



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

COMPARAÇÃO DE MÉTRICAS DE AVALIAÇÃO FINANCEIRA E
GERENCIAMENTO DE RISCOS PARA ANÁLISE DE INVESTIMENTOS EM
MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA

Eden de Oliveira Pinto Coelho

Novembro de 2023

Itajubá – MG



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

Eden de Oliveira Pinto Coelho

COMPARAÇÃO DE MÉTRICAS DE AVALIAÇÃO FINANCEIRA E
GERENCIAMENTO DE RISCOS PARA ANÁLISE DE INVESTIMENTOS EM
MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA

Defesa de Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para a obtenção do Título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Banca Examinadora:

Ricardo Torquato Borges, D.

Fernando Nunes Belchior, D.

Edson de Oliveira Pamplona, D.

Rafael de Carvalho Miranda, D.

Giancarlo Áquila, D. (Coorientador)

Benedito Donizeti Bonatto, Ph.D. (Orientador)

Novembro de 2023

Itajubá – MG

*Dedico esta pesquisa à minha família e
à minha namorada.*

AGRADECIMENTOS

Primeiramente eu agradeço ao meu orientador Professor Doutor Benedito Donizeti Bonatto por ter me admitido no curso de Doutorado em Engenharia Elétrica da UNIFEI. Professor que aprendi a ter admiração pelo fato de gostar mais de aprender do que de ensinar, pois durante o período do meu doutoramento, ele iniciou um curso de graduação e dois cursos de pós-doutorado, cursos que eu não conseguiria conduzir simultaneamente. Também sou grato ao Professor Bonatto por ter aceitado o Professor Doutor Giancarlo Áquila para fazer parte desta presente pesquisa como meu coorientador, o que me deixou bastante feliz e motivado, pois eu, juntamente com o Professor Giancarlo Áquila, já tínhamos uma ideia em comum do que gostamos de trabalhar: com economia aplicada ao setor elétrico. Agradeço a paciência e os ensinamentos do Professor Giancarlo durante todas as reuniões que tivemos para sanar as minhas dúvidas sobre esta pesquisa. E foram bastante dúvidas! Sou grato a ambos os Professores por terem sido, literalmente, o meu braço direito na condução desta pesquisa. Agradeço ao grupo de pesquisa aPTIs-SG² pelo apoio dado durante o curso de doutorado, colaborando direta e indiretamente nos meus estudos. Agradeço também aos colegas Jorge Vleberton Bessa de Andrade, Vinícius Braga Ferreira da Costa, Vinícius Antônio Montgomery de Miranda e Rodrigo Luiz Mendes Mota pelas contribuições valiosas fornecidas nesta pesquisa, fazendo com que eu enxergasse informações que estavam passando despercebidas por mim neste trabalho. Por fim, e não menos importante, agradeço aos membros da banca: Doutor Ricardo Torquato Borges, Doutor Fernando Nunes Belchior, Doutor Edson de Oliveira Pamplona e Doutor Rafael de Carvalho Miranda pela dedicação na leitura deste documento, fornecendo sugestões valiosas que aumentaram substancialmente a qualidade desta pesquisa. Espero um dia encontrar pessoalmente com cada um de vocês para, pelo menos, dar um abraço de gratidão.

RESUMO

A energia elétrica tem um papel importante na vida das pessoas, sendo a principal fonte de energia utilizada para realizar as necessidades diárias. Como consequência, o uso de tecnologias limpas para gerar energia elétrica tornou-se a primeira escolha pelos consumidores, inicialmente devido ao apoio de políticas públicas, e com o tempo porque são simplesmente as mais econômicas. No caso da geração de eletricidade fotovoltaica, o comportamento da radiação solar e da potência do sistema de geração possuem incertezas que podem ser relevantes para a classificação do risco em investimentos para este tipo de geração de energia. Assim, a presente pesquisa propõe investigar, de acordo com a Lei 14.300, o risco do investimento em sistemas de geração distribuída residenciais. Para tanto, primeiramente será feita uma análise de custos e de investimentos através das métricas do LCOE e do VPL determinísticos para os consumidores residenciais que produzem a própria energia em 26 municípios localizados no estado de Minas Gerais. Em seguida, será feita uma classificação de risco, baseada na abordagem estocástica do VPL, calculado através da Simulação de Monte Carlo. Através dessa abordagem, será comparada a métrica de risco *CVaR* com o índice $\hat{\Omega}$, ressaltando a importância em se utilizar tais medidas para esse tipo de análise de risco. Os resultados mostraram que há diferenças no ranqueamento entre a abordagem determinística e a estocástica entre municípios analisados, e os municípios em que são cobrados uma maior tarifa sobre a energia elétrica, foram os locais onde ocorreram o maior potencial e o maior risco sobre o retorno financeiro, além de apresentar uma maior probabilidade de ganho em relação a probabilidade de perdas em se investir em sistemas fotovoltaicos residenciais comparado aos demais municípios analisados.

Palavras-chave: Geração fotovoltaica, incerteza, Simulação de Monte Carlo, LCOE, VPL, risco, *CVaR*, Índice $\hat{\Omega}$

ABSTRACT

Electrical energy plays an important role in people's lives, being the main source of energy used to carry out daily needs. As consequence, the use of clean technologies to generate electrical energy has become the first choice for consumers, initially due to the support of public policies, and over time because they are simply the most economical. In the case of photovoltaic electricity generation, the behavior of solar radiation and the power of the generation system have uncertainties that may be relevant for classifying risk in investments for this type of energy generation. Therefore, this research proposes to investigate, in accordance with Law 14,300, the risk of investing in residential distributed generation systems. For this, cost and investment analysis will first be carried out using deterministic LCOE and NPV metrics for residential consumers who produce their own energy in 26 municipalities located in the state of Minas Gerais. Next, a risk classification will be made, based on the stochastic NPV approach, calculated through Monte Carlo Simulation. Through this approach, the CVaR risk metric will be compared with the Omega index, highlighting the importance of using such measures for this type of risk analysis. The results showed that there are differences in the ranking between the deterministic and stochastic approaches between the municipalities analyzed, and the municipalities in which a higher tariff on electricity is charged were the places where the greatest potential and the greatest risk on financial return occurred, in addition to presenting a greater probability of gain in relation to the probability of losses when investing in residential photovoltaic systems compared to the other municipalities analyzed.

Keywords: Photovoltaic generation, uncertainty, Monte Carlo Simulation, LCOE, NPV, risk, CVaR, Omega Index

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Capacidade de energia FV para os 10 principais produtores do mundo.....	10
Figura 2 - Evolução da Capacidade instalada no SIN: 2023 e 2027	29
Figura 3 - Custos e componentes tarifários da TE.....	37
Figura 4 - Custos e Componentes Tarifários da TUSD.....	38
Figura 5 - Período de transição para micro e mini GD estabelecido pela Lei 14.300.....	43
Figura 6 - Mesorregiões de Minas Gerais	47
Figura 7 - Consumo de energia elétrica pela classe residencial entre 2012 e 2022 em Minas Gerais.....	48
Figura 8 - Evolução do número de conexões de GD fotovoltaica residencial no estado de Minas Gerais.....	48
Figura 9 - Abrangência das concessionárias que atendem o estado de Minas Gerais.....	49
Figura 10 - Distribuição da radiação solar global média anual em Minas Gerais.....	50
Figura 11 - Número de prosumidores residenciais por estado brasileiro	51
Figura 12 - Caracterização do VaR e $CVaR$	60
Figura 13 - Função de distribuição de probabilidade acumulada para uma amostra de dados com um limite de perda L	61
Figura 14 - Municípios em que foram estimados a produção anual de energia FV	63
Figura 15 - Diagrama para o cálculo das variáveis determinísticas e estocásticas.....	69
Figura 16 - Análise de Sensibilidade para o município de Belo Horizonte	77

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Evolução da REN 482/2012	36
Tabela 2 - Alternativas para a regra de remuneração aos prosumidores	40
Tabela 3 – Parâmetros para a estimativa do cálculo do WACC.....	58
Tabela 4 - Fluxo de Caixa para o cálculo do VPL determinístico.....	66
Tabela 5 - Radiação solar média e Distribuição de Probabilidade para cada município analisado	67
Tabela 6 - Valores de Radiação solar, CAPEX, Tarifa e ICMS para os 26 municípios analisados	70
Tabela 7 - Valores de LCOE determinístico encontrados para cada cenário analisado	73
Tabela 8 - <i>Ranking</i> do LCOE determinístico para cada cenário analisado	74
Tabela 9 - Valores do VPL determinístico encontrados para cada cenário analisado.....	78
Tabela 10 - <i>Ranking</i> do VPL determinístico para cada cenário analisado	79
Tabela 11 - Valores do <i>CVaR</i> encontrados para cada cenário analisado.....	82
Tabela 12 - <i>Ranking</i> do <i>CVaR</i> para cada cenário analisado	83
Tabela 13 - Evolução no <i>ranking</i> do VPL determinístico para o <i>CVaR</i>	85
Tabela 14 - Valores do índice Ômega encontrados para cada cenário analisado.....	87
Tabela 15 - <i>Ranking</i> do índice Ômega para cada cenário analisado	88
Tabela 16 - Comparação do <i>ranking</i> entre o VPL determinístico, <i>CVaR</i> e índice Ômega	90

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

AIR	Análise de Impacto Regulatório
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>
CAPM	<i>Capital Asset Pricing Model</i>
CCC	Conta de Consumo de Combustíveis
CCER	Certificados Comercializáveis de Emissão Reduzida
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
<i>CVaR</i>	<i>Conditional Value at Risk</i>
CNPE	Conselho Nacional de Pesquisa Energética
DMED	Departamento Municipal de Eletricidade
EMG	Energisa Minas Gerais
EMUC	Empreendimento de Múltiplas Unidades Consumidoras
ER	Energia Renovável
ESS	Energisa Sul Sudeste
FDP	Função de Densidade de Probabilidade
FER	Fonte de Energia Renovável
FiT	<i>Feed-in Tariffs</i>
FV	Fotovoltaica
GD	Geração Distribuída
GDFV	Geração Distribuída Fotovoltaica
ICMS	Imposto de Comercialização sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços
IEAM	<i>Integrated Economic Adoption Model</i>
LCOE	<i>Levelized Cost of Electricity</i>
LPT	Luz para Todos
MME	Ministério de Minas e Energia
MMGD	Micro e Minigeração Distribuída
OCDE	Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico
O&M	Operação e Manutenção

OPEX	<i>Operational Expenditure</i>
PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PERS	Programa de Energia Renovável Social
PI	<i>Profitability Index</i>
PL	Projeto de Lei
PRODEEM	Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica do Sistema Elétrico Nacional
PRORERT	Procedimentos de Regulação Tarifária
REN	Resolução Normativa
RPS	<i>Renewable Portfolio Standards</i>
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMC	Simulação de Monte Carlo
TCU	Tribunal de Contas da União
TE	Tarifa de Energia
TIC	Tecnologia da Informação e Comunicação
TIR	Taxa Interna de Retorno
TOTEX	<i>Total Expenditure</i>
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
VaR	<i>Value at Risk</i>
VPL	Valor Presente Líquido
WACC	<i>Weighted Average Cost of Capital</i>

SUMÁRIO

RESUMO	I
ABSTRACT	II
LISTA DE FIGURAS	III
LISTA DE TABELAS	IV
LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS	V
SUMÁRIO	VII
CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO	9
1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS	9
1.2 JUSTIFICATIVA E RELEVÂNCIA.....	13
1.3 OBJETIVO DO ESTUDO.....	14
1.4 ORIGINALIDADE DA PESQUISA E CONTRIBUIÇÕES	15
1.5 LIMITAÇÕES DA PESQUISA	17
1.6 ESTRUTURA DA PESQUISA.....	18
CAPÍTULO 2 – FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	20
2.1 POLÍTICAS DE INCENTIVO ÀS ENERGIAS RENOVÁVEIS	20
2.1.1 <i>Políticas de curto prazo</i>	20
2.1.2 <i>Políticas de longo prazo</i>	21
2.2 PRIMEIRAS POLÍTICAS DE INCENTIVO ENVOLVENDO A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL.....	29
2.2.1 <i>Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios (PRODEEM)</i>	31
2.2.2 <i>Programa Luz Para Todos</i>	31
2.3 RESOLUÇÃO NORMATIVA 482/2012 (REN 482/2012) E SEUS DESDOBRAMENTOS	33
2.4 COMPONENTES DA TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA	37
2.5 LEI 14.300/2022	42
2.6 MERCADO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA EM MINAS GERAIS.....	46
CAPÍTULO 3 – TÉCNICAS EMPREGADAS NA PESQUISA	52
3.1 PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA A PARTIR DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	52

3.2 <i>LEVELIZED COST OF ELECTRICITY (LCOE)</i> PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	53
3.3 VALOR PRESENTE LÍQUIDO (VPL) PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	54
3.4 TAXA DE DESCONTO (<i>i</i>)	56
3.5 MEDIDAS DE RISCO	58
3.5.1 <i>Value at Risk (VaR)</i>	58
3.5.2 <i>Conditional Value at Risk (CVaR)</i>	59
3.6 O ÍNDICE ÔMEGA	60
CAPÍTULO 4 – MÉTODO DE PESQUISA	63
CAPÍTULO 5 – RESULTADOS.....	70
5.1 RESULTADOS DETERMINÍSTICOS	70
5.2 RESULTADOS ESTOCÁSTICOS	82
CAPÍTULO 6 – CONCLUSÕES.....	93
CAPÍTULO 7 - ARTIGOS PUBLICADOS	99
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	102

CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO

1.1 Considerações Iniciais

Com o processo de urbanização das populações e com a diversidade e evolução do uso de equipamentos e dispositivos elétricos nas residências, a eletricidade passa a assumir um papel cada vez mais importante na vida dos consumidores e, em um número cada vez maior de domicílios, promete se tornar a principal fonte de energia responsável pela satisfação das principais necessidades diárias, tais como: mobilidade, alimentação, iluminação, aquecimento e refrigeração [1]. A expectativa é de que a demanda por eletricidade para uso final no mundo irá aumentar em quase 30%, passando de 23.300 TWh em 2020 para próximo de 30.300 TWh em 2030, sendo o setor residencial responsável por um terço do consumo final de energia elétrica. Essa demanda está projetada para se aproximar de 42.000 TWh em 2050, um aumento de 80% acima do nível atual [2].

O acesso à eletricidade deve se tornar ainda mais crítico para todos os aspectos da vida e bem-estar das pessoas, como consequência, o uso de energias renováveis para gerar eletricidade tem se tornado uma alternativa interessante em todo o mundo, inicialmente devido ao apoio de políticas públicas que buscam reduzir o custo da geração a partir destas fontes. Energias renováveis referem-se as formas de energia que ocorrem na natureza e tem durabilidade infinita. Muitos tipos de energia se encaixam nessa definição, como as provenientes diretamente do sol (como a energia solar fotovoltaica), a energia eólica, a energia proveniente da biomassa e a energia produzida a partir do movimento das águas fluviais e oceânicas (marés e ondas) [3].

Wong et al. [4] afirmam que as políticas de promoção de energia renovável incentivam investidores a fornecer energia limpa aos consumidores finais e, conseqüentemente, criar um modelo de desenvolvimento sustentável. No entanto, Walters e Walsh [5] acrescentam que a preocupação com o meio ambiente não é suficiente para atrair investimentos em energia renovável, sendo necessários incentivos financeiros. Políticas de incentivo adequadas contribuem para o amadurecimento tecnológico, além de obter o apoio da sociedade para estabelecer um modelo de consumo sustentável. Por meio desses fatores, torna-se possível buscar a redução de custos para a geração de energias renováveis e atingir metas de redução das emissões de carbono.

A geração de energia solar fotovoltaica (FV) desempenha um papel importante a fim de contribuir para atingir tais metas em vários países. Até o final de 2021, pelo menos sete países tinham capacidade instalada suficiente para atender a pelo menos 10% da demanda de eletricidade a partir dessa modalidade de energia, contra apenas dois países em 2020. No total, a energia FV contribuiu com cerca de 5% da geração global de eletricidade, em comparação com 3,7% em 2020 [6]. A China liderou em novas instalações FV, com um aumento de 54.9% da capacidade global adicionada em 2021, seguida pelos Estados Unidos, Índia, Japão, Brasil, Alemanha, Espanha, Austrália, Coreia do Sul e França, como pode ser visto na Figura 1.

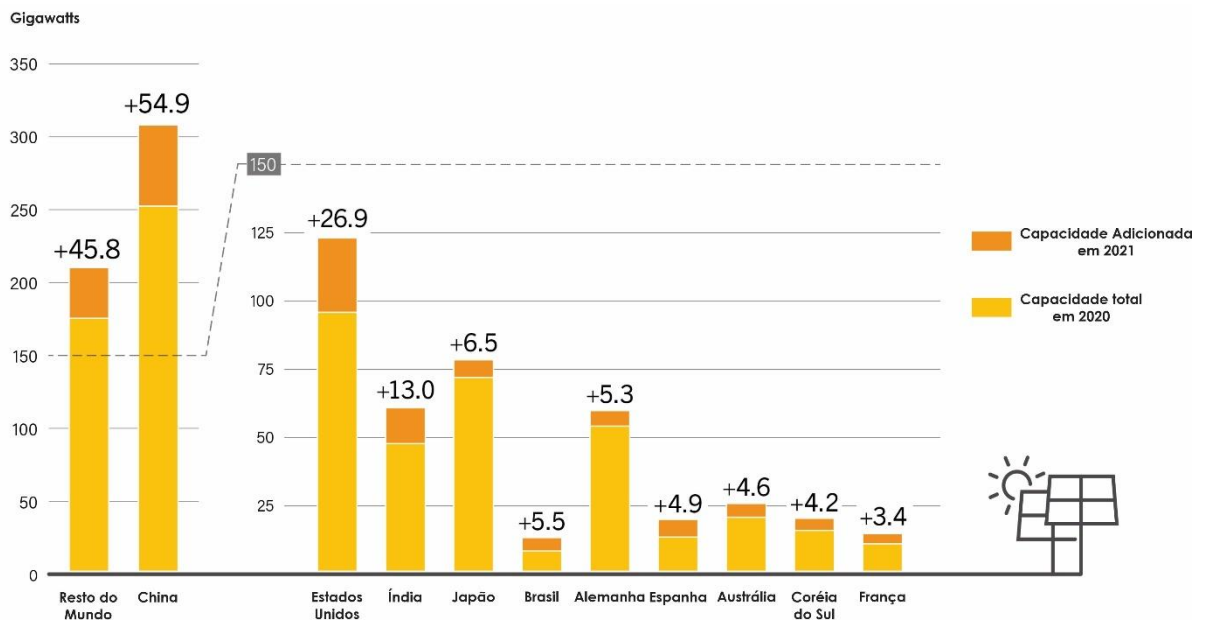


Figura 1 - Capacidade de energia FV para os 10 principais produtores do mundo

Fonte: Adaptado de REN [6]

Pela Figura 1, nota-se que a capacidade recém-adicionada de 5,5% de energia FV levou o Brasil a ocupar o quinto lugar no ranking global (acima do nono em 2020). Pelo terceiro ano consecutivo, a geração distribuída fotovoltaica (GDFV) liderou o mercado brasileiro de capacidade recém-adicionada, com 4 GW, impulsionada pelo aumento dos preços da eletricidade devido a uma crise hidrelétrica e pela introdução de cobrança de encargos pelo uso da rede ao usuário de sistemas de geração distribuída a partir de janeiro de 2023. O setor residencial foi responsável pela maior parte das instalações de GDFV (77,4%), com os sistemas comerciais em segundo lugar (12,7%) [6].

Para atender a esta crescente demanda de energia elétrica, as tecnologias de geração distribuída (GD) fornecem uma flexibilidade para o prosumidor (agente que produz parte ou

toda energia que consome), devido ao pequeno porte e ao curto prazo de construção em comparação com a maioria das usinas centrais geradoras de maior porte [7].

IEA [8] define GD como unidades que produzem energia próximo ao consumidor e fornecem energia diretamente para a rede de distribuição local, sem fazer referência ao nível de capacidade de geração. Isso leva à melhor definição de GD, proposta por Ackermann et al. [9], que esclarecem geração distribuída em termos de conexão e localização, e não em termos de capacidade de geração. Eles definem GD como uma fonte de geração de energia elétrica conectada diretamente à rede de distribuição.

Os sistemas de GD são instalados com a finalidade de autoconsumo, e por isso estão localizados próximos das cargas, permitindo ao prosumidor gerar eletricidade para cobrir parcial ou totalmente suas necessidades de consumo de energia elétrica [10]. No que diz respeito à ligação ao sistema elétrico, estes sistemas estão conectados a Média ou Baixa Tensão na rede [9], [7]. Os sistemas de autoconsumo representam um futuro cada vez mais provável com a redução de custos das tecnologias renováveis, particularmente em soluções descentralizadas de pequena escala, como a energia FV [11], [12], [13], [14], [15]. Essa produção de energia renovável em pequena escala é conhecida como microgeração [5]. A difusão da tecnologia de microgeração tem um apelo positivo a partir da expectativa consistente da economia de energia e redução de custos. Walters e Walsh [5] enfatizam que os consumidores obtêm um benefício financeiro, oriundos da redução na conta de luz e, possivelmente um retorno positivo do investimento.

De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) [16], os sistemas de geração FV distribuídos no Brasil estão sendo bem implementados em relação aos demais sistemas de geração distribuída provenientes de outras fontes, com mais de 1 milhão de unidades consumidoras conectadas à rede de distribuição em 2023. Já as demais fontes de geração distribuída, tais como a eólica, a térmica proveniente do biogás e da biomassa, e a hidráulica possuem, respectivamente, 35, 6 e 2 unidades de geração distribuída conectadas à rede. Os fatores que fazem com que a geração distribuída FV se sobressaia em relação às demais fontes de geração são: tempo para a construção de um sistema de microgeração FV distribuído, que gira em torno de 3 meses; tempo para a distribuidora emitir o parecer de acesso para sistemas de microgeração, que é de 30 dias de acordo com a Resolução Normativa 1.000/2021 (REN 1.000/2021) [17]; e o prazo para injetar energia na rede de distribuição de 120 dias a partir do parecer de acesso [18].

A geração FV de energia elétrica tem um grande potencial no Brasil. No local menos ensolarado do Brasil, é possível gerar mais eletricidade solar do que no local mais ensolarado da Alemanha [19]. A adoção da geração distribuída (GD) urbana e integrada em telhados e coberturas de edificações é tanto mais viável quanto mais cara for a tarifa de eletricidade convencional da distribuidora local, sendo que o Brasil apresentou uma tarifa média residencial alta, em torno de 0,703 R\$/kWh em 2023 [20]. Além disso, o tempo de duração de sistemas fotovoltaicos é em torno de 25 anos [21] e os créditos excedentes de energia elétrica já estão sendo compensados de acordo com a Lei nº 14.300/2022 [18].

Existem vários fatores que podem influenciar na decisão de um consumidor de energia elétrica em instalar energia FV, tais como: políticas de incentivo à GDFV e uma regulamentação estável. Além das variáveis econômicas, deve-se examinar cuidadosamente o comportamento da radiação solar no local em que o sistema será instalado. As incertezas associadas ao comportamento das variáveis climáticas influenciam significativamente no risco financeiro dos investimentos em sistemas de geração FV [22] [23].

Do ponto de vista econômico-financeiro, o LCOE (*Levelized Cost of Electricity*) é uma métrica frequentemente utilizada para classificar a competitividade entre diferentes tecnologias para a geração de energia elétrica em diferentes localidades [24][25][26], além de ser útil para avaliar o impacto de políticas locais que visam a redução de custo no longo prazo da geração de energia elétrica a partir das Fontes de Energia Renováveis (FER) [27][28][29].

Entretanto no caso dos sistemas FV, o cálculo do LCOE é complexo, pois trata-se de uma fonte de natureza intermitente e de difícil armazenamento, além de ser dependente da localização geográfica, visto que os comportamentos das variáveis climáticas são diferentes em cada local [26]. Já o VPL (Valor Presente Líquido) de um investimento FV, é a soma do valor presente dos fluxos de caixa líquidos anuais (receitas menos despesas) gerados ao longo da vida útil do sistema FV. As receitas são devidas ao esperado na poupança de eletricidade comprada da rede e no rendimento pelo valor da energia excedente (autoproduzida mas não autoconsumida) entregue à rede da distribuidora [30]. O VPL é usado para avaliação financeira de projetos de longo prazo e contabiliza o valor do dinheiro no tempo, transformando os valores dos fluxos de caixa em um ponto específico do tempo (geralmente o ano atual), além de ser considerado o critério mais robusto para tomada de decisão sobre investimentos em projetos de energia renovável [31], [3]. Esse critério pode ser calculado a partir de diversos insumos, como investimentos, custos de Operação e Manutenção (O&M),

vida útil, tempo de operação, tarifas de energia elétrica, taxas, créditos de programas de governo e subsídios, sempre considerando uma taxa mínima de atratividade [32]. O VPL é uma das ferramentas mais utilizadas em estudos de viabilidade econômico-financeira [33][34].

Assim, nota-se a presença de significativa incerteza no desempenho de sistemas de geração baseado em energia FV, o que torna relevante analisar a competitividade desta fonte pelo ponto de vista do risco financeiro [22][23][35].

1.2 Justificativa e Relevância

Com o objetivo de tornar as FERs mais competitiva frente as fontes convencionais, nas últimas décadas os governos de diversos países têm recorrido a esquemas de política de incentivo de longo prazo. Dentre as principais, estão: as *Feed-in Tariffs* (FiT), os leilões e os sistemas de cotas com comercialização de certificado (*Renewable Portfolio Standards* - RPS), que são mais direcionados para a contratação de sistemas de geração de grande escala [36][37][38]. Porém, a cada ano também tem se tornado cada vez mais popular o uso de mecanismos de *net metering/net billing*, que são direcionados para incentivar investimentos em sistemas de GD baseado em fontes alternativas, principalmente, os sistemas de GDFV [39][40][41][42].

A GD a partir de fontes de baixo carbono tem como vantagens: maior segurança energética ao consumidor, por depender menos da energia fornecida pela rede; baixas perdas no sistema, por tornar possível a geração da energia elétrica próximo do local onde ela é consumida; e menores impactos ambientais, pois contribuem com a redução da emissão de gases do efeito estufa [43][44][45].

O constante acompanhamento da evolução do LCOE permite avaliar se as políticas para a GD estão contribuindo para redução de custos da GDFV. Assim, torna-se cada vez mais importante analisar se as economias proporcionadas pelo sistema ao evitar o consumo de energia da rede compensam os custos durante todo o ciclo de vida do sistema de GD.

Estudos de avaliação do risco financeiro de sistemas GDFV, que levam em consideração todas as variáveis (técnicas, econômicas, financeiras, políticas e ambientais) com base em condições reais de mercado e derivados de dados reais de geração e consumo, podem ser usados para conduzir análises de rentabilidade em diferentes projetos fotovoltaicos residenciais e estimar o efeito do risco financeiro na lucratividade de tais projetos [46].

Compreender a economia de energia proporcionada pela instalação fotovoltaica residencial, além do risco associado à produção de energia FV, é um aspecto fundamental para determinar se o investimento financeiro neste setor é economicamente viável ou não. Assim, torna-se essencial realizar uma análise econômica abrangente a fim de incentivar os consumidores residenciais a utilizarem energia solar FV.

1.3 Objetivo do Estudo

A presente pesquisa tem como objetivo geral comparar métricas de avaliação financeira e gerenciamento de riscos capazes de indicar o risco sobre o retorno financeiro e a probabilidade esperada de ganho em relação a probabilidade esperada de perda em investimentos de GDFV residenciais. Desta forma, serão avaliadas as incertezas econômicas e ambientais, além do impacto fiscal relacionado à cobrança de encargos pelo uso da rede sobre o risco financeiro para os prosumidores de diferentes regiões do estado de Minas Gerais.

Para tanto, inicialmente serão estimados os valores determinísticos de LCOE e VPL para cada localidade, considerando um cenário onde não são cobrados os encargos do uso da rede e considerando a isenção do Imposto de Comercialização sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS); um cenário onde entra a cobrança de encargos pelo uso da rede, mas mantendo-se a isenção de ICMS; e outro cenário onde existe a cobrança dos encargos pelo uso da rede e sem a isenção de ICMS. Nesta etapa, serão elaborados o ranqueamento dos locais analisados baseando-se no resultado obtido a partir de cada métrica e discutidas as fragilidades e as vantagens de cada um dos critérios sob o ponto de vista do prosumidor.

Em seguida, será apresentada a abordagem estocástica, onde inicialmente é estimado o VPL a partir da Simulação de Monte Carlo (SMC) complementada pelas medidas de gerenciamento de risco *Conditional Value at Risk (CVaR)* e índice *Ômega*. Também será analisado o uso de cada medida para o gerenciamento de risco financeiro de sistemas GDFV e, em seguida, será feito o ranqueamento das localidades analisadas a partir do resultado das medidas de gerenciamento de risco, e posteriormente comparado com o ranqueamento obtido anteriormente pela abordagem determinística.

Complementarmente, pretende-se elaborar um mapeamento de classificação de risco para a GDFV entre os municípios do estado de Minas Gerais analisados, o que poderá enriquecer e fundamentar a apresentação de relatórios técnicos e mapas acerca do potencial da

modalidade de geração GDFV para potenciais investidores e formuladores de políticas de incentivo a esses sistemas residenciais.

