosip). O município, com o auxílio da Câmara Municipal, estabelece os parâmetros para essa cobrança.

Com base nessas informações, pode ser elaborada uma tabela em que serão feitas as projeções de receitas oriundas da geração e o que isso representará em termos de retorno sobre o investimento no módulo fotovoltaico, já que as despesas consideradas são apenas a taxa de energia paga para a distribuidora e os custos do financiamento do módulo solar fotovoltaico.

Os parâmetros considerados serão:

- a geração de energia será igual ao consumo médio mensal apurado no ano;
- será considerada a taxa de R\$ 30,00 cobrada pela distribuidora de energia referente ao uso da rede, conforme determinação da Aneel;
- a conta de energia será calculada sobre a média de consumo apurada no ano para evitar a sazonalidade do consumo;
- a geração de energia do módulo fotovoltaico será a média de geração de um ano para evitar a sazonalidade da geração;
- haverá uma queda de 0,7% ao ano sobre a capacidade de geração dos painéis, de acordo com recomendação da Absolar;
- o período de vida útil dos painéis considerado foi de 20 anos. Geralmente, os fabricantes informam que esses equipamentos duram, em média, 25 anos, mas como não foi considerada a manutenção desses equipamentos no fluxo de caixa, optou-se por reduzir um pouco a vida útil para compensar;
- a conta de energia e a taxa cobrada pela distribuidora serão atualizadas pela média do IPCA dos últimos dez anos;
- o sistema utilizado para os cálculos foi o Sistema de Amortização Constante (SAC);
- e
- o financiamento do módulo fotovoltaico será calculado a uma taxa de 1% e 1,5%²⁰ ao mês em seis cenários distintos. Taxas um pouco melhores são anunciadas pelas empresas que comercializam esses painéis, todavia existem algumas despesas financeiras embutidas que acabam por trazer a taxa de juros para a faixa de 1% a 1,5% ao mês.

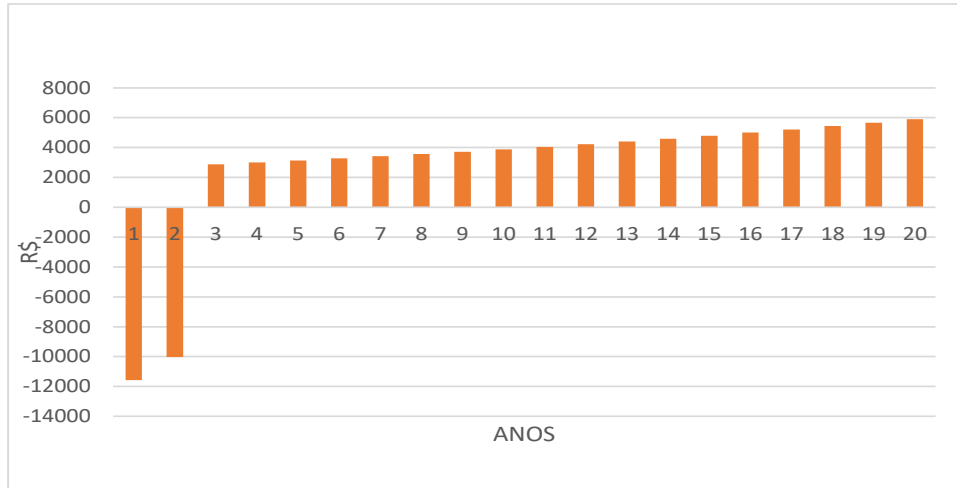
Com esses dados foi possível traçar o fluxo de caixa de caixa do investimento, a Taxa Interna de Retorno (TIR), o *payback* simples e o *payback* descontado²¹, para demonstrar a atratividade, ou não, do investimento.

²⁰ A escolha da taxa se deu mediante pesquisa na Febraban.

²¹ TIR e *payback* foram calculados utilizando uma taxa de juros de 6% ao ano, que de acordo com pesquisa na Febraban, é um rendimento considerado como mediano no mercado brasileiro.

O primeiro cenário considera um orçamento de R\$ 25.000,00, com uma entrada de R\$ 1.000,00 e financiamento do saldo em 24 meses, a uma taxa de juros de 1% ao mês, conforme Gráfico 3.

Gráfico 3 – SAC 24 Meses – 1% a.m.

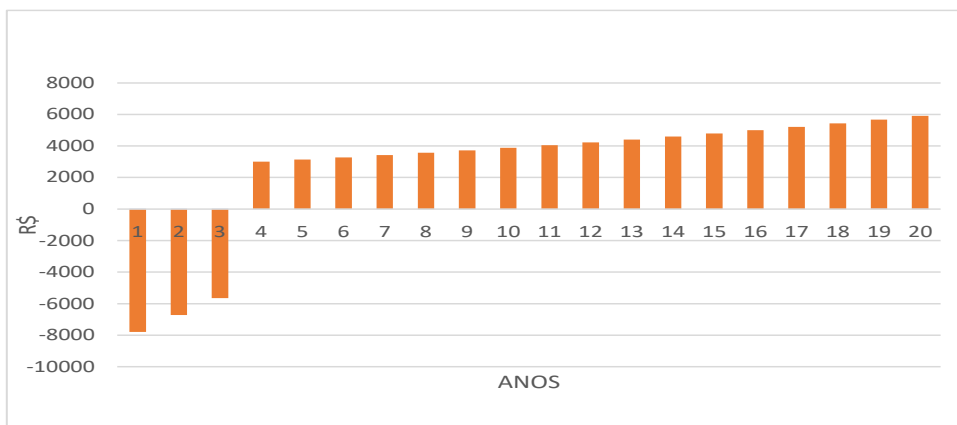


Fonte: Adaptado de Absolar (2021).

Nesse caso, o fluxo de caixa se torna positivo no terceiro ano após a instalação do módulo. A TIR será de 14,54%, o *payback* simples acontecerá no oitavo ano e o *payback* descontado no décimo ano, o que são condições atrativas para alguém interessado em instalar o módulo de geração fotovoltaico em sua residência.

O cenário de número dois, de acordo com o Gráfico 4, considera os mesmos dados do cenário 1, apenas com o financiamento alongado para 36 meses.

Gráfico 4 – SAC 36 meses – 1% a.m.

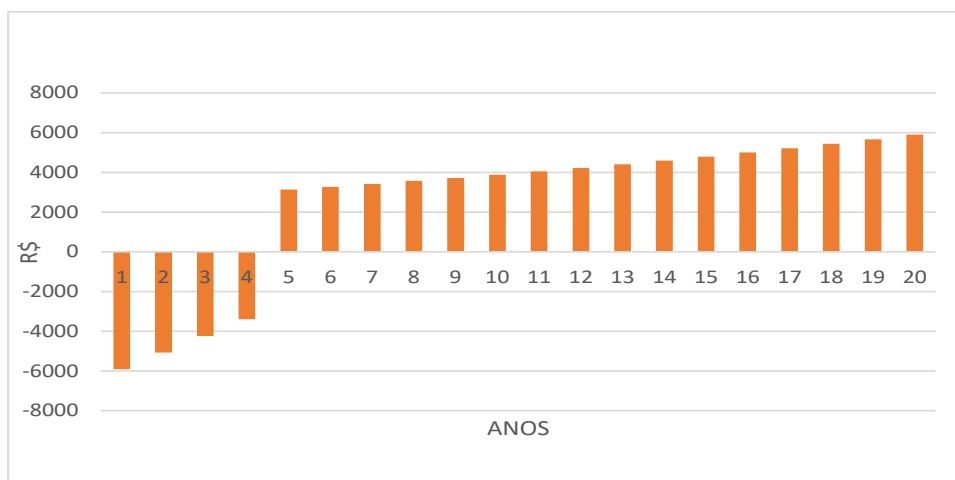


Fonte: Adaptado de Absolar (2021).

Com o prazo do financiamento alongado para 36 meses, o fluxo de caixa só se torna positivo no quarto ano, a TIR ficou um pouco mais baixa, 14,42%, o *payback* simples passou para nove anos e o *payback* descontado para 11 anos. A mudança mais significativa acabou sendo sobre o *payback*, mas as condições continuam favoráveis em termos de investimento e retorno.

O terceiro cenário, Gráfico 5, trabalha com um prazo de financiamento um pouco mais longo, 48 meses, mantendo-se as demais condições iguais.

Gráfico 5 – SAC 48 meses – 1% a.m.

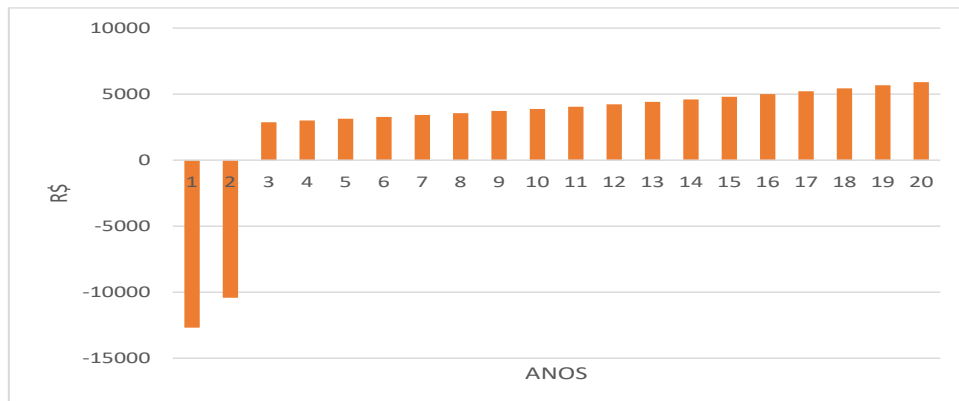


Fonte: Adaptado de Absolar (2021).

Com o prazo de 48 meses, o fluxo de caixa passou a se tornar positivo apenas no quinto ano e a TIR ficou um pouco pior, só que de forma não muito significativa, passando para 14,30% nesse caso. O *payback* simples permaneceu no nono ano e o *payback* descontado no décimo primeiro ano. Observa-se que as condições também são boas nesse terceiro cenário e o investimento continua atrativo.

Em um quarto cenário, Gráfico 6, a taxa de juros considerada foi um pouco mais elevada, 1,5% ao mês, com o intuito de estressar um pouco mais o retorno sobre o investimento. O período considerado é de 24 meses e a entrada permanece de R\$ 1.000,00, restando R\$ 24.000,00 de saldo devedor a ser amortizado.

Gráfico 6 – SAC 24 meses – 1,5% a.m.



Fonte: Adaptado de Absolar (20210).

Nesse cenário, o fluxo de caixa fica positivo a partir do terceiro ano. Todavia a TIR é mais baixa do que nos três cenários anteriores, ficando em 13,30%, e o *payback* simples só ocorrerá no nono ano e o *payback* descontado no décimo primeiro ano. Como era de se esperar, juros mais altos significaram um retorno mais baixo. Mesmo assim, uma TIR na casa dos 13% não pode ser considerada ruim.

No cenário de número cinco, Gráfico 7, a taxa de juros é igual à do cenário quatro, assim como a entrada de R\$ 1.000,00, ficando o prazo de financiamento estendido para 36 meses.

Gráfico 7 – SAC 36 meses – 1,5% a.m.



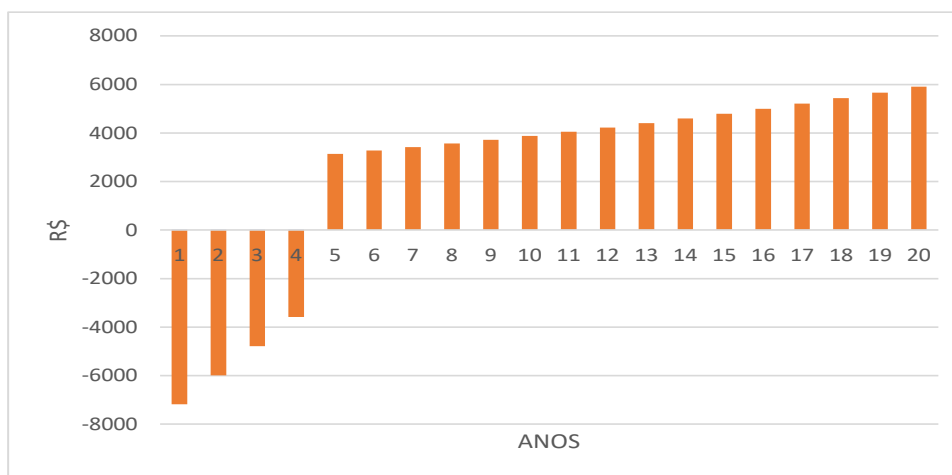
Fonte: Adaptado de Absolar (2021).

Nesse caso, o fluxo de caixa fica positivo a partir do quarto ano só que a TIR fica abaixo de 13%, irá para 12,91%, e o prazo para o *payback* simples continua sendo de nove anos. Já o *payback* descontado é alongado em um ano, passando a ocorrer no décimo segundo ano. O

payback descontado começa a não ser tão atrativo, o que poderia significar que as condições, nesse caso específico, já não são tão vantajosas. Porém, a TIR ainda é significativa.

No sexto cenário considerado, Gráfico 8, todas as condições do quinto são mantidas com a alteração no prazo de financiamento, que passa de 36 para 48 meses.

Gráfico 8 – SAC 48 meses – 1,5% a.m.



Fonte: Adaptado de Absolar (2021).

Com um prazo mais longo de financiamento, o fluxo de caixa fica positivo apenas no quinto ano do projeto. Como era esperado, a TIR fica um pouco mais baixa que no cenário anterior, 12,53%, o *payback* simples ocorre só no décimo ano e o *payback* descontado acontecerá no décimo segundo ano. Em termos financeiros é o pior dos cenários considerados, mas mesmo assim, ainda garante retorno ao investimento.

Os cenários trabalhados foram elaborados com condições de receita, taxa de juros e investimento conservadores. As empresas que comercializam esses painéis oferecem, geralmente, condições mais atrativas para os seus clientes. O objetivo de fazer uma análise da viabilidade mais rigorosa da opção por parte dos consumidores de instalar módulos fotovoltaicos, se deu para verificar se, mesmo condições mais adversas, seriam ainda boas o bastante para um consumidor residencial passar a produzir sua própria energia.

Todos os seis cenários estudados demonstram a viabilidade do investimento, o que sinaliza para a expansão dessa modalidade de geração de energia elétrica. Ainda é preciso considerar que a pressão tarifária sobre o ACR foi um pouco mitigada nos cenários utilizados. Não pode ser desconsiderado que o país passa por uma crise hídrica e que essa crise trará reflexos futuros sobre a tarifa de energia elétrica do ACR.

Segundo dados da Abradee, já existe um déficit de oito bilhões de reais, mesmo com a cobrança da bandeira de escassez hídrica no corrente ano. Esse déficit terá de ser coberto via tarifa, pois se trata de pagamento já feito pelas distribuidoras de energia elétrica aos geradores, e esse dispêndio ainda não foi coberto pelo montante arrecado por meio da tarifa.

A falta de água nos reservatórios também significa a cobrança de mais encargos e a criação de novos, que como já explicado compõem parte da tarifa cobrada no ACR. Segundo levantamento feito pela Associação Nacional de Consumidores de Energia (ANACE), foram criados desde 2020 mais quatro tipos de encargos, inclusive um para mitigar o impacto das próprias migrações dos consumidores para o ACL, além da previsão da criação de um encargo para suprir um possível déficit de lastro no sistema, advindo da expansão das fontes de geração de energia intermitentes, caso da própria solar.

Dessa forma, pode ser assinalado que os cenários considerados podem se tornar ainda mais vantajosos nos próximos anos, devido às pressões de custo que a tarifa de energia elétrica no ACR tende a sofrer.

O próximo tópico do trabalho será dedicado a apresentar a expansão da microgeração fotovoltaica no mercado da Celesc Distribuição S.A., com o objetivo de verificar se, de fato, está ocorrendo uma migração de consumidores da classe residencial para a microgeração solar fotovoltaica.

4.6 ANÁLISE DAS MIGRAÇÕES DE CONSUMIDORES PARA MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA NA ÁREA DE CONCESSÃO DA CELESC DISTRIBUIÇÃO

Na área de concessão da Celesc Distribuição S.A., ocorreu um aumento repentino da opção por microgeração fotovoltaica no ano de 2017. Mesmo com a regulamentação já estando favorável para essa modalidade de geração desde o ano de 2012, com a REN nº 483/12 da Aneel, segundo dados da concessionária, até maio de 2017, apenas 450 consumidores residenciais de um universo de 3.180.471 consumidores tinham optado pela microgeração fotovoltaica. O número na época era irrisório, chegando a um percentual de apenas 0,014% do total de consumidores. Porém, a partir de 2017, o crescimento do número de consumidores que optaram pela microgeração fotovoltaica passou a ser exponencial de acordo com a Tabela 10.

Tabela 10 – Número de Consumidores Novos e Acumulados, Geração Fotovoltaica Nova e Acumulada

Data	Consumidores Acumulados	Consumidores Novos	Geração Nova	Geração Acumulada
dezembro-12	51	51	347.946,56	345.217,56
dezembro-13	106	55	375.236,48	720.454,04
dezembro-14	170	64	436.638,81	1.157.092,86
dezembro-15	255	85	579.910,93	1.737.003,79
dezembro-16	376	121	825.520,26	2.562.524,04
dezembro-17	1606	1230	6.503.913,63	9.066.437,67
dezembro-18	4308	2702	26.539.703,91	35.606.141,58
dezembro-19	10640	6332	78.268.351,18	113.874.492,76
dezembro-20	18941	8301	113.139.666,84	227.014.159,60
outubro-21	31532	14212	165.354.685,70	373.367.889,51

Fonte: Aneel (2021).

A taxa de crescimento verificado do ano de 2016 para o ano de 2017 foi de 327%, e do ano de 2017 para o ano de 2018, esse percentual foi de 168%.

No gráfico 09 é possível perceber esse forte avanço, pois os números de solicitações de novas ligações aumentaram muito. No ano de 2021 tivemos vários meses em que o número de novos pedidos de ligações ultrapassou o milhar ao passo que em 2017 e 2018 esse número estava na casa das centenas.

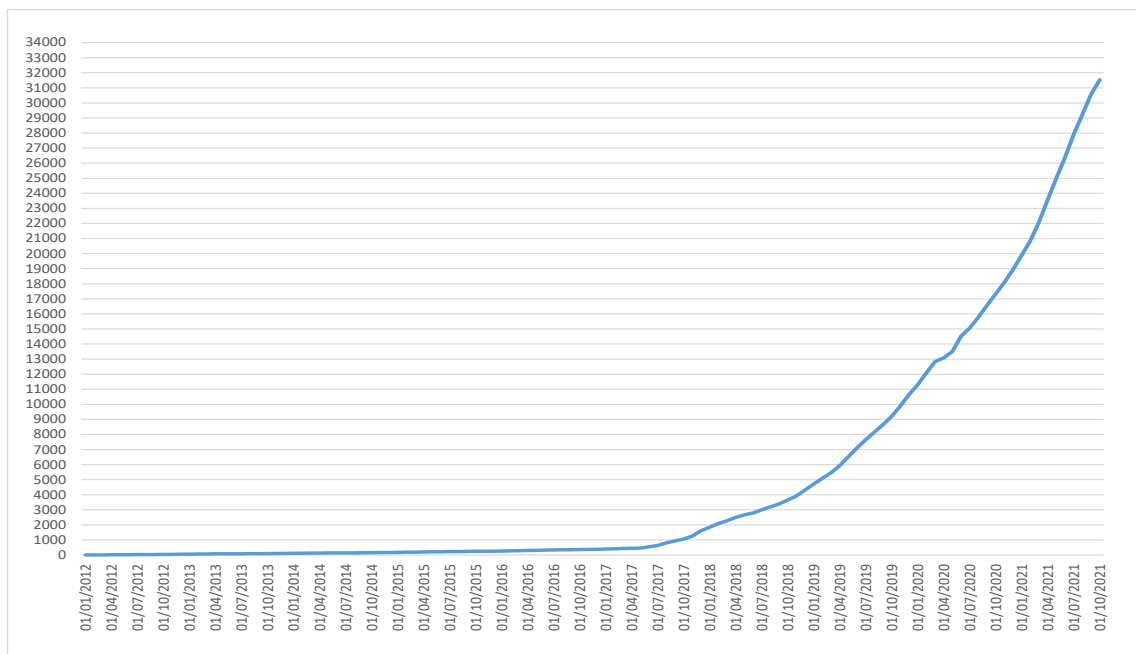
Gráfico 9 – Número de Consumidores Optantes por Microgeração Fotovoltaica – (Mensal)



Fonte: Adaptado de Aneel (2021).

No Gráfico 10, que apresenta o número acumulado de consumidores optantes por microgeração fotovoltaica, o que se demonstra é que o número de consumidores que tinha esse tipo de geração até o ano 2017 era de 450, passando a ser 33.153 consumidores em outubro de 2021, conforme Tabela 11. Em percentual sobre o total dos consumidores residenciais, o valor passa de 0,014% do total até o ano de 2017, para 1,04% até outubro de 2021, o que já torna o número relevante para o mercado da Celesc Distribuição S.A.

Gráfico 10 – Número de Consumidores Acumulados Optantes por Microgeração Fotovoltaica – (Mensal)



Fonte: Adaptado de Aneel (2021).

Observa-se também na tabela 11 essa mesma situação, pois ocorreu um acréscimo de 14.212 novos consumidores somente no ano de 2021. Ou seja, nos dez primeiros meses de 2021 houve um número de consumidores optantes por microgeração fotovoltaica que representou 42,87% do total de consumidores optantes por essa fonte no período 2012-2020. Isto reforça a argumentação da forte penetração que esse tipo de geração está tendo no mercado cativo de distribuição de energia elétrica e que, provavelmente, representará uma tendência futura, dada as condições de tarifa de energia elétrica no ACR e os preços para instalação dos módulos solares fotovoltaicos.

Tabela 11 – Consumidores Optantes Por Microgeração Fotovoltaica – Mensal e Acumulado

ANO	Consumidores	Acumulado	%
2012	51	51	
2013	55	106	7,84%
2014	64	170	16,36%
2015	85	255	32,81%
2016	121	376	42,35%
2017	1.230	1.606	916,53%
2018	2.702	4.308	119,67%
2019	6.332	10.640	134,34%
2020	8.301	18.941	31,10%
2021	14.212	33.153	71,21%

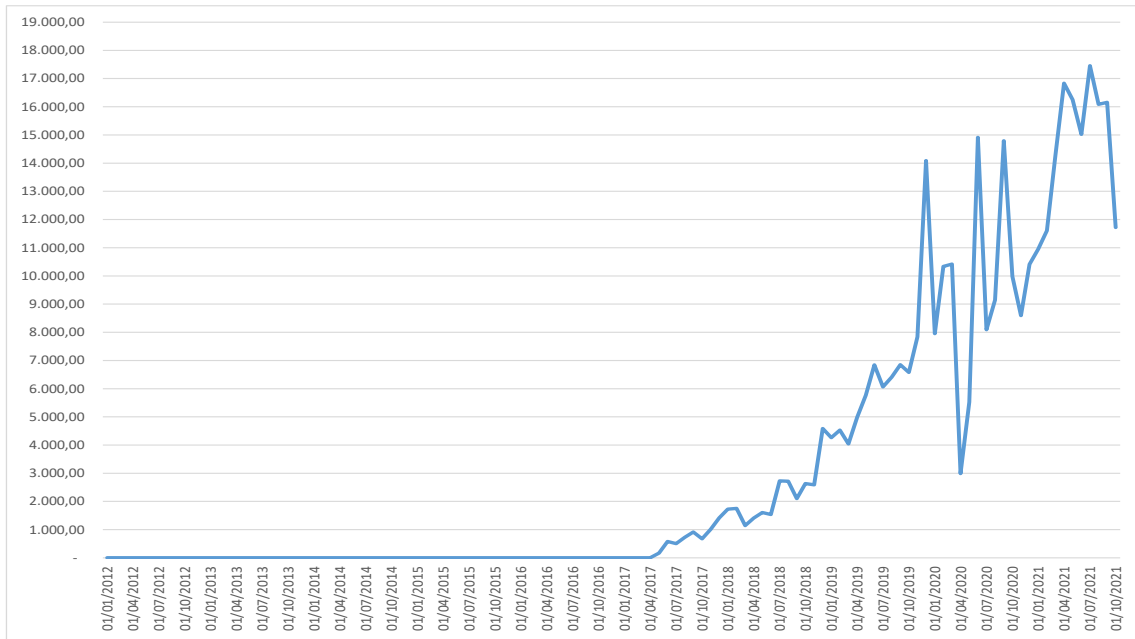
Fonte: Adaptado de Aneel (2021).