São objetivos específicos deste estudo:

- Modelar e dimensionar da produção de energia fotovoltaica para cada município analisado;
- Modelar as incertezas relacionadas às premissas econômicas e a radiação solar inerente a cada município;
- Estimar a taxa de desconto para o cálculo do LCOE e do VPL;
- Incorporar o período de transição de cobrança da TUSD Fio B no fluxo de caixa do prosumidor, de acordo com a Lei nº 14.300/2022, para os consumidores que solicitarem acesso à rede da distribuidora entre 2023 e 2029;
- Incorporar a isenção do ICMS oferecida pelo governo de Minas Gerais até 2032 no fluxo de caixa do prosumidor.

1.4 Originalidade da Pesquisa e Contribuições

A originalidade da presente pesquisa é propor uma abordagem estocástica a fim analisar o risco em investimentos em sistemas GDFV residenciais, usando como referência para validação uma comparação de risco financeiro entre 26 municípios do estado de Minas Gerais. Para tanto, serão investigadas as vantagens de se usar as métricas de risco *CVaR* e o índice $\hat{\Omega}$ (Ω), e como as interpretações de cada métrica podem ser complementadas uma com a outra na análise do VPL obtido através da Simulação de Monte Carlo (SMC). Com esse intuito, serão levadas em consideração as incertezas no comportamento da radiação solar, na potência para sistemas fotovoltaicos residenciais, no investimento médio para estes sistemas (CAPEX) e no percentual de capital de terceiros.

Na literatura existem bastante referências a respeito de análise de investimento para sistemas fotovoltaicos. Rodrigues et al. [47] analisaram instalações fotovoltaicas de pequena escala em diversos países, incluindo Austrália, Brasil, China, Alemanha, Itália, Espanha, Reino Unido, Estados Unidos, dentre outros; com a finalidade de identificar onde esses investimentos são mais atrativos financeiramente, considerando as regras para o mercado de GDFV de cada país. Os métodos utilizados pelos autores para avaliar a viabilidade econômica foram o VPL, a Taxa Interna de Retorno (TIR), o *Payback* descontado e o Índice de Lucratividade (*Profitability Index* – PI). Camilo et al. [48] também utilizam esses mesmos critérios, porém com enfoque na viabilidade em GDFV com diferentes escalas de potência no

contexto de Portugal. Komparou et al. [49] apresentam uma metodologia para identificar a política de *net metering* mais apropriada para países da região do Mediterrâneo (Chipre, Grécia, Espanha, Eslovênia, Portugal e França), diante das condições ambientais e das tarifas de eletricidade de cada local. Lee et al. [50] exploram uma abordagem estocástica por meio da Simulação de Monte Carlo para estimar o preço de equilíbrio para sistemas de GDFV em escala comercial e residencial na Córrea do Sul, analisando o impacto das incertezas presente nas variáveis econômicas para os fluxos de caixa desses projetos. Ellabban et al. [46] desenvolveram o modelo IEAM (*Integrated Economic Adoption Model*), capaz de realizar a avaliação econômica para sistemas GDFV diante de incertezas técnicas, ambientais, econômicas e financeiras. Esse modelo pode ser usado pelo consumidor para avaliar diferentes políticas de *net metering*, com a finalidade de otimizar o tamanho do sistema levando em consideração a economia desejada, a taxa de exportação de energia para rede e o *Payback*. Haegermark et al. [51] realizaram uma análise de viabilidade de sistemas de GDFV no contexto do mercado sueco por meio do VPL. Bersch et al. [52] analisaram os tamanhos mais rentáveis para sistemas de GDFV nos mercados em que estão inseridos por meio da TIR. Por sua vez, Cucchiella et al. [53] utilizaram o VPL e o *Payback* descontado, além de uma análise de sensibilidade e preço de equilíbrio para avaliar os impactos dos preços de energia e de um subsídio fiscal na viabilidade financeira de sistemas de GDFV a nível residencial no mercado italiano. Lee et al. [50] apresentaram uma análise financeira dos sistemas de GDFV residenciais nos EUA. Os autores utilizaram o VPL, o PI e o *Payback*, estimados por meio da Simulação de Monte Carlo, considerando os subsídios estaduais à GDFV. Os resultados do estudo revelaram que em 18 dos 51 municípios analisados atingiram a viabilidade econômica, sendo que em sete deles os subsídios foram essenciais.

No que diz respeito ao setor fotovoltaico brasileiro, Holdermann et al. [54] analisaram a viabilidade de sistemas de GDFV em escala residencial e comercial nas 63 distribuidoras de energia elétrica do país no contexto da Resolução Normativa 482/2012 (REN 482/2012). Miranda et al. [55] utilizaram simulações técnico-econômicas integradas a um sistema de informação geográfica para analisar a viabilidade de sistemas FV no contexto da compensação de energia. Rocha et al. [23] compararam o risco e retorno de sistemas FV em quatro cidades de diferentes regiões brasileiras no contexto da REN 482/2012 e do Fundo Clima, por meio dos valores de VPL calculados a partir da Simulação de Monte Carlo. Vale et al. [56] apresentaram uma análise financeira a partir do VPL e da TIR para avaliar sistemas GDFV conectados em habitações de um programa governamental. Coelho et al. [57]

analisaram as seis alternativas da Análise de Impacto Regulatório 0004/2018 (AIR 000/2018) propostas pela ANEEL, utilizando o VPL e a métrica de risco *CVaR* a fim de mensurar os diferentes riscos financeiros aos prosumidores fotovoltaicos do estado de São Paulo.

No entanto, quando se considera o risco em investimentos em FERs levando em consideração o índice Ômega, há somente um estudo encontrado na literatura, desenvolvido por Aquila et al. [58]. Nesse estudo, os autores fizeram uma abordagem estocástica utilizando a Simulação de Monte Carlo para comparar o LCOE de energia eólica para 63 municípios do estado de São Paulo em relação à média mundial, inserindo incerteza somente na variável velocidade média no vento. Os resultados mostraram que ao incorporar incertezas no comportamento dessa variável na estimativa do LCOE, seguida da aplicação do índice Ômega, a percepção do potencial de investimentos eólicos entre os municípios analisados sofre alterações.

A contribuição desta presente pesquisa em relação aos trabalhos supracitados é o enfoque na inserção das regras de transição para o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) da componente TUSD Fio B, estabelecidas pela Lei nº 14.300/2022, para as análises do LCOE e do VPL determinísticos em 26 municípios do estado de Minas Gerais. Em seguida, será feita uma associação de medidas de gerenciamento de risco para avaliar o VPL calculado de maneira estocástica considerando as variáveis que podem estar envolvidas no mercado brasileiro. Para avaliação de risco, além de analisar as incertezas por meio da Simulação de Monte Carlo, também serão utilizados o *CVaR* e o índice Ômega para identificar como essas métricas podem contribuir nos resultados encontrados para o VPL estocástico.

A cobrança de encargos previsto pela Lei nº 14.300/2022 expõe o prosumidor a riscos financeiros, visto que a tarifa de remuneração dos ganhos com a economia de energia, além do nível de radiação local são as principais variáveis que impactam no retorno dos investimentos em GDFV [59][23]. Assim, pode ser investigada a hipótese de que os prosumidores atendidos por diferentes distribuidoras e, localizados em regiões com diferentes níveis de radiação solar poderão ter riscos financeiros impactados de forma distinta.

1.5 Limitações da Pesquisa

As limitações da presente pesquisa são:

- I. As medidas de viabilidade econômica e gerenciamento de risco serão validadas utilizando apenas dados de 26 municípios do estado de Minas Gerais;
- II. Para efeito de avaliação da abordagem, serão analisados somente dados para o setor residencial referentes ao ano de 2022;
- III. Não serão considerados os prosumidores que aderiram a modalidade tarifária Tarifa Branca como forma de compensação de energia elétrica, devido à baixa adesão no setor residencial;
- IV. Será considerada apenas a regra de compensação para os prosumidores que irão conectar à rede de distribuição a partir de janeiro de 2023, pois estes não terão mais o direito de compensar toda a energia injetada na rede sem pagar parte dos encargos de uso do sistema de distribuição;
- V. Não será levado em consideração o reajuste tarifário tendo como base o adicional das Bandeiras Tarifárias.

1.6 Estrutura da Pesquisa

Além deste capítulo de seção introdutória, o presente trabalho está organizado da seguinte forma:

O **Capítulo 2** descreve as principais características das políticas disponíveis para o mercado de FERs, as quais podem ser de curto prazo: subsídios à tributação e iniciativas não estruturadas ou de longo prazo, tais como: tarifas *feed-in* (FiTs), leilões de energia, sistemas de cotas de comercialização de certificados e *net metering/net billing*; onde é detalhado as variantes dessa última política com exemplos de países que a praticam. Em seguida, são apresentados os principais programas de incentivo às energias renováveis FV implementadas no Brasil, tais como o PRODEEM e o Luz para Todos. Logo depois é apresentada a REN 482/2012, criada pela ANEEL para regulamentar o mercado de geração distribuída, bem como as componentes da tarifa de energia elétrica. Neste capítulo também é descrita a Lei nº 14.300/2022, a qual judicializou o mercado de GD no Brasil. O capítulo é finalizado apresentando as características demográfica, geográfica e de consumo de energia elétrica residencial no estado de Minas Gerais, bem como as distribuidoras de energia elétrica que atendem o estado, além dos níveis de radiação solar e das principais leis e decretos que favoreceram a disseminação de micro e minigeração fotovoltaica em Minas Gerais.

O **Capítulo 3** apresenta as técnicas empregadas na presente pesquisa. Descreve como ocorre a produção de energia elétrica a partir de sistemas fotovoltaicos residenciais, como é estimado os valores do LCOE e do VPL para avaliar, respectivamente, o custo e a viabilidade financeira para esses tipos de sistemas. Em seguida, explica como é calculada a taxa de desconto a ser utilizada na presente pesquisa. Por fim, detalha como são calculadas as medidas de risco *VaR* e *CVaR*, bem como o índice $\hat{\Omega}$, com a finalidade de serem utilizadas para mensurar e comparar, respectivamente, o risco e a razão entre ganhos e perdas em se investir em sistemas fotovoltaicos residenciais no estado de Minas Gerais.

O **Capítulo 4** apresenta a metodologia desta pesquisa, a qual descreve como foi estimada a produção anual de energia FV para cada município dentre os 26 municípios escolhidos do estado de Minas Gerais e como foi obtido os valores dos investimentos e dos custos em sistemas FV residenciais. Em seguida, são calculados os valores determinísticos para o LCOE e para o VPL em três cenários: quando não há cobrança do Fio B e isenção do ICMS; quando há cobrança do Fio B e isenção do ICMS; e quando há cobrança simultânea do Fio B e do ICMS. Logo após, é realizado o cálculo estocástico das medidas validadas na etapa do cálculo determinístico para o VPL, através da Simulação de Monte Carlo (SMC) utilizando o software *Crystal Ball*. E por último, são estimados os valores do *CVaR* e do índice $\hat{\Omega}$ para os três cenários do VPL referentes aos 26 municípios analisados através das 10.000 iterações de VPL encontradas na SMC.

O **Capítulo 5** primeiramente apresenta os resultados determinísticos encontrados para o LCOE e para o VPL. Em seguida, explica o porquê da escolha do VPL ao invés do LCOE para rodar a SMC e, por fim, apresenta e compara os resultados encontrados para o *CVaR* e para o índice $\hat{\Omega}$.

O **Capítulo 6** é dedicado às principais conclusões acerca da pesquisa desenvolvida, apresenta as considerações finais e as recomendações para trabalhos futuros.

CAPÍTULO 2 – FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Políticas de incentivo às Energias Renováveis

Com o objetivo de tornar as FERs mais competitivas, os governos de diversos países passaram a adotar diversas políticas de incentivo para fomentar o mercado de energias renováveis. Essas políticas são classificadas como de curto e longo prazo. As de curto prazo contribuem para potencializar os efeitos das políticas de longo prazo, que são inicialmente fundamentais para fomentar a criação de mercado de energia renovável. Os tipos mais populares de políticas de curto prazo incluem subsídios à tributação e iniciativas não estruturadas [37]. As políticas de longo prazo são: tarifas *feed-in* (FiTs), leilões de energia, sistemas de cotas de comercialização de certificados e *net metering/net billing* [60]. A definição dessas políticas é descrita a seguir.

2.1.1 Políticas de curto prazo

2.1.1.1 Subsídios à tributação

Os subsídios à tributação são concedidos para favorecer o desenvolvimento de energias renováveis a fim de suprimir a produção de energia convencional, através da isenção de impostos para a geração de energia a partir de fontes renováveis. O objetivo dos subsídios é alcançar uma determinada meta de produção de energia no futuro. Eles se traduzem em estímulos econômicos que proporcionam aos produtores de eletricidade uma redução de impostos sobre a quantidade de eletricidade produzida ou sobre o investimento em capacidades provenientes de FERs. Esses mecanismos incluem isenções de impostos especiais de consumo, de propriedade e de créditos fiscais [61].

A isenção fiscal é utilizada como medida de incentivo para implantação de energia renovável em muitos países. Os créditos fiscais podem ser aplicados para os segmentos de investimento, produção ou consumo de eletricidade gerada por FERs. As políticas destinadas a incentivar o consumo de energia renovável podem aplicar a créditos fiscais na compra e instalação de equipamentos para facilitar a implantação de energia renovável no mercado [62].

2.1.1.2 Iniciativas não estruturadas

O investimento em projetos para promover a implementação de FER requer incentivos financeiros, pois estes projetos além de ter custos de capital tipicamente altos, também são, em alguns casos, considerados investimentos com maior risco devido às incertezas de tecnologia e recursos. Portanto, o papel do governo é importante nos estágios iniciais do desenvolvimento da tecnologia, através da criação da estrutura e das condições necessárias para fomentar projetos de pesquisa e, para desenvolver linhas de financiamento especiais por meio de bancos públicos. Logo, o apoio financeiro inicial é um fator importante para o progresso das FERs, o qual está altamente correlacionado com suportes políticos e tecnológicos. Este tipo de apoio e financiamento pode ser fornecido através de recursos públicos ou privados, por meio de doações ou empréstimos para custos de capitais ou operacionais [63].

Segundo Pereira et al. [64], as iniciativas não estruturadas para a implementação de tecnologias em FERs podem ser observadas como um indicador de forte engajamento na difusão destas tecnologias em uma determinada região. Portanto, a necessidade de políticas complementares pode ser um sinal de que o mercado de energia renovável local ainda não está maduro o suficiente para evoluir.

2.1.2 Políticas de longo prazo

2.1.2.1 Feed-in Tariff (FiT)

De acordo com Pablo-Romero et al. [61], as FiTs são um tipo de instrumento de política baseado em preços, através do qual um nível fixo e garantido de preço de energia é pago aos geradores de eletricidade verde, por cada unidade produzida e injetada na rede elétrica. Estes preços geralmente são estabelecidos de forma compatível com o status de cada tecnologia de geração, e o pagamento é garantido por um determinado período, geralmente relacionado à vida útil econômica do projeto. Isso aumenta a estabilidade e permite o planejamento de longo prazo, o que incentiva o investimento em projetos de geração de eletricidade verde.

As FiTs definem o preço de venda de energia de maneira a viabilizar economicamente os projetos. Assim, este tipo de política garante uma demanda pela energia produzida, mesmo que seu custo final seja maior do que o custo das fontes não-renováveis. O preço pago para o

produtor pode ser independente ou dependente do preço praticado no mercado de energia elétrica convencional.

No caso de ser independente, fala-se em políticas de preço fixo ou simplesmente FiT. Por outro lado, se o preço ao produtor depender de alguma forma do preço praticado no mercado, as FiTs se baseiam em pagamento de prêmios fixos. Este nome deriva do fato de se colocar um “prêmio” sobre o valor praticado no mercado de fontes convencionais de energia para que se produza eletricidade verde. A vantagem da FiT é que ela viabiliza economicamente e reduz os riscos de projetos de Energia Renovável (ER) ao garantir que o preço da energia vendida reflita os custos de produzi-la. O mecanismo de FiT é cada vez mais considerado um dos tipos de políticas mais efetivas para promoção de ER [65].

Na política FiT, as tarifas podem ser definidas com base nos tipos de tecnologias empregadas nos locais das instalações destes sistemas (próximas ou longe do mercado consumidor) e na quantidade de energia gerada, tendo em mente a degradação de preços em uma certa porcentagem a cada ano. Os preços das FiTs são decididos pelo governo para que os operadores da rede adquiram energia com uma margem de lucro adequada [37].

Couture et al. [66] apontam três motivos essenciais para o sucesso das políticas de FiT: acesso garantido à rede; contratos de compra de energia estáveis e de longo prazo; e os preços sendo calculados com base nos custos nivelados de geração de energia compatíveis com cada fonte. Segundo Lipp [67], a redução da remuneração paga ao produtor ao longo do tempo confere maior competitividade aos fabricantes de tecnologia e, além disso, também torna o programa FiT menos oneroso financeiramente para o consumidor final.

Quando uma política FiT é orientada para a geração distribuída, torna-se viável para os consumidores individuais produzirem parte ou o total de sua demanda. A vantagem desse sistema é o fato de utilizar a rede como um armazenamento, permitindo que pequenos geradores consumam parte de sua eletricidade em outro momento ou alimentem a rede em horários de pico da demanda [63].

Sob a FiT, as concessionárias de energia elétrica geralmente são obrigadas a comprar toda a eletricidade gerada pelo sistema FV que uma residência produz, a um preço definido por um determinado número de anos. No entanto, os prosumidores devem comprar toda a eletricidade que consomem a taxas de eletricidade padrão [68].

2.1.2.2 Leilões de energia

Becker e Fischer [69] explicam que em um sistema de leilão, o governo convida os produtores de energia renovável a competirem dentro de uma determinada base orçamentária ou capacidade de geração. Várias FERs podem estar envolvidas em um mesmo evento ou podem ser configuradas para apenas algumas fontes em que são contratados os projetos com lances vencedores. O mecanismo de leilão resulta em menor assimetria de informação em relação aos preços de cada fonte, consequentemente se tornando uma estratégia menos onerosa aos consumidores finais.

Em um estudo de Becker et al. [70], eles esclarecem que em países como Índia e África do Sul, os leilões têm sido uma alternativa viável devido à dificuldade que esses países enfrentam em manter mecanismos baseados em FiT. Entre os obstáculos estão a manutenção de um nível tarifário alto no longo prazo, falta de estabilidade nas políticas formuladas, e cenários judiciais e regulatórios que dificultam a implementação do FiT.

Os mecanismos de leilões são sistemas baseados em quantidade porque a legislação fixa uma quantidade a ser fornecida por determinados agentes do mercado. Os lances são organizados pelas autoridades públicas para determinada cota de capacidade ou oferta de energia, e as propostas vencedoras são remuneradas a preços normalmente acima dos níveis normais de mercado. Assim, os leilões são regimes competitivos de atribuição de apoio financeiro aos projetos de geração de eletricidade verde.

2.1.2.3 Sistemas de cotas com comercialização de certificado (Renewable Portfolio Standards - RPS)

O sistema de cotas com comercialização de certificado (*Renewable Portfolio Standard* - RPS) é um tipo de política que estabelece que um percentual mínimo de toda a energia comprada pelas concessionárias de energia seja proveniente de FERs. As empresas que cumprirem tais metas recebem certificados que podem ser vendidos para aquelas que não obtiverem êxito em tal intento.

Dessa forma, uma característica peculiar do RPS é que ele pode ser implementado por meio de Certificados Comercializáveis de Emissão Reduzida (CCER), o que facilita o cumprimento de tais metas. Abolhosseini et al. [62] explicam que, ao contrário do que ocorre nos acordos de FiT e leilões de energia, as políticas de FER baseadas em um sistema de cotas

não têm garantia de compra de energia pelo governo e confiam no mercado privado para absorver a energia gerada.

O RPS é destacado como a principal categoria entre os mecanismos relacionados ao sistema de cotas [37] e, caracteriza-se como uma abordagem baseada no mercado e administrativamente eficiente. Assim, o RPS depende do investimento privado, mas também conta com o apoio do governo para estabelecer cotas para promover o crescimento das FERs [63]. Entretanto, por não ter contratos padronizados, o sistema por RPS pode gerar altos custos de transação e burocracia no processo de licitação, dificultando a aplicação desse mecanismo em países em desenvolvimento, onde os cenários políticos e econômicos desses países são instáveis, sendo muitas vezes incapaz de eliminar o máximo de incertezas para qualquer produtor que introduza nova energia no mercado [36].

2.1.2.4 *Net metering/Net billing*

Net metering e *net billing* são mecanismos de incentivo que permitem ao prosumidor operar com um sistema de geração de eletricidade verde, compensando parte ou todo o seu consumo de eletricidade e injetando o excesso de energia na rede, o que torna o consumidor um prosumidor (aquele que produz e consome a energia que ele mesmo produz).

Na modalidade *net metering*, é utilizado um medidor bidirecional de baixo custo que é capaz de contabilizar o saldo em ambas as direções, mostrando o consumo líquido ou o excesso líquido durante o período de faturamento (mensal, bimestral, anual...), que é avaliado à taxa de varejo [71]. Desse modo, o *net metering* promove a geração distribuída porque a tarifa de varejo paga ao proprietário do sistema FV é maior do que seria recebida por um gerador convencional pela mesma eletricidade. Para usufruir da infraestrutura do sistema, o prosumidor geralmente paga uma taxa à concessionária que contempla o pagamento pela infraestrutura de distribuição [61].

As políticas de *net metering* geralmente abrangem prazos de compensação maiores, de meses a anos, dependendo da localização [64]. A existência de um prazo de compensação possibilita aos prosumidores a possibilidade de usar a rede de distribuição de eletricidade como uma solução de armazenamento, resultando em um maior incentivo para a difusão fotovoltaica, pois os prosumidores podem usar o excesso de geração para compensar na conta de eletricidade por um longo período de tempo, aumentando assim os benefícios obtidos em possuir uma unidade de GD [39][72].

Por sua vez, o *net billing* é uma variante do *net metering*, onde são utilizados dois medidores unidirecionais, um para contabilizar a quantidade de energia consumida e outro para contabilizar a energia injetada na rede. Assim, o excedente de energia e o consumo são avaliados separadamente, podendo ser praticado preços diferenciados entre consumo e excedente.

O preço do consumo de energia é o preço total do varejo, enquanto o excesso de energia geralmente é valorizado apenas pelo custo evitado (custo de geração de eletricidade da concessionária mais as perdas evitadas) [40]. Assim, a diferença entre o preço do consumo de energia e o excesso de energia é o pagamento da infraestrutura de distribuição paga pelo prosumidor à concessionária de distribuição. Em outras palavras, sob a política de *net billing*, os valores de geração e consumo de energia elétrica são comparados constantemente, e a concessionária de energia elétrica só compra a diferença quando a primeira é maior que a segunda.

Existem variantes das políticas *net metering* e *net billing*, as quais são descritas a seguir.

Net metering com rolling credit

Sob a política do *net metering* com *rolling credit*, o prosumidor tem a validade do excesso da energia gerada por mais um período de faturamento. Esse excesso de eletricidade gerado é usado como crédito para reduzir os encargos em um período de cobrança subsequente. Assim como no *net metering* simples, o prosumidor ganha um valor de varejo para qualquer eletricidade gerada. Ao final de cada período de cobrança, o valor devido pelo prosumidor é calculado pela diferença de créditos entre o início e o fim do período de faturamento. Os créditos de períodos de faturamento anteriores são aplicados sobre essa diferença. Terminada a validade dos créditos, o prosumidor não recebe qualquer indenização pelos mesmos.

Net metering com buy-back

Uma extensão da política do *net metering* simples é o *net metering* com *buy-back*, em que a distribuidora paga ao prosumidor qualquer excesso de eletricidade gerada durante o período de compensação. O excesso de eletricidade pode ser recompensado abaixo da tarifa de varejo, pela tarifa de varejo ou acima da tarifa de varejo, através de uma tarifa *premium*. A modalidade *premium* geralmente é oferecida na tentativa de promover tecnologias específicas

de geração de eletricidade renovável. Tal incentivo de preço é frequentemente adotado por governos ou órgãos reguladores com o objetivo de ajudar uma determinada indústria a se desenvolver, como turbinas eólicas ou fabricação de células fotovoltaicas [73], [74]. Se o prosumidor não tiver excesso de eletricidade, o *net metering* com *buy-back* se torna *net metering* simples.

Net metering com rolling credit e buy-back

Ao combinar *net metering* com *rolling credit* e *buy-back*, o prosumidor obtém um crédito monetário por qualquer excesso de eletricidade no final do período de compensação dos créditos. Nesse esquema, o período de compensação é maior do que o período de faturamento. O *rolling credit* permite ao prosumidor receber crédito de varejo para toda a eletricidade gerada até o último período de faturamento dentro do período de compensação. Ou seja, o que sobrar em um período de faturamento é aplicado no consumo do próximo período. No final do período de compensação, ao prosumidor é pago por qualquer excesso de eletricidade gerada. O excesso de energia gerado pelo prosumidor pode ser pago abaixo da taxa de varejo, sobre a taxa de varejo ou acima da taxa de varejo. O prosumidor paga a taxa de varejo por qualquer eletricidade consumida em um período de faturamento.

Net billing com rolling credit

O *net billing* com *rolling credit* permite ao prosumidor ganhar um crédito rotativo para qualquer excesso de eletricidade gerada. Esse crédito pode ser usado para compensar cobranças no período subsequente. Essa política de compensação é equivalente ao *net metering* com *rolling credit*, com a exceção de possuir dois medidores de energia, em vez de apenas um, os quais são empregados para rastrear e contabilizar a eletricidade consumida e gerada. O uso de dois medidores exige que a distribuidora combine os dados de consumo e geração para determinar o valor do crédito obtido. No final do período de compensação, o prosumidor não recebe compensação pelos créditos excedentes, pois são creditados para o próximo período.

Net billing com buy-back

Na política de *net billing* em que os prosumidores não são permitidos armazenar qualquer excesso de eletricidade entre períodos de cobrança é conhecido como *net billing* com *buy-back*. Ao final de cada período de faturamento, o prosumidor paga à distribuidora pela eletricidade consumida. A distribuidora compra eletricidade gerada pelo prosumidor usando

uma política de *buy-back*. Tal como acontece com outras políticas, o excesso de energia gerado pelo prosumidor pode ser pago abaixo da taxa de varejo, sobre a taxa de varejo ou acima da taxa de varejo.

Net billing com rolling credit e buy-back

Se uma distribuidora permitir o armazenamento do excesso de eletricidade entre os períodos de cobrança e a compra de quaisquer créditos excedentes no final do período de compensação, tal política é conhecida como *net billing com rolling credit e buy-back*. Como em qualquer política de recompra, as três categorias de preços são abaixo do varejo, no varejo e *premium*.

Exemplo de países que praticam a política de *net metering*

Vários países continuam a apoiar financeiramente o autoconsumo através de políticas como *net metering* ou *net billing*. O custo decrescente da eletricidade fotovoltaica coloca-a em concorrência com a eletricidade de varejo fornecida pelas concessionárias por meio da rede de distribuição. No fim de 2019, 70 países possuíam políticas de *net metering* a nível nacional para promover o uso de energias renováveis, além de vários estados dos Estados Unidos e de províncias do Canadá [75].

Nos EUA, as políticas de *net metering* diferem de estado para estado. Ao todo, 47 estados aplicam o mecanismo de *net metering* para a expansão de FERs, com exceção do Alabama, Mississippi, Dakota do Sul e Tennessee [76]. Em 30 estados, a geração em excesso de qualquer prosumidor é creditada na próxima conta de eletricidade para um ciclo de cobrança de 12 meses à taxa de varejo, enquanto em 5 estados é creditado nas distribuidoras dos estados a taxa de custos evitados [72]. No Canadá, a província de Ontário permite o *net metering* para sistemas de até 500 kW, no entanto, os créditos de energia excedentes são válidos por 12 meses consecutivos. A província da Colúmbia Britânica também permite o *net metering* para sistemas de até 50 kW. Os prosumidores recebem uma taxa de varejo por qualquer energia líquida que produzem [77], [78].

Na Europa, países como Bélgica, Dinamarca e Holanda se destacam com o uso da política de *net metering*. Particularmente na Bélgica, na região de Bruxelas, pequenos autoprodutores de FER com capacidade de até 5 kW podem participar desta política. Para se beneficiar do *net metering*, a instalação deve estar equipada com dois medidores diferentes, um bidirecional e um medidor que mede a eletricidade produzida pelo prosumidor. A

compensação aplica-se à quantidade de eletricidade alimentada na distribuição da rede, caso não exceda a quantidade de eletricidade retirada da rede, para o período entre duas leituras do medidor [79]. Na região de Flandres, todas as instalações provenientes de FERs de até 10 kW são elegíveis para a compensação via *net metering*. Não há compensação financeira ao prosumidor para energia injetada na rede, mas o equivalente financeiro da eletricidade injetada é deduzido da eletricidade total na conta. No entanto, se uma instalação alimentar a rede com mais eletricidade do que foi retirada durante um período de faturamento, esse valor não é reembolsado financeiramente. Na região da Valônia, pequenos prosumidores com capacidade de até 10 kW são elegíveis para serem compensados via *net metering*. A compensação aplica-se à quantidade de eletricidade injetada na rede de distribuição, caso esta não exceda a quantidade de eletricidade retirada da rede, para o período entre duas leituras do medidor. O mecanismo de compensação permanece válido durante a vida útil do sistema FV.

Na Dinamarca, o regulamento sobre o *net metering* para os prosumidores baseia-se na lei sobre o fornecimento de energia elétrica e os isentam do pagamento da taxa de serviço público, a qual todo consumidor é obrigado a pagar para a distribuidora de energia elétrica [80]. As FERs elegíveis ao *net metering* são os sistemas FV até 50 kW, usinas eólicas até 25 kW e outras FERs até 11 kW de potência.