Quando é feito um estudo sobre a potência de geração que esses consumidores representam, os números são parecidos com os observados em relação aos consumidores optantes por microgeração fotovoltaica.

Até o ano de 2017 havia uma potência de geração instalada de 2.565 KW, que passou para 9.019 KW em dezembro de 2017, com um crescimento percentual de 254 %, sendo que esse percentual aumentou para 293% na comparação do ano de 2017 em relação ao ano de 2018, e ainda se manteve nesse patamar elevado na comparação do ano de 2018, em relação ao ano de 2019, cravando mais 220%, conforme apresentado nos Gráficos 11 e 12, que apresentam o total da potência de geração de microgeração fotovoltaica ingressante na rede de distribuição mês a mês e acumulado durante o período que compreende o ano de 2012 até o mês de outubro de 2021.

No gráfico 11 é demonstrado que essa capacidade de geração oscilava em torno de 500 KW por mês em média no ano de 2017, passando para uma média de 6.000 KW por mês no ano de 2019, e alcançando um pico de 17.455 KW em julho de 2021.

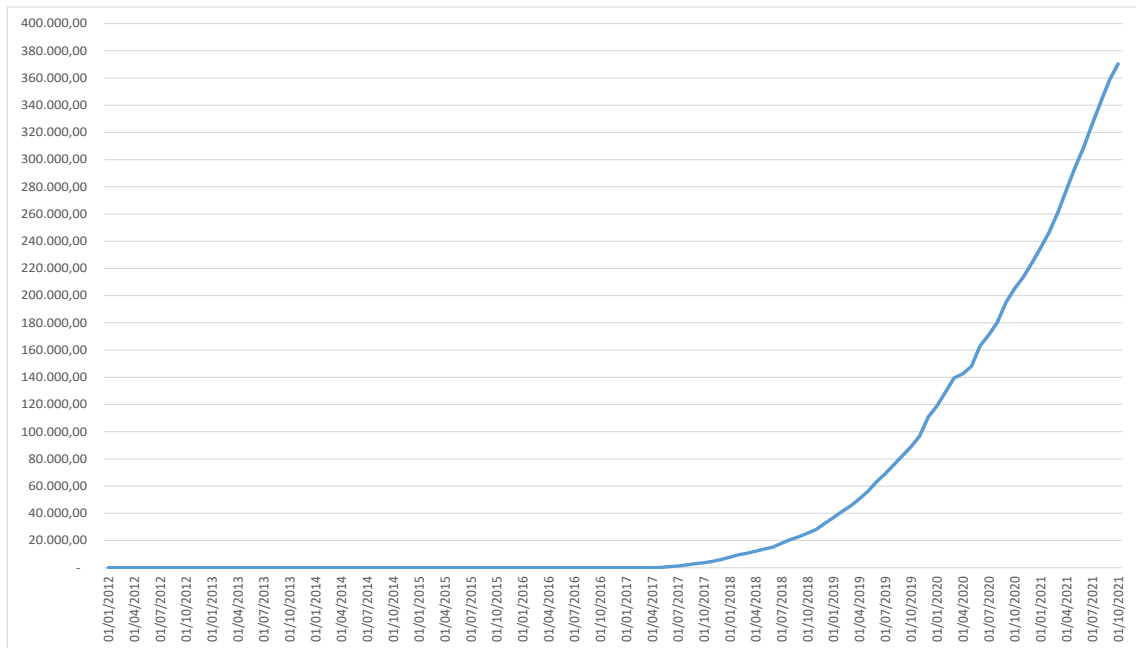
Gráfico 11 – Potência Adicional de Microgeração Fotovoltaica em KW – (Mensal)



Fonte: Adaptado de Aneel (2021).

Já o Gráfico 12, que apresenta o acumulado da potência de geração de microgeração fotovoltaica no mesmo período, apresenta o mesmo comportamento, com um crescimento exponencial da capacidade de geração instalada de microgeração fotovoltaica a partir do ano de 2017. O acumulado da potência de geração em outubro de 2021 bateu em 330.370 KW, o que se comparado ao que existia em dezembro de 2016, 2.565,25 KW demonstra que ocorreu um avanço exponencial dessa fonte de geração, em um relativamente curto período de tempo.

Gráfico 12 – Potência Adicional Acumulada de Microgeração Fotovoltaica em KW –
(Mensal)



Fonte: Adaptado de Aneel (2021).

Em ambos os casos, tanto na entrada mensal quanto no acumulado, seja de consumidores ou seja de potência nova, fica demonstrado que o avanço desse tipo de geração na área de concessão da Celesc Distribuição S.A. tem sido bem forte, mormente a partir do ano de 2017.

5 ANÁLISE DOS RESULTADOS

A situação apresentada até esse ponto do estudo indica alguns condicionantes que servirão de base para a mensuração do volume potencial de migração de consumidores residenciais para a opção de microgeração fotovoltaica.

Esses condicionantes são os seguintes:

- os dados de mercado da Celesc Distribuição do primeiro semestre de 2021 demonstram que o residencial é a classe de consumo mais representativa atualmente no ACR;
- a alta na tarifa residencial cobrada pela Celesc Distribuição foi de 108% no período compreendido entre os anos 2013 e 2021, passando de R\$ 255,80 para R\$ 532,24. Nesse mesmo período, o IPCA acumulado foi de 54,36%;
- com a crise hídrica do ano de 2021 e mesmo com a criação da bandeira tarifária de escassez hídrica já existe um déficit de 8 bilhões de reais incidentes sobre as empresas distribuidoras de energia elétrica. Além disso, nesse mesmo ano foram criados quatro novos encargos. Isso indica pressão sobre a tarifa cobrada no ACR nos próximos anos.
- todos os dados coletados sobre o preço de instalação de módulos de microgeração fotovoltaica tiveram uma forte queda. O valor por watt de energia produzido caiu de US\$ 79,67 para US\$ 0,36 no período 1977 a 2015;
- foi escolhido um consumo de energia médio mensal baixo para fins de simulação de fluxo de caixa e cálculos de TIR, *payback* simples e *payback* ajustado. A opção por baixo consumo foi para mensurar se, mesmo nesse caso, a opção por microgeração fotovoltaica pode ser vantajosa. Isso servirá de ponto de corte no momento de definir os potenciais consumidores que poderão optar por microgeração nos próximos ano; e
- realizou-se um levantamento das migrações já ocorridas para a microgeração fotovoltaica com o intuito de identificar se, de fato, as condições favoráveis já existentes foram suficientes para induzir consumidores da Celesc Distribuição à opção pela microgeração.

De acordo com o apresentado, o que inclui o volume novo de capacidade de geração fotovoltaica na rede da Celesc Distribuição, além das condições financeiras favoráveis, é

razoável supor que, a partir de um consumo médio de 250 KWh mês, a opção por microgeração fotovoltaica seja viável.

Com isto, o próximo passo será o de verificar qual o volume dos consumidores residenciais na área de concessão da Celesc Distribuição apresenta esse volume de gasto de energia mensal ou algo superior a isto. Em um segundo passo, poderá ser estimado qual o impacto que isso poderá significar para a distribuidora de energia elétrica nos anos vindouros.

5.1 ESTIMATIVA DO VOLUME DE CONSUMIDORES COM POTENCIAL PARA OPÇÃO POR MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Dentro da área de concessão da Celesc Distribuição é possível classificar os consumidores residenciais por faixa de consumo. Quando isso é feito, pode-se notar que existe uma flutuação nos números durante o ano. Essa flutuação é devido à sazonalidade, pois dadas as características climáticas do Estado de Santa Catarina, os invernos tendem a ser relativamente frios e os verões bastante quentes.

Essa variação de temperatura causa uma modificação no padrão de consumo dos clientes da distribuidora, com a tendência de o consumo ser mais elevado nos meses de verão, já que o uso de ar-condicionado nas residências é bem intenso.

Além disso, parte dos consumidores residenciais são subsidiados, pois são classificados como baixa renda.

Partindo dessas premissas e para estimar o número de consumidores que terá vantagem financeira com a opção por microgeração fotovoltaica, optou-se por trabalhar com a média de dispêndio de energia desses consumidores nos seis primeiros meses de 2021. Isso foi feito com o objetivo de tirar a sazonalidade e, também, segregar os consumidores considerados de baixa renda.

A Tabela 12 apresenta todos os consumidores residenciais da Celesc Distribuição classificados por consumo de energia elétrica mensal e em um período de seis meses. Essa classificação possibilitará uma suavização da sazonalidade de consumo existente em função do clima, conforme observado, e também o expurgo do número de consumidores classificados como baixa renda, que pelo subsídio recebido na conta de energia, além das características socioeconômicas, não podem ser considerados nesse estudo.

Tabela 12 – Classificação dos Clientes da Celesc Distribuição por Consumo de KWh –
(Mensal)

PERÍODO	jan/21	fev/21	mar/21	abr/21	mai/21	jun/21	jul/21
Residencial	2.525.319	2.529.868	2.538.495	2.544.199	2.550.777	2.556.848	2.563.353
Convencional	2.477.231	2.481.355	2.489.302	2.493.892	2.499.546	2.504.921	2.510.828
A - Alta Tensão	11	11	11	11	11	11	11
B - Baixa Tensão	2.429.143	2.432.842	2.440.109	2.443.585	2.448.315	2.452.994	2.458.303
0-30 kWh	157.275	167.145	165.714	175.898	197.372	207.362	212.951
31-100 kWh	313.046	357.177	332.608	350.443	442.903	444.913	416.782
101-200 kWh	717.340	752.917	726.430	750.679	884.781	858.570	794.114
201-300 kWh	567.070	543.322	559.495	570.970	544.349	546.150	555.296
301-400 kWh	312.867	287.577	304.508	293.230	215.375	224.429	255.436
401-500 kWh	160.109	144.741	155.648	139.311	81.889	86.467	108.543
501-1000 kWh	175.023	156.287	170.052	141.541	69.632	72.956	99.529
> 1000 kWh	26.413	23.676	25.654	21.513	12.014	12.147	15.652
Baixa Renda	48.088	48.513	49.193	50.307	51.231	51.927	52.525
0-30 kWh	1.644	1.826	1.798	1.886	2.082	2.129	2.124
31-100 kWh	6.292	7.348	6.445	6.801	8.987	9.192	8.916
101-200 kWh	18.599	19.926	19.131	19.661	22.231	22.134	21.240
> 200 kWh	21.553	19.413	21.819	21.959	17.931	18.472	20.245

Fonte: Adaptado da Celesc (2021).

Outro ponto que tem de ser considerado ao se calcular o número de consumidores aptos a opção por microgeração fotovoltaica é que o número de novos consumidores residenciais convencionais cresce a uma taxa média de 0,20% ao mês, o que significa uma acumulado de 1,1% quando se compara janeiro de 2021 com junho de 2021. Dessa forma, primeiro será feita uma média do número de consumidores que estão nas faixas de consumo, a partir de 200 KWh, já que o fluxo de caixa foi calculado sobre um consumo médio mensal de 250 KWh²², e depois disso, calcular o percentual que esses consumidores representam sobre o total dos consumidores classificados como residenciais convencionais e, por fim, utilizar esse percentual sobre o total desses consumidores em junho de 2021.