As políticas de *net metering* e *net billing* também têm sido prevalentes em países desenvolvidos e em economias emergentes. Novas políticas de *net metering* foram promulgadas em 2017 na Albânia, Argentina, Bahrein, Moldávia, Tanzânia e Namíbia [81]. O Chipre ampliou a elegibilidade sob o *net metering* para FERs provenientes da biomassa e de usinas a biogás [82]. A Lituânia alterou a política de *net metering* para instalar 200 MW capacidade de energia solar fotovoltaica até 2020 [81].

Na Índia, o estado de Gujarat estabeleceu capacidades máximas para GDFV sob a política de *net metering* [83]. O autoconsumo remoto está começando a surgir como uma alternativa à política de *net metering*. A Grécia implementou o autoconsumo remoto em 2017, permitindo que os agricultores e certas entidades públicas (incluindo escolas, hospitais e governos locais) consumissem os créditos de eletricidade alimentados na rede da distribuidora por sistemas FV localizados longe do ponto de consumo [81].

2.2 Primeiras políticas de incentivo envolvendo a Geração Distribuída no Brasil

O Brasil desempenha um papel de destaque no cenário energético global. Na oferta de energia elétrica, é notório o predomínio de grandes hidrelétricas, responsáveis por 59,30% da capacidade instalada no SIN [84]. Entretanto, deve-se considerar também que o cumprimento da meta de expansão de hidrelétricas esbarra cada vez mais em questionamentos sobre os impactos socioambientais desses projetos, sobretudo naqueles localizados na região amazônica, o que coloca em dúvida também o alinhamento desta alternativa ao desenvolvimento sustentável do país [85].

Desde o início dos anos 2.000, a participação da fonte hidráulica na matriz elétrica vem caindo gradativamente, porém se mantendo limpa e renovável, dada que as renováveis vem crescendo rapidamente em participação na matriz, alternando o comportamento e os grandes fluxos de energia pelo Sistema Interligado Nacional (SIN) [84]. Espera-se que o Brasil adicione mais de 70 GW de nova capacidade renovável até 2027, sendo constituída em sua grande maioria, por energia solar fotovoltaica e eólica [86].

Especificamente em relação a geração eólica e solar, tem-se um incremento da participação na matriz de energia elétrica do SIN de 16,97% para 26,88% até 2027, o que representa um aumento de mais 18 GW de potência até 2027, como pode ser visto pela Figura 2.

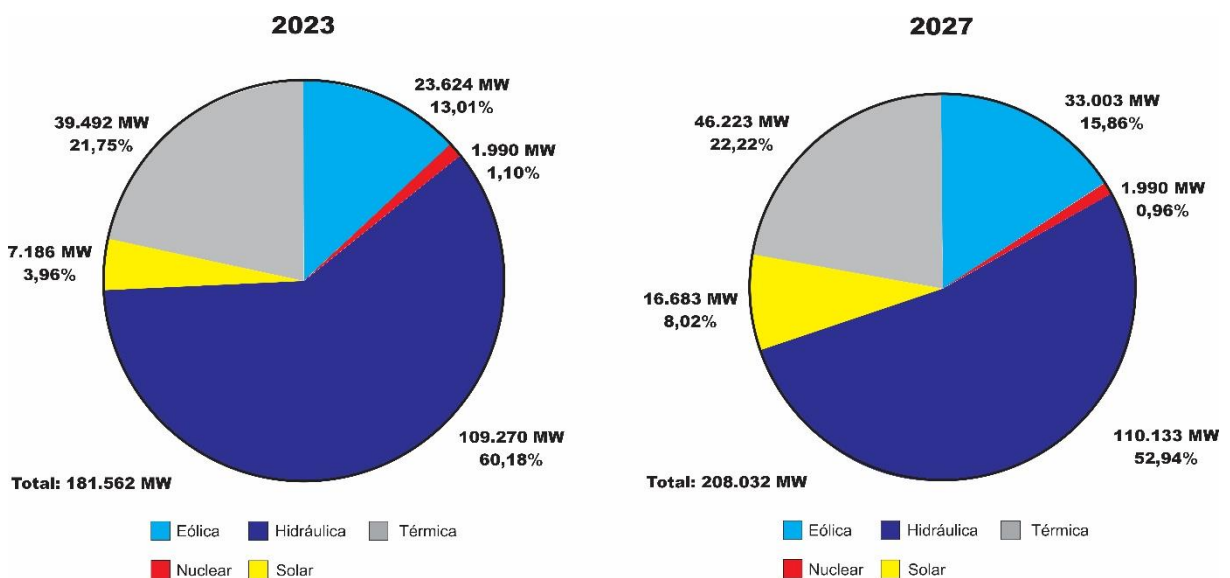


Figura 2 - Evolução da Capacidade instalada no SIN: 2023 e 2027

Fonte: Adaptado de ONS [84]

Com a maior penetração de renováveis provenientes de geração eólica e solar na matriz elétrica brasileira, é fundamental a coordenação da entrada em operação dessas novas fontes tanto no sistema de transmissão, quanto no sistema de distribuição [87]. Para isso, é necessário prover recursos que permitam assegurar a qualidade e a confiabilidade desejadas para o atendimento ao consumidor de energia elétrica, frente a variabilidade de carga originária da geração de eletricidade por essas fontes.

Com o aumento exponencial da penetração da Micro e Minigeração Distribuída (MMGD), a forma como a geração distribuída interage com os sistemas de distribuição irá mudar substancialmente. Assim, cada vez mais é necessário analisar os potenciais impactos da MMGD na estabilidade e operação da rede da distribuidora como um todo. As redes elétricas inteligentes ou *Smart Grids* se utilizam de tecnologias modernas de informação e de controle, que visam gerenciar de forma mais eficiente os fluxos bidirecionais de energia e de comunicação. A solução facilita a integração da energia produzida a partir de fontes intermitentes, por meio do gerenciamento da GD. Assim, o sistema elétrico passará por mudanças significativas provenientes da integração com as infraestruturas de Tecnologias da Informação e Comunicações (TICs), também devendo estar preparado para o aumento significativo das fontes de geração distribuída [88].

Com o aumento da GD, o perfil dos consumidores tem se modificado. Neste contexto, as *Smart Grids* são projetadas para deslocar o consumo para fora do horário de pico de modo a maximizar a utilização da geração própria, principalmente a fotovoltaica, que ocorre antes deste horário e diminuir a injeção de energia na rede [88].

No cenário brasileiro, a principal fonte de GD é a solar fotovoltaica. Por essa razão, a grande maioria das políticas de incentivo e os modelos de compensação estão principalmente relacionados a essa modalidade de geração de energia. Considerando apenas a energia FV distribuída para o setor residencial, no ano de 2022 a potência instalada no Brasil foi de 5,14 GW, com uma previsão de que essa fonte alcance a marca de 16,47 GW de potência instalada para o ano de 2032 [89].

A seguir, são destacadas as principais políticas de incentivo às energias renováveis FV implementadas no Brasil, que teve como consequência o crescimento da dessa modalidade de geração energia no país.

2.2.1 Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios (PRODEEM)

O Decreto nº 2.793 [90] criou o Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios (PRODEEM) instituído em 1994, com o objetivo de instalar 20 GW de capacidade de geração de eletricidade verde em escolas, centros de saúde, comunidades dispersas e sistemas de bombeamento de água.

O PRODEEM foi uma política com a finalidade de levar energia elétrica em regiões com dificuldade de abastecimento de energia, com foco na instalação de sistemas FV. Essas regiões, na maioria das vezes eram municípios afastados e áreas rurais, passíveis de instalação de placas solares FV, PCH e minigeradores eólicos. Não era intuito do programa levar energia elétrica para residências, mas sim para escolas, centros de saúde e outras instalações da comunidade. De acordo com o Ministério de Minas e Energia (MME) [91], entre 1996 e 2002, o programa instalou 6.000 sistemas FV, sendo a maioria deles projetos autônomos não conectados à rede de distribuição.

Devido à sua pequena magnitude (apenas 5 MW em potência FV instalada), o programa não pode ser considerado uma política chave para promoção de fontes alternativas no Brasil. A importância do programa reside no fato de que ele foi a única política pública de incentivo à energia solar FV no Brasil. No entanto, o processo de desenvolvimento do PRODEEM foi marcado por vários problemas detectados pelo Tribunal de Contas da União (TCU), o qual recomendou uma reestruturação completa do programa e determinou a implantação de um controle patrimonial adequado [91]. Através de uma amostra aleatória entre os municípios beneficiados, somente 23,4% dos sistemas FV estavam instalados e funcionando adequadamente e 45,7% foram classificados como inexistentes, o que demonstra a deficiência inclusive no controle patrimonial dos equipamentos, pois parte dos classificados como inexistentes podem ter sido extraviados e parte instalados, funcionando ou não, em outros locais não identificados no controle do programa [91]. Em 2003, o PRODEEM foi substituído pelo Programa Luz para Todos, com a finalidade de melhorar o sistema de eletrificação rural.

2.2.2 Programa Luz Para Todos

Instituído pelo Decreto nº 4.873 [92], em novembro de 2003, o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica, Luz para Todos (LPT), visou atender a parcela da população do meio rural brasileiro que ainda não tinha acesso a esse serviço

público. Inicialmente, o LPT tinha a previsão de ser finalizado até o ano de 2008. Entretanto, durante sua execução, os agentes envolvidos encontraram um número maior de famílias não atendidas com energia elétrica, vivendo em áreas distantes, o que dificultava cada vez mais a execução das obras. Foram priorizadas obras para o atendimento a famílias de baixa renda inscritas no Cadastro Único de Programas Sociais do Governo Federal, famílias beneficiárias de programas de governo que tinham por objeto o desenvolvimento social e econômico, assentamentos rurais e comunidades indígenas, quilombolas, bem como as localizadas em reservas extrativistas ou em áreas de empreendimentos de geração ou transmissão de energia elétrica, cuja responsabilidade não era da distribuidora de energia local. Também foram incluídos no programa escolas, postos de saúde e poços de água comunitários.

Ainda no âmbito do Programa LPT foram identificadas diversas situações em que o atendimento estava condicionado à execução de projetos com características especiais, uma vez que as comunidades têm baixa densidade populacional e estão distantes das redes de distribuição de energia elétrica. Além disso, existem problemas de acesso a esses locais, o que dificulta, principalmente, o transporte de materiais e equipamentos para a realização de obras para a geração de energia elétrica. Em 2009, o MME instituiu uma primeira iniciativa no âmbito do LPT, visando propiciar condições especiais para o atendimento dessa demanda. Por meio da Portaria nº 60 [93], foram instituídos os chamados Projetos Especiais para eletrificação rural das comunidades de forma sustentável, priorizando a utilização de fontes renováveis de energia.

Como desdobramento dessa iniciativa, em julho de 2015, por meio do Decreto nº 8.493 [94], foram estabelecidas as condições para o atendimento às Regiões Remotas dos Sistemas Isolados, principalmente nas regiões Norte e Nordeste do Brasil, com critérios técnicos e financeiros específicos para o atendimento por meio de geração de energia elétrica descentralizada. Nesses casos, seriam priorizadas fontes renováveis compatíveis com a realidade local, mitigando o impacto ambiental. Segundo dados do MME [95], desde 2004, foram realizadas cerca de 10 milhões de ligações no âmbito do Programa LPT, beneficiando mais de 16,5 milhões de pessoas no meio rural brasileiro. Para o atendimento dessas unidades consumidoras, foi necessária a execução de projetos contemplando a construção de redes de distribuição de energia elétrica e subestações, além da implantação de postes e a instalação de transformadores, equipamentos e sistemas FV. Adicionalmente, a Eletrobrás atuou junto ao Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), com o intuito de realizar ensaios de sistemas fotovoltaicos domiciliares, devido à dificuldade de atendimento às localidades

remotas por meio de redes elétricas convencionais. Nesses casos, não justificava o uso de redes de distribuição convencionais, visto que exigiria a construção de grandes extensões de rede, com travessias em rios e supressão de mata [96].

Os projetos-piloto desenvolvidos no âmbito do LPT tiveram como objetivo fomentar o conhecimento nas concessionárias sobre planejamento, projeto, operação e manutenção de sistemas de geração de energia por meio de fontes renováveis. Devido ao grande potencial de geração solar nas regiões Norte e Nordeste e à experiência adquirida com os Projetos Especiais, a tecnologia FV apresenta grande competitividade e desponta como a principal opção para o atendimento a comunidades remotas. Trata-se de uma solução tecnicamente confiável e ambientalmente satisfatória, principalmente se comparada a outras alternativas energéticas.

2.3 Resolução Normativa 482/2012 (REN 482/2012) e seus desdobramentos

A Resolução Normativa nº 482 de 2012 (REN 482/2012) [97] da ANEEL criou o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), permitindo aos consumidores cativos gerar sua própria energia por meio de sistemas de micro ou minigeração distribuída a partir de FERs e receber créditos de energia equivalentes na conta de luz no final do mês. Na falta de uma legislação específica, a ANEEL regulou tal atividade, instituída quando ainda praticamente inexistia esse tipo de geração de energia no Brasil.

Através do SCEE, a energia injetada por uma unidade consumidora é cedida, por meio de empréstimo gratuito à concessionária local e, posteriormente, compensada com o consumo de energia elétrica ativa, em quilowatt-hora (kWh), dessa mesma unidade consumidora ou de outras unidades consumidoras de mesma titularidade na qual os créditos foram gerados. Neste último caso, caracterizado como autoconsumo remoto, o excedente de energia que não tenha sido primeiramente compensado na unidade consumidora do titular, pode ser utilizado para compensar o consumo de outras unidades consumidoras, sendo que o titular dos créditos deve definir o percentual que cada unidade consumidora participante do SCEE irá receber os créditos remanescentes. Encerrada a compensação de energia dentro do mesmo ciclo de faturamento, os créditos remanescentes devem permanecer na unidade consumidora a que foram destinados. Inicialmente, a REN 482/2012 estabeleceu que os créditos de energia ativa gerados por meio do SCEE seriam válidos por 36 meses após a data do faturamento, e, não fazendo jus o consumidor a qualquer forma de compensação após o vencimento, os créditos seriam revertidos em prol da modicidade tarifária.

A REN 482/2012 define que a micro e a minigeração distribuídas consistem na produção de energia elétrica provenientes de pequenas centrais geradoras, conectadas à rede de distribuição por meio de unidades consumidoras. A microgeração distribuída era constituída por central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW e a minigeração distribuída era estabelecida por central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW para fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada¹. Ressalta-se que é proibida a divisão de uma central geradora em unidades de menor porte para se enquadrar nos limites de potência para micro ou minigeração distribuída, devendo a concessionária solicitar a readequação da instalação e, caso não atendido, negar a adesão ao SCEE.

Pela REN 482/2012, as concessionárias tinham um prazo de 82 dias para aprovar o sistema FV da unidade consumidora junto à concessionária, utilizando como referência os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica do Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, as normas técnicas brasileiras e, de forma complementar, as normas internacionais.

Em novembro de 2015, a REN 482/2012 foi alterada pela REN 687/2015 [98], que introduziu o conceito de Empreendimento com Múltiplas Unidades Consumidoras (EMUCs) e de geração compartilhada. Os EMUCs são caracterizados pela utilização da energia elétrica de forma independente, na qual cada fração com uso individualizado constitua uma unidade consumidora e as instalações para atendimento das áreas de uso comum constituam uma unidade consumidora distinta, de responsabilidade do condomínio, com micro ou minigeração distribuída, e desde que as unidades consumidoras estejam localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, sendo vedada a utilização de vias públicas, de passagem aérea ou subterrânea e de propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento. A geração compartilhada é formada pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada. Para o caso de autoconsumo remoto e geração compartilhada, a energia excedente é calculada pela diferença positiva entre a energia injetada e a energia consumida. Para as EMUCs, a energia gerada pela central geradora é considerada em sua totalidade como energia injetada. Isso ocorre porque, se fosse considerada como energia injetada somente

¹ Processo de produção de energia combinada de calor e energia mecânica, convertida total ou parcialmente em energia elétrica, a partir da energia disponibilizada por uma fonte primária e que atenda aos requisitos de eficiência [173].

aquela que sobra após o abatimento do consumo da área comum, caso o consumo do condomínio fosse alto, não sobraria injeção para ser compartilhada com os condôminos.

Para fins de compensação dos créditos, a REN 687/2015 alterou a validade dos créditos cedidos à concessionária, passando de 36 meses para um período de 60 meses após a data do faturamento. Nos casos de créditos de energia existentes no momento do encerramento da relação contratual de uma unidade consumidora do titular com a concessionária, estes deveriam ser contabilizados pela distribuidora em nome do titular da respectiva unidade consumidora pelo prazo máximo de 60 meses após a data do faturamento, exceto se houver outra unidade consumidora sob a mesma titularidade e na mesma área de concessão, sendo permitida, nesse caso, a transferência dos créditos restantes. A cobrança das bandeiras tarifárias deve ser efetuada sobre o consumo de energia elétrica ativa a ser faturado.

A REN 687/2015 também alterou os limites de potência da micro e minigeração distribuída, sendo que aquela passou a considerar potência instalada menor ou igual a 75 kW para fontes renováveis de energia elétrica. Já na minigeração distribuída, a potência instalada passou ser superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

A REN 687/2015 ainda alterou o prazo para aprovação do sistema fotovoltaico da unidade consumidora junto à concessionária. Para unidades consumidoras com microgeração distribuída, o prazo para a aprovação passou a ser de 34 dias, e para a minigeração distribuída, o prazo passou a ser de 49 dias.

A REN 687/2015 também redefiniu que os custos de eventuais melhorias ou reforços no sistema de distribuição em função exclusivamente da conexão de microgeração distribuída não devem fazer parte do cálculo da participação financeira do consumidor, sendo integralmente arcados pela distribuidora, exceto nos casos de minigeração e de geração compartilhada.

Em 2017, fruto de revisão extraordinária, a norma passou novamente por alterações, através da REN 786/2017 [99]. Um dos principais tópicos que a REN 786/2017 estabeleceu foi a proibição da migração de centrais geradoras que já tenham sido objeto de registro para a micro ou minigeração distribuída, para se enquadrar no SCEE. Basicamente, quando há uma migração de usinas que já estavam gerando energia para o SCEE, não há a adição de nova capacidade instalada à matriz energética brasileira, por isso a REN 786/2017 vedou esse

enquadramento. Outra modificação feita pela REN 786/2017 foi o aumento do limite da potência instalada da minigeração de todas as fontes para 5 MW. A intenção da ANEEL com essa alteração era conseguir igualar todas as fontes energéticas. A Tabela 1 mostra, de forma resumida, a evolução da REN 482/2012.

Tabela 1 - Evolução da REN 482/2012

	Potência	Fontes	Modalidades	Validade dos Créditos	Prazo para Aprovação	Migração
REN 482	Micro: até 100 kW; Mini: até 1 MW	Hidráulica, solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada	Junto à carga e autoconsumo remoto	36 meses	82 dias	Não versa a respeito
REN 687	Micro: até 75 kW; Mini: até 5 MW; Hidro: até 3 MW	Hidráulica, solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada	Junto à carga, autoconsumo remoto, geração compartilhada e EMUCs	60 meses	Micro: 34 dias; Mini: 49 dias	Não versa a respeito
REN 786	Micro: até 75 kW; Mini: até 5 MW	Hidráulica, solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada	Junto à carga, autoconsumo remoto, geração compartilhada e EMUCs	60 meses	Micro: 34 dias; Mini: 49 dias	Proibida a migração de unidades já existentes para o SCEE

Fonte: Autoria própria

A atratividade da GD também depende, além dos aspectos técnicos e regulatórios para a realização de conexões, do retorno financeiro do investimento. Logo, para ser realizada uma análise mais precisa, torna-se necessário entender um dos principais fatores que impactam no aspecto financeiro desse tipo de empreendimento: a tarifa de energia elétrica.

2.4 Componentes da tarifa de energia elétrica

Simplificadamente, a tarifa de energia elétrica pode ser dividida em dois blocos. Os custos classificados como não controláveis ou gerenciáveis pela distribuidora, denominados como Parcela A, que englobam custos referentes à transmissão, geração e encargos setoriais; e os custos que podem ser controlados ou gerenciados pela distribuidora, denominados como Parcela B, que incluem custos operacionais e investimentos na rede elétrica [100]. A distinção entre essas duas parcelas serve de base para os reajustes tarifários gerenciados pela ANEEL, tal que cada uma das parcelas é reajustada de acordo com critérios distintos, onde, por exemplo, a Parcela B é reajustada com influência de índices de qualidade do serviço avaliados pela agência, visando incentivar a eficiência dos serviços prestados pelas distribuidoras.

De maneira geral, pode-se detalhar a tarifa como composição de dois grupos tarifários: a Tarifa de Energia (TE) e a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). A Figura 3 ilustra a composição da TE.

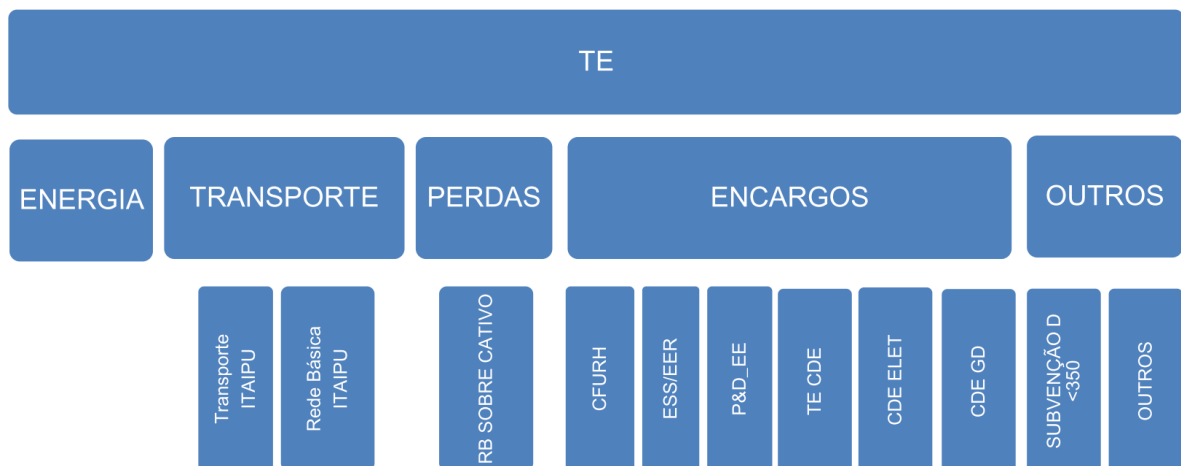


Figura 3 - Custos e componentes tarifários da TE

Fonte: REN nº 1.060 [101]

A TE Energia é a parcela da TE que recupera os custos pela compra de energia elétrica para revenda ao consumidor, incluindo: compra nos leilões do Ambiente de Contratação Regulada - ACR; quota de Itaipu; geração própria; aquisição do atual agente supridor; compra de geração distribuída. A TE Transporte refere-se à parcela da TE que remunera os custos de transmissão de energia referentes ao transporte de Itaipu e à Rede Básica de Itaipu. A TE perdas corresponde a parcela da TE que recupera os custos com perdas na Rede Básica devido ao mercado de referência de energia. E a TE Encargos, compreende encargos setoriais a Encargos de Serviços do Sistema (ESS) e Encargo de Energia de Reserva (EER); Pesquisa e

Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D_EE); Contribuição sobre Uso de Recursos Hídricos (CFURH); Quota da Conta de Desenvolvimento Energético associada aos Empréstimos da Conta COVID e Conta Escassez Hídrica (TE CDE); Quota da Conta de Desenvolvimento Energético para modicidade tarifária resultado da desestatização da Eletrobras (CDE ELET); Quota da Conta de Desenvolvimento Energético associado ao benefício tarifário do sistema de compensação da geração distribuída (CDE GD). TE OUTROS refere-se a parcela da TE referente a Subvenção D < 350 e outros encargos [101].

A composição da TUSD pode ser vista na Figura 4.

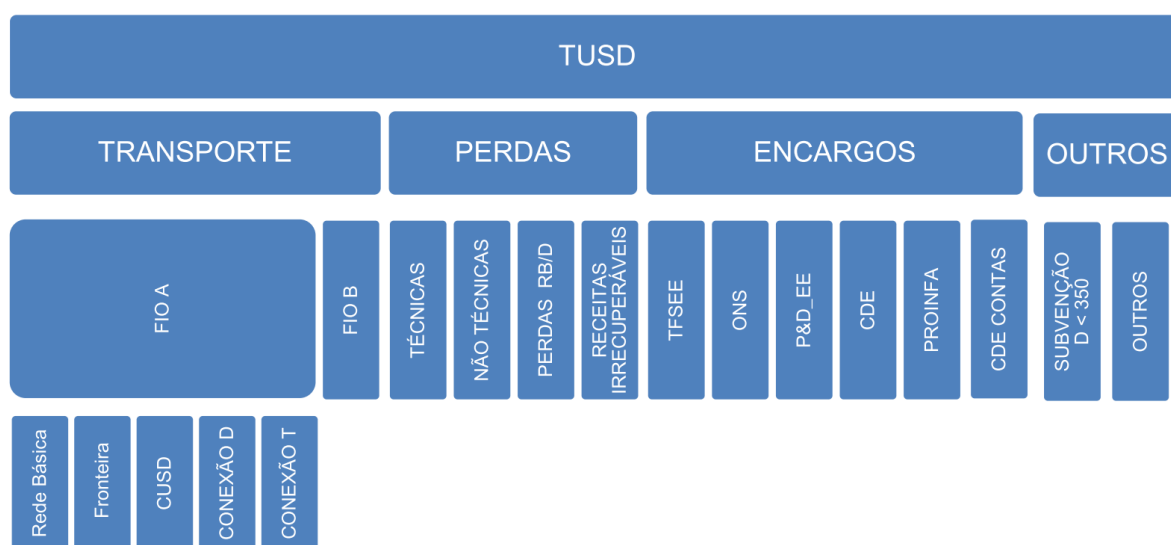


Figura 4 - Custos e Componentes Tarifários da TUSD

Fonte: REN nº 1.060 [101]

A TUSD Transporte refere-se aos custos de transporte por agentes exteriores às distribuidoras. A TUSD Fio A compreende o uso dos sistemas de transmissão da Rede Básica, o uso dos transformadores de potência da Rede Básica com tensão inferior a 230 kV e das DIT compartilhadas; o uso dos sistemas de distribuição de outras distribuidoras; e conexão às instalações de transmissão ou de distribuição. A TUSD FIO B é formada por custos regulatórios e pelo uso de ativos de propriedade da própria distribuidora, os quais compõem a Parcela B da tarifa, que compreende ao custo anual dos ativos (CAA) e ao custo de administração, operação e manutenção (CAOM) [101].

A TUSD Perdas recupera custos regulatórios a perdas técnicas do sistema da distribuidora (perdas regulatórias); perdas não técnicas; perdas na rede básica devido às perdas regulatórias da distribuidora; e receitas irrecuperáveis. A TUSD ENCARGOS refere-se a parcela da TUSD que recupera os custos com Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência

Energética (P&D_EE); Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE); Contribuição para o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS); Quota da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE); Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA); e Quota da Conta de Desenvolvimento Energético associada aos Empréstimos da Conta COVID e Conta Escassez Hídrica (CDE CONTAS). TUSD OUTROS corresponde a encargos da parcela da TUSD referente Subvenção D < 350; e outros custos associados à TUSD [101].

Os custos de eventuais ampliações ou reforços no sistema de distribuição em função exclusivamente da conexão de micro ou minigeração distribuída participante do SCEE não deveriam fazer parte do cálculo da participação financeira do consumidor, sendo integralmente arcados pela concessionária. A adesão a este sistema de compensação não se aplica aos consumidores livres ou especiais. A concessionária não pode incluir os consumidores no SCEE quando for detectado, no documento que comprova a posse ou propriedade do imóvel onde se encontra instalada a micro ou minigeração distribuída, que o consumidor tenha alugado ou arrendado terrenos, lotes e propriedades em condições nas quais o valor do aluguel ou do arrendamento se dê em reais por unidade de energia elétrica.

A tarifa de energia elétrica a ser cobrada do prosumidor deverá ser, no mínimo, o valor referente ao custo de disponibilidade para o consumidor do grupo B, ou da demanda contratada para o consumidor do grupo A. O consumo de energia elétrica ativa a ser faturado é a diferença entre a energia consumida e a injetada, por posto tarifário, quando for o caso, devendo a distribuidora utilizar o excedente que não tenha sido compensado no ciclo de faturamento corrente para abater o consumo medido em meses subsequentes.

Tanto no Brasil quanto em diversos países do mundo há um debate sobre a forma ideal de estruturar a operação, o modelo de negócios e o ambiente regulatório em relação à geração de energia distribuída. O modelo de compensação integral, em conjunto com o uso de tarifas monômias a longo prazo pode trazer problemas para o equilíbrio das tarifas de energia elétrica. Neste contexto, a REN 687/2015 determinou que a ANEEL revisasse as regras em 2019 [98][102].

A origem da discussão era que não havia uma quantificação do real impacto da geração distribuída. De um lado, as concessionárias alegavam que o SCEE não é sustentável e não possibilitava a adequada remuneração pelo uso da rede de distribuição, pois o abatimento integral do consumo, e conseqüentemente, a incidência das componentes tarifárias somente sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede não iriam cobrir seus

custos fixos, provocando a transferência desses custos para os consumidores que não possuíam geração distribuída e que dependiam exclusivamente da energia fornecida pela rede. De outro, empresas do setor e prosumidores argumentavam que os benefícios da geração distribuída à sociedade e ao meio ambiente eram superiores aos eventuais custos.