A Tabela 13 apresenta essa primeira segregação, com um total de 1.117.195 consumidores que, em tese, poderiam optar pela microgeração fotovoltaica.

²² Como foi feita uma estimativa bem conservadora, ao se calcular os fluxos de caixa, é razoável a suposição que pode ainda ocorrer a opção por microgeração fotovoltaica de um cliente que tenha um consumo médio um pouco mais baixo, mas ainda dentro da faixa de 200 KWh mês.

Tabela 13 – Estimativa dos Clientes da Celesc Distribuição Aptos a optar por Microgeração fotovoltaica – (Classe Residencial)

Consumidores	soma	média	junho
201-300 kWh	3.331.356	555.226	546.150
301-400 kWh	1.637.986	272.998	224.429
401-500 kWh	768.165	128.028	86.467
501-1000 kWh	785.491	130.915	72.956
> 1000 kWh	121.417	20.236	12.147
Total Acima 200 KWh	6.644.415	1.107.403	942.149
Total Convencional	14.946.247	2.491.041	2.504.921
%	44,46%	44,46%	1.117.195

Fonte: Adaptado da Celesc (2021).

A próxima segregação que precisa ser feita é definir, dentro desse universo de consumidores, quem de fato teria as condições físicas para gerar sua própria energia. Para exemplificar a situação, um cliente da Celesc Distribuição pode ter um consumo acima de 1.000 KWh mês, o que significa plenas condições financeiras para a microgeração fotovoltaica, mas morar em um apartamento e não ter obviamente como fazer a instalação das placas por falta de telhado. Nesse caso, ainda resta a opção desse cliente ter outro imóvel e gerar a energia nesse outro ponto, utilizando a energia injetada na rede para, assim, compensar o consumo do seu apartamento, o que torna a situação bem complexa.

De acordo com a NT DEA/19/14 produzida pela EPE:

Do ponto de vista econômico, na região de qualquer distribuidora existe um número de consumidores potencialmente viáveis. Porém, nem todos deverão optar pela utilização de energia fotovoltaica. Mas antes disso, do ponto de vista técnico, nem todos os consumidores apresentam telhados com condições para instalação de painéis PV e mesmo no conjunto de consumidores que apresentam essas condições, nem todos deverão instalar, seja por falta de condições econômicas favoráveis, motivos estéticos, desinteresse, desconhecimento, entre outros. Logo, devem ser utilizados fatores de ponderação que representem essas restrições ao uso de energia fotovoltaica como geração distribuída (EPE, 2019).

Com o intuito de definir o tipo de residência na área de concessão da Celesc Distribuição S.A., foram utilizados dados do Censo IBGE 2010. Segundo esses dados, o Estado de Santa Catarina tem 1.980.779 domicílios. Desse total, 267.113 são apartamentos e 1.713.656 são casas. Outro ponto que precisa ser utilizado nessa classificação é se o imóvel é próprio ou alugado. Com base nesses números, de acordo com a Tabela 14, existem 86,51% de casas no Estado de Santa Catarina, sendo que por aproximação, 76,43% dessas podem ser consideradas como próprias.

Tabela 14 – Classificação do Tipo de Residência no Estado de Santa Catarina – (Censo 2010)

Aptos	267.113	13,49%
Casas	1.713.656	86,51%
total	1.980.769	
Próprios	1.512.195	76,34%

Fonte: IBGE (2010).

Após esses cálculos é possível estimar que a partir da primeira classificação feita por consumo médio mensal, na qual foi estimado que existem 1.117.195 consumidores que, em tese, poderiam optar pela microgeração fotovoltaica, desses, aproximadamente 86,51% residem em casas e dessas casas, 76,43% podem ser consideradas como próprias.

Ainda seguindo a metodologia utilizada pela NT DEA/19/14 produzida pela EPE, que se baseia no trabalho de Konzen (2014), também é necessário fazer mais um expurgo no número de residenciais aptas à microgeração fotovoltaica referentes a outros limitantes, como sombreamento e demais fatores que podem impedir a instalação de painéis fotovoltaicos. Para compensar isso, será utilizado um redutor de 85%.

Logo, tem-se a seguinte expressão para calcular o fator que determinará o total de domicílios residenciais próprios e que possuem as condições econômicas para a opção por microgeração fotovoltaica.

$$F: 0,8651 * 0,7643 * 0,85 = 0,56$$

Calculado o fator, pode-se estimar que dos 1.117.195 consumidores, que em tese poderiam optar pela microgeração fotovoltaica, 56% reúnem o rol de qualidades elencadas para, de fato, optar por esse tipo de geração, o que resulta em um número de 627.875 unidades consumidoras de energia elétrica.

Dando sequência ao processo de definição do número de consumidores aptos a produzir sua própria energia por meio da microgeração fotovoltaica, é necessário estabelecer um último condicionante que é o processo de difusão tecnológica.

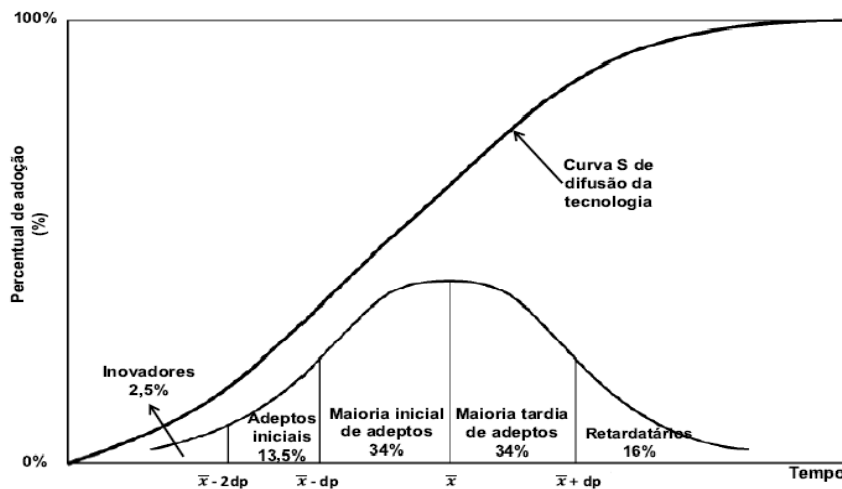
Segundo a NT DEA/19/14 produzida pela EPE:

O processo de difusão tecnológico é puxado pelos inovadores e adeptos iniciais, que usualmente representam 2,5% e 13,5% das adoções, respectivamente. Os adeptos iniciais são geralmente também líderes de opinião capazes de catalisar as taxas de adoção de forma significativa, incentivando a maioria inicial a optar pela tecnologia.

A partir de então, gradualmente entram em cena a maioria inicial tardia e por fim os retardatários.

A Figura 19 ilustra a situação, classificando os consumidores em cinco grupos distintos – Inovadores, Adeptos Iniciais, Maioria Inicial de Adeptos, Maioria Tardia de Adeptos e Retardatários – e apresentado o percentual que representam no conjunto dos consumidores que teriam vantagem em adotar a geração solar fotovoltaica.

Figura 19 – Curva S e Percentual de Adoção



Fonte: EPE (2019).

Como atualmente existem 33.153 consumidores e um montante de 627.875 unidades consumidoras aptas a esse tipo de geração, o que representa um total de 661.028 consumidores, o percentual de consumidores que possuem geração solar fotovoltaica é de 5,28%. De acordo com a classificação apresentada na Tabela 15, esses consumidores são classificados como inovadores e adeptos iniciais, restando ainda 10,72% do total para completar essas duas primeiras parcelas de consumidores.

Novamente de acordo NT DEA/19/14 produzida pela EPE: “Assume-se que a tecnologia fotovoltaica no horizonte analisado estará em seu processo inicial de difusão no qual apenas o terão adotado consumidores com perfil entre inovado e adeptos iniciais. Portanto [...] o fator de adoção utilizado para o setor residencial é de 16%”.

Observa-se que a análise realizada pela EPE foi feita no ano de 2014. Logo, é razoável a suposição de que o processo de adoção possa ser considerado em uma fase mais madura. Os números de consumidores que estão solicitando a geração fotovoltaica na área da Celesc

Distribuição também corroboram essa análise, pois foi a partir do ano de 2017 que houve um aumento considerável no número de consumidores que tem geração fotovoltaica.

De acordo com esses dois dados, é plausível que a próxima classificação que pode ser considerada para fins de cálculo do fator residencial seja a da maioria inicial de adeptos. Isso induz a percepção que ao menos parte desses consumidores irá adotar a microgeração nos próximos anos, tornando factível um fator calculado pela soma da sobra percentual ainda restante nas duas primeiras classes, Inovadores e Adeptos Iniciais, com ao menos metade de classe maioria inicial de adeptos, o que resulta em 10,72% mais 17%, perfazendo um total de 27,72%.

Aplicando esse percentual sobre as 627.875 unidades consumidoras de energia elétrica resultantes dos cortes iniciais baseados em tipo de domicílio e demais condicionantes, se obtém um universo de 174.047 consumidores que tendem a adotar a microgeração fotovoltaica nos próximos anos.

Baseado nesse número de consumidores, o próximo passo será o cálculo do horizonte temporal da entrada dessas possíveis novas fontes de geração para, em um segundo momento, calcular seu impacto sobre o mercado da distribuidora.

Para isso, vão ser utilizadas séries temporais e modelos estatísticos de previsão. A finalidade será estimar o tempo de saída e se a estimativa inicial de consumidores aptos a optar pela fonte solar está aderente ao que os modelos de previsão irão apresentar.

5.2 HORIZONTE TEMPORAL DE ENTRADA DE CONSUMIDORES COM POTENCIAL PARA OPÇÃO POR MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA

A média de novos clientes que passam a utilizar os módulos fotovoltaicos e produzir sua energia na rede de distribuição da Celesc teve um aumento considerável a partir de 2017. Desse ano em diante sempre houve crescimento desse número e existe um incremento ano após ano, como apresentado na Tabela 15.

Tabela 15 – Média Anual de Novos Consumidores Com Microgeração e Fotovoltaica e Média Anual de Potência de Geração Instalada e Média de Potência de Geração (KWh)

Data	Média Novos Consumidores	Média Geração Nova	Potência Média
dezembro-12	4	28.995,55	6.822,48
dezembro-13	5	31.269,71	6.822,48
dezembro-14	5	36.386,57	6.822,48
dezembro-15	7	48.325,91	6.822,48
dezembro-16	10	68.793,35	6.822,48
dezembro-17	103	541.992,80	5.287,73
dezembro-18	225	2.211.641,99	9.822,24
dezembro-19	528	6.522.362,60	12.360,76
dezembro-20	692	9.428.305,57	13.629,64
outubro-21	1421	16.535.468,57	11.634,86

Fonte: Adaptado da Celesc (2021).

Como é possível perceber, a média anual de novos consumidores que aderiam a geração fotovoltaica era muito baixa. A partir de 2017 é que esse número passou a ser um pouco significativo, com uma média de 103 consumidores passando a gerar sua própria energia em cada mês do ano. Até outubro de 2021, esse número passou para 1.421 novos consumidores que possuem painéis solares em suas residências, o que também se reflete na potência de geração fotovoltaica na área de concessão da Celesc Distribuição.

No ano 2012, a cada mês 28.955,55 KWh de potência de geração eram adicionados a rede de distribuição, o que não fazia muita diferença, pois era um volume marginal frente o mercado da distribuidora de energia elétrica. No ano 2021, essa potência de geração média de ingresso na rede passou para 16.535.468,5 KWh, ou seja, o que era marginal começou a ter impacto sobre as receitas da Celesc Distribuição S.A.

Esse ingresso de novos consumidores com microgeração fotovoltaica e a potência de geração, além de todos os demais condicionantes apresentados, permitem que se estabeleça a suposição e que, nos próximos anos, o processo de adoção de geração fotovoltaica permaneça na área de concessão da Celesc. Com isto, e usando um modelo estatístico de previsão baseado em séries temporais poderá ser dimensionando o volume de consumidores que vão ter geração fotovoltaica e a potência futura de geração desses.