Em 2018 a ANEEL iniciou o processo de revisão das regras aplicadas aos sistemas de micro e minigeração distribuída, através da realização de estudos, consultas e audiências públicas. Houve diversas contribuições de empresas e associações do setor, universidades, fabricantes de equipamentos e concessionárias de energia elétrica. No mesmo ano, foi publicado o Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 0004/2018 (AIR 0004/2018) [103], em que foram avaliadas seis alternativas para o SCEE, resumidas na Tabela 2, com a respectiva redução média na tarifa de remuneração para os prosumidores do grupo B, desconsiderando os tributos. Esse valor representava a porcentagem da tarifa que o prosumidor pagaria da energia compensada.

Tabela 2 - Alternativas para a regra de remuneração aos prosumidores

Alternativa	Descrição	Redução média na tarifa de remuneração
Alternativa 0	Corresponde ao modelo atual, com a remuneração sendo a tarifa de varejo sem a cobrança da TUSD e demais encargos	0%
Alternativa 1	Inclusão da cobrança do componente <i>Fio B</i> da TUSD. Esse componente corresponde ao custo do serviço prestado pela concessionária de distribuição	28%
Alternativa 2	Cobranças dos componentes <i>Fio A</i> e <i>Fio B</i> da TUSD. A cobrança da TUSD <i>Fio A</i> inserida nesta alternativa, se refere ao custo do serviço de transmissão de energia elétrica na rede por parte de terceiros	34%
Alternativa 3	Cobrança do <i>Fio A</i> , <i>Fio B</i> e dos encargos sobre serviços do sistema. São encargos relacionados ao serviço de distribuição e transmissão	42%
Alternativa 4	Cobrança do <i>Fio A</i> , <i>Fio B</i> , encargos sobre os serviços do sistema e encargos sobre o consumo. Os encargos referentes às perdas técnicas e não técnicas e, custos de comercialização	50%
Alternativa 5	Incide a cobrança de todos os componentes da TUSD, além dos demais encargos cobrados sobre a tarifa de varejo	62%

Fonte: Adaptado de ANEEL [103]

A motivação para a AIR 0004/2018 seria discutir sobre a necessidade de cobrar os encargos referentes à Tarifa de Energia (TE) e à Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), visto que a não incidência desses encargos sobre a remuneração dos prosumidores transferiram os custos aos usuários que não possuíam GD, através do aumento da tarifa de energia elétrica. A AIR incluía as fontes FV, eólica, PCHs e biomassa/biogás. Dentre elas, a solar FV, que correspondia a cerca de 95% de potência de GD instalada no Brasil [104]. Porém existia a preocupação de que a cobrança dos encargos pudesse representar um retrocesso ao crescimento da GD.

O estudo concluiu que não seria sustentável manter o modelo de compensação vigente de maneira indefinida, e a alteração para a Alternativa 1 seria suficiente para cobrir os custos das concessionárias, os quais poderiam crescer de forma exponencial a partir de um determinado nível de penetração da GD. Adicionalmente, a análise sugeriu manter a Alternativa 0 no caso da microgeração local até que a potência instalada chegasse a 3,36 GW divididos por distribuidora de maneira proporcional, o que aconteceria, conforme a estimativa da época, em 2025 [103].

Porém, no ano seguinte foi publicada a AIR nº 003/2019, que desconsiderou diversos benefícios potenciais, como o alívio na carga da rede devido ao autoconsumo, redução de perdas, geração de empregos, diminuição da emissão de gases de efeito estufa, poluição do ar e de uso do solo. Assim, foi determinada a aplicação da Alternativa 2 por um período de transição, e posteriormente, a Alternativa 5 quando atingida a potência instalada adicional de 4,7 GW. Para sistemas existentes, a regra atual seria mantida somente até 2030 [103].

Para a geração remota foi proposta uma alteração imediata para a Alternativa 5, o que inviabilizaria qualquer investimento na modalidade e provocaria uma estagnação no número de instalações [103]. Esta publicação gerou uma série de ações judiciais, e o processo de revisão foi interrompido. Em 2020, com a pandemia causada pelo COVID-19, o processo de revisão da REN 482/2012 foi postergado pela ANEEL. Em dezembro do mesmo ano, foi apresentado na câmara dos deputados o Projeto de Lei nº 5.829/2019 (PL 5.829/2019) [105], com a finalidade de instituir o marco legal da mini e microgeração distribuída no Brasil. O PL 5.829/2019 foi aprovado pelo congresso nacional e sancionado pelo Presidente da República em janeiro de 2022 na Lei nº 14.300.

2.5 Lei 14.300/2022

Em janeiro de 2022 foi publicada a Lei nº 14.300/2022, que instituiu o marco legal da micro e minigeração distribuída. O texto utilizou como base a REN 482/2012, porém, inseriu novos termos, alterou o limite de potência para minigeração, estabeleceu regras de transição para o SCEE e o Programa de Energia Renovável Social (PERS) [18].

Uma das novidades é a citação aos sistemas híbridos, ou seja, que utilizam mais de uma fonte de energia, e aos que possuem algum sistema de armazenamento de energia, como baterias, e estão conectados à rede. Segundo o texto, as concessionárias deverão atender às solicitações de acesso de unidades consumidoras, independentemente da quantidade de fontes e existência de armazenamento de energia. Até então, estas possibilidades não estavam regulamentadas, e eram analisadas caso a caso. Adicionalmente, os sistemas fotovoltaicos com baterias passaram a ser classificados como fonte despachável, desde que sejam capazes de armazenar pelo menos 20% da capacidade de geração da unidade e tenham potência instalada de até 3 MW.

A lei também determinou que o excedente de energia elétrica não compensado por unidade participante do SCEE poderá ser vendido para a distribuidora à qual a central geradora está conectada, com o objetivo de melhorar a eficiência, a capacidade e a postergação de investimentos em redes de distribuição, além da redução do custo da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), devido à redução da necessidade de acionamento de termelétricas nas redes isoladas do SIN. A ANEEL regulamentará posteriormente a contratação desse serviço, que será realizada por meio de chamada pública.

2.5.1.1 Período de transição

A fim de evitar que uma mudança abrupta prejudicasse a expansão da oferta de energia e o mercado de geração distribuída, a lei propôs um período de transição, com regras que variam de acordo com a data da solicitação de acesso, a modalidade e o porte da geração. Para unidades existentes ou que solicitarem acesso em até 12 meses da publicação da lei, a regra vigente compensa integralmente todas as componentes tarifárias até 31 de dezembro de 2045.

Para unidades de geração distribuída com potência instalada de até 500 kW e que solicitarem acesso entre o 13º e o 18º mês após a publicação da lei, haverá incidência parcial da componente tarifária TUSD Fio B sobre toda a energia elétrica ativa consumida da rede,

mesmo que seja compensada, nos seguintes percentuais: 15% a partir de 2023; 30% a partir de 2024; 45% a partir de 2025; 60% a partir de 2026; 75% a partir de 2027; 90% a partir de 2028 e 90% a partir de 2029, sendo aplicada a nova regra a partir de 2031.

Após o período de transição, nesse caso a partir de 2031, será aplicada uma nova regra tarifária a ser definida pelo Conselho Nacional de Pesquisa Energética (CNPE), juntamente com a ANEEL. Para solicitações de acesso feitas após o 18º mês, a fase de transição se encerra em 2028, sendo aplicada a nova regra a partir de 2029.

Para as unidades de minigeração distribuída acima de 500 kW que utilizam fontes não despacháveis na modalidade autoconsumo remoto ou geração compartilhada em que um único titular detenha 25% ou mais de participação, haverá uma regra de transição diferente, sendo aplicado a partir do ano de 2023, compensando: 100% da componente tarifária TUSD Fio B; 40% da componente tarifária TUSD Fio A; 100% dos encargos Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), Eficiência Energética (EE) e Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE). A partir de 2029 uma nova regra será definida para essas unidades consumidoras. A Figura 5 ilustra, de forma resumida, este período de transição.

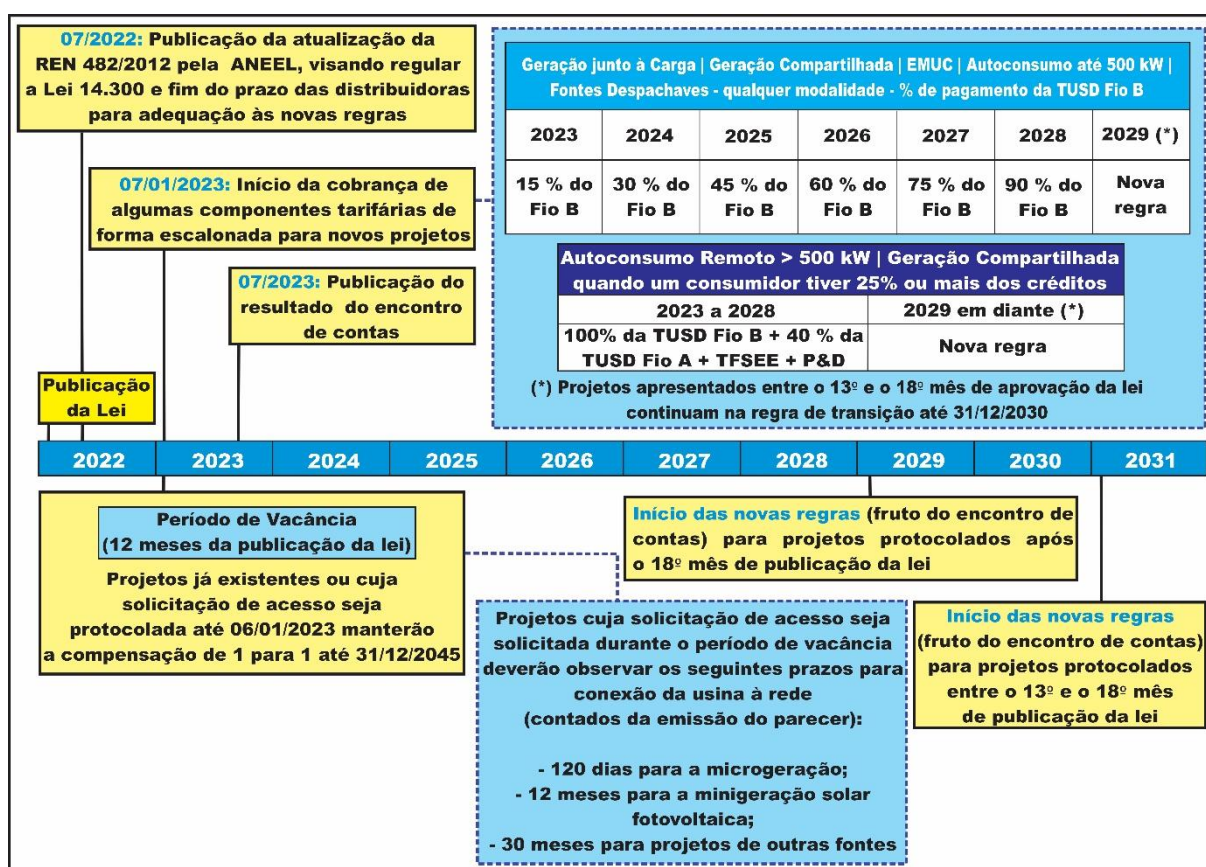


Figura 5 - Período de transição para micro e mini GD estabelecido pela Lei 14.300

Fonte: Adaptado de Rubim et al. [106]

Em caso de aumento da potência instalada de uma unidade já existente, somente a energia gerada pela parcela ampliada segue as regras vigentes no momento da nova instalação, enquanto a parcela em operação se mantém na regra original. Para isso, será necessário instalar dois medidores: um para mensurar a energia gerada pela parcela em operação, e outro para mensurar a energia elétrica gerada pelos novos painéis instalados após a regra original. Há também a possibilidade de troca de titularidade sem perda dos benefícios.

Durante o período de transição, a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) custeará eventuais perdas decorrentes das componentes tarifárias não remuneradas pelos consumidores que tenham GD. Após a transição, as unidades participantes do SCEE ficarão sujeitas a regras tarifárias estabelecidas pela ANEEL. Serão faturadas pela incidência, sobre a energia elétrica ativa consumida da rede de distribuição, todas as componentes tarifárias não associadas ao custo da energia, devendo ser abatidos todos os benefícios do sistema elétrico proporcionados pela micro e minigeração distribuída.

A valoração dos custos e benefícios caberá ao CNPE em um prazo de seis meses após a publicação da lei, por meio de consultas à sociedade, associações e entidades representativas, empresas e agentes do setor elétrico, considerando todos os efeitos, por área de concessão, para a geração, transmissão, distribuição, perdas elétricas e sinal locacional proporcionados pela GD. Em seguida, a ANEEL terá um prazo de 18 meses, também contado a partir da publicação da lei, para estabelecer os cálculos no abatimento da TUSD Fio B na tarifa do prosumidor a partir de 2029. O resultado destes cálculos vai orientar a forma como os créditos de energia dos sistemas que não tiverem direito adquirido serão valorados a partir de 2029 ou de 2031.

2.5.1.2 Tarifa mínima

Para consumidores do grupo A, no estabelecimento do custo de transporte, deve ser aplicada a tarifa correspondente à forma de uso do sistema de distribuição pela unidade com micro ou minigeração distribuída. Ou seja, as unidades geradoras na modalidade remota ou geração compartilhada, sem consumo local, passarão a pagar a TUSD aplicada às unidades geradoras (TUSDg)², enquanto as demais modalidades continuam pagando a demanda

² A TUSDg (TUSD geração) é uma tarifa paga por centrais geradoras não participantes do SCEE, e varia para cada distribuidora. É calculada de acordo com metodologias específicas aplicadas a cada subgrupo tarifário, definidas na REN 349/2009 [174] e no Submódulo 7.4 do PRORET [175]. Geralmente tem valor menor que a TUSDc (TUSD carga) aplicada aos consumidores. Uma vez que as usinas participantes do SCEE fazem uso da rede para somente para injetar, ficaria, assim, estabelecida a sua forma de tarifação pela TUSDg.

contratada. Essa regra será aplicada também para as unidades já existentes, após a revisão tarifária subsequente à aprovação da lei [107].

Já para os consumidores do grupo B, foi mantida a cobrança do custo de disponibilidade nos valores em kWh já estabelecidos, porém a forma de aplicação foi alterada. Para unidades existentes ou que solicitarem acesso em até 12 meses da publicação da lei, a compensação da energia injetada ou do crédito de energia serão utilizados somente até o limite em que o valor faturado da unidade consumidora se iguale ao custo de disponibilidade estabelecido na regulamentação. Ou seja, o valor correspondente ao custo de disponibilidade é subtraído do consumo antes do cálculo dos créditos, e dessa forma, deixa de ser cobrado em “duplicidade”, em kWh e em moeda corrente. Por exemplo, um consumidor de uma instalação trifásica que gerou 300 kWh e consumiu 250 kWh é faturado no valor equivalente ao custo de disponibilidade, de 100 kWh, e acumula 50 kWh de crédito. Nestas mesmas condições, de acordo com a Lei 14.300/2022, o valor faturado se mantém equivalente a 100 kWh, porém serão acumulados 150 kWh de créditos.

Para os consumidores que solicitarem acesso depois de 12 meses da publicação da lei, e para todos os participantes do SCEE após o período de transição, aplica-se uma regra diferente. É pago apenas a diferença entre o consumo da rede, desconsiderada a compensação, e o custo de disponibilidade. Dessa forma, se o consumo mensal for maior ou igual tal valor, não haverá cobrança do custo de disponibilidade. Retomando o exemplo apresentado anteriormente, não haverá cobrança do custo de disponibilidade, pois o valor consumido da rede é superior a 100 kWh, e serão acumulados 50 kWh de crédito. Então, no faturamento dessa unidade, incide somente a componente tarifária TUSD Fio B sobre a energia consumida da rede e respectivos tributos. Na hipótese de consumo ser inferior ao custo de disponibilidade, de 80 kWh por exemplo, haveria uma cobrança adicional de 20 kWh, totalizando 100 kWh com incidência da TUSD Fio B.

No caso de um prosumidor com potência instalada de até 1,2 kW, com compensação no mesmo local da geração, haverá um desconto adicional de 50% em relação ao custo de disponibilidade aplicável aos demais consumidores equivalentes, conforme regulação da ANEEL.

2.5.1.3 Mudanças adicionais

Em relação a minigeração, o limite superior para classificação na modalidade foi modificado. A nova regra mantém a faixa de potência instalada entre 75 kW e 5 MW somente

para as fontes despacháveis, e passa a limitar a 3 MW para as fontes não despacháveis. As concessionárias possuem um prazo de 180 dias para adequar os seus sistemas e procedimentos e passarem a aplicar todas as inovações trazidas pela lei.

Os interessados em implantar projetos de minigeração individual nas modalidades de geração local ou remota e com potência instalada superior a 500 kW devem apresentar uma garantia de fiel cumprimento na solicitação de acesso, regulamentados pela ANEEL, correspondente a 2,5% do valor do investimento para centrais geradoras com potência instalada entre 500 kW e 1.000 kW ou 5% do valor do investimento para centrais geradoras com potência maior ou igual a 1.000 kW.

O prosumidor titular da unidade consumidora onde se encontra instalada a microgeração ou minigeração distribuída pode solicitar a alteração dos percentuais, a ordem de prioridade de utilização dos excedentes de energia elétrica ou realocar os excedentes para outra unidade consumidora, perante a concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica, a qual terá até 30 dias para operacionalizar o procedimento.

Por fim, na publicação da lei foi instituído o Programa de Energia Renovável Social (PERS), destinado a instalação de sistemas FV e de outras fontes renováveis, na modalidade local ou remota compartilhada, aos consumidores da subclasse Residencial Baixa Renda. Esse programa tem o objetivo de reduzir o subsídio da Tarifa Social de Energia Elétrica dos participantes. Assim, o consumidor passará a ser faturado como os demais, e a energia excedente também poderá ser adquirida pela distribuidora. As concessionárias deverão estabelecer critérios para seleção dos beneficiados do programa, promover chamadas públicas para credenciamento de empresas e, posteriormente, para contratação dos serviços de instalação dos sistemas de geração.

2.6 Mercado de Geração Distribuída Fotovoltaica em Minas Gerais

Minas Gerais é o quarto maior estado do Brasil em extensão territorial, apresentando 586.528 km², o que corresponde a 7% do território do país. Os dados do Censo Demográfico de 2022 revelaram que a população de Minas Gerais é de 20.538.718 habitantes [108]. De acordo com o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), o estado de Minas Gerais possui 12 mesorregiões, as quais são subdivisões do estado que congrega diversos municípios com similaridades econômicas e sociais [109]. No presente estudo, cada mesorregião foi representada por pelo menos um município que possui influência econômica

sobre os demais municípios da mesma mesorregião, totalizando 26 municípios, conforme é ilustrado na Figura 6.

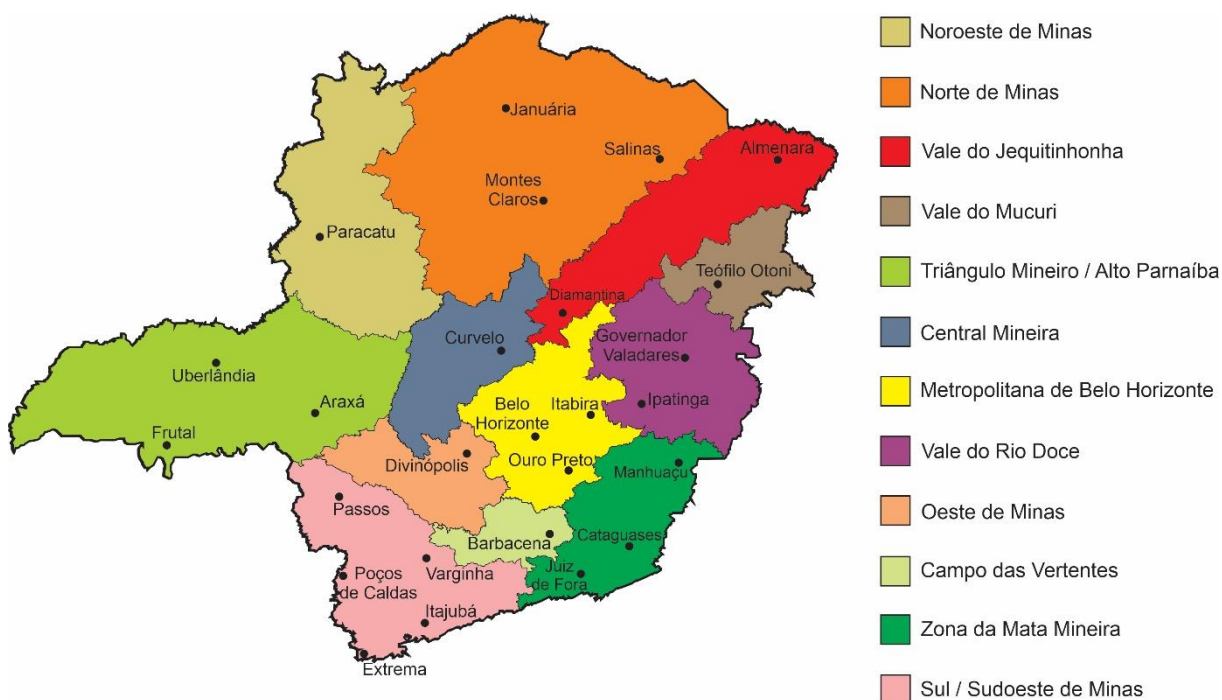


Figura 6 - Mesorregiões de Minas Gerais

Fonte: Adaptado de IBGE [109]

A população mineira não está distribuída de maneira uniforme pelo estado, uma vez que a região metropolitana de Belo Horizonte concentra 23,33% da população de Minas Gerais. Alguns municípios merecem destaque, sobretudo aqueles que abrigam as cidades médias e dinâmicas, como Uberlândia, que é a segunda mais populosa de Minas Gerais, com 713.232 habitantes, o que corresponde a 3,47% da população do estado [108]. O município de Juiz de Fora abriga o quarto maior contingente populacional do estado, com 540.756 habitantes (2,63%). No Sul de Minas, o município de Poços de Caldas se destaca com uma população de 163.742 habitantes. No Norte mineiro o Censo Demográfico de 2022 revelou que apenas o município de Montes Claros apresentou um expressivo contingente populacional, com 414.240 habitantes (2,02%). Os municípios de Governador Valadares (257.172) e Divinópolis (231.091) também possuem um elevado contingente populacional [108].

Minas Gerais destaca-se por um aumento significativo da participação das fontes alternativas de energia. Do total da demanda estadual de energia, 78,35% referem-se a fontes renováveis de energia e o restante a fontes não renováveis [110]. O consumo de energia elétrica residencial no estado de Minas Gerais, segundo a EPE [111] cresceu 50,83% entre

janeiro de 2012 e dezembro de 2022, passando de 776,11 GWh para 1.170,67 GWh, como pode ser notado na Figura 7. Com uma média de 7.976.257 consumidores residenciais, somente no ano de 2022 o consumo médio de energia elétrica por essa classe de consumo foi de 1.060,94 GWh médio [111].

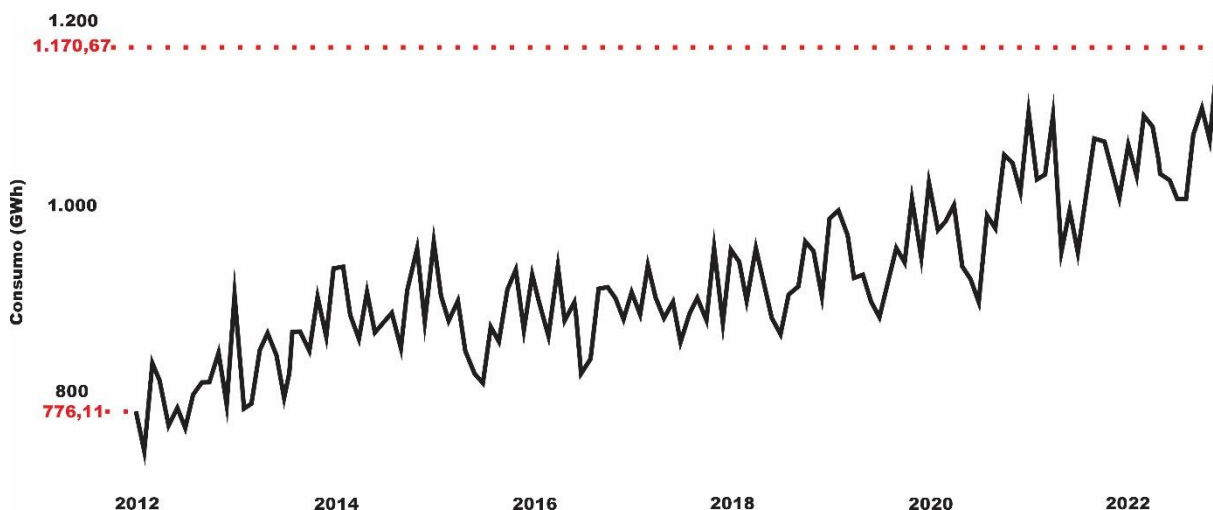


Figura 7 - Consumo de energia elétrica pela classe residencial entre 2012 e 2022 em Minas Gerais

Fonte: EPE [111]

No mesmo ritmo de aumento de consumo residencial, houve também um aumento de novas conexões de GD residencial fotovoltaica a partir de 2013, como consequência da REN 482/2012. A Figura 8 mostra a evolução desse aumento no estado de Minas Gerais.

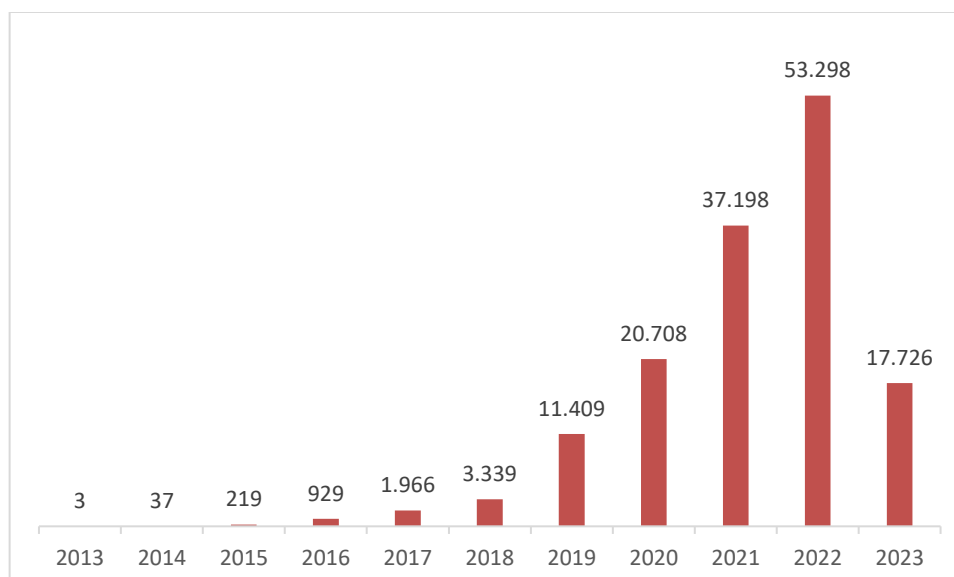


Figura 8 - Evolução do número de conexões de GD fotovoltaica residencial no estado de Minas Gerais

Fonte: Adaptado de ANEEL [16]

Pela Figura 8, nota-se que entre 2013 e 2022 houve um aumento significativo de novas instalações de GD fotovoltaicas residenciais, passando de apenas 3 conexões em 2013 para

53.298 em 2022. E até abril de 2023 o número de novas conexões já havia superado as que ocorreram durante todo o ano de 2019.

A CEMIG-D (Companhia Energética de Minas Gerais) é a principal concessionária de distribuição de energia do estado de Minas Gerais, atendendo a 805 dos 853 municípios, seguida pela EMG (Energisa Minas Gerais), que atende a 37 municípios do estado. A Energisa Sul Sudeste (ESS) atende 10 municípios do sul de Minas Gerais e a DMED (Departamento Municipal de Eletricidade) atende apenas o município de Poços de Caldas. A Figura 9 mostra o mapa de abrangência de cada concessionária em Minas Gerais.

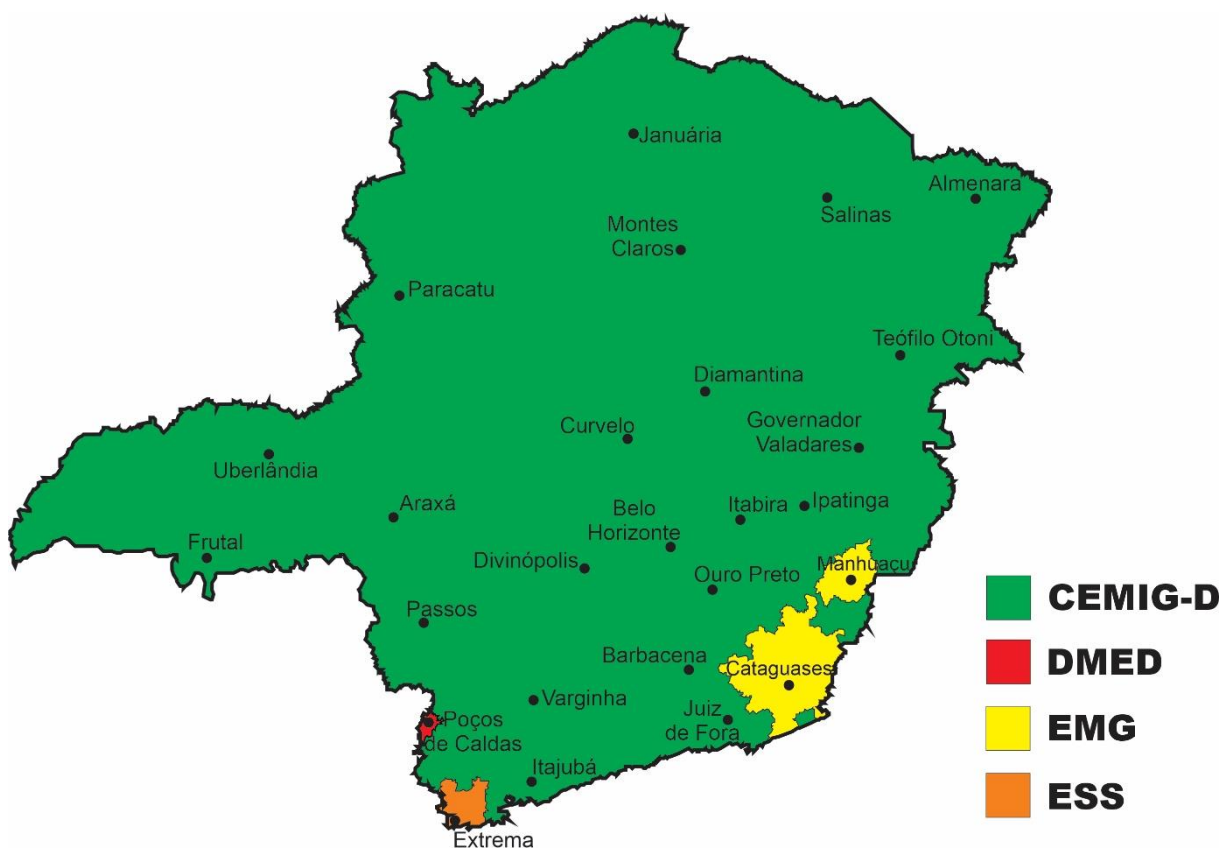


Figura 9 - Abrangência das concessionárias que atendem o estado de Minas Gerais

Fonte: Adaptado de ANEEL [112]

A Figura 10 mostra a radiação solar global média anual em Minas Gerais. Pode-se observar que a radiação varia entre 4,5 e 6,5 kWh/m²/dia. Os valores máximos ocorrem na região Norte do estado e os mínimos nas regiões Sul e Sudeste, onde se encontram as áreas de maior altitude (Serra do Caparaó e Serra da Mantiqueira). Os níveis de radiação variam muito nas regiões do estado de Minas Gerais [19]. Geralmente, os estudos que analisam a viabilidade e o impacto de políticas econômicas de GD em diferentes regiões do Brasil [23][54][113], não se aprofundam na possibilidade de que dentro de um mesmo estado, uma

cidade pode apresentar uma maior competitividade em relação a outra, em termos de retorno esperado e risco financeiro para a produção de energia FV, devido aos diferentes níveis de radiação, e de condições econômicas que podem afetar o custo de aquisição da tecnologia FV em cada microrregião.

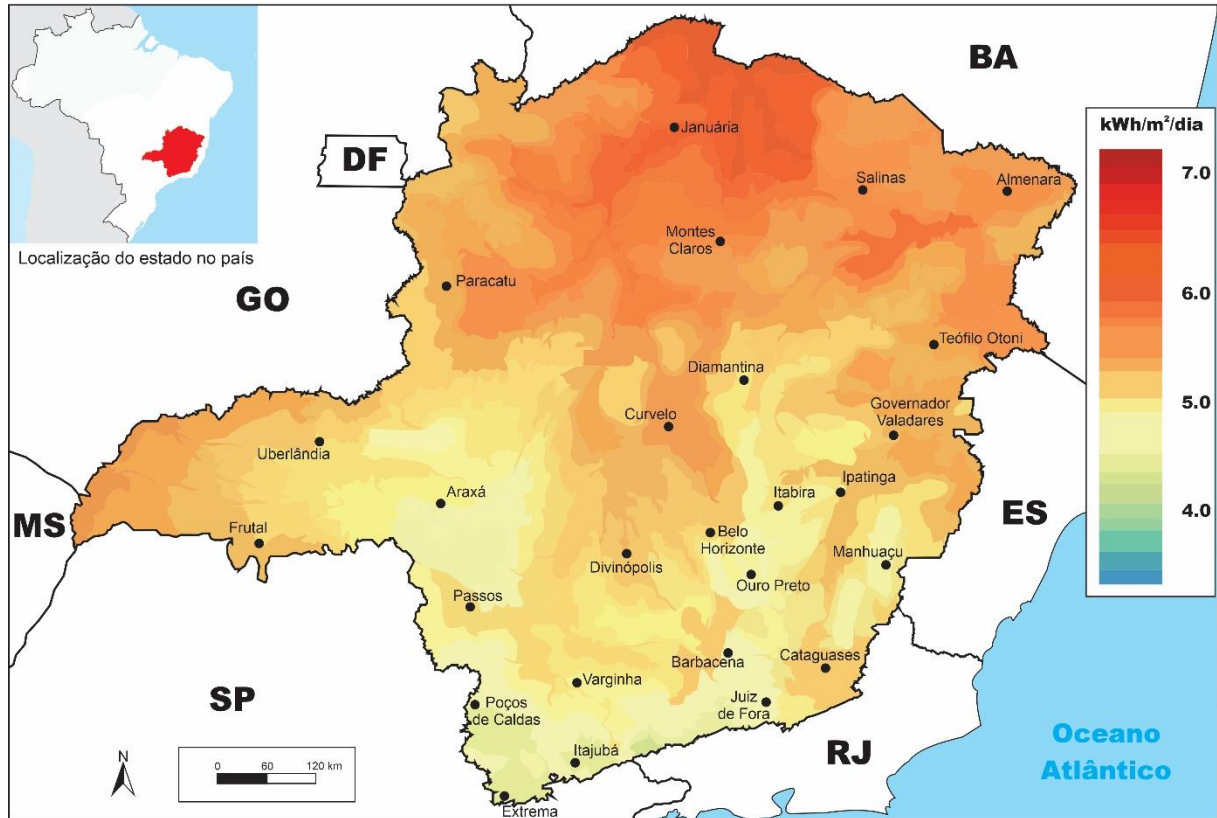


Figura 10 - Distribuição da radiação solar global média anual em Minas Gerais

Fonte: CEMIG [114]

Como forma de complementar o incentivo a GD, em 2015 foi lançado o Convênio 16/2015 referente à isenção do Imposto de Comercialização sobre Mercadorias e Serviços (ICMS) aos prosumidores com até 1 MW de capacidade instalada e que fossem conectados à rede da concessionária através da geração junto à carga ou através do autoconsumo remoto sobre a energia a ser compensada [115]. Atualmente, todos os estados brasileiros participam do Convênio 16/2015 (Paraná e Santa Catarina oferecem o benefício apenas nos primeiros 48 meses). O estado de Minas Gerais foi o pioneiro nesta prática, pois já adotava desde 2013 a isenção de ICMS para a geração distribuída FV por meio de legislação estadual [116].

Em 2017 Minas Gerais editou a Lei nº 22.549 [117], ampliando a isenção de ICMS no estado para os prosumidores que façam uso dos créditos de energia oriundos de sistemas FV, que possuam até 5 MW de potência e que estejam conectados a qualquer uma das quatro modalidades de compensação: geração junto à carga, autoconsumo remoto, EMUCs e geração

compartilhada. Esta isenção passou a ter validade até 31 de dezembro de 2022. Para sistemas oriundos de outras fontes de geração de energia, continuou sendo aplicado a norma referente ao Convênio ICMS 16/2015.

Em setembro de 2022, o governo de Minas Gerais editou o Decreto nº 48.506/2022 [118], prorrogando a isenção da Lei 22.459/2017 até 31/12/2032. No entanto, faltando 5 anos para o término desta isenção, ela passaria a ser reduzida anualmente. Até 31/12/2028 haverá a isenção plena. A partir de janeiro de 2029 a isenção passa a ser de 80%, em 2030, passa a ser de 60%, em 2031, de 40% e em 2032 de 20%.

Entretanto, a geração distribuída não se apresenta de forma disseminada pelo Brasil, concentrando-se o maior número de usuários nos estados do Sudeste, Sul e Centro-Oeste, com Minas Gerais sendo o segundo estado em número de usuários residenciais, conforme ilustrado na Figura 11 [119]. Dentre algumas razões a serem destacadas pelo grande número de prosumidores em Minas Gerais estão: a alta tarifa cobrada aos usuários da rede; a isenção do imposto de comercialização da energia injetada na rede desde 2013; a abrangência de uma concessionária de distribuição no estado, a CEMIG-D, facilitando o autoconsumo remoto e a geração compartilhada; além do bom potencial solar.

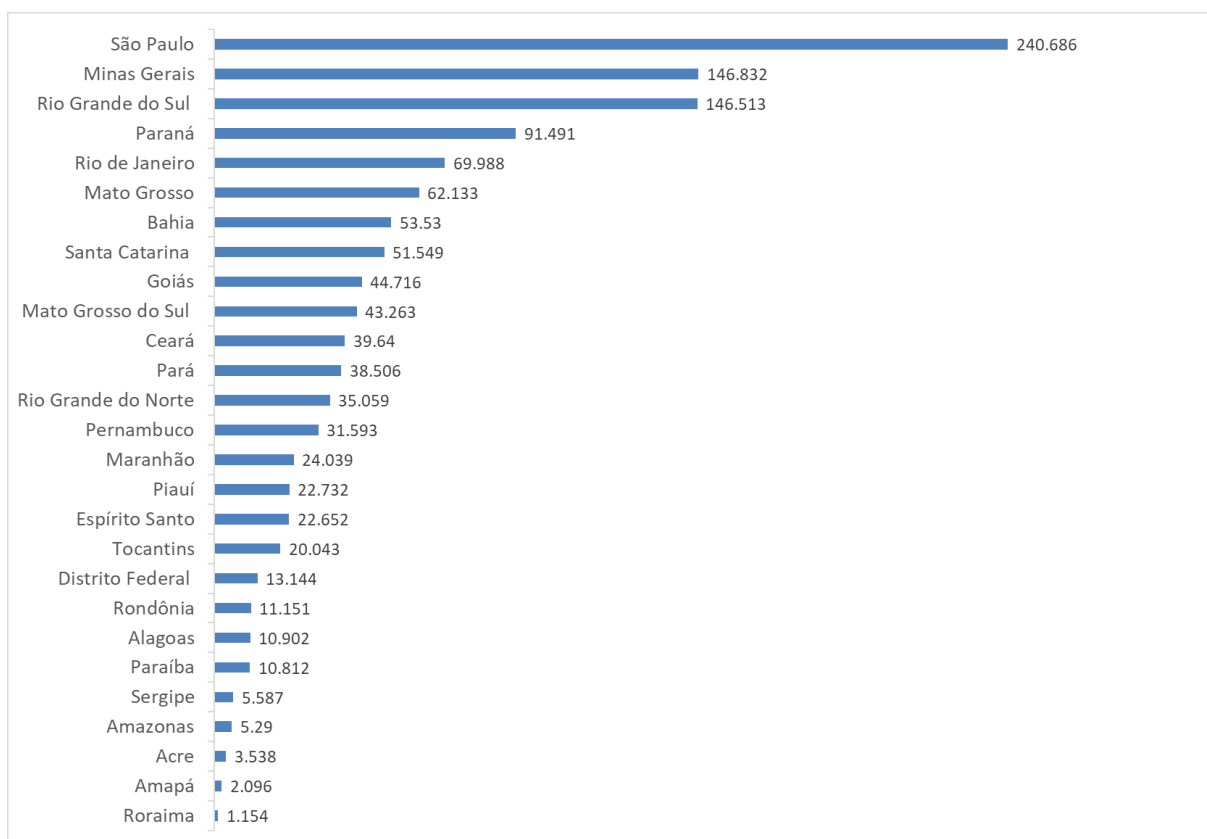


Figura 11 - Número de prosumidores residenciais por estado brasileiro

Fonte: Adaptado de ANEEL [119]

CAPÍTULO 3 – TÉCNICAS EMPREGADAS NA PESQUISA

3.1 Produção de energia elétrica a partir de sistemas fotovoltaicos

A produção de energia elétrica a partir de sistemas FV depende da conversão da radiação solar incidente nos painéis FV, o que gera uma tensão e uma corrente elétrica [120]. O princípio por trás de uma célula FV é obter corrente elétrica quando a célula é atingida por uma fonte de luz, nesse caso, o sol.

Para criar um campo elétrico em seu interior, a célula fotovoltaica consiste em um material semicondutor devidamente tratado. Quando há incidência de luz sobre o material, os elétrons são expelidos do material semicondutor e, devido ao circuito elétrico conectado ao material, é estabelecida uma corrente elétrica, que segue a orientação do campo elétrico e a diferença de potencial. Assim, para gerar eletricidade, é necessária uma taxa mínima de radiação solar na célula. Para gerar eletricidade em maior escala, um conjunto de células FV é criado.

Um conjunto de células é um módulo FV e um conjunto de módulos é um painel FV. A produção de energia solar FV depende dos níveis de radiação solar. Assim, percebe-se que o nível de radiação solar local é a variável determinante para a performance da produção de energia elétrica [121]. Portanto, é crucial para o planejamento técnico e econômico de sistemas fotovoltaicos estimar a energia elétrica produzida através desses sistemas, com destaque para a variação das entradas que afetam tal produção [122]. Na Equação 1 é descrito o cálculo da estimativa da geração de eletricidade fotovoltaica através de um painel fotovoltaico.

$$E_t = n \times \rho \times A \times \gamma \quad (1)$$

onde n corresponde a eficiência das células fotovoltaicas (adimensional); ρ equivale à radiação local (kWh/m²); A corresponde a área ocupada pelo sistema (m²); γ refere-se à perdas ocorridas no sistema (aproximadamente 19%) [23].

Além disso, no decorrer dos anos, os sistemas fotovoltaicos podem sofrer degradação devido ao desgaste natural do tempo [123], que deve ser levado em consideração no cálculo da produção de energia elétrica. Assim, pode-se reescrever a estimativa da produção de eletricidade FV conforme a Equação 2.

$$E_t^* = E_t(1 - \delta)^{t-1} \quad (2)$$

onde, E_t^* corresponde a produção de eletricidade descontando as perdas por degradação; δ é o fator de degradação; t corresponde ao tempo em anos.

3.2 *Levelized Cost of Electricity (LCOE) para sistemas fotovoltaicos*

A estimativa do LCOE para FERs tem recebido atenção na literatura a partir de diferentes perspectivas. Alguns estudos recentes realizaram a estimativa do LCOE para utilizá-lo como variável de resposta em algoritmos otimização com enfoque no planejamento de sistemas de geração de energia renovável [124][125]. O cálculo determinístico do LCOE também é explorado em estudos que têm como objetivo avaliar a competitividade e os custos de novas tecnologias, como a produção de energia elétrica por meio da energia FV de concentração, que utiliza lentes e espelhos curvilíneos para captar grande quantidade de radiação solar [126]. O estudo de Coelho, et al. [127], investigou a hipótese de que a classificação do LCOE da microgeração fotovoltaica entre diferentes cidades sob a ótica do risco financeiro pode apresentar resultados distintos em relação ao LCOE calculado de forma determinística. O estudo fez uma análise comparativa entre 20 cidades do estado de Minas Gerais e permitiu concluir que mesmo em cidades e regiões próximas, o risco do investimento na microgeração fotovoltaica pode ter sensíveis diferenças.

O conceito do LCOE pode ser definido como o custo unitário de referência para um sistema de geração, ou mais especificamente, o valor presente dos custos totais (fixos e variáveis) relacionados à geração por cada unidade de energia produzida ao longo da vida útil do sistema, levando em consideração todos os aspectos físicos [128][129]. A Equação 3 expressa matematicamente o cálculo do LCOE [130].

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^T \frac{C_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=0}^T \frac{E_t}{(1+i)^t}} \quad (3)$$

onde: C_t corresponde aos custos com CAPEX, OPEX e encargos analisados para a geração de eletricidade no período t , exceto para $t = 0$, quando há apenas custos com CAPEX e não ocorre produção de energia elétrica; T equivale ao tempo de vida útil do sistema de geração em estudo; E_t refere-se à eletricidade produzida no período t ; i é a taxa de desconto. O presente estudo não levou em consideração o valor residual dos módulos fotovoltaicos, pois utilizou-se um horizonte de planejamento idêntico ao da vida útil do sistema fotovoltaico: 30

anos. O cálculo do LCOE foi para a data zero pois é necessário converter todos os valores com gastos e produção de energia durante o ciclo de vida do sistema para uma mesma data.

Tran e Smith [131] explicam que para as variáveis de entrada referentes à estimativa do LCOE, as mais relevantes são: os investimentos de capital (CAPEX – *Capital Expenditure*) e os custos de Operação e Manutenção (OPEX – *Operational Expenditure*) durante todo o ciclo de vida do sistema; a performance para a produção de energia; e a estimativa da taxa de desconto. Os investimentos de capital variam de acordo com a tecnologia de geração, o tamanho e a região geográfica.

Além disso, em sistemas de microgeração FV, tais investimentos representam a maior parcela dos custos totais durante a vida útil e são compostos por gastos como: módulos e inversores; cabos e protetores; montagem do sistema e custos gerais, como o desenvolvimento do projeto [23]. Por sua vez, os custos de O&M ao longo da vida útil dos sistemas de microgeração fotovoltaica são poucos significativos e representam cerca de 0.5% dos gastos ao longo do ciclo de vida de um sistema FV [54].

3.3 Valor Presente Líquido (VPL) para sistemas fotovoltaicos

A análise de investimentos tem sido utilizada em diversos estudos para medir o impacto das estratégias de incentivo às FERs em diferentes localidades, o que comprova a importância e o potencial desse tipo de análise [132], [133], [134]. Embora existam vários métodos para avaliar a viabilidade financeira de projetos fotovoltaicos para fins residenciais, alguns autores realizaram análise econômica a partir do VPL [135], [136], [137], [138], [139], [140], [141], [142], [23]. É importante destacar que diferente do LCOE, o VPL considera as receitas do projeto. Assim, quando existir tributos proporcionais às receitas, pode gerar resultados diferentes entre o LCOE e o VPL para problemas que exigem a escolha de uma alternativa de investimento, o que torna o VPL mais adequado do que o LCOE para essas situações. Além disso, segundo Johnson [143], o método do VPL é de fácil compreensão, convincente e prático, mesmo para quem tem pouco conhecimento sobre análise de investimentos. O VPL é descrito na Equação 4.

$$VPL = \sum_{t=0}^T \frac{FC_t}{(1+i)^t} \quad (4)$$

onde: FC_t representa o fluxo de caixa líquido no ano t ; i representa a taxa de desconto; e T equivale ao tempo de vida útil do sistema de geração fotovoltaico em estudo. Um VPL

nulo sugere que o investidor recuperou completamente o capital investido, tendo utilizado uma taxa de desconto adequada [144]. Um VPL negativo denota que o investimento não é capaz de compensar os custos de oportunidade, e um VPL positivo indica que o investimento é viável [145]. Arnold e Yildiz [144] argumentam que a taxa de desconto i tem influência significativa no VPL e serve como indicador do custo de oportunidade.

A taxa de desconto é usada para trazer os fluxos de caixa futuros para a data atual. Uma análise determinística é então realizada para obter os resultados do VPL para o projeto, onde as principais variáveis de entrada do modelo de análise são conhecidas a priori. Após esta etapa, uma análise de sensibilidade é criada para identificar as variáveis de entrada que são mais sensíveis no cálculo do VPL. Arnold e Yildiz [144] reforçam que dentro da análise de sensibilidade, um único parâmetro de entrada é variado dentro de um intervalo pré-definido de valores. Nesta presente pesquisa, todas as variáveis de entrada relevantes sofrem variações no intervalo de -10% a +10% em relação aos seus valores tidos como base. Essas variações causam um impacto no VPL do projeto. Ainda, segundo Arnold e Yildiz [144] e Grieser et al. [133], a análise de sensibilidade economiza tempo na análise estocástica, pois restringe o número de variáveis de entrada, utilizando apenas aquelas que são mais significativas para gerar resultados a partir do modelo determinístico.

A literatura destaca vários riscos associados a projetos de microgeração de energia elétrica [144],[146],[147]. Assim, uma abordagem estocástica é necessária para analisar a viabilidade de um projeto residencial fotovoltaico, avaliando os potenciais retornos e risco do investimento. Segundo Pereira et al. [148], o risco e a incerteza estão constantemente presentes durante a avaliação econômica de projetos. Entretanto, os métodos determinísticos assumem um valor constante para as variáveis de fluxo de caixa de entrada e não consideram as mudanças nas informações durante o tempo de vida de um projeto. O fluxo de caixa é derivado de outras variáveis, como a taxa de juros, o valor da energia vendida pela concessionária e o custo de compra do equipamento, que podem variar durante todo o ciclo de vida do projeto. Existe incerteza em algumas destas variáveis e, quando consideradas em conjunto, podem aumentar o risco do projeto. Para mensurar os potenciais riscos, a Simulação de Monte Carlo (SMC) apresenta-se como pertinente nas avaliações financeiras envolvendo o cálculo do VPL [144], [148].

A SMC é uma técnica que usa as distribuições de probabilidade de diferentes variáveis estocásticas para realizar múltiplas iterações, a fim de avaliar o impacto da incerteza das variáveis de entrada nos resultados finais de uma resposta de interesse [149]. A inserção da

distribuição de probabilidade nas variáveis de entrada do fluxo de caixa permite a representação da estocasticidade, atribuindo as incertezas nas variáveis de entrada mais sensíveis aos resultados do VPL. Esta técnica é utilizada na literatura sobre avaliação de investimentos em FERs para obter avaliações mais robustas dos resultados de viabilidade [149], [144], [150].

Na SMC um modelo probabilístico é construído, onde cada parâmetro assume um intervalo de possíveis valores estocásticos, ou seja, cada parâmetro tem sua própria Função de Densidade de Probabilidade (FDP). De acordo com Arnold e Yildiz [144], a determinação da FDP necessária para as variáveis de entrada do modelo aleatório é uma etapa crucial na SMC. Para aplicar a SMC, as FDPs devem ser previamente conhecidas. Se uma derivação estatística baseada em dados das FDPs necessárias não for possível, uma aproximação empírica baseada em conhecimento do projetista deve ser usada [144].

O processo de todas as iterações na simulação gera uma série de possíveis resultados [151]. Para considerar o investimento viável, o VPL deve ser maior do que zero. Assim, a probabilidade de viabilidade do projeto pode ser caracterizada de acordo com a Equação 5.

$$P_{VPL>0}(x_1 \dots x_n; i) = \int_0^{+\infty} FDP(V\tilde{P}L)dV\tilde{P}L \quad (5)$$

onde $P_{VPL>0}$ representa a probabilidade acumulada de VPLs positivos do projeto; $FDP(V\tilde{P}L)$ indica a FDP dos VPLs do projeto ($V\tilde{P}L$); e x_n representa as variáveis aleatórias do projeto.

3.4 Taxa de desconto (i)

Para calcular a taxa de desconto utilizada na análise de viabilidade de sistemas de microgeração fotovoltaica residenciais, foi utilizado o Custo Médio Ponderado de Capital (WACC - *Weighted Average Cost of Capital*). De acordo com Steffen [152], o WACC é amplamente utilizado em estudos relacionados com a avaliação de investimentos em geração baseada em FERs. O cálculo do WACC pode ser descrito a partir da Equação 6.

$$WACC = k_d D(1 - \tau) + k_e E \quad (6)$$

onde k_d representa o custo da dívida; D refere-se ao percentual da dívida aplicada ao investimento (%); τ indica o imposto de renda; k_e representa o custo do capital próprio; e E refere-se ao percentual patrimônio líquido no investimento (%).

No entanto, como este estudo considera uma microgeração fotovoltaica residencial no qual não incide imposto de renda, a Equação 6 sofre uma modificação com a retirada da alíquota do imposto de renda, conforme indicado na Equação 7.

$$WACC = k_d D + k_e E \quad (7)$$

O custo da dívida (k_d) considerado no estudo foi a taxa de juros praticada pela linha de financiamento Fundo Clima, do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), no ano de 2022, cujo valor era de 6,88% descontado à inflação [153].

Para o custo de capital próprio (k_e), a estimativa foi baseada no Modelo de Precificação de Ativos de Capital (CAPM - *Capital Asset Pricing Model*), originalmente apresentado por Sharpe [154]. A equação do CAPM para estimativa do k_e é descrita a partir da Equação 8.

$$k_e = R_f + \beta_{alavancado}(R_m - R_f) \quad (8)$$

onde R_f representa a taxa livre de risco; $\beta_{alavancado}$ denota o beta alavancado, que mede o risco do investimento em relação ao mercado; e R_m representa o retorno esperado do mercado.

Neste estudo foi utilizado o beta desalavancado estimado por Damodaran para o setor de energias renováveis, equivalente a 0,58 [155]. Posteriormente este beta foi alavancado pelo percentual de capital de terceiros e capital próprio do investimento. A Equação 9 ilustra a Equação de Hamada, que é utilizada para estimar o beta alavancado.

$$\beta_{alavancado} = \beta_{desavalancado} \left(1 + \frac{D}{E}\right) (1 - \tau) \quad (9)$$

onde D representa o percentual de capital de terceiros aplicado no investimento (%); E refere-se ao percentual de capital próprio no investimento (%); e τ representa o imposto de renda.

Semelhante à Equação 7, a Equação 9 foi modificada e a influência do imposto de renda foi eliminada, conforme a Equação 10.

$$\beta_{alavancado} = \beta_{desavalancado} \left(1 + \frac{D}{E}\right) \quad (10)$$

Os valores das variáveis determinísticas usadas no cálculo do WACC estão listados na Tabela 3. Os parâmetros para o cálculo da taxa de desconto foram representados por valores correntes de mercado de julho de 2022, descontado a uma inflação de 10,06% ao ano (média dos doze meses antecedentes) [156].

O valor final do WACC será estocástico pois a incerteza da dívida (D) que representa o capital de terceiros é incorporada por meio de uma distribuição de probabilidade uniforme com valores variando de 0 a 100%. Consequentemente, o patrimônio líquido (E) também variará durante as simulações, pois é igual a 1-D.

Tabela 3 – Parâmetros para a estimativa do cálculo do WACC

Parâmetro	Valor (ao ano)	Referência
R_f	6,83%	Tesouro Nacional [157]
$R_m - R_f$	11,72%	FGV-CEQEF [158]
$\beta_{alavancado}$	1,07	[155]
K_d	6,88%	Fundo Clima BNDES [153]
k_e	19,4%	Equação 8

3.5 Medidas de risco

3.5.1 Value at Risk (VaR)

O *VaR* (*Value at Risk*) é uma das estatísticas mais importantes e utilizadas para mensurar o risco potencial de perdas econômicas [159]. Geralmente, o *VaR* é empregado em análises de risco financeiro, uma vez que é facilmente compreendido e busca responder qual é o pior resultado que um investidor pode esperar de perda com uma certa probabilidade [160][161]. A área de uma distribuição de retornos de um investimento, por exemplo, desde $-\infty$ até um valor mínimo de W^* deve somar a $p = 1 - \alpha$, sendo α o nível de confiança (por exemplo, $\alpha = 5\%$, $p = 1 - \alpha = 95\%$) [160]. Na Equação 11 está descrita a fórmula de cálculo do *VaR* para distribuições discretas ou contínuas, com caudas grossas ou finas.

$$1 - \alpha = \int_{-\infty}^{W^*} f(w)dw = P(w \leq W^*) = p \quad (11)$$

onde α corresponde ao nível de confiança; W^* é o valor mínimo para w ; $f(w)$ é a função de densidade de probabilidade para w .

Entretanto, a literatura aponta algumas limitações do *VaR* que motivaram o desenvolvimento de novas medidas para contornar as fragilidades observadas. O primeiro aspecto é que o *VaR* não apresenta subaditividade. Esta propriedade é de suma importância

para o gerenciamento de risco de diversas áreas de negócio, uma vez que o risco do todo nunca pode ser maior do que o risco da soma das partes, ou seja, o *VaR* de uma combinação de variáveis aleatórias pode ser maior do que a soma do *VaR* de cada uma delas, tornando-o uma medida incoerente [162].

O *VaR* também não traz nenhuma informação sobre as perdas maiores que o valor identificado para $1 - \alpha$, que podem ser catastróficas principalmente se as distribuições de probabilidade forem assimétricas [163]. Outra crítica relacionada ao *VaR* é que ele não fornece uma estimativa do tamanho da perda esperada, uma vez que a perda tenha excedido o valor crítico. Por exemplo, uma carteira em que o *VaR* de 95% de confiança é \$100, significa que há apenas 5% de chance da carteira perder mais do que \$100. Porém não há indicação o "quão" grande pode ser essa perda. A Perda Média Esperada ou *Condional Value at Risk* (*CVaR*), é uma medida que indica a perda média que excede o *VaR*, ou seja, quantifica "quão" grande é, na média, o risco a que se está sujeito em um determinado investimento, fornecendo informações sobre a cauda de distribuição de probabilidade.

Portanto, enquanto o *VaR* responde à pergunta: "Qual a perda mínima incorrida pelo investimento nos $\alpha\%$ piores cenários?", o *CVaR* responde à questão: "Qual a perda média incorrida pelo investimento nos $\alpha\%$ piores cenários?".