O método escolhido foi o de suavização exponencial simples e foi rodado por meio do suplemento NNQ do Excel. A opção por suavização exponencial simples se deu pelas características da série, pois foi necessário ponderar as observações passadas com pesos decrescentes exponencialmente para previsão de valores futuros, além da série analisada não ter o componente sazonal. Dessa forma, e tendo como base a série do número de consumidores que optaram por microgeração fotovoltaica, acumulado mês a mês e a partir do ano de 2017, conforme Tabela 16, que foi quando o número de consumidores passou a ser significativo, tem-

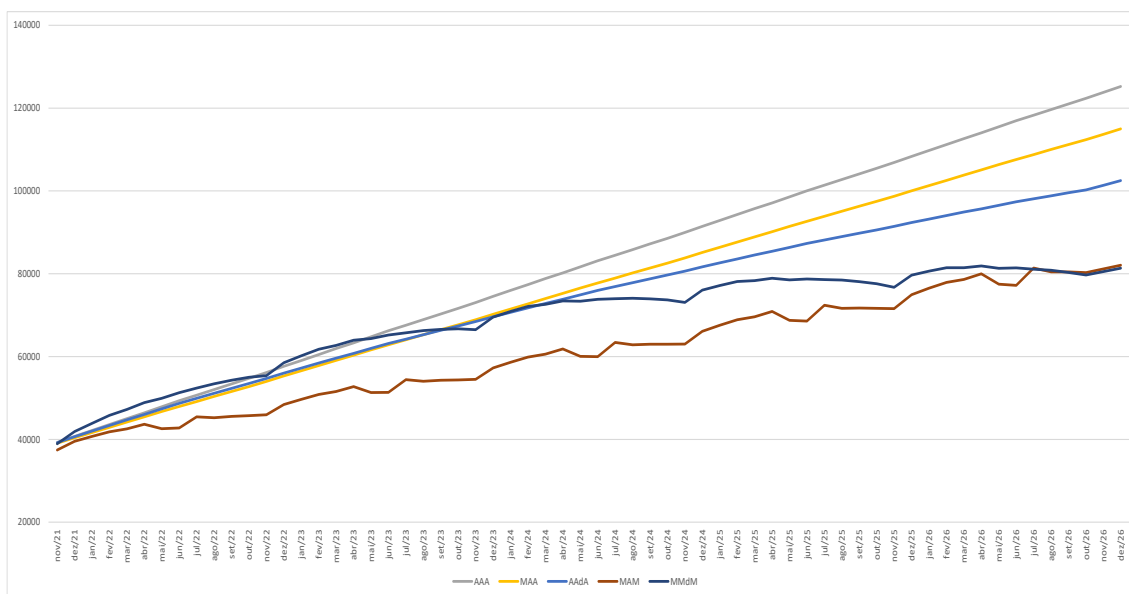
se a seguinte projeção para os próximos cinco anos de novos consumidores com essa fonte de geração de energia elétrica, conforme Gráfico 13 e Tabela 17.

Tabela 16 – Número de Novos Consumidores Com Microgeração Fotovoltaica Mensal e Acumulado

Data	N° de Consumidores	N° Acumulado
jan/17	22	398
fev/17	14	412
mar/17	20	432
abr/17	18	450
mai/17	11	461
jun/17	82	543
jul/17	93	636
ago/17	160	796
set/17	140	936
out/17	125	1061
nov/17	199	1260
dez/17	346	1606
jan/18	238	1844
fev/18	248	2092
mar/18	177	2269
abr/18	221	2490
mai/18	169	2659
jun/18	128	2787
jul/18	203	2990
ago/18	198	3188
set/18	201	3389
out/18	261	3650
nov/18	263	3913
dez/18	395	4308
jan/19	401	4709
fev/19	377	5086
mar/19	372	5458
abr/19	463	5921
mai/19	599	6520
jun/19	585	7105
jul/19	538	7643
ago/19	512	8155
set/19	493	8648
out/19	562	9210
nov/19	666	9876
dez/19	764	10640
jan/20	669	11309
fev/20	771	12080
mar/20	757	12837
abr/20	246	13083
mai/20	416	13499
jun/20	1016	14515
jul/20	551	15066
ago/20	701	15767
set/20	802	16569
out/20	751	17320
nov/20	769	18089
dez/20	852	18941
jan/21	944	19885
fev/21	975	20860
mar/21	1228	22088
abr/21	1468	23556
mai/21	1460	25016
jun/21	1354	26370
jul/21	1551	27921
ago/21	1301	29222
set/21	1332	30554
out/21	978	31532

Fonte: Adaptado da Celesc (2021).

Gráfico 13 – Cenários Futuros do Número de Consumidores Com Microgeração Fotovoltaica



Fonte: Produzido pela Autor (NNQ -Excel).

Tabela 17 – Cenários Futuros do Número de Consumidores Com Microgeração Fotovoltaica

Método	jan/22	fev/22	mar/22	abr/22	mai/22	jun/22	jul/22	ago/22	set/22	out/22	nov/22	dez/22
AAA	42154	43578	45023	46400	47862	49330	50669	52027	53393	55294	56709	58213
MAA	41650	42910	44182	45428	46717	47942	49138	50376	51569	53273	54522	55863
AAdA	42024	43377	44736	46016	47367	48711	49912	51121	52325	54039	55266	56568
MAM	40726	41831	42550	43644	42594	42759	45429	45233	45544	46203	46418	48884
MMdM	43881	45789	47237	48890	49902	51279	52372	53433	54278	55549	55939	59092
Método	jan/23	fev/23	mar/23	abr/23	mai/23	jun/23	jul/23	ago/23	set/23	out/23	nov/23	dez/23
AAA	59058	60483	61927	63304	64766	66234	67573	68932	71703	73084	74513	76031
MAA	56560	57820	59092	60338	61627	62852	64048	65286	67808	69009	70270	71624
AAdA	57218	58420	59628	60759	61963	63160	64217	65283	67672	68732	69829	71004
MAM	49672	50855	51567	52732	51312	51364	54420	54040	55356	55460	55581	58395
MMdM	60207	61772	62714	63932	64326	65210	65749	66271	67879	68035	67811	70937
Método	jan/24	fev/24	mar/24	abr/24	mai/24	jun/24	jul/24	ago/24	set/24	out/24	nov/24	dez/24
AAA	75962	77387	78831	80208	81671	83139	84478	85836	89207	90592	92026	93548
MAA	71470	72730	74001	75248	76536	77761	78958	80196	83260	84465	85729	87087
AAdA	70686	71753	72829	73827	74900	75968	76897	77836	80585	81521	82495	83549
MAM	58619	59879	60584	61819	60030	59969	63412	62848	64447	64449	64475	67620
MMdM	70909	72118	72614	73446	73353	73841	73959	74077	75647	75395	74747	77799
Método	jan/25	fev/25	mar/25	abr/25	mai/25	jun/25	jul/25	ago/25	set/25	out/25	nov/25	dez/25
AAA	92867	94291	95735	97113	98575	101043	102396	103767	105147	106514	107929	109433
MAA	86379	87640	88911	90158	91446	93598	94806	96057	97261	98450	99698	101040
AAdA	82624	83571	84529	85410	86368	88194	89018	89853	90686	91499	92351	93282
MAM	67565	68903	69601	70907	68748	69259	73127	72372	72441	72344	72274	75699
MMdM	77170	78132	78333	78910	78509	79532	79385	79254	78870	78379	77491	80445
Método	jan/26	fev/26	mar/26	abr/26	mai/26	jun/26	jul/26	ago/26	set/26	out/26	nov/26	dez/26
AAA	110869	112307	113766	115157	116634	118117	119469	120841	122220	123588	125012	126449
MAA	102302	103575	104859	106118	107420	108657	109865	111116	112320	113509	114808	116121
AAdA	94138	94988	95849	96634	97498	98358	99080	99814	100548	101263	102375	103498
MAM	77276	78706	79403	80795	78241	77950	82209	81268	81255	81057	81958	82868
MMdM	81428	82251	82280	82713	82129	82221	81923	81651	81126	80499	81319	82146

Fonte: Produzido pela Autor (NNQ -Excel).

Foram utilizados cinco modelos de previsão, o que acaba por possibilitar a elaboração de pelo menos três cenários distintos para os próximos cinco anos pela convergência verificada em parte dos modelos estudados, conforme pode ser observado no Gráfico 13 e Tabela 17.

Para o cenário de migrações com uma intensidade mais elevada será utilizado o resultado do modelo AAA, que projeto um total de 126.499 consumidores adicionais com microgeração fotovoltaica na área de concessão da Celesc Distribuição nos próximos 60 meses. Para o cenário intermediário será considerada a média dos modelos MAA e AAdA, o que resultará em 109.809 consumidores adicionais com microgeração. E para um terceiro cenário, com uma estimativa mais conservadora, optou-se pelos modelos MAM e MMdM, que apresentam convergência no final do período projetado, com um apresentado 82.868 consumidores com microgeração e o outro com 82.146 consumidores, respectivamente, nessa mesma situação.

Com esses cenários, o passo seguinte é o de apresentar o total de consumidores agrupados por ano, para ter as estimativas do impacto econômico-financeiro que a distribuidora de energia elétrica poderá sofrer nos próximos 60 meses, conforme Tabela 18.

Tabela 18 – Cenários Futuros do Número de Consumidores Com Microgeração Fotovoltaica
Agrupado por Ano

Método	2022	2023	2024	2025	2026
AAA	17481	17819	17517	15885	17017
MAA	15463	15761	15463	13952	15081
AAdA	15908	14436	12545	9734	10215
MAM	9334	9511	9225	8079	7170
MMdM	17206	11845	6861	2646	1701

Fonte: Produzido pela Autor (NNQ -Excel).

O que se percebe é que por ano, no cenário mais intenso em novos consumidores com microgeração fotovoltaica, haverá uma média de 17.000 novos consumidores instalando microgeração fotovoltaica, com exceção do ano de 2025 que beira os 16.000 novos consumidores, número que é próximo ao pico de 1.551 novos consumidores verificado em julho do ano de 2021, de acordo com a Tabela 18.

Logo, existe uma clara tendência de haver um número bem relevante de consumidores que utilizam a microgeração fotovoltaica nos próximos anos.

Tendo o número de consumidores projetado para os próximos anos pode ser estimada a potência de nova microgeração fotovoltaica na área de concessão da Celesc Distribuição. Para esse fim, os mesmos procedimentos foram utilizados, só que com a utilização dos dados referentes a entrada de nova microgeração, conforme Tabela 19, e com um horizonte de projeção de um ano a menos, haja vista que o total acumulado de nova geração só estará presente em janeiro do ano subsequente.