3.5.2 *Conditional Value at Risk (CVaR)*

Acerbi e Tarchi [164] e Acerbi et al. [165] demonstraram que o *Conditional Value at Risk (CVaR)* é uma métrica de risco coerente, e, portanto, em um ambiente de resultados que não estão normalmente distribuídos é uma medida mais confiável e que permite ao investidor ter uma melhor ideia do risco ao qual se encontra exposto.

Para contornar as limitações apresentadas pelo *VaR*, o *CVaR* tem sido cada vez mais utilizado e possui a robustez de identificar eventos catastróficos dentro de uma distribuição de valores [162]. O *CVaR* é uma medida mais pessimista do que o *VaR* e se caracteriza como o limite superior para a máxima perda aceitável, conforme é possível observar na Figura 12.

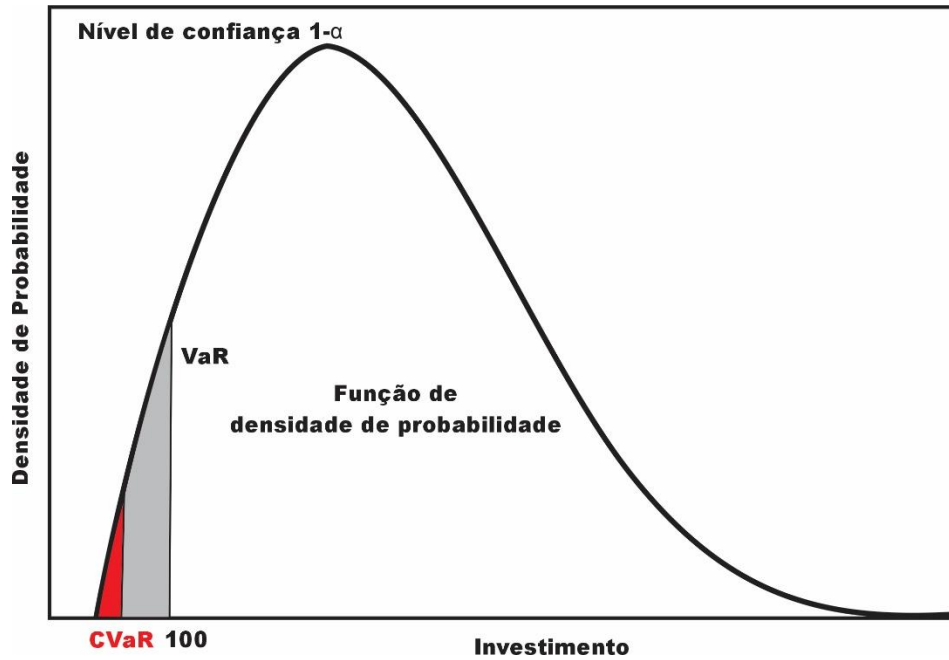


Figura 12 - Caracterização do *VaR* e *CVaR*

Fonte: Adaptado de Artzner et al. [162]

Pode acontecer de duas distribuições com o mesmo valor de *VaR* à $\alpha\%$ possuir valor de *CVaR* à $\alpha\%$ diferentes (menores ou iguais ao *VaR*) [166]. Isso se deve ao fato de o *CVaR* ser considerado como uma perda média excedida do *VaR*, ou seja, ao nível de confiança de $\alpha\%$, o *CVaR* será o valor esperado às perdas, que serão maiores ou iguais ao *VaR*. Portanto, o *CVaR* representa o valor esperado condicional aos piores cenários maiores ou igual ao *VaR*. A Equação 12 descreve matematicamente a fórmula de cálculo simplificada para o *CVaR*.

$$CVaR(w) = \int_{VaR(w)}^{\infty} z \frac{f_w(z)}{1 - \alpha} dz \quad (12)$$

A principal diferença entre o *CVaR* e o *VaR* é que enquanto o *VaR* está relacionado à probabilidade de perda excessiva, o *CVaR* está relacionado à expectativa de perda excessiva. Além disso, diferente do *CVaR*, o *VaR* não possui propriedades como diferenciabilidade e convexidade, o que dificulta a aplicação em problemas de otimização [60].

3.6 O índice Ômega

Diferente das medidas anteriores, o índice Ômega é capaz de abranger todos os momentos da distribuição de retornos de uma função de distribuição de probabilidade [167][168]. Isto porque, ao invés de utilizar momentos selecionados e de modos individuais,

ele utiliza toda a distribuição e mensura o seu impacto, de tal modo que resulta numa medida intuitivamente atrativa e facilmente computável.

Ao invés de estimar dois momentos individuais, o índice $\hat{\Omega}$ mede o impacto total da distribuição. Para o cálculo deste índice, é necessário apenas definir um limite de perda (L), que varia de acordo com o perfil de cada investidor [169]. Com isso, o índice $\hat{\Omega}$ considera os retornos acima e abaixo deste limite, dando uma probabilidade ponderada de perdas e ganhos, que desta forma descreve toda relação entre risco e ganho da distribuição.

Para definir a função $\hat{\Omega}$ $\Omega(L)$, primeiramente é definido o valor de L , que é exógeno e escolhido pelo investidor ou analista. Um investidor estará na região de ganhos da distribuição de retornos se $x > L$; e se $x < L$, o investidor estará na região de perdas.

A Figura 13 demonstra apenas a função de probabilidade acumulada ($F(r)$) dos valores de x e suas características para o cálculo do índice $\hat{\Omega}$.

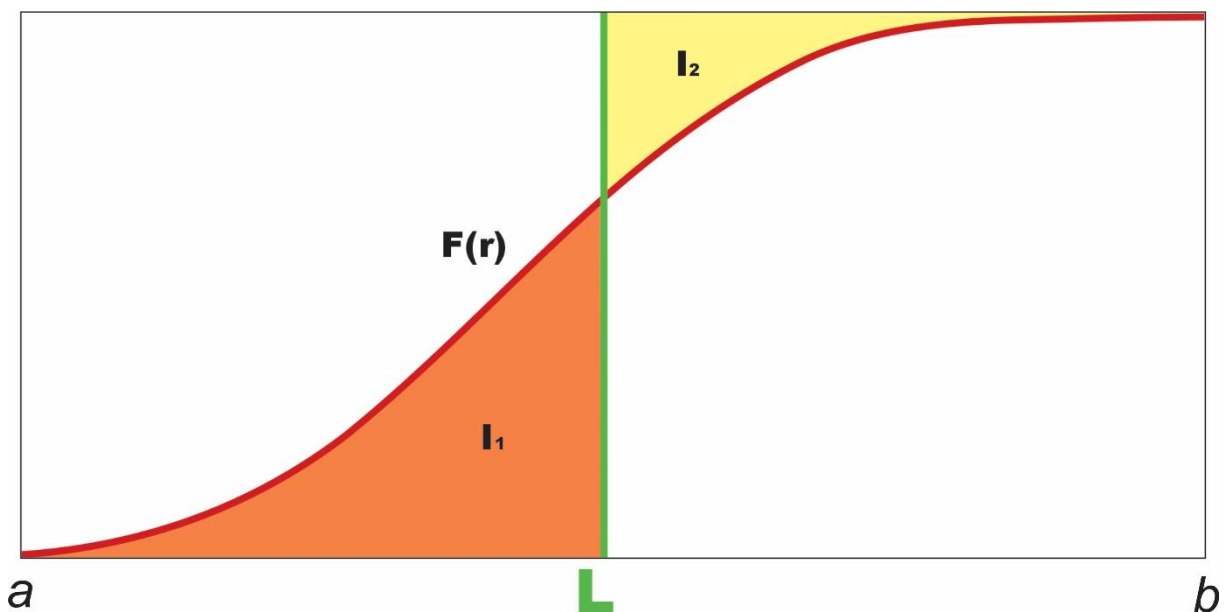


Figura 13 - Função de distribuição de probabilidade acumulada para uma amostra de dados com um limite de perda L

Através do limite de perda L , provém duas áreas recortadas de distribuição: I_2 representa a área acima de $F(r)$ e à direita do limite definido pelo investidor; enquanto I_1 representa a área à esquerda do limite e abaixo de $F(r)$.

No caso de uma distribuição de valores do VPL, como se trata de uma variável relacionada com receitas, o valor do índice $\hat{\Omega}$ para este investidor será a razão entre a probabilidade ponderada de valores com maiores receitas em relação a um valor de L ,

considerado como *benchmark* para avaliar os resultados de VPL (I_2) e a probabilidade ponderada de receitas abaixo do valor de L (I_1).

Matematicamente a definição do índice $\hat{\Omega}$ para uma distribuição de resultados de VPL, é dada pela Equação 13.

$$\Omega(L) = \frac{I_2}{I_1} = \frac{\int_L^b [1 - F(x)] dx}{\int_a^L F(x) dx} \quad (13)$$

onde $F(x)$ é a função de distribuição de probabilidade acumulada no intervalo $[a, b]$ e L é o nível mínimo requerido de ganhos pelo investidor.

A função $\Omega(L)$ permite comparar os retornos de diferentes ativos, ou de alternativas de investimento em diferentes localidades e classificá-los em relação à magnitude dos seus $\hat{\Omega}$ s. Um $\Omega(L) = 1$, indicará que os ganhos ponderados igualam as perdas ponderadas e, será desejável sempre um $\Omega(L) > 1$.

A Equação 13 que define a medida $\hat{\Omega}$, pode ser representada de uma maneira mais intuitiva. Keating e Shadwick [167] demonstram que a função $\hat{\Omega}$ $\Omega(L)$ pode ser escrita como a razão de dois valores esperados, sendo que o numerador é o valor esperado do excesso em relação à L de $(x-L)$. Por sua vez, o denominador é o valor esperado da perda $(L-x)$.

Um maior valor de $\hat{\Omega}$ é preferível independentemente do nível de ganho requerido. Keating e Shadwick [167] descrevem matematicamente o cálculo do $\hat{\Omega}$ a partir da Equação 13, sendo uma a representação alternativa da função $\hat{\Omega}$ $\Omega(L)$.

$$\Omega(L) = \frac{\int_L^b [1 - F(x)] dx}{\int_a^L F(x) dx} = \frac{\int_L^b (x - L) f(x) dx}{\int_a^L (L - x) f(x) dx} = \frac{E[\text{Max}(x - L; 0)]}{E[\text{Max}(L - x; 0)]} = \frac{EC(L)}{ES(L)} \quad (14)$$

A função $\hat{\Omega}$ $\Omega(L)$, descrita na Equação 14, facilita o seu entendimento, pois permite definir o índice $\hat{\Omega}$ como a relação entre a área esperada de ganhos (valores de VPL superiores ao limite L , considerado como *benchmark*) e a área esperada de perdas (valores de VPL inferiores ao limite L).

CAPÍTULO 4 – MÉTODO DE PESQUISA

O primeiro passo da pesquisa consiste em estimar a produção anual de energia FV em cada município analisado, os quais estão ilustrados na Figura 14. Para tanto, considerou-se os dados técnicos de um modelo de placa FV comercializada no mercado brasileiro da marca OSDA Solar modelo ODA465-36V-MH, com as seguintes especificações técnicas [54]: potência ($P_{ot} = 465 \text{ W}$); eficiência ($\eta = 21,3\%$); área ($A = 2,18608 \text{ m}^2$); ciclo de vida ($t = 30$ anos); e, fator de degradação da placa ($\delta = 0.25\%$ ao ano). A fim de calcular a produção de energia elétrica em kWh de cada município, utilizou-se as Equações 1 e 2, sendo que para os dados de radiação solar, foi extraída a média histórica anual (1984-2021) para os 26 municípios de Minas Gerais disponíveis no *Power Data Access Viewer* [170], sem levar em consideração o impacto da sazonalidade na radiação solar ao longo do tempo.



Figura 14 - Municípios em que foram estimados a produção anual de energia FV

O segundo passo é obter o valor do investimento médio em sistemas FV residenciais (CAPEX) de cada município analisado, em R\$/kWp, para os prosumidores residenciais enquadrados nas modalidades de geração na própria unidade consumidora e autoconsumo remoto, com potência máxima instalada de 10 kWp, referentes as instalações realizadas no ano de 2022 obtidos da base de dados da EPE [89]. Após obter o valor do CAPEX de cada município, calculou-se o investimento total (CAPEX Total) dos mesmos, que consiste na multiplicação do CAPEX pela potência dos sistemas fotovoltaicos residenciais mais comercializados no Brasil de acordo com pesquisas de mercado realizadas pela Greener: 6 kWp [171]. A partir do CAPEX Total, estimou-se o valor do OPEX anual, que, de acordo com Holderman et al. [54], corresponde a 0,50% do CAPEX Total.

O terceiro passo é obter os valores presentes para o OPEX; para o TOTEX (CAPEX + OPEX), sendo que para os casos em que foi considerada a cobrança do Fio B, o valor também foi adicionado ao TOTEX. Para tanto, foi considerado a crescente cobrança do Fio B, sendo esse de 15% a partir de 2023, de 30% a partir de 2024, de 45% a partir de 2025, de 60% a partir de 2026, de 75% a partir de 2027, de 90% a partir de 2028, e, na pior das hipóteses, foi considerado neste estudo que a partir de 2029 a cobrança sobre o Fio B se manteria em 90% da energia ativa consumida pelo prosumidor. Cumpre destacar que, o valor do Fio B cobrado dentro da tarifa varia por distribuidora, sendo que se pretende destacar o efeito dessa variação nos próximos passos da pesquisa.

O valor total do OPEX, trazido para o valor presente, foi calculado com uma taxa de 8,4% ao ano, estimada pelo método do WACC, descrito pela Equação 6, com os valores das variáveis apresentadas na Tabela 3. O horizonte de planejamento do sistema FV é de 30 anos, equivalente à vida útil do painel fotovoltaico escolhido neste estudo. No valor presente do TOTEX com a cobrança do Fio B, o valor corresponde à soma do CAPEX Total com o valor presente calculado para o OPEX e com o encargo pago pela geração distribuída devido a incidência do percentual da TUSD Fio B. Para calcular o valor presente desse encargo, também utilizou-se uma taxa de desconto de 8,4% ao ano. O mesmo procedimento foi feito para descontar ao valor presente a produção de energia anual ao longo dos 30 anos do ciclo de vida do sistema fotovoltaico.

O quarto passo da pesquisa foi calcular os valores determinísticos para o LCOE, em R\$/kWh, nos três cenários descritos a seguir e fazer um *ranking* em ordem crescente dos valores encontrados do LCOE determinístico para os 26 municípios analisados.

- 1) LCOE sem a cobrança do Fio B e com isenção do ICMS: consiste na razão entre o valor presente do TOTEX sem a cobrança do Fio B e o valor presente da energia produzida durante todo o ciclo de vida do sistema fotovoltaico residencial;
- 2) LCOE com a cobrança do Fio B e com isenção do ICMS: consiste na razão entre o valor presente do TOTEX com a cobrança do Fio B e o valor presente da energia produzida durante todo o ciclo de vida do sistema fotovoltaico residencial;
- 3) LCOE com a cobrança do Fio B e sem isenção do ICMS: consiste na razão entre o valor presente do TOTEX com a cobrança do Fio B, somado ao valor do ICMS que seria pago pelo prosumidor durante todo o ciclo de vida do sistema fotovoltaico descontada a taxa de 8,4% ao ano, pelo valor presente da energia produzida durante todo o ciclo de vida do sistema fotovoltaico residencial.

O quinto passo da pesquisa foi calcular os valores determinísticos para o VPL, em R\$/kWh, em três cenários descritos abaixo e fazer um *ranking* em ordem decrescente dos valores encontrados do VPL determinístico para os 26 municípios analisados.

- 1) VPL sem a cobrança do Fio B e com isenção do ICMS: corresponde ao valor presente líquido do fluxo de caixa representado pela diferença entre as economias de energia proporcionada pelo sistema GDFV e os ganhos com OPEX, descontados pela taxa de 8,4% ao ano;
- 2) VPL com a cobrança do Fio B e com isenção do ICMS: corresponde ao valor presente líquido do fluxo de caixa representado pela diferença entre as economias de energia proporcionada pelo sistema GDFV e os ganhos com OPEX e os encargos progressivos referentes ao Fio B, descontados pela taxa de 8,4% ao ano;
- 3) VPL com a cobrança do Fio B e sem isenção do ICMS: corresponde ao valor presente líquido do fluxo de caixa representado pela diferença entre as economias de energia proporcionada pelo sistema GDFV e os gastos com OPEX, os encargos progressivos referentes ao Fio B, e os encargos referentes ao ICMS, descontados pela taxa 8,4% ao ano.

A Tabela 4 mostra de forma genérica o fluxo de caixa para o cálculo do VPL determinístico nos três cenários descritos anteriormente.

Tabela 4 - Fluxo de Caixa para o cálculo do VPL determinístico

(+) Economia de Energia com a GDFV (R\$)
(-) ICMS (Quando houver)
(-) TUSD Fio B (Quando houver)
(-) CAPEX
(-) OPEX
(=) Fluxo de Caixa Líquido

O sexto passo foi realizar o cálculo estocástico das medidas validadas na etapa do cálculo determinístico para o VPL nos cenários sem cobrança de Fio B e com isenção de ICMS; com cobrança de Fio B e sem isenção de ICMS; e com cobrança de Fio B e com isenção de ICMS, através da Simulação de Monte Carlo (SMC), com a execução de 10.000 iterações para o VPL estocástico e utilizando o software *Crystal Ball*®.

Para estimar o cálculo estocástico, foram inseridas incertezas nas seguintes variáveis aleatórias: radiação solar, potência do sistema fotovoltaico, CAPEX e no percentual de capital de terceiros. A variável radiação solar foi modelada pela distribuição de probabilidade que melhor representa a série histórica dos dados de radiação solar coletados. Pelo princípio de parcimônia, optou-se em escolher as distribuições de probabilidade mais em comum na representação dos dados entre os municípios, sendo que para a maioria dos municípios a distribuição de probabilidade Extremo Mínimo foi a que melhor representou os dados de radiação solar. Apenas para os municípios de Barbacena e Juiz de Fora a distribuição de probabilidade Extremo Mínimo apresentou um *p-value* abaixo de 0,05, invalidando seu uso para representar a incerteza dos dados. Para esses municípios foi definida a distribuição de probabilidade Extremo Máximo para a modelagem.

Na Tabela 5, consta a radiação solar média para os 26 municípios analisados, assim como a distribuição de probabilidade e os respectivos parâmetros a serem utilizados na abordagem estocástica.

A incerteza inserida na potência do sistema fotovoltaico foi modelada através da distribuição de probabilidade triangular, com uma potência mínima de 465 Wp, equivalente a potência de uma única placa fotovoltaica considerada no presente estudo, uma potência média de 6 kWp, e uma potência máxima de 10 kWp, que correspondem, respectivamente, a

potência média e a potência máxima de módulos fotovoltaicos residenciais comercializados no Brasil de acordo com pesquisas de mercado realizadas pela Greener [171]. Foi inserida incerteza na potência do sistema fotovoltaico devida a grande dispersão do tamanho de sistemas fotovoltaicos residenciais encontrados nas mesorregiões do estado de Minas Gerais.

Para o valor do CAPEX, foi inserida uma incerteza com uma distribuição de probabilidade triangular com valores mínimo e máximo 10% inferior e 10% superior do valor do CAPEX, respectivamente. Para o percentual de capital de terceiros, foi inserida uma incerteza com uma distribuição de probabilidade uniforme com valor mínimo de 0% e máximo de 100%, pois o prosumidor tem a possibilidade de financiar todo o valor do investimento inicial do sistema FV residencial (CAPEX), conforme estudo realizado por Rocha et al. [23].

Tabela 5 - Radiação solar média e Distribuição de Probabilidade para cada município analisado

Município	Radiação solar média (kW/m²/ano)	Distribuição de Probabilidade e Parâmetros
Almenara	6,791	Extremo mínimo (6,86; 0,11)
Araxá	6,708	Extremo mínimo (6,75; 0,07)
Barbacena	6,593	Extremo máximo (6,57; 0,05)
Belo Horizonte	6,686	Extremo mínimo (6,72; 0,06)
Cataguases	6,485	Extremo mínimo (6,51; 0,05)
Curvelo	6,701	Extremo mínimo (6,75; 0,08)
Diamantina	6,748	Extremo mínimo (6,81; 0,10)
Divinópolis	6,684	Extremo mínimo (6,72; 0,06)
Extrema	5,113	Extremo mínimo (5,18; 0,11)
Frutal	6,594	Extremo mínimo (6,63; 0,05)
Governador Valadares	6,660	Extremo mínimo (6,71; 0,08)
Ipatinga	6,636	Extremo mínimo (6,66; 0,05)
Itabira	6,686	Extremo mínimo (6,72; 0,06)
Itajubá	6,597	Extremo mínimo (6,63; 0,06)
Januária	6,855	Extremo mínimo (6,90; 0,07)
Juiz de Fora	6,593	Extremo máximo (6,57; 0,05)
Manhuaçu	6,616	Extremo mínimo (6,66; 0,07)
Montes Claros	6,856	Extremo mínimo (6,90; 0,08)
Ouro Preto	6,666	Extremo mínimo (6,69; 0,05)
Paracatu	6,720	Extremo mínimo (6,76; 0,07)
Passos	6,675	Extremo mínimo (6,71; 0,06)
Poços de Caldas	6,625	Extremo mínimo (6,66; 0,05)
Salinas	6,840	Extremo mínimo (6,88; 0,07)
Teófilo Otoni	6,764	Extremo mínimo (6,80; 0,05)
Uberlândia	6,692	Extremo mínimo (6,74; 0,07)
Varginha	6,613	Extremo mínimo (6,64; 0,05)

O sétimo passo da pesquisa consistiu em determinar os valores do *CVaR* e do índice $\hat{\Omega}$ para os três cenários do VPL referentes aos 26 municípios analisados através das 10.000 iterações de VPL encontradas no passo anterior e ranqueá-los em ordem decrescente de valor, a fim de dar mais acurácia aos resultados estocásticos. Para calcular os valores do *CVaR*, definiu-se um índice de 99% de confiança. Para a estimativa do índice $\hat{\Omega}$, considerou-se como valor do limite L a mediana do VPL calculado de forma determinística para o cenário vigente atualmente, no qual há cobrança do Fio B e isenção do ICMS, pois os valores encontrados para o VPL estocástico não apresentaram normalmente distribuídos.

Resumidamente, a metodologia da presente pesquisa pode ser ilustrada na Figura 15.

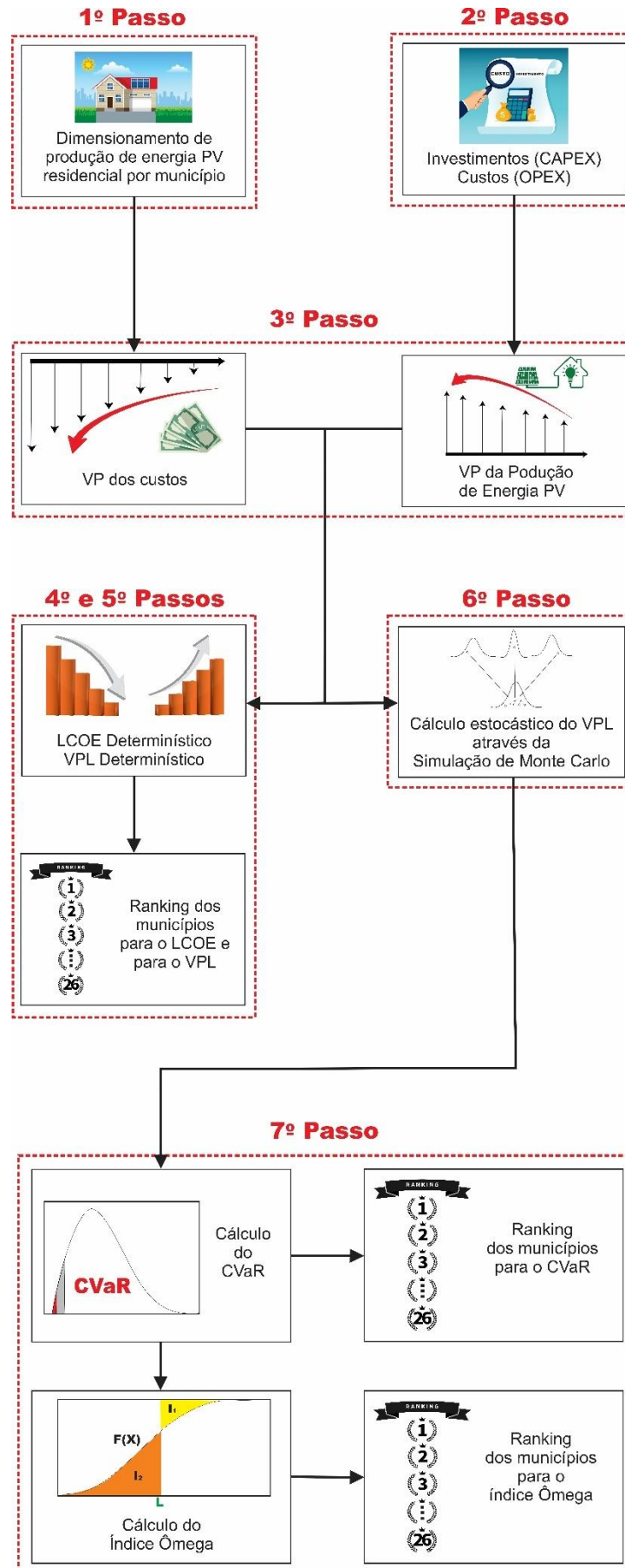


Figura 15 - Diagrama para o cálculo das variáveis determinísticas e estocásticas

CAPÍTULO 5 – RESULTADOS

5.1 Resultados determinísticos

O primeiro passo da pesquisa foi calcular a produção de energia fotovoltaica em cada município analisado, o que resultou em uma média anual de 11 MWh de energia fotovoltaica produzida por município. A exceção ocorreu para o município de Extrema, que por possuir uma radiação solar média anual inferior aos demais municípios analisados, apresentou uma média de produção anual em torno de 9 MWh.

Em seguida, foram estimados os valores do CAPEX Total e do OPEX Total, para posteriormente, serem calculados o valor presente do OPEX e o valor presente do TOTEX com e sem a incidência do Fio B. Também foi estimado o valor presente da energia produzida durante todo o ciclo de vida do sistema fotovoltaico, com a finalidade de calcular os valores determinísticos para o LCOE em cada município.

Na Tabela 6, tem-se os valores da radiação solar média anual (kWh/m²); do valor médio para o CAPEX (R\$/Wh); do valor da tarifa com ICMS (R\$/kWh); e do valor do Fio B cobrado por cada distribuidora que atende os 26 municípios mineiros analisados, durante todo o ano de 2022.

Tabela 6 - Valores de Radiação solar, CAPEX, Tarifa e ICMS para os 26 municípios analisados

Municípios	Radiação solar média anual (kWh/m²)	Valor médio do CAPEX (R\$/kWp)	Tarifa com ICMS (R\$/kWh)	Fio B (R\$/kWh)
Almenara	6,791	4,949	0,771	0,233
Araxá	6,708	5,092	0,771	0,233
Barbacena	6,593	5,094	0,771	0,233
Belo Horizonte	6,686	5,067	0,771	0,233
Cataguases	6,485	4,970	0,904	0,197
Curvelo	6,701	5,008	0,771	0,233
Diamantina	6,748	5,219	0,771	0,233
Divinópolis	6,684	5,103	0,771	0,233
Extrema	5,113	4,947	0,734	0,141

Municípios	Radiação solar média anual (kWh/m²)	Valor médio do CAPEX (R\$/kWp)	Tarifa com ICMS (R\$/kWh)	Fio B (R\$/kWh)
Frutal	6,594	5,024	0,771	0,233
Governador Valadares	6,660	4,925	0,771	0,233
Ipatinga	6,636	4,918	0,771	0,233
Itabira	6,686	5,083	0,771	0,233
Itajubá	6,597	5,109	0,771	0,233
Januária	6,855	4,953	0,771	0,233
Juiz de Fora	6,593	5,069	0,771	0,233
Manhuaçu	6,616	4,958	0,904	0,197
Montes Claros	6,856	5,083	0,771	0,233
Ouro Preto	6,666	5,115	0,771	0,233
Paracatu	6,720	4,908	0,771	0,233
Passos	6,675	5,106	0,771	0,233
Poços de Caldas	6,625	5,100	0,771	0,186
Salinas	6,840	5,058	0,771	0,233
Teófilo Otoni	6,764	4,935	0,771	0,233
Uberlândia	6,692	5,065	0,771	0,233
Varginha	6,613	5,131	0,771	0,233

Pela Tabela 6, nota-se que os maiores índices de radiação solar são encontrados nos municípios localizados no centro-norte do estado de Minas Gerais: Curvelo, Araxá, Paracatu, Diamantina, Teófilo Otoni, Almenara, Salinas, Januária e Montes Claros. Já os menores índices encontram-se nos municípios localizados no sul do estado e na Zona da Mata mineira: Extrema, Cataguases, Juiz de Fora, Barbacena, Itajubá, Varginha, Manhuaçu e Poços de Caldas.

Quanto aos valores do CAPEX, os menores valores foram observados para os municípios de Paracatu, Ipatinga, Governador Valadares e Teófilo Otoni, com valores abaixo de 4,94 R\$/kWp. Já os maiores valores para o CAPEX foram encontrados nos municípios de Ouro Preto, Varginha e Diamantina, com valores acima de 5,10 R\$/kWp. Embora exista

pouca variação no valor do CAPEX entre os municípios analisados, esta variável influencia no *ranking* do LCOE e VPL determinísticos para os três cenários analisados.