Tabela 19 – Entrada de Nova Potência de Microgeração Fotovoltaica Mensal e Acumulada
(MW)

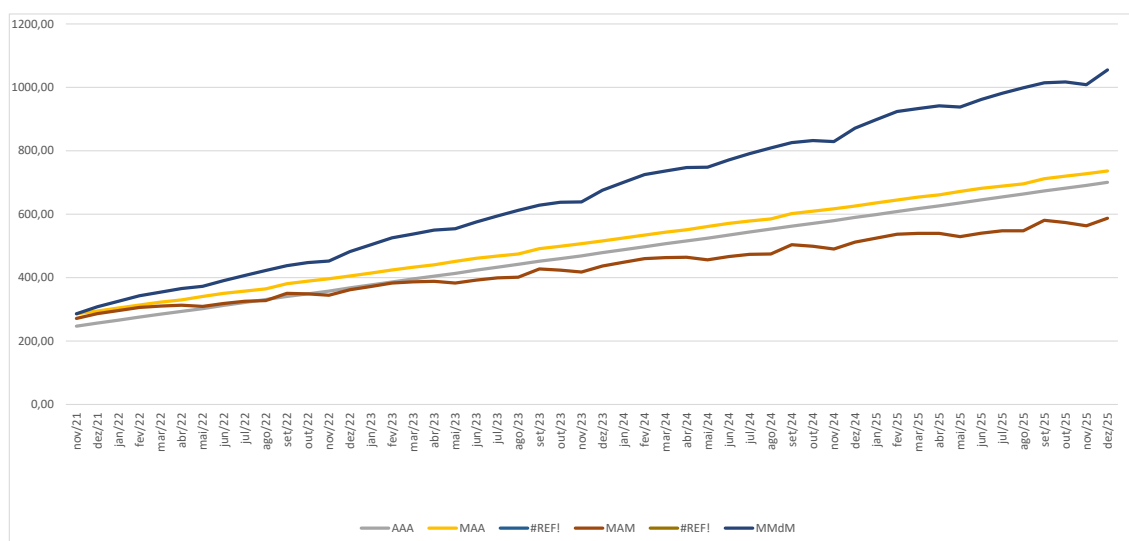
Data	Potência Mensal	Potência Acumulada
jan/17	0,2	2,7
fev/17	0,1	2,8
mar/17	0,1	2,9
abr/17	0,1	3,1
mai/17	0,2	3,2
jun/17	0,6	3,8
jul/17	0,5	4,3
ago/17	0,7	5,1
set/17	0,9	6,0
out/17	0,7	6,6
nov/17	1,0	7,7
dez/17	1,4	9,1
jan/18	1,7	10,8
fev/18	1,8	12,6
mar/18	1,1	13,7
abr/18	1,4	15,1
mai/18	1,6	16,7
jun/18	1,5	18,2
jul/18	2,7	21,0
ago/18	2,7	23,7
set/18	2,1	25,8
out/18	2,6	28,4
nov/18	2,6	31,0
dez/18	4,6	35,6
jan/19	4,3	39,9
fev/19	4,5	44,4
mar/19	4,0	48,4
abr/19	5,0	53,4
mai/19	5,8	59,2
jun/19	6,8	66,0
jul/19	6,1	72,1
ago/19	6,4	78,5
set/19	6,8	85,4
out/19	6,6	91,9
nov/19	7,8	99,8
dez/19	14,1	113,9
jan/20	8,0	121,8
fev/20	10,3	132,2
mar/20	10,4	142,6
abr/20	3,0	145,6
mai/20	5,5	151,1
jun/20	14,9	166,0
jul/20	8,1	174,1
ago/20	9,1	183,2
set/20	14,8	198,0
out/20	10,0	208,0
nov/20	8,6	216,6
dez/20	10,4	227,0
jan/21	10,9	238,0
fev/21	11,6	249,6
mar/21	14,3	263,8
abr/21	16,8	280,7
mai/21	16,2	296,9
jun/21	15,0	311,9
jul/21	17,5	329,4
ago/21	16,1	345,5
set/21	16,2	361,6
out/21	11,7	373,4

Fonte: Adaptado da Celesc (2021).

Para projetar a entrada de nova potência de microgeração fotovoltaica foram utilizados quatro modelos de previsão, o que também possibilitou a elaboração de três cenários distintos, pela convergência verificada em dois desses modelos, para os próximos 4 anos, conforme pode ser observado no Gráfico 14 e Tabela 18.

Observa-se que os valores projetados nos cenários de nova entrada de microgeração foram calibrados com um fator de 0,75, pois os dados de nova microgeração, mesmo sendo majoritariamente referentes a consumidores da classe residencial, ainda não estão separados por classe.

Gráfico 14 – Cenários Futuros do Número de Consumidores Com Microgeração Fotovoltaica – (MW)



Fonte: Produzido pela Autor (NNQ -Excel).

Tabela 20 – Cenários Futuros da Nova Potência de Microgeração Fotovoltaica (MW)

Método	dez/22	dez/23	dez/24	dez/25
AAA	368	479	590	701
MAA	405	516	626	736
MAM	362	437	512	587
MMdM	482	676	871	1055

Fonte: Produzido pela Autor (NNQ -Excel).

O cenário que resultou em uma maior entrada de nova microgeração fotovoltaica foi o do modelo MMDM, que projetou um total de 1.055 MW adicionais de microgeração fotovoltaica na área de concessão da Celesc Distribuição até dezembro de 2025. Para o cenário intermediário foi considerada a média dos modelos MAA e AAA, o que resultará em 718 MW a mais de microgeração fotovoltaica até dezembro de 2025. E para um terceiro cenário, com uma estimativa de uma entrada de potência mais baixa, optou-se pelo modelo MAM, que resultou em 587 MW de potência instalada de microgeração também até dezembro de 2025.

No caso da potência de microgeração, os valores em consonância com a entrada de novos consumidores são significativos com algo em torno de 170 MW de nova potência ingressando na rede todos os anos no cenário mais forte em termos de nova potência, o que já representa um impacto razoável para a distribuidora, como será demonstrado ao se transformar potência de geração para energia efetivamente gerada durante os meses do ano.

O primeiro passo para isso, é estimar o fator de capacidade²³ para um sistema de microgeração fotovoltaica no Estado de Santa Catarina. De acordo com a Figura 11, a área de concessão da Celesc Distribuição tem um fator de capacidade de 16,1%. Isso significa que a potência total de geração deve ser estimada multiplicando esse fator pela potência total do sistema e pelas horas em um determinado período de tempo para se ter uma aproximação do que será efetivamente produzido de energia.

Para se obter a geração total em um mês, por exemplo, será considerada a potência de geração do módulo, multiplicada pelo fator de capacidade e multiplicado pelo número de horas do mês ($10 \text{ KW} * 0,161 * (24 \text{ horas} * 30 \text{ dias})$) o que resulta em ($10 * 0,161 * 720 \text{ horas}$) ou 1.159,2 KWh gerados em um mês. Caso a opção seja pelo período de um ano, será calculado o total de horas no ano, ou seja, $24 \text{ horas} * 365 \text{ dias}$.

Como para a potência de nova microgeração fotovoltaica se utilizou MW, a geração obtida no exemplo acima deveria ainda ser dividida por 1.000, pois um MWh equivale a 1.000,00 KWh.

Dessa forma, tem-se um ingresso de energia gerada a mais todos os anos e que diminuirá a quantidade de energia entregue pela distribuidora. Isso resultará em todos os impactos descritos da perda de mercado sobre a tarifa na seção 2.2.4 – Mercado Potencial e seu Efeito sobre o Mercado Cativo das Distribuidoras.

Com esse resultado e utilizando como parâmetro o total de consumo da classe residencial na Celesc Distribuição, pode ser estimado o total de perdas incidente sobre o mercado da distribuidora.

Um primeiro passo, é utilizar o resultado projetado para 2021, já que tanto os dados de consumo de energia elétrica e potência de nova microgeração estão disponíveis em parte do ano, o que tornará o resultado do projetado mais próximo do realizado.

A projeção do consumo de 2021, resultou em 6.617.925 MWh, o que comparado com o consumo residencial de 2020, 6.361.186 MWh de 2020, resulta em um percentual de crescimento de 4,04% na comparação desses dois anos, de acordo com a Tabela 21. Outro dado interessante, e que de certa forma reforça a previsão para 2021, é o de que a média de crescimento da classe residencial do ano de 2000 até o ano de 2021 é de 4% também.

²³ Fator de Capacidade é o indicador que define o quanto uma usina gera em relação ao máximo que ela poderia gerar. Em outras palavras, significa a proporção entre a Energia Gerada e a Capacidade Instalada de um sistema de geração de energia. Portanto, o máximo de energia que um sistema pode gerar é a sua potência multiplicada pelo intervalo de tempo analisado.

Tabela 21 – Total do Consumo Residencial por Ano e Percentual de Crescimento (MWh)

ANO	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
TOTAL	2.959.037	2.976.195	3.006.790	3.083.798	3.139.144	3.325.136	3.448.601	3.696.573	3.801.212	4.078.627	4.307.530
% CRESCIMENTO	3,94%	0,58%	1,03%	2,56%	1,79%	5,92%	3,71%	7,19%	2,83%	7,30%	5,61%
ANO	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
TOTAL	4.407.118	4.636.738	4.865.018	5.323.112	5.188.797	5.362.344	5.454.697	5.593.862	6.019.928	6.361.186	6.617.925
% CRESCIMENTO	2,31%	5,21%	4,92%	9,42%	-2,52%	3,34%	1,72%	2,55%	7,62%	5,67%	4,04%

Fonte: Adaptado da Celesc (2021).

A seguir, foi feita a estimativa de entrada da nova potência de geração acumulada para o ano de 2021, o que resultou em 308 MW, que representa um acréscimo de 174 MW de nova potência instalada sobre a potência de 227 MW existente em 2020.

Utilizando o mesmo método de conversão para transformar potência de geração em MW para energia gerada em MWh, se chega ao resultado de que em dezembro de 2021 o acumulado de nova microgeração representa 245.403 MWh de energia que serão produzidos em um período de um ano.

Para efeito de comparação simplificado, visto que o total de geração somente estará disponível no final de 2021, este montante de energia produzido significa em torno 3% do total do consumo residencial projetado no ano de 2022.

Caso se utilize a média de crescimento do consumo residencial apresentada na Tabela 21, 4% em média no período, e se utilize esse percentual para projetar o crescimento do consumo residencial para os próximos 4 anos, poderá ser estimado o impacto que a entrada de nova microgeração fotovoltaica representará no total de energia consumida da classe residencial.

Observa-se que nos últimos anos a entrada de nova microgeração era muito baixa, o que permite a consideração de que esse percentual médio de crescimento de 4% ao ano da classe residencial provavelmente baixará um pouco. Porém, como se está trabalhando com estimativas optou-se por utilizar esse percentual médio.

O impacto sobre a energia fornecida para a classe residencial fica ainda mais evidente quando se compara a nova potência de microgeração fotovoltaica que será instalada até o ano de 2025 sobre o total da energia distribuída para essa classe também no ano de 2025. Nesse caso, o ingresso acumulado de microgeração fotovoltaica projetado para o ano de 2025, de acordo com os cenários da Tabela 19, significará que esse tipo de geração de energia poderá fornecer algo entre 10% e 19% de toda a energia consumida pela classe residencial.

Trata-se de um potencial de geração bem relevante e com impacto sensível sobre o mercado da distribuidora de energia elétrica. Esse impacto tende a ser ainda mais intenso, pois

ocorre justamente quando há pressão oriunda de problemas regulatórios, como já descritos anteriormente, sobre as empresas de distribuição.

Tudo isto leva a crer que mudanças regulatórias serão necessárias para evitar que problemas financeiros incidam sobre as empresas de distribuição de energia elétrica tolhendo a capacidade de investimento dessas empresas e prejudicando a distribuição de energia elétrica aos consumidores finais, além de impactar a expansão do parque gerador brasileiro, que ainda depende muito da compra de energia para suprir o ACR.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O impacto que a microgeração fotovoltaica tende a ocasionar sobre o ACR provavelmente será sensível. Existe um número considerável de consumidores residenciais que em tese poderiam utilizar essa fonte de geração dentro da área de concessão da Celesc Distribuição.

As estimativas feitas indicam que a classe residencial, que atualmente é a mais representativa dentro do ACR, poderá perder até cerca de um quinto de seu volume para a microgeração fotovoltaica nos próximos 4 anos. Como a tarifa de energia é volumétrica, perdas de fatia de mercado vão significar menos receita durante o ano tarifário.

Além da perda financeira ainda vai ocorrer o efeito econômico, pois a parte dessas receitas vinculadas à parcela B da tarifa não poderá ser recuperada pela concessionária de distribuição de energia elétrica, haja vista que a constituição de CVA é incidente apenas sobre os itens que compõem a parcela A.

Também é preciso observar que além da microgeração existem fatores que estão impactando o ACR e estes fatores foram potencializados com a criação da Lei nº 12.783/13 e com a crise hídrica dos anos de 2014 e 2015.

Dessa forma, é possível afirmar que a resultante é um claro desequilíbrio na alocação de custos no setor elétrico brasileiro e isso impacta diretamente a tarifa regulada das distribuidoras de energia elétrica, o que incentiva as migrações para o ACL e pressiona ainda mais o ambiente regulado, criando o que se convencionou chamar de “espiral da morte”.