No que diz respeito às tarifas com ICMS praticadas pelas distribuidoras que atendem o estado de Minas Gerais, a menor foi encontrada pela distribuidora que atende o município de Extrema (ESS - 0,734 R\$/kWh) e a maior foi encontrada pela distribuidora que atende os municípios de Cataguases e Manhuaçu (EMG - 0,904 R\$/kWh). Em relação às distribuidoras que atende o município de Poços de Caldas (DMED) e os demais municípios do estado de Minas Gerais (CEMIG-D), ambas praticaram a mesma tarifa em 2022: 0,771 R\$/kWh. Porém o valor cobrado pelo Fio B da DMED (0,186 R\$/kWh) foi inferior ao valor cobrado pelo Fio B da CEMIG-D (0,233 R\$/kWh). Isso ocorreu devido a Lei nº 14.299/2022 [172], a qual versa que a tarifa aplicada pela concessionária de serviço público de distribuição de energia elétrica com mercado próprio anual inferior a 350 GWh, que foi o caso da DMED em 2022, não poderá ser superior à tarifa da concessionária de serviço público de distribuição de energia elétrica de área adjacente e com mercado próprio anual superior a 700 GWh localizada na mesma unidade federativa. Se houver diferenças tarifárias entre ambas as concessionárias, será considerada a menor tarifa vigente na data do processo tarifário da concessionária de serviço público de distribuição de energia elétrica. Estas diferenças não são aplicadas sobre o valor do Fio B, mas sim na tarifa de energia. Isso fez com que a tarifa de DMED se igualasse a tarifa da CEMIG-D.

Quanto ao valor do Fio B cobrado sobre a tarifa, os menores valores foram encontrados para as distribuidoras que atendem o município de Extrema (ESS - 0,141 R\$/kWh), Poços de Caldas (DMED - 0,186 R\$/kWh), Cataguases e Manhuaçu (EMG - 0,197 R\$/kWh). Para os demais municípios, atendidos pela CEMIG-D, o valor do Fio B cobrado sobre a tarifa foi de 0,233 R\$/kWh. Com a presença do Fio B na tarifa, pode haver alteração no *ranking* de competitividade entre os municípios analisados na produção de energia solar fotovoltaica residencial, pois as distribuidoras com maiores tarifas não necessariamente são as que cobram o maior valor para o Fio B.

Na Tabela 7 tem-se os valores de LCOE determinístico, em R\$/kWh, encontrados para os 26 municípios do estado de Minas Gerais analisados. A coluna $LCOE_{SEM\ FIO\ B / SEM\ ICMS}$ corresponde ao cenário no qual não há a cobrança do Fio B e há isenção do ICMS; a coluna $LCOE_{COM\ FIO\ B / SEM\ ICMS}$ corresponde ao cenário no qual há a cobrança do Fio B e há isenção

do ICMS; e a coluna $LCOE_{COM FIO B / COM ICMS}$ corresponde ao cenário no qual há a cobrança do Fio B e não há isenção do ICMS.

Tabela 7 - Valores de LCOE determinístico encontrados para cada cenário analisado

Municípios	$LCOE_{SEM FIO B / SEM ICMS}$	$LCOE_{COM FIO B / SEM ICMS}$	$LCOE_{COM FIO B / COM ICMS}$
Almenara	0,244	0,374	0,437
Araxá	0,254	0,384	0,447
Barbacena	0,259	0,388	0,452
Belo Horizonte	0,254	0,383	0,447
Cataguases	0,256	0,385	0,471
Curvelo	0,250	0,380	0,443
Diamantina	0,259	0,389	0,452
Divinópolis	0,256	0,385	0,449
Extrema	0,324	0,557	0,647
Frutal	0,255	0,385	0,448
Governador Valadares	0,247	0,377	0,441
Ipatinga	0,248	0,378	0,441
Itabira	0,254	0,384	0,448
Itajubá	0,259	0,389	0,452
Januária	0,242	0,372	0,435
Juiz de Fora	0,257	0,387	0,451
Manhuaçu	0,251	0,380	0,465
Montes Claros	0,248	0,378	0,441
Ouro Preto	0,257	0,387	0,450
Paracatu	0,244	0,374	0,438
Passos	0,256	0,386	0,449
Poços de Caldas	0,258	0,361	0,427
Salinas	0,247	0,377	0,441
Teófilo Otoni	0,244	0,374	0,437
Uberlândia	0,253	0,383	0,447
Varginha	0,260	0,389	0,453

Pela Tabela 7, analisando a coluna 2, o menor valor encontrado para o LCOE determinístico quando há isenção do Fio B e do ICMS, foi para o município de Januária. O oposto ocorreu para o município de Extrema. Nesta situação, como não há influência do Fio B e do ICMS nos valores encontrados para o LCOE, observa-se apenas a influência da radiação solar e o valor do TOTEX para determinar a competitividade do investimento em geração distribuída por sistemas FV em cada município. No caso do município de Januária, observa-se que ele possui a segunda maior radiação solar e o sétimo menor valor para o CAPEX encontrado entre os municípios analisados, dessa forma, nota-se que esses atributos fizeram com que este município se destacasse em relação aos demais.

Com a incidência do Fio B na tarifa, resultado exibido na coluna 3 da Tabela 7, nota-se que Poços de Caldas possui o menor valor encontrado para o LCOE determinístico. Neste caso, o valor do Fio B cobrado sobre a tarifa da DMED colaborou para a melhora do LCOE desse município, uma vez que a tarifa praticada pela DMED é a mesma praticada pela CEMIG-D, mas o encargo do Fio B é menor. O valor do LCOE determinístico sofreu um acréscimo entre 0,127 R\$/kWh e 0,130 R\$/kWh para os municípios atendidos pela CEMIG-D; de 0,119 R\$/kWh para o município atendido pela distribuidora DMED; de 0,130 R\$/kWh para os municípios que são atendidos pela distribuidora EMG; e de 0,233 R\$/kWh para o município atendido pela distribuidora ESS.

Com a incidência do Fio B na tarifa, nota-se que o *ranking* do LCOE determinístico é alterado, sendo que, conforme a Tabela 8, Poços de Caldas passa a liderar o *ranking* de menores valores para o LCOE. Neste caso, o valor do Fio B cobrado sobre a tarifa da DMED colaborou para o melhor resultado de LCOE em Poços de Caldas, visto que é onde o encargo do Fio B é o segundo menor entre os municípios analisados, só sendo superior ao de Extrema, onde a incidência de radiação solar é a menor dentre os municípios analisados.

Com a incidência simultânea do Fio B e do ICMS na tarifa, como pode ser visto na coluna 4 da Tabela 7, nota-se que o município de Poços de Caldas possui o menor valor para o LCOE determinístico. Isso ocorreu porque a distribuidora que atende este município cobra o segundo menor valor do Fio B na tarifa de energia comparada com as demais distribuidoras que atendem o estado de Minas Gerais, e também a segunda menor tarifa de energia elétrica dentre as distribuidoras que atendem o estado. No entanto, os municípios de Manhuaçu e Cataguases, com cobrança simultânea do Fio B e do ICMS na tarifa, apresentaram os maiores valores para o LCOE determinístico. Isso correu pelo fato de que ambos os municípios possuem a tarifa mais alta dentre as concessionárias que atende o estado de Minas Gerais.

A Tabela 8 faz um *ranking* dos municípios analisados em ordem crescente do LCOE determinístico encontrado para os três cenários analisados na Tabela 7.

Tabela 8 - *Ranking* do LCOE determinístico para cada cenário analisado

Ranking	$LCOE_{SEM\ FIO\ B / SEM\ ICMS}$	$LCOE_{COM\ FIO\ B / SEM\ ICMS}$	$LCOE_{COM\ FIO\ B / COM\ ICMS}$
1º	Januária	Poços de Caldas	Poços de Caldas
2º	Almenara	Januária	Januária
3º	Teófilo Otoni	Almenara	Almenara
4º	Paracatu	Teófilo Otoni	Teófilo Otoni
5º	Salinas	Paracatu	Paracatu
6º	Governador Valadares	Salinas	Salinas

Ranking	LCOE_{SEM FIO B / SEM ICMS}	LCOE_{COM FIO B / SEM ICMS}	LCOE_{COM FIO B / COM ICMS}
7º	Ipatinga	Governador Valadares	Governador Valadares
8º	Montes Claros	Ipatinga	Ipatinga
9º	Curvelo	Montes Claros	Montes Claros
10º	Manhuaçu	Manhuaçu	Curvelo
11º	Uberlândia	Curvelo	Uberlândia
12º	Belo Horizonte	Uberlândia	Belo Horizonte
13º	Araxá	Belo Horizonte	Araxá
14º	Itabira	Araxá	Itabira
15º	Frutal	Itabira	Frutal
16º	Divinópolis	Frutal	Divinópolis
17º	Passos	Divinópolis	Passos
18º	Cataguases	Cataguases	Ouro Preto
19º	Ouro Preto	Passos	Juiz de Fora
20º	Juiz de Fora	Ouro Preto	Barbacena
21º	Poços de Caldas	Juiz de Fora	Diamantina
22º	Barbacena	Barbacena	Itajubá
23º	Diamantina	Diamantina	Varginha
24º	Itajubá	Itajubá	Manhuaçu
25º	Varginha	Varginha	Cataguases
26º	Extrema	Extrema	Extrema

Fazendo uma comparação entre a colunas 2 e 3 da Tabela 8, tem-se a influência do Fio B no *ranking* do LCOE determinístico. Com a incidência do Fio B na tarifa, nota-se que o *ranking* do LCOE determinístico é alterado, sendo que, conforme a Tabela 8, Poços de Caldas passa a liderar o *ranking* de menor valor para o LCOE. No entanto, os municípios de Barbacena, Diamantina, Itajubá e Varginha ficaram nas últimas colocações no *ranking* quando há influência do Fio B na tarifa por possuírem um valor médio para o CAPEX alto.

Comparando as colunas 3 e 4 da Tabela 8, nota-se a influência do ICMS na tarifa no *ranking* do LCOE determinístico. Com isso, o município de Poços de Caldas passa a liderar o *ranking* de menores valores para o LCOE na presença e na ausência desse tributo sobre a tarifa de energia elétrica. Isso faz com que os custos para se instalar sistemas FV residenciais em Poços de Caldas se tornem mais competitivos em relação aos custos sobre os demais municípios mineiros analisados. No entanto, para os municípios de Manhuaçu e Cataguases, a cobrança do ICMS na tarifa os deixou nas últimas colocações no *ranking*. Isso ocorreu pelo fato de que ambos os municípios possuírem a tarifa mais alta dentre as distribuidoras que atende o estado de Minas Gerais (EMG - 0,904 R\$/kWh), e conseqüentemente um valor de ICMS maior incide sobre os consumidores destes municípios.

Fazendo uma comparação entre as colunas 2 e 4 da Tabela 8, tem-se a influência conjunta do Fio B e do ICMS da tarifa no *ranking* dos municípios. O menor valor encontrado para o LCOE determinístico com isenção do Fio B e do ICMS foi para o município de Januária, e sem a isenção de ambos os encargos, ocorreu para o município de Poços de Caldas. Entretanto, quando se analisa os municípios de Manhuaçu e Cataguases com a cobrança simultânea do Fio B e do ICMS na tarifa, ambos ficaram nas últimas colocações, podendo concluir que o valor do ICMS cobrado sobre a tarifa foi alto o suficiente para deixar ambos os municípios nas últimas colocações, com os maiores valores para o LCOE.

Extrema ficou na última colocação em todos os cenários, mesmo possuindo o quinto menor valor para o CAPEX (4,947 R\$/kWp), a menor tarifa (ESS - 0,904 R\$/kWh), e o menor valor do Fio B (0,141 R\$/kWh) cobrado sobre a tarifa em relação às demais distribuidoras de energia elétrica que atende o estado de Minas Gerais. O potencial fotovoltaico de Extrema (5,113 kWh/m²) é tão inferior em relação às demais municípios analisados ao ponto de não ser o suficiente para que Extrema deixasse a última posição no *ranking*. Ou seja, o impacto da radiação solar em Extrema é maior do que o Fio B e o ICMS cobrados sobre a tarifa de energia. Alguns municípios do norte do estado (Januária, Almenara, Teófilo Otoni, Paracatu e Salinas) ficam nas primeiras colocações do *ranking* por possuírem os menores valores para o CAPEX e os maiores valores para a radiação solar.

Em relação ao VPL determinístico, foi feita uma Análise de Sensibilidade considerando os dados do município de Belo Horizonte para o cenário atualmente vigente, o qual consiste na cobrança do Fio B e na isenção do ICMS na tarifa de energia elétrica. Foram inseridas sensibilidades nas variáveis: Fio B; CAPEX; ICMS; Radiação solar e Tarifa. Conforme exibido na Figura 16, cada variável sofreu uma variação de 10% para mais e para menos, a fim de verificar o comportamento delas no valor do VPL.

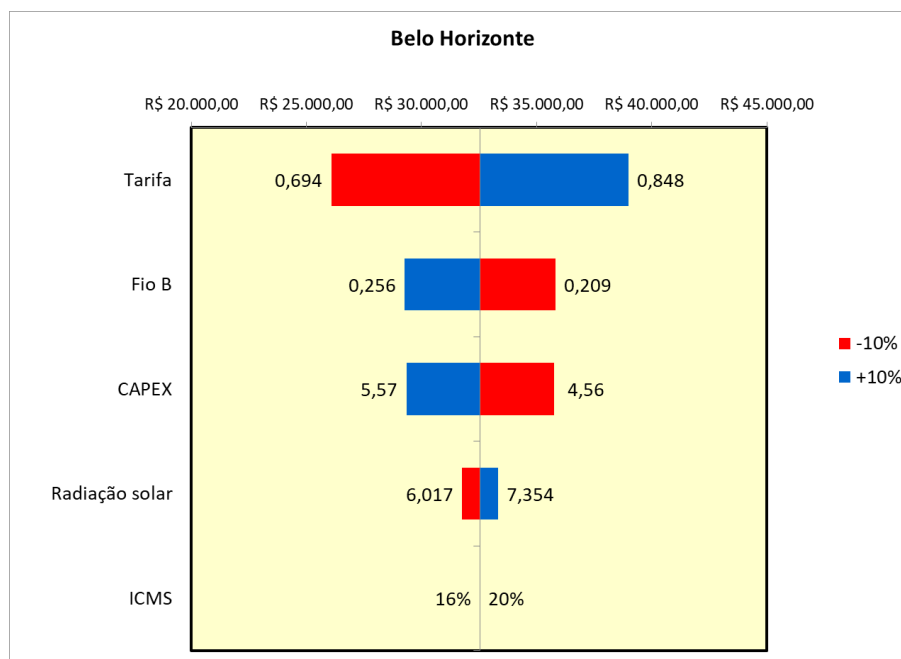


Figura 16 - Análise de Sensibilidade para o município de Belo Horizonte

Através da Análise de Sensibilidade da Figura 16, percebe-se que a variável que mais impacta no valor do VPL determinístico é a tarifa, sendo que se esta variável sofrer um decréscimo de 10% no seu valor original, mantendo todas as outras variáveis iguais, o VPL irá reduzir de R\$ 32.543,24 para R\$ 26.084,69. Caso contrário, se a tarifa sofrer um acréscimo de 10% no seu valor original, o VPL determinístico irá sofrer um aumento, passando de R\$ 32.543,24 para R\$ 39.001,44.

Por outro lado, as variáveis Fio B e CAPEX possuem segundo e terceiro maior impactos no valor do VPL determinístico, respectivamente, sendo que se o Fio B e o CAPEX sofrerem um decréscimo de 10% no seu valor original, o VPL irá aumentar de R\$ 32.543,24 para, respectivamente, R\$ 35.821,59 e R\$ 35.474,14. Se o Fio B e o CAPEX sofrerem um aumento de 10% no seu valor original, o VPL irá diminuir de R\$ 32.543,24 para, respectivamente, R\$ 29.264,54 e R\$ 29.339,00.

A radiação solar média apresentou o quarto maior impacto no valor do VPL determinístico, sendo que se esta variável sofrer um aumento ou um decréscimo de 10% no seu valor original, o VPL irá aumentar ou diminuir em R\$ 790,90. Isso ocorreu devido ao fato da radiação solar apresentar poucas variações entre os municípios próximos entre si. O valor do VPL determinístico sofre pouquíssima alteração quando o valor do ICMS sofre um decréscimo ou um acréscimo de 10% no seu valor original. Neste caso, o VPL irá diminuir ou aumentar em R\$ 0,17 em relação ao valor original.

Pela Análise de Sensibilidade, percebeu-se que as variáveis que mais impactaram no valor do VPL determinístico além da tarifa foram o Fio B, o CAPEX, e a radiação solar. Como o CAPEX e a radiação solar são variáveis incontrolláveis, a presente pesquisa irá analisar o VPL determinístico sob a influência do Fio B e do ICMS na tarifa. Embora o ICMS tenha pouca influência no valor da tarifa, futuramente ele irá incidir na conta de energia do prosumidor.

Na Tabela 9 tem-se os valores para o VPL determinístico encontrados para os 26 municípios analisados do estado de Minas Gerais. A coluna $VPL_{SEM\ FIO\ B / SEM\ ICMS}$ corresponde aos valores para o VPL no cenário em que não há a cobrança do Fio B e há isenção do ICMS; a coluna $VPL_{COM\ FIO\ B / SEM\ ICMS}$ corresponde aos valores para o VPL no cenário em que há a cobrança do Fio B e há isenção do ICMS; e a coluna $VPL_{COM\ FIO\ B / COM\ ICMS}$ corresponde aos valores para o VPL no cenário em que há a cobrança do Fio B e não há isenção do ICMS.

Tabela 9 - Valores do VPL determinístico encontrados para cada cenário analisado

Municípios	$VPL_{SEM\ FIO\ B / SEM\ ICMS}$	$VPL_{COM\ FIO\ B / SEM\ ICMS}$	$VPL_{COM\ FIO\ B / COM\ ICMS}$
Almenara	R\$ 67.601,06	R\$ 34.300,89	R\$ 26.151,74
Araxá	R\$ 65.500,01	R\$ 32.603,77	R\$ 24.553,46
Barbacena	R\$ 63.813,34	R\$ 31.479,76	R\$ 23.567,15
Belo Horizonte	R\$ 65.328,50	R\$ 32.543,24	R\$ 24.520,10
Cataguases	R\$ 79.396,69	R\$ 63.602,43	R\$ 53.088,40
Curvelo	R\$ 65.916,61	R\$ 33.057,79	R\$ 25.016,65
Diamantina	R\$ 65.280,82	R\$ 32.187,13	R\$ 24.088,51
Divinópolis	R\$ 65.072,67	R\$ 32.295,16	R\$ 24.273,91
Extrema	R\$ 39.627,90	R\$ 17.123,72	R\$ 8.372,90
Frutal	R\$ 64.266,96	R\$ 31.930,80	R\$ 24.017,55
Governador Valadares	R\$ 65.849,74	R\$ 33.189,66	R\$ 25.197,15
Ipatinga	R\$ 65.546,43	R\$ 33.005,08	R\$ 25.041,62
Itabira	R\$ 65.227,30	R\$ 32.442,05	R\$ 24.418,90
Itajubá	R\$ 63.767,01	R\$ 31.417,95	R\$ 23.501,55
Januária	R\$ 68.519,74	R\$ 34.902,11	R\$ 26.675,27
Juiz de Fora	R\$ 63.970,17	R\$ 31.636,59	R\$ 23.723,98
Manhuaçu	R\$ 81.704,39	R\$ 65.591,58	R\$ 54.865,49
Montes Claros	R\$ 67.703,07	R\$ 34.082,86	R\$ 25.855,39
Ouro Preto	R\$ 64.736,73	R\$ 32.046,97	R\$ 24.047,19
Paracatu	R\$ 66.836,84	R\$ 33.881,23	R\$ 25.816,40
Passos	R\$ 64.930,73	R\$ 32.195,80	R\$ 24.184,98
Poços de Caldas	R\$ 64.231,09	R\$ 51.262,26	R\$ 43.069,49
Salinas	R\$ 67.634,32	R\$ 34.091,54	R\$ 25.883,01
Teófilo Otoni	R\$ 67.313,35	R\$ 34.140,95	R\$ 26.023,06

Municípios	VPL_{SEM FIO B / SEM ICMS}	VPL_{COM FIO B / SEM ICMS}	VPL_{COM FIO B / COM ICMS}
Uberlândia	R\$ 65.433,12	R\$ 32.616,89	R\$ 24.586,16
Varginha	R\$ 63.860,45	R\$ 31.431,37	R\$ 23.495,39

Pela Tabela 9, nota-se que é economicamente viável instalar sistemas fotovoltaicos residenciais em todos os municípios analisados do estado de Minas Gerais para os três cenários. Isso mostra que a cobrança da tarifa não inviabiliza o retorno sobre o investimento fotovoltaico em todos os municípios analisados. Os municípios nos quais são cobrados uma tarifa maior sobre a energia elétrica são onde observam-se um maior potencial de retorno financeiro, representados pelos municípios de Cataguases e Manhuaçu. O oposto acontece para o município de Extrema, o qual, além de cobrar a menor tarifa de energia elétrica dentre as distribuidoras que atendem o estado de Minas Gerais, cobra também o menor valor do Fio B sobre a tarifa.

A Tabela 10 faz um *ranking* dos municípios analisados em ordem decrescente do VPL determinístico encontrado para os três cenários analisados na Tabela 9.

Tabela 10 - *Ranking* do VPL determinístico para cada cenário analisado

Ranking	VPL_{SEM FIO B / SEM ICMS}	VPL_{COM FIO B / SEM ICMS}	VPL_{COM FIO B / COM ICMS}
1º	Manhuaçu	Manhuaçu	Manhuaçu
2º	Cataguases	Cataguases	Cataguases
3º	Januária	Poços de Caldas	Poços de Caldas
4º	Montes Claros	Januária	Januária
5º	Salinas	Almenara	Almenara
6º	Almenara	Teófilo Otoni	Teófilo Otoni
7º	Teófilo Otoni	Salinas	Salinas
8º	Paracatu	Montes Claros	Montes Claros
9º	Curvelo	Paracatu	Paracatu
10º	Governador Valadares	Governador Valadares	Governador Valadares
11º	Ipatinga	Curvelo	Ipatinga
12º	Araxá	Ipatinga	Curvelo
13º	Uberlândia	Uberlândia	Uberlândia
14º	Belo Horizonte	Araxá	Araxá
15º	Diamantina	Belo Horizonte	Belo Horizonte
16º	Itabira	Itabira	Itabira
17º	Divinópolis	Divinópolis	Divinópolis
18º	Passos	Passos	Passos
19º	Ouro Preto	Diamantina	Diamantina
20º	Frutal	Ouro Preto	Ouro Preto
21º	Poços de Caldas	Frutal	Frutal
22º	Juiz de Fora	Juiz de Fora	Juiz de Fora
23º	Varginha	Barbacena	Barbacena

Ranking	$VPL_{SEM\ FIO\ B / SEM\ ICMS}$	$VPL_{COM\ FIO\ B / SEM\ ICMS}$	$VPL_{COM\ FIO\ B / COM\ ICMS}$
24º	Barbacena	Varginha	Itajubá
25º	Itajubá	Itajubá	Varginha
26º	Extrema	Extrema	Extrema

Pela Tabela 10, nota-se que os municípios de Manhuaçu e de Cataguases ficaram em primeiro e segundo lugar no *ranking* para todos os três cenários analisados. Isso se deve à tarifa cobrada pela distribuidora que atende a ambos os municípios (EMG: 0,904 R\$/kWh) ser a mais alta dentre as distribuidoras que atendem o estado. Também não houve alterações no *ranking* nos três cenários para os municípios de Governador Valadares, Uberlândia, Divinópolis, Passos, Juiz de Fora e Extrema.

Analisando a coluna 2 da Tabela 10, Januária ficou na terceira posição no *ranking* por apresentar uma tarifa cobrada do consumidor menor do que Manhuaçu e Cataguases, embora apresente uma radiação solar média anual maior e um valor médio para o CAPEX menor do que ambos os municípios.

Através da Tabela 10, fazendo uma análise para a cidade de Poços de Caldas no cenário em que há isenção do Fio B e do ICMS na tarifa do prosumidor (coluna 2), esse município ficou na 21ª colocação no *ranking*. No entanto, quando há cobrança o Fio B sobre a tarifa do prosumidor (colunas 3 e 4), esse município ficou na terceira posição no *ranking*. Poços de Caldas é atendida pela distribuidora DMED, a qual cobra a mesma tarifa cobrada pela CEMIG-D, garantida pela paridade tarifária prevista na Lei nº 14.299/2022. Por apresentar um valor médio para o CAPEX e um potencial de radiação solar próximo da maioria das cidades analisadas, valor do Fio B cobrado sobre a tarifa pela DMED (0,186 R\$/kWh) é menor do que o valor cobrado pela CEMIG-D (0,233 R\$/kWh). Isso beneficiou o município de Poços de Caldas, tornando-o mais atrativo para a GD fotovoltaica residencial, o que pode atrair investimentos no mercado fotovoltaico para esse município.

Quando a distribuidora que atende uma determinada cidade cobra um valor do Fio B baixo em relação a tarifa, ela pode aparecer no *ranking* do LCOE com cobrança do Fio B (colunas 3 e 4 da Tabela 8) em uma posição melhor do que no *ranking* do VPL com cobrança do Fio B (colunas 3 e 4 da Tabela 10), mas não possuir necessariamente um VPL ruim. Para exemplificar, tem-se o município de Poços de Caldas, que ficou em primeiro lugar no *ranking* da Tabela 8, e em terceiro lugar no *ranking* da Tabela 10. Entretanto, mesmo Poços de Caldas possuindo uma radiação solar menor e o um valor CAPEX médio maior em relação a Januária, Poços de Caldas ficou em terceiro lugar no *ranking* e Januária ficou em quarto lugar

no *ranking* da Tabela 10, quando há a cobrança do Fio B na tarifa. Isso fez com que Poços de Caldas se tornasse mais competitiva em relação a Januária.

Comparando as colunas 3 e 4 da Tabela 10, percebe-se que houve somente uma alteração no *ranking* dos municípios em relação a atratividade de investimentos em sistemas FV residenciais, quando há influência do ICMS na tarifa. Somente Varginha e Itajubá mudaram de posição no *ranking* entre si. A diferença de grandeza do valor do VPL entre uma cidade e outra é tão pequena entre Varginha e Itajubá ($VPL_{COM\ FIO\ B / SEM\ ICMS}$: R\$ 13,42; $VPL_{COM\ FIO\ B / COM\ ICMS}$: R\$ 6,16), que uma diferença mínima nos valores de radiação solar médio anual e no CAPEX médio, impacta nos valores das receitas, e quando se calcula o VPL das receitas, ocorrem estas pequenas alterações. Dentro de uma mesma distribuidora, o valor do VPL de um município para outro pode ser muito próximo entre si, e uma redução na receita pode afetar o valor do VPL porque há uma diferença mínima entre o CAPEX e a produção de energia de uma cidade para outra.

Extrema ficou na última colocação no *ranking* para os três cenários do VPL observados por apresentar os menores valores para a tarifa e para o Fio B em relação as demais distribuidoras que atendem o estado de Minas Gerais, e por apresentar um valor médio de radiação solar anual inferior as demais cidades analisadas. Isso pode tornar Extrema menos atrativa para se investir em sistemas fotovoltaicos residenciais, por possuir um retorno sobre o investimento inferior em relação as demais cidades do estado de Minas Gerais que foram analisadas.

Quando se compara o *ranking* do LCOE e do VPL determinísticos para o pior cenário, que é a cobrança simultânea do Fio B e do ICMS (coluna 4 das Tabelas 8 e 10), nota-se que os municípios de Manhuaçu e Cataguases apareceram entre os maiores custos para o LCOE e os maiores valores para o VPL. O problema do LCOE é que ele não leva em consideração as entradas de caixa, que são as economias proporcionadas por conta da geração fotovoltaica. Já o VPL trabalha com as receitas que são remuneradas pelas tarifas, e os municípios em que são cobrados uma tarifa maior sobre a energia elétrica, são onde observam-se um maior potencial de retorno financeiro. Isso mostra que comparar municípios através do LCOE pode ser enganoso, pois a classificação nos *rankings* do LCOE e do VPL com os encargos do Fio B e do ICMS (coluna 4 das Tabelas 8 e 10) são distintas, justificando o uso do VPL ao invés do LCOE para a análise estocástica no caso do Brasil, que possui diferentes tarifas e encargos entre as regiões, até mesmo dentro de um mesmo estado.

5.2 Resultados estocásticos

A fim de realizar uma análise estocástica para validar os resultados determinísticos da etapa anterior, utilizou-se o cálculo estocástico para o VPL ao invés do LCOE, pois este não leva em consideração as entradas de caixa, que são as economias na conta de energia, proporcionadas por conta da geração fotovoltaica. Como o Fio B é uma componente tarifária que é utilizada no cálculo do VPL, este neutraliza a diferença do valor do Fio B entre as distribuidoras, pois o Fio B é parte da tarifa que remunera a receita pelo VPL. Já o LCOE, como é uma variável de custo, leva em consideração o valor do Fio B apenas como custo.