Quanto à mensuração dos impactos da microgeração fotovoltaica realizada no trabalho, existem alguns pontos que precisam ser considerados para eventualmente aprimorar os modelos de projeção desenvolvidos, os quais indicam um avanço significativo dessa modalidade de geração nos próximos anos.

No estudo de caso realizado, a disseminação desse tipo de geração na área de concessão da Celesc Distribuição S.A. ocorreu com mais força a partir do ano de 2017 e se intensificou mesmo em 2021. Logo, para executar a projeção mediante a técnica de amortização exponencial a série ainda é um pouco recente. Isso sugere que as previsões tem de ser revisadas no próximo ano, visando verificar se a aceleração detectada na instalação de módulos fotovoltaicas continuará e em qual intensidade.

Outro ponto interessante é que os anos de 2020 e 2021 foram bem atípicos em função da pandemia de Covid-19. Ocorreram, e ainda ocorrem, mudanças comportamentais nas pessoas e não foi possível verificar se existiu algum impacto disso na disseminação de

microgeração, o que empiricamente poderá ser verificado acompanhando as projeções realizadas.

Além disso, a análise foi feita apenas sobre a microgeração fotovoltaica e tendo como base a classe residencial. É necessário avançar sobre a classe comercial e também sobre a minigeração, além de considerar outras fontes de geração, como o caso da eólica, o que demandará novos estudos para assim estimar o efeito global sobre o mercado regulado de distribuição de energia elétrica.

Também não foi considerada a parte técnica da distribuição de energia elétrica e como a entrada de um volume relevante de novas cargas de micro e minigeração fotovoltaica poderá afetar o desempenho das redes.

Até pouco tempo atrás não havia a percepção dessa nova realidade. As redes foram planejadas para receber energia da rede básica com grande parte da carga sendo gerada fora dos centros de carga. Provavelmente serão necessários novos investimentos por parte das empresas de distribuição que já tem seus fluxos de caixa pressionadas pelas próprias características do modelo setorial implantado no ano de 2014.

Esses pontos mencionados são alguns dos que terão de ser desenvolvidos futuramente e permitirão uma compreensão mais ampla dos impactos da inserção de micro e minigeração distribuída no mercado das empresas de distribuição de energia elétrica.

REFERÊNCIAS

AKERLOF, G. A. The market for "lemons": quality uncertainty and the market mechanism. **The Quarterly Journal of Economics**. v. 84, n. 3, 1970.

ALFONSO, T. O. S. **Análise sistêmica do impacto da geração distribuída no sistema de distribuição de energia**. 2021. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2021.

ALMEIDA, E.; ROSA, A.; DIAS, F.; BRAZ, K.; LANA, L.; SANTO, O.; SACRAMENTO, T. Energia solar fotovoltaica: revisão bibliográfica. **Engenharia Bioenergética (on-line)**. v. 1, n. 2, 2016. Disponível em: <http://revista.fumec.br/index.php/eol/article/view/3574>. Acesso em: 22 set. 2021.

ALVEAL, C. Reforma das indústrias de infraestrutura e regime de propriedade: a indústria de energia no Brasil. *In*: BENECKE, D. W.; NASCIMENTO, R. (orgs.). **Opções de política econômica para o Brasil**. Rio de Janeiro: Konrad Adenauer, 2003.

ANEEL. **Audiência Pública nº 025/2019**. Obter subsídios à proposta de aprimoramento da regulamentação da Conta de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA, da Sobrecontratação de Energia e Exposição ao Mercado de Curto Prazo – MCP, dos Demais Componentes Financeiros e das Regras de Repasse dos Preços dos Contratos de Compra de Energia. 2019a. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas-antigas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideDocumento=32887&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp. Acesso em: 31 ago. 2021.

ANEEL. **Bandeiras tarifárias**. 2019b. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/bandeiras-tarifarias>. Acesso em: 1º set. 2021.

ANEEL. **Base de dados do Power BI de geração distribuída**. 2019c. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiZjM4NjM0OWYtN2IwZS00YjViLTllMjItN2E5MzBkN2ZlMzVkIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9>. Acesso em: 3 set. 2021.

ANEEL. **Composição das tarifas**. 2016. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/conteudo-educativo/-/asset_publisher/vE6ahPFxsWHt/content/composicao-da-tarifa/654800?inheritRedirect=false. Acesso em: 1º set. 2021.

ANEEL. **Concentração no segmento de distribuição de energia elétrica**: análise do ato regulamentar submetido à Audiência Pública 001/2008 da ANEEL. 2008. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2008/001/contribuicao/abradee_parecer_lca.pdf. Acesso em: 1º set. 2021.

ANEEL. **Procedimento de Regulação Tarifária – PRORET**. 2020. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>. Acesso em: 1º set. 2021.

ANEEL. **Ranking das tarifas**. 2015a. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/ranking-das-tarifas>. Acesso em: 31 ago. 2021.

ANEEL. **Reajuste tarifário**. 2015b. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa/-/asset_publisher/uQ5pCGhnyj0y/content/reajuste-tarifario-anual/654800. Acesso em: 31 ago. 2021.

ANEEL. **Receitas irrecuperáveis**. 2015c. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/metodologia-distribuicao/-/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/receitas-irrecuperaveis/654800?inheritRedirect=false. Acesso em: 31 ago. 2021.

ANEEL. **Resolução Homologatória nº 1.832, de 25 de novembro de 2014**. Homologa os limites mínimo e máximo do Preço de Liquidação de Diferenças – PLD para o ano de 2015. Disponível em: <https://livrozilla.com/doc/1237121/resolu%C3%A7%C3%A3o-homologat%C3%B3ria-n%C2%BA-1.832--de-25-de-novembro-de-2014>. Acesso em: 13 set. 2021.

ANEEL. **Resolução Normativa Aneel nº 337/2008**. Estabelece as disposições relativas à contratação de energia de reserva e aprova o modelo do Contrato de Uso da Energia de Reserva – CONUER. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2008337.pdf>. Acesso em: 30 set. 2021.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012**. Brasília, 2012. 9p. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 11 set. 2021.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 649, de 27 de fevereiro de 2015**. Aprova o Submódulo 6.8 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, que trata das Bandeiras Tarifárias e dá outras providências. Disponível em: https://sogi8.sogi.com.br/Manager/texto/arquivo/exibir/arquivo?eyJ0eXAiOiJKV1QiLCJhbGciOiJIUzI1NiJ9AFFIjAvMzAyODkVU0dfUmVxdWlzaXRvX0xlZ2FsX1RleHRvLzAvMC9SRVNPTFXDh8ODTyBOT1JNQVRJVKegQU5FRUwgTsK6IDY0OSwgREUgMjctMDItMjAxNS5kb2MvMC8wIj9AFFXHG04vz6X_i_ShrXaQ0hgg_vWmP_Q9PyBELVPnORwbs. Acesso em: 18 set. 2021.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 684, de 11 de dezembro de 2015**. Estabelece os critérios para anuência e as demais condições para repactuação do risco hidrológico de geração hidrelétrica por agentes participantes do Mecanismo de Realocação de Energia. Disponível em: http://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_374478#:~:text=Resolu%C3%A7%C3%A3o%20Normativa%20ANEEL%20N%C2%B0,Mecanismo%20de%20Realoca%C3%A7%C3%A3o%20de%20Energia. Acesso em: 22 set. 2021.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015**. Brasília, 2015. 27p. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. Acesso em: 13 set. 2021.

ANEEL. **Revisão das regras de geração distribuída entra em consulta pública.** 2019. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/revisao-das-regras-de-geracao-distribuida-entra-em-consulta-publica/656877. Acesso em: 15 set. 2021.

ANEEL. **Revisão tarifária.** 2015d. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa/-/asset_publisher/uQ5pCGhnyj0y/content/revisao-tarifaria/654800?inheritRedirect=false. Acesso em: 31 ago. 2021.

BASTOS, J. P.; CUNHA, G.; BARROSO, L. A.; AQUINO, T.; BEZERRA, B. **Uma metodologia para a separação da comercialização de energia e lastro no Brasil através da captura do valor econômico da escassez no mercado de eletricidade.** Conference Paper, October 2017. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/331844527_Uma_metodologia_para_a_separacao_da_comercializacao_de_energia_e_lastro_no_Brasil_atraves_da_captura_do_valor_economico_da_escassez_no_mercado_de_eletricidade. Acesso em: 22 out. 2021.

Baumol, William J, John C. Panzar, and Robert D. Willig. *Contestable Markets and the Theory of Industry Structure.* New York: Harcourt Brace Jovanovich, 1982. Print.

BRACIER. Comitê Brasileiro da CIER. **Projetos e GTs.** Disponível em: www.bracier.org.br. Acesso em: 22 out. 2021.

BRASIL. **Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.** Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM. Acesso em: 15 set. 2021.

BRASIL. **Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004.** Regulamenta os arts. 4º e 5º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, e dispõe sobre a organização, as atribuições e o funcionamento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Disponível em: <https://legislacao.presidencia.gov.br/atos/?tipo=DEC&numero=5177&ano=2004&ato=b56MTSU5keRpWTfb6>. Acesso em: 12 set. 2021.

BRASIL. **Decreto nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008.** Regulamenta a contratação de energia de reserva de que trata o § 3º do art. 3º e o art. 3º-A da Lei n.º 10.848, de 15 de março de 2004, altera o art. 44 do Decreto nº 5.163, de 30 de junho de 2004, e o art. 2º do Decreto n.º 5.177, de 12 de agosto de 2004, e dá outras providências. Disponível em: <https://legislacao.presidencia.gov.br/atos/?tipo=DEC&numero=6353&ano=2008&ato=c0dMTUq10dVpWT20e>. Acesso em: 12 set. 2021.

BRASIL. Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013. Regulamenta a Lei no 12.783, de 11 de janeiro de 2013, que dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária, e a Medida Provisória nº 605, de 23 de janeiro de 2013, que altera a 58 Lei no 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, 24 jan. 2013.

BRASIL. **Decreto nº 8.221, de 1 de abril de 2014.** Regulamentado pela Resolução Normativa Aneel nº 612/2014, estabeleceu a criação da Conta Ambiente de Contratação

Regulada – Conta-ACR. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2014/Decreto/D8221.htm#:~:text=DECRETO%20N%C2%BA%208.221%2C%20DE%201%C2%BA,Regulada%20e%20d%C3%A1%20outras%20provid%C3%A2ncias. Acesso em: 12 set. 2021.

BRASIL. Decreto nº 8.401, de 4 de fevereiro de 2015. Dispõe sobre a criação da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias e altera o Decreto nº 4.550, de 27 de dezembro de 2002, e o Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004. Disponível em: <https://legislacao.presidencia.gov.br/atos/?tipo=DEC&numero=8401&ano=2015&ato=b6dgXR610dZpWT4c8>. Acesso em: 18 set. 2021.

BRASIL. Decreto nº 9.143, de 22 de agosto de 2017. Regulamenta o § 4º do art. 27 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e o § 13 do art. 4º da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, altera o Decreto nº 5.081, de 14 de maio de 2004, o Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, o Decreto nº 7.246, de 28 de julho de 2010, o Decreto nº 7.805, de 14 de setembro de 2012, e o Decreto nº 9.022, de 31 de março de 2017, para dispor sobre a concessão e a comercialização de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2017/decreto/D9143.htm. Acesso em: 15 set. 2021.

BRASIL. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nºs 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/110.848.htm. Acesso em: 18 set. 2021.

BRASIL. Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013. Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária, e a Medida Provisória nº 605, de 23 de janeiro de 2013, que altera a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2013/lei/112783.htm. Acesso em: 19 set. 2021.

BRASIL. Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015. Dispõe sobre a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica; institui a bonificação pela outorga; e altera as Leis nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, que dispõe sobre as concessões de energia elétrica, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, que disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica, 9.478, de 6 de agosto de 1997, que institui o Conselho Nacional de Política Energética, 9.991, de 24 de julho de 2000, que dispõe sobre realização de investimentos em pesquisa e desenvolvimento e em eficiência energética por parte das empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica, 10.438, de 26 de abril de 2002, 10.848, de 15 de março de 2004, que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, e 11.488, de 15 de junho de 2007, que equipara a autoprodutor o consumidor que atenda a requisitos que especifica. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2015/lei/113203.htm. Acesso em: 21 set. 2021.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE – Aprimoramento do marco legal do setor elétrico. Disponível em:

<http://www.paranoaenergia.com.br/wp-content/uploads/2017/07/ConsultaMME.pdf>. Acesso em: 23 set. 2021.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Portaria nº 465, de 12 de dezembro de 2019**. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-n-465-de-12-de-dezembro-de-2019.-233554889>. Acesso em: 25 set. 2021.

BRASIL. **Portaria Interministerial MF/MME nº 361, de 26 de novembro de 2004**. Dá nova redação aos arts. 1º e 7º da Portaria Interministerial nº 25, de 24 de janeiro de 2002, e dá outras providências. Disponível em: <https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=188393>. Acesso em: 12 set. 2021.

BRASIL. **Portaria Interministerial (PI) MF/MME nº 025, de 24 de janeiro de 2002**. Cria, para efeito de cálculo do reajuste da tarifa de fornecimento de energia elétrica, a Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da "Parcela A" – CVA. Disponível em: <https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=184467>. Acesso em: 22 set. 2021.

BRASIL. Tribunal de Contas da União. **Acórdão nº 4070/2020 – Plenário**. Relator: Ana Arraes. Processo TC 038.088/2019-3, Ata 47/2020. Brasília, DF, Sessão 8/2/2020. Disponível em: <https://contas.tcu.gov.br/sagas/SvIVisualizarReIVotoAcRtf?codFiltro=SAGAS-SESSAO-ENCERRADA&seOcultarPagina=S&item0=726482>. Acesso em: 15 set. 2021.

BRITO, V. A. **Geração distribuída com subsídios: espiral da morte**. Disponível em: macedo/geracaodistribuidacomsubsidiosespiraldamorte/. Acesso em: 13 set. 2021.

BURCH, E. E.; NENBY, M. R. Opportunity and incremental cost: attempt to define in systems terms: a commerry. **The Accounting Review**, v. 49, n. 1, p. 118-123, jan. 1974.

CÂMARA, L. S. C. **Os impactos da difusão da Geração Distribuída sobre o Equilíbrio Econômico-Financeiro das Distribuidoras de Energia Elétrica nos casos da Califórnia e da Itália**. 2007. (Dissertação) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2007.

CARDOSO, D. S.; LOCATELLI, P. S.; RAMALHO, W. Geração distribuída de energia solar fotovoltaica: impactos da proposta de nova regulamentação pela Aneel na atratividade do investimento. **Revista de Administração da UFSM** [online]. v. 14, n. 2, p. 423-442, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.5902/1983465961993>. Acesso em: 18 set. 2021.

CARVALHO, V. M. Regulação de serviços públicos e intervenção estatal na economia. *In*: FARIA, J. E. **Regulação, direito e democracia**. São Paulo: Editora Fundação Perseu Abramo, 2002.

CASTRO, N. J.; BRANDÃO, R. **A seleção de projetos nos leilões de energia nova e a questão do valor da energia**. Texto de discussão do setor elétrico nº 16. Gesel-UFRJ, 2010b.

CASTRO, N. J.; BRANDÃO, R.; HUBNER, N.; DANTAS, G.; ROSENTAL, R. **A formação do preço da energia elétrica: experiências internacionais e o modelo brasileiro**. Texto de discussão do setor elétrico nº 62. Gesel-UFRJ, nov. 2014.

CASTRO, N. J.; BRANDÃO, R.; MACHADO, A. F.; GOMES, V. **Relatório Técnico – Contribuições para o aperfeiçoamento do Mercado Atacadista de Energia Brasileiro**. Gesel-

UFRJ, ago. 2017. Disponível em:

http://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/44_TDSE%2077%20Contribui%C3%A7%C3%B5es%20para%20o%20aperfei%C3%A7oamento%20do%20mercado%20atacadista%20de%20energia%20brasileiro.pdf. Acesso em: 25 out. 2021.

CASTRO, N. J.; BRANDÃO, R. **O risco financeiro de um período seco prolongado para o setor elétrico brasileiro**. Texto de discussão do setor elétrico nº 17. Gesel-UFRJ, 2010a.

CASTRO, N. J. *et al.* **Perspectivas e desafios da difusão da micro e mini geração solar fotovoltaica no Brasil**. Textos de Discussão do Setor Elétrico nº 67. Rio de Janeiro: UFRJ/IE/Gesel, 2016.

CESAR, A. M. R. V. C. Método do estudo de caso (case studies) ou método do caso (teaching cases)? Uma análise dos dois métodos no Ensino e Pesquisa em Administração. **Revista Eletrônica Mackenzie de Casos**, São Paulo, v. 1, n.1, p. 1, 2005.

CCEE. **Nota Técnica nº 0037/2019** – Proposta de Aperfeiçoamento dos Mecanismos para Segurança do Mercado. Disponível em: https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_648249. Acesso em: 25 set. 2021.

CCEE. **Preços**. 2020. Disponível em:

www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/precos?_afLoop=895612097887471#!%40%3F_afLoop%3D895612097887471%26_adf.ctrl-state%3Dwcykkweb_21. Acesso em: 23 set. 2021.

CCEE. **Prêmio de Risco**. Disponível em:

https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/contas/conta_premio/premio_risco_gestao_conta?_afLoop=155123379202788&_adf.ctrl-state=bamf83a6s_14#!%40%40%3F_afLoop%3D155123379202788%26_adf.ctrl-state%3Dbamf83a6s. Acesso em: 18 set. 2021.

CELESC DISTRIBUIÇÃO S.A. **História**. Disponível em: <https://www.celesc.com.br/a-celesc-distribuicao>. Acesso em: 22 set. 2021.

CRESWELL, J. W.; TASHAKKORI, A. Developing publishable mixed methods manuscripts. **Journal of Mixed Methods Research**, v. 1, p. 207-211, 2007.

DANTAS, S. G.; POMPERMAYER, F. M. **Viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos no Brasil e possíveis efeitos no setor elétrico**. Texto para discussão. Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada – IPEA, 2018.

EPE. **Nota técnica DEA 19/2014** – Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos. Rio de Janeiro, 2014a.

EPE. **Nota técnica nº 003/2017**. Estudo de atendimento às cargas da SE Tomba. Rio de Janeiro, 2017.

FGV Energia. **Informativo**. Disponível em: <https://fgvenergia.fgv.br/>. Acesso em: 18 mar. 2021.

FREITAS, B. M. R.; HOLLANDA, L. **Micro e minigeração no Brasil: viabilidade econômica e entraves do setor**. FGV Energia, 2015.

FUNDAJA. **Preços dos painéis solares descem 90% desde 2010**. 2020. Disponível em: <https://www.fundaj.gov.br/index.php/a-questao-energetica/11800-precos-dos-paineis-solares-descem-90-desde-2010>. Acesso em: 18 set. 2021.

GUERREIRO, A. Seminário impacto dos recursos energéticos distribuídos sobre o setor de distribuição. **Perspectivas de Difusão dos RED**. Rio de Janeiro: Firjan, 2016.

HERTOG, J. D. **Review of economic theories of regulation**. Discussion Paper Series nr: 10-18. Tjalling C. Koopmans Research Institute: Utrecht School of Economics, 2010.

IBGE. **Censo 2010**. Disponível em: <https://cidades.ibge.gov.br/brasil/sc/pesquisa/23/24304>. Acesso em: 5 nov. 2021.

IMHOFF, J. **Desenvolvimento de conversores estáticos para sistemas fotovoltaicos autônomos**. 2017 (Dissertação) – Escola de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria, 2017.

IRENA. **Renewable Power Generation Costs in 2020**. Abu Dhabi, 2020. Disponível em: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2020.pdf. Acesso em: 5 nov. 2021.

KEMERICH, P. D. C.; FLORES, C. E. B.; BORBA, W. F.; SILVEIRA, R. B.; FRANÇA, J. R.; LEWANDOSKI, N. Paradigmas de energia solar no Brasil e no mundo. **Revista Eletrônica em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental**, Santa Maria, v. 20, n. 1, p. 241-247, jan./abr. 2016.

KESSLER, M. R. **A regulação econômica no setor elétrico brasileiro: teoria e evidências**. Porto Alegre: 2006.

KUPFER, D. **Economia industrial; fundamentos teóricos e práticos no Brasil**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2002.

LAUTENNSCHLEGER, A. H.; BORDIN, G.; SILVA, D. H. Modelo para projeção de consumo de energia elétrica residencial considerando mini e microgeração. **Congresso Internacional de Distribución Eléctrica**. Argentina: CIDEL, 2014.

LEITE, R. M. **Estudo investigativo da crescente integração de recursos de energia distribuídos à rede de distribuição de baixa tensão**. 2021. (Dissertação) – Universidade de São Paulo – USP, 2021.

MAESTRI, C. O. N. M. **Avaliação do efeito da geração distribuída na tarifa de energia: aspectos conceituais, regulamentares, metodológicos e propostas para uma solução de equilíbrio**. 2021. (Tese) – Universidade Federal de Uberlândia, 2021.

MANKIW, N. G. **Introdução à economia**. Harvard University. Rio de Janeiro: Ed. Elsevier, 2001.

MICHAELS, R. **Stranded costs**. Regulation, 19, n. 1, 1996. Disponível em: <https://ageconsearch.umn.edu/record/10688/files/dp970002.pdf>. Acesso em: 5 nov. 2021.

NEWBERY, D. M. **Privatization, restructuring and regulation of network utilities**. Cambridge: MIT Press, 2000.

OLIVEIRA, S. L. **Tratado de metodologia científica**. São Paulo: Pioneira, 1997.

ONS. **Boletim semanal da Operação**. Disponível em: http://www.ons.com.br/resultados_operacao/boletim_semanal/index.html. Acesso em: 28 out. 2021.

ONS. **Histórico da operação**. Disponível em: www.ons.org.br/historico/geracao-energia.aspx. Acesso em: 28 out. 2021.

ONS. **IPDO** – Informativo Preliminar Diário da Operação. Disponível em: http://www.ons.org.br/resultados_operacao/ipdo.aspx. Acesso em: 23 set. 2021.

SANTOS, A. B. **Aspectos regulatórios da microgeração distribuída de energia, implicação na projeção de cenários financeiros-caso**. 2018 (Dissertação) – Universidade de Salvador, UNIFACS, 2018.

SILVA, L. S. *et al.* Avaliação de custo benefício da utilização de energia fotovoltaica. **RCT – Revista de Ciência e Tecnologia**, [S. l.], v. 5, n. 9, dez. 2019. Disponível em: <https://revista.ufr.br/rct/article/view/5405/2776>. Acesso em: 16 set. 2021

SILVA, W. C. M. **Impactos da inserção da microgeração no equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica**. 2017. (Dissertação) – Universidade Federal do Maranhão, São Luís, 2017.

STAUFFER, H. Capacity markets and market stability. **The Electricity Journal**, v. 19, n. 3, 2006.

TOLMASQUIM, M. T. **Energia renovável: hidráulica, biomassa, eólica, solar, oceânica**. Rio de Janeiro: EPE, 2016.

VARIAN, H. R. **Microeconomic analysis**. 3. ed. New York: Norton, 1992.

VELOSO, C. K. P. R.; TEIXEIRA, W. C.; JÚNIOR, D. C. S. Energia fotovoltaica: legislação e incentivos pelo mundo e como impactam o Brasil. **Caderno de Estudos da Engenharia Elétrica**, v. 3, n. 1, 2021.

WORKSHOP LASTRO E ENERGIA. **Material de Apoio**. Agosto de 2019. Disponível em: http://epe.gov.br/sites-pt/sala-de-imprensa/noticias/Documents/20190816_Workshop_Lastro_Energia.pdf. Acesso em: 18 mar. 2021.

YIN, R. **Estudo de caso: planejamento e métodos**. 2. ed. Porto Alegre: Bookman, 2001.