Na Tabela 11 tem-se os valores para o $CVaR$ com 99% de confiança encontrados para os 26 municípios analisados do estado de Minas Gerais, os quais foram calculados através das 10.000 iterações obtidas através da Simulação de Monte Carlo de acordo com a Equação 12. A coluna $CVaR_{SEM\ FIO\ B / SEM\ ICMS}$ corresponde aos valores para o $CVaR$ no cenário em que não há a cobrança do Fio B e há isenção do ICMS; a coluna $CVaR_{COM\ FIO\ B / SEM\ ICMS}$ corresponde aos valores para o $CVaR$ no cenário em que há a cobrança do Fio B e há isenção do ICMS; e a coluna $CVaR_{COM\ FIO\ B / COM\ ICMS}$ corresponde aos valores para o $CVaR$ no cenário em que há a cobrança do Fio B e não há isenção do ICMS.

Tabela 11 - Valores do $CVaR$ encontrados para cada cenário analisado

Municípios	$CVaR_{SEM\ FIO\ B / SEM\ ICMS}$	$CVaR_{COM\ FIO\ B / SEM\ ICMS}$	$CVaR_{COM\ FIO\ B / COM\ ICMS}$
Almenara	R\$ 21.604,62	R\$ 11.756,15	R\$ 9.598,97
Araxá	R\$ 21.059,66	R\$ 11.323,64	R\$ 9.176,77
Barbacena	R\$ 20.564,53	R\$ 10.993,94	R\$ 8.878,26
Belo Horizonte	R\$ 20.989,57	R\$ 11.290,85	R\$ 9.152,22
Cataguases	R\$ 25.803,71	R\$ 20.985,95	R\$ 18.221,46
Curvelo	R\$ 21.140,50	R\$ 11.420,11	R\$ 9.281,54
Diamantina	R\$ 21.062,77	R\$ 11.256,32	R\$ 9.089,81
Divinópolis	R\$ 20.937,16	R\$ 11.236,49	R\$ 9.095,50
Extrema	R\$ 12.750,48	R\$ 7.236,24	R\$ 4.738,64
Frutal	R\$ 20.671,93	R\$ 11.102,31	R\$ 8.990,78
Governador Valadares	R\$ 21.083,74	R\$ 11.425,07	R\$ 9.303,89
Ipatinga	R\$ 20.977,79	R\$ 11.361,55	R\$ 9.247,58
Itabira	R\$ 20.968,08	R\$ 11.267,97	R\$ 9.128,26
Itajubá	R\$ 20.568,95	R\$ 10.988,06	R\$ 8.870,02
Januária	R\$ 21.850,09	R\$ 11.919,07	R\$ 9.745,10
Juiz de Fora	R\$ 20.597,83	R\$ 11.029,39	R\$ 8.915,44
Manhuaçu	R\$ 26.496,47	R\$ 21.578,93	R\$ 18.762,84
Montes Claros	R\$ 21.684,60	R\$ 11.742,49	R\$ 9.557,71
Ouro Preto	R\$ 20.834,42	R\$ 11.162,14	R\$ 9.025,68

Municípios	<i>CVaR</i>_{SEM FIO B / SEM ICMS}	<i>CVaR</i>_{COM FIO B / SEM ICMS}	<i>CVaR</i>_{COM FIO B / COM ICMS}
Paracatu	R\$ 21.356,83	R\$ 11.615,32	R\$ 9.479,91
Passos	R\$ 20.901,08	R\$ 11.211,11	R\$ 9.072,08
Poços de Caldas	R\$ 21.646,12	R\$ 17.595,72	R\$ 15.304,54
Salinas	R\$ 21.647,51	R\$ 11.731,53	R\$ 9.553,24
Teófilo Otoni	R\$ 21.495,99	R\$ 11.695,07	R\$ 9.546,37
Uberlândia	R\$ 21.031,24	R\$ 11.318,75	R\$ 9.178,05
Varginha	R\$ 20.599,90	R\$ 10.996,97	R\$ 8.873,15

Os valores da Tabela 11 quantificam o pior valor de retorno esperado para o investimento em sistemas fotovoltaicos nos 26 municípios do estado de Minas Gerais. A coluna 2 da Tabela 11 exibe o resultado quando há isenção do Fio B e do ICMS na tarifa de energia elétrica. Os resultados mostram que o pior valor esperado para o VPL ainda é melhor para os municípios nos quais a tarifa de energia é maior, como é o que ocorre nos municípios de Cataguases e Manhuaçu, atendidos pela distribuidora EMG (0,904 R\$/kWh). Em seguida, os municípios que apresentam os maiores índices de radiação solar, localizados no centro norte do estado de Minas Gerais, aparecem como locais onde o *CVaR* é melhor do que nas demais regiões mais ao sul do estado: Januária, Montes Claros, Salinas, Almenara, Teófilo Otoni, Paracatu e Curvelo. A exceção ocorreu para o município de Poços de Caldas, localizado no sul do estado, apresentou o sexto melhor valor para o *CVaR*.

Quando se compara o resultado vigente atualmente, no cenário em que não há isenção do Fio B e há isenção do ICMS (coluna 3 da Tabela 11) com o pior cenário, em que há cobrança simultânea do Fio B e do ICMS sobre a tarifa (coluna 4 da Tabela 11), nota-se que o resultado é melhor para os municípios atendidos pela distribuidora que pratica a maior tarifa do estado (EMG – Cataguases e Manhuaçu). Em seguida, aparece em terceiro lugar no *ranking* o município de Poços de Caldas, o qual é atendido pela distribuidora DMED, que pratica a segunda maior tarifa do estado, porém com um valor para o Fio B menor do que a distribuidora CEMIG-D. A Tabela 12 exibe o *ranking* dos municípios para os três cenários do *CVaR* analisados em ordem decrescente de risco de investimento em sistemas fotovoltaicos.

Tabela 12 - *Ranking* do *CVaR* para cada cenário analisado

<i>Ranking</i>	<i>CVaR</i>_{SEM FIO B / SEM ICMS}	<i>CVaR</i>_{COM FIO B / SEM ICMS}	<i>CVaR</i>_{COM FIO B / COM ICMS}
1º	Manhuaçu	Manhuaçu	Manhuaçu
2º	Cataguases	Cataguases	Cataguases
3º	Januária	Poços de Caldas	Poços de Caldas
4º	Montes Claros	Januária	Januária
5º	Salinas	Almenara	Almenara
6º	Poços de Caldas	Montes Claros	Montes Claros

Ranking	$CVaR_{SEM\ FIO\ B / SEM\ ICMS}$	$CVaR_{COM\ FIO\ B / SEM\ ICMS}$	$CVaR_{COM\ FIO\ B / COM\ ICMS}$
7º	Almenara	Salinas	Salinas
8º	Teófilo Otoni	Teófilo Otoni	Teófilo Otoni
9º	Paracatu	Paracatu	Paracatu
10º	Curvelo	Governador Valadares	Governador Valadares
11º	Governador Valadares	Curvelo	Curvelo
12º	Diamantina	Ipatinga	Ipatinga
13º	Araxá	Araxá	Uberlândia
14º	Uberlândia	Uberlândia	Araxá
15º	Belo Horizonte	Belo Horizonte	Belo Horizonte
16º	Ipatinga	Itabira	Itabira
17º	Itabira	Diamantina	Divinópolis
18º	Divinópolis	Divinópolis	Diamantina
19º	Passos	Passos	Passos
20º	Ouro Preto	Ouro Preto	Ouro Preto
21º	Frutal	Frutal	Frutal
22º	Varginha	Juiz de Fora	Juiz de Fora
23º	Juiz de Fora	Varginha	Barbacena
24º	Itajubá	Barbacena	Varginha
25º	Barbacena	Itajubá	Itajubá
26º	Extrema	Extrema	Extrema

Analisando do *ranking* da Tabela 12 para os três cenários, os municípios que são atendidos pela distribuidora que cobra a maior tarifa de energia (EMG – Manhuaçu e Cataguases) aparecem como sendo mais atrativos para instalar sistemas fotovoltaicos residenciais, pois o pior retorno esperado é melhor em relação aos demais municípios analisados. O oposto ocorreu para o município de Extrema, apesar da distribuidora que atende este município (ESS) praticar a menor tarifa e o menor valor do Fio B sobre a tarifa em relação as demais distribuidoras que atendem o estado, o potencial solar do município não foi alto o suficiente para que o retorno sobre o investimento fosse mais atrativo em relação aos demais municípios mineiros analisados.

Ao se comparar o *ranking* do $CVaR$ na presença e na ausência do Fio B sobre a tarifa (colunas 2 e 3 da Tabela 12), nota-se que o município de Poços de Caldas subiu três posições no *ranking*. Isso mostra o impacto que tanto a tarifa, quanto o Fio B tem sobre o risco em se investir em sistemas fotovoltaicos residenciais no estado de Minas Gerais, pois as distribuidoras que atendem Manhuaçu, Cataguases e Poços de Caldas praticam uma tarifa alta de energia, porém o valor do Fio B praticado pela distribuidora que atende Poços de Caldas fez com que este município se sobressaísse em relação aos municípios mineiros atendidos pela CEMIG-D e EMG. Ipatinga subiu quatro posições no *ranking*. Almenara subiu duas

posições. Governador Valadares, Itabira, Juiz de Fora e Barbacena subiram uma posição no *ranking*. Diamantina caiu cinco posições. Montes Claros e Salinas caíram duas posições no *ranking*. Januária, Curvelo, Varginha e Itajubá caíram uma posição. Teófilo Otoni, Paracatu, Araxá, Uberlândia, Belo Horizonte, Divinópolis, Passos, Ouro Preto, Frutal e Extrema não alteraram de posição no *ranking*.

Ao se comparar o *ranking* do *CVaR* sob a influência do ICMS sobre a tarifa (colunas 3 e 4 da Tabela 12), nota-se que houve poucas alterações no *ranking*, como: entre os municípios de Araxá e Uberlândia; entre Diamantina e Divinópolis; e, entre Varginha e Barbacena. Em todos esses casos, os municípios alteraram de posição entre si. Isso ocorreu devido ao fato do valor médio do CAPEX de Uberlândia ser menor do que de Araxá; de Divinópolis ser menor do que de Diamantina; e de Barbacena ser menor do que de Varginha, sendo que tanto a tarifa quanto o Fio B são os mesmos para cada par de município analisado. Dessa forma, nota-se que o ICMS tem pouca influência sobre o risco em se investir em sistemas fotovoltaicos residenciais.

A Tabela 13 exhibe, para os 26 municípios analisados, a evolução no *ranking* do VPL determinístico para o *ranking* do *CVaR*, presente na Tabela 12 para os três cenários analisados na presente pesquisa. A coluna $VPL \rightarrow CVaR_{SEM\ FIO\ B / SEM\ ICMS}$ corresponde a evolução no *ranking* para o VPL no cenário em que não há a cobrança do Fio B e há isenção do ICMS; a coluna $VPL \rightarrow CVaR_{COM\ FIO\ B / SEM\ ICMS}$ corresponde a evolução no *ranking* para o VPL no cenário em que há a cobrança do Fio B e há isenção do ICMS; e a coluna $VPL \rightarrow CVaR_{COM\ FIO\ B / COM\ ICMS}$ corresponde a evolução no *ranking* para o VPL no cenário em que há a cobrança do Fio B e não há isenção do ICMS.

Tabela 13 - Evolução no *ranking* do VPL determinístico para o *CVaR*

Municípios	$VPL \rightarrow CVaR_{SEM\ FIO\ B / SEM\ ICMS}$	$VPL \rightarrow CVaR_{COM\ FIO\ B / SEM\ ICMS}$	$VPL \rightarrow CVaR_{COM\ FIO\ B / COM\ ICMS}$
Almenara	-1 (6 ^o → 7 ^o)	0	0
Araxá	-1 (12 ^o → 13 ^o)	+1 (14 ^o → 13 ^o)	0
Barbacena	-1 (24 ^o → 25 ^o)	-1 (23 ^o → 24 ^o)	0
Belo Horizonte	-1 (14 ^o → 15 ^o)	0	0
Cataguases	0	0	0
Curvelo	-1 (9 ^o → 10 ^o)	0	+1 (12 ^o → 11 ^o)
Diamantina	+3 (15 ^o → 12 ^o)	+2 (19 ^o → 17 ^o)	+1 (19 ^o → 18 ^o)
Divinópolis	-1 (17 ^o → 18 ^o)	-1 (17 ^o → 18 ^o)	0
Extrema	0	0	0
Frutal	-1 (20 ^o → 21 ^o)	0	0
Governador Valadares	-1 (10 ^o → 11 ^o)	0	0

Municípios	VPL → CVaR _{SEM FIO B/SEM ICMS}	VPL → CVaR _{COM FIO B/SEM ICMS}	VPL → CVaR _{COM FIO B/COM ICMS}
Ipatinga	-5 (11 ^o → 16 ^o)	0	-1 (11 ^o → 12 ^o)
Itabira	-1 (16 ^o → 17 ^o)	0	0
Itajubá	+1 (25 ^o → 24 ^o)	0	-1 (24 ^o → 25 ^o)
Januária	0	0	0
Juiz de Fora	-1 (22 ^o → 23 ^o)	0	0
Manhuaçu	0	0	0
Montes Claros	0	+2 (8 ^o → 6 ^o)	+2 (8 ^o → 6 ^o)
Ouro Preto	-1 (19 ^o → 20 ^o)	0	0
Paracatu	-1 (8 ^o → 9 ^o)	0	0
Passos	-1 (18 ^o → 19 ^o)	-1 (18 ^o → 19 ^o)	-1 (18 ^o → 19 ^o)
Poços de Caldas	+15 (21 ^o → 6 ^o)	0	0
Salinas	0	0	0
Teófilo Otoni	-1 (7 ^o → 8 ^o)	-2 (6 ^o → 8 ^o)	-2 (6 ^o → 8 ^o)
Uberlândia	-1 (13 ^o → 14 ^o)	-1 (13 ^o → 14 ^o)	0
Varginha	+1 (23 ^o → 22 ^o)	+1 (24 ^o → 23 ^o)	+1 (25 ^o → 24 ^o)

Através da Tabela 13 é possível comparar a evolução no *ranking* do VPL determinístico para o CVaR. Quando não há a incidência do Fio B e do ICMS sobre a tarifa, nota-se que Poços de Caldas subiu 15 posições no *ranking* e Ipatinga caiu 5 posições. Quando há a incidência do Fio B e isenção do ICMS sobre a tarifa, Montes Claros subiu três posições no *ranking* e Teófilo Otoni caiu duas posições; e, na incidência simultânea do Fio B e do ICMS na tarifa, Montes Claros subiu duas posições no *ranking* e Teófilo Otoni caiu duas posições.

A análise comparativa entre os 26 municípios de Minas Gerais, não somente revelou a presença de diferenças entre a classificação de risco do CVaR em relação ao VPL determinístico, como também permite concluir que mesmo em cidades e regiões próximas o retorno esperado do investimento na microgeração fotovoltaica residencial pode apresentar sensíveis diferenças. No entanto, essas diferenças podem ser mais acentuadas se fossem comparados municípios de diferentes estados que possuem maiores diferenças na radiação solar média anual, no valor médio do CAPEX, na tarifa de energia e na tributação do ICMS e do Fio B sobre a tarifa de energia elétrica.

Finalmente, para a estimativa do índice $\hat{\Omega}$, considerou-se como valor do limite de perda L a mediana dos valores de VPL calculado de forma determinística para os 26 municípios analisados obtido para o cenário vigente atualmente para o prosumidor, no qual há cobrança do Fio B e isenção do ICMS, cujo valor encontrado foi de $L = R\$ 32.610,33$. Através dos resultados obtidos para os valores de VPL encontrados de forma estocástica, o valor do índice $\hat{\Omega}$ encontrado para cada município analisado é a razão entre a

probabilidade ponderada dos valores de VPL estocásticos maiores do que L , e a probabilidade ponderada dos valores de VPL estocásticos menores do que L , conforme descrito na Equação 14.

Na Tabela 14 tem-se os valores do índice $\hat{\Omega}$ encontrados para os 26 municípios analisados do estado de Minas Gerais. A coluna $\hat{\Omega}_{SEM\ FIO\ B / SEM\ ICMS}$ corresponde aos valores do índice $\hat{\Omega}$ no cenário em que não há a cobrança do Fio B e há isenção do ICMS; a coluna $\hat{\Omega}_{COM\ FIO\ B / SEM\ ICMS}$ corresponde aos valores do índice $\hat{\Omega}$ no cenário em que há a cobrança do Fio B e há isenção do ICMS; e a coluna $\hat{\Omega}_{COM\ FIO\ B / COM\ ICMS}$ corresponde aos valores do índice $\hat{\Omega}$ no cenário em que há a cobrança do Fio B e não há isenção do ICMS.

Tabela 14 - Valores do índice $\hat{\Omega}$ encontrados para cada cenário analisado

Municípios	$\hat{\Omega}_{SEM\ FIO\ B / SEM\ ICMS}$	$\hat{\Omega}_{COM\ FIO\ B / SEM\ ICMS}$	$\hat{\Omega}_{COM\ FIO\ B / COM\ ICMS}$
Almenara	19,482	7,891	7,076
Araxá	18,871	7,737	6,780
Barbacena	18,547	7,580	6,556
Belo Horizonte	18,767	7,732	6,756
Cataguases	26,907	18,553	15,287
Curvelo	18,987	7,801	6,824
Diamantina	18,920	7,796	6,810
Divinópolis	18,656	7,721	6,749
Extrema	9,852	7,349	5,639
Frutal	18,521	7,630	6,634
Governador Valadares	18,898	7,760	6,802
Ipatinga	18,660	7,709	6,751
Itabira	18,775	7,729	6,757
Itajubá	18,464	7,578	6,571
Januária	19,305	8,104	7,163
Juiz de Fora	18,583	7,575	6,577
Manhuaçu	29,971	18,991	16,145
Montes Claros	19,674	7,945	7,074
Ouro Preto	18,609	7,689	6,702
Paracatu	19,262	7,827	6,914
Passos	18,600	7,712	6,726
Poços de Caldas	19,320	13,36	12,140
Salinas	19,727	7,951	7,085
Teófilo Otoni	19,249	7,853	6,997
Uberlândia	18,740	7,751	6,765
Varginha	18,520	7,565	6,585

Observando os resultados encontrados para o índice $\hat{\Omega}$ nos três cenários analisados, percebe-se que o ganho em investimentos em sistemas fotovoltaicos residenciais em todos os municípios analisados do estado de Minas Gerais supera as perdas, pois um valor para o índice $\hat{\Omega}$ acima de 1 indica que a razão entre a probabilidade ponderada dos valores de VPL estocástico acima de L é maior do que a probabilidade ponderada dos valores de VPL estocástico abaixo de L .

Pela Tabela 14, observa-se que os valores para o índice $\hat{\Omega}$ é maior nos três cenários para os municípios de Manhuaçu e Cataguases, os quais são atendidos pela distribuidora que pratica a maior tarifa de energia do estado (EMG). O oposto acontece para o município de Extrema, o qual é atendido pela distribuidora que pratica a menor tarifa de energia do estado (ESS).

A Tabela 15 exhibe o *ranking* dos municípios para os três cenários para o índice $\hat{\Omega}$ analisados em ordem decrescente dos resultados obtidos pela Tabela 13.

Tabela 15 - *Ranking* do índice $\hat{\Omega}$ para cada cenário analisado

<i>Ranking</i>	$\hat{\Omega}_{SEM\ FIO\ B / SEM\ ICMS}$	$\hat{\Omega}_{COM\ FIO\ B / SEM\ ICMS}$	$\hat{\Omega}_{COM\ FIO\ B / COM\ ICMS}$
1º	Manhuaçu	Manhuaçu	Manhuaçu
2º	Cataguases	Cataguases	Cataguases
3º	Salinas	Poços de Caldas	Poços de Caldas
4º	Montes Claros	Januária	Januária
5º	Almenara	Salinas	Salinas
6º	Poços de Caldas	Montes Claros	Almenara
7º	Januária	Almenara	Montes Claros
8º	Paracatu	Teófilo Otoni	Teófilo Otoni
9º	Teófilo Otoni	Paracatu	Paracatu
10º	Curvelo	Curvelo	Curvelo
11º	Diamantina	Diamantina	Diamantina
12º	Governador Valadares	Governador Valadares	Governador Valadares
13º	Araxá	Uberlândia	Araxá
14º	Itabira	Araxá	Uberlândia
15º	Belo Horizonte	Belo Horizonte	Itabira
16º	Uberlândia	Itabira	Belo Horizonte
17º	Ipatinga	Divinópolis	Ipatinga
18º	Divinópolis	Passos	Divinópolis
19º	Ouro Preto	Ipatinga	Passos
20º	Passos	Ouro Preto	Ouro Preto
21º	Juiz de Fora	Frutal	Frutal
22º	Barbacena	Barbacena	Varginha
23º	Frutal	Itajubá	Juiz de Fora
24º	Varginha	Juiz de Fora	Itajubá

<i>Ranking</i>	$\hat{\Omega}_{SEM\ FIO\ B / SEM\ ICMS}$	$\hat{\Omega}_{COM\ FIO\ B / SEM\ ICMS}$	$\hat{\Omega}_{COM\ FIO\ B / COM\ ICMS}$
25 ^o	Itajubá	Varginha	Barbacena
26 ^o	Extrema	Extrema	Extrema

Pela Tabela 15 verifica-se que os municípios de Manhuaçu, Cataguases, Curvelo, Diamantina, Governador Valadares e Extrema não sofreram alterações no *ranking* do índice Ômega para os três cenários analisados. Quando há a influência do Fio B (colunas 2 e 3 da Tabela 15), nota-se que os municípios de Poços de Caldas e Januária subiram três posições no *ranking*. Embora as distribuidoras que atendem a ambos os municípios cobram a mesma tarifa na conta de energia, o que fez com que Poços de Caldas se sobressaísse em relação a Januária foi o valor do Fio B cobrado sobre a tarifa, sendo o valor cobrado pela DMED (0,186 R\$/kWh) menor do que o cobrado pela CEMIG-D (0,233 R\$/kWh).

O que favoreceu o município de Januária subir três posições no *ranking* foram as variáveis referentes a radiação solar (6,855 kWh/m²), uma das mais altas do estado, e o valor médio do CAPEX de 4,95 R\$/Wp, menor do que a média dentre os 26 municípios analisados (5,03 R\$/Wp). O município de Itajubá subiu duas posições no *ranking* quando há influência do Fio B na tarifa, ultrapassando Juiz de Fora e Varginha, por possuir uma radiação solar superior a de Juiz de Fora e um CAPEX médio menor do que de Varginha, que favoreceram significativamente um melhor resultado para Itajubá. Por outro lado, Juiz de Fora caiu três posições, Salinas, Montes Claros e Almenara caíram duas posições; e Varginha caiu uma posição no *ranking* quando há influência do Fio B na tarifa de energia.

Quando se analisa a influência do ICMS na tarifa de energia elétrica no *ranking* do índice Ômega (colunas 3 e 4 da Tabela 15), nota-se que os municípios de Almenara e Montes Claros trocam de posição no *ranking* entre si. Embora as distribuidoras que atendem a ambos os municípios seja a mesma (CEMIG-D), o que pode ter feito com que Almenara trocasse de posição no *ranking* com Montes Claros foi o valor médio do CAPEX de Almenara ser menor do que o de Montes Claros, uma vez que a diferença de radiação solar entre ambos os municípios é mínima. O município de Varginha subiu três posições, Ipatinga subiu duas posições, Araxá, Itabira e Juiz de Fora subiram uma posição no *ranking* com a influência do ICMS na tarifa de energia. Em contrapartida, o município de Barbacena caiu três posições, e os municípios de Uberlândia, Belo Horizonte, Divinópolis, Passos e Itajubá caíram uma no *ranking* com a influência do ICMS na tarifa de energia.

Quando se analisa o *ranking* do índice Ômega sob a influência simultânea do Fio B e do ICMS na tarifa de energia elétrica (colunas 2 e 4 da Tabela 15), os municípios de

Manhuaçu, Cataguases, Curvelo, Diamantina, Governador Valadares, Araxá, Ipatinga, Divinópolis e Extrema não sofreram alterações no *ranking*. Para esses municípios, uma alteração simultânea do Fio B e do ICMS não irá influenciar no *ranking* do índice Ômega, uma vez que o peso de uma variável acaba compensando a outra. Os municípios de Poços de Caldas e Januária subiram três posições no *ranking* com a influência simultânea do Fio B e do ICMS. Isso pode favorecer o investimento em sistemas fotovoltaicos residenciais nesses municípios, uma vez que a probabilidade de retorno superou a probabilidade de perda no pior cenário comparado com o melhor cenário. Uberlândia, Frutal e Varginha subiram duas posições; Teófilo Otoni, Passos e Itajubá subiram uma posição no *ranking* na comparação entre o melhor e o pior cenário. Por outro lado, Montes Claros e Barbacena caíram três posições; Salinas e Juiz de Fora caíram duas posições; Almenara, Paracatu, Itabira, Belo Horizonte e Ouro Preto caíram uma posição no *ranking* quando se compara o índice Ômega com e sem a cobrança simultânea do Fio B e do ICMS sobre a tarifa de energia elétrica.

Fazendo uma comparação do *ranking* entre o VPL determinístico, o *CVaR* com 99% de confiança e o índice Ômega para o cenário que está vigente atualmente, ou seja, no qual há a cobrança do Fio B e isenção de ICMS para os 26 municípios mineiros analisados, tem-se a Tabela 16. A coluna $VPL_{COM\ FIO\ B / SEM\ ICMS}$ corresponde aos valores do VPL determinístico; a coluna $CVaR_{COM\ FIO\ B / SEM\ ICMS}$ corresponde aos valores do *CVaR* com 99% de confiança e a coluna $\hat{\Omega}_{COM\ FIO\ B / SEM\ ICMS}$ corresponde aos valores do índice Ômega no cenário em que há a cobrança do Fio B e há isenção do ICMS.

Tabela 16 - Comparação do *ranking* entre o VPL determinístico, *CVaR* e índice Ômega

Ranking	$VPL_{COM\ FIO\ B / SEM\ ICMS}$	$CVaR_{COM\ FIO\ B / SEM\ ICMS}$	$\hat{\Omega}_{COM\ FIO\ B / SEM\ ICMS}$
1º	Manhuaçu	Manhuaçu	Manhuaçu
2º	Cataguases	Cataguases	Cataguases
3º	Poços de Caldas	Poços de Caldas	Poços de Caldas
4º	Januária	Januária	Januária
5º	Almenara	Almenara	Salinas
6º	Teófilo Otoni	Montes Claros	Montes Claros
7º	Salinas	Salinas	Almenara
8º	Montes Claros	Teófilo Otoni	Teófilo Otoni
9º	Paracatu	Paracatu	Paracatu
10º	Governador Valadares	Governador Valadares	Curvelo
11º	Curvelo	Curvelo	Diamantina
12º	Ipatinga	Ipatinga	Governador Valadares
13º	Uberlândia	Araxá	Uberlândia
14º	Araxá	Uberlândia	Araxá

Ranking	VPL_{COM FIO B / SEM ICMS}	CVaR_{COM FIO B / SEM ICMS}	Ômega_{COM FIO B / SEM ICMS}
15º	Belo Horizonte	Belo Horizonte	Belo Horizonte
16º	Itabira	Itabira	Itabira
17º	Divinópolis	Diamantina	Divinópolis
18º	Passos	Divinópolis	Passos
19º	Diamantina	Passos	Ipatinga
20º	Ouro Preto	Ouro Preto	Ouro Preto
21º	Frutal	Frutal	Frutal
22º	Juiz de Fora	Juiz de Fora	Barbacena
23º	Barbacena	Varginha	Itajubá
24º	Varginha	Barbacena	Juiz de Fora
25º	Itajubá	Itajubá	Varginha
26º	Extrema	Extrema	Extrema

Pela Tabela 16, comparando o *ranking* do VPL determinístico com o *ranking* da medida de risco *CVaR* e com o *ranking* do índice Ômega, 10 municípios não mudaram de posição: Manhuaçu, Cataguases, Poços de Caldas, Januária, Paracatu, Belo Horizonte, Itabira, Ouro Preto, Frutal e Extrema.

Comparando o *ranking* do resultado do VPL determinístico (coluna 2 da Tabela 16) com o *ranking* da medida de risco *CVaR* (coluna 3 da Tabela 16), quatro municípios subiram de posição: Montes Claros, Araxá, Diamantina e Varginha. Quando um município vai pior no *ranking* do VPL determinístico e melhor no *ranking* do *CVaR*, caso ocorrido com esses quatro municípios, significa que apesar de ter um retorno menor sobre o investimento, esses municípios possuem um risco menor, o que pode ser atrativo para o investimento em sistemas GDFV nesses locais. O VPL determinístico quantifica o retorno esperado do investimento em sistemas GDFV, enquanto o *CVaR* mensura o risco em se investir nesses sistemas de geração elétrica. Cinco municípios caíram de posição no *ranking* quando se compara o *ranking* do VPL determinístico (coluna 2 da Tabela 16) com o *ranking* da medida de risco *CVaR*: Teófilo Otoni, Uberlândia, Divinópolis, Passos e Barbacena, sendo que esses possuem um retorno sobre o investimento maior em relação aos riscos para investimentos em GDFV residenciais.

Quando se compara o *ranking* da medida de risco *CVaR* (coluna 3 da Tabela 16) com o *ranking* do índice Ômega (coluna 4 da Tabela 16), oito municípios subiram de posição no *ranking*: Salinas, Curvelo, Diamantina, Uberlândia, Divinópolis, Passos, Barbacena, Itajubá. Para esses municípios, a probabilidade de ganhos se sobrepõe a probabilidade de perda, levando em consideração um valor de $L = R\$ 32.610,33$, considerado *benchmarking*. O *CVaR* quantifica o pior resultado esperado. Se um município possui um valor de *CVaR* ruim, ele tem probabilidade de possuir um retorno muito inferior ao esperado. O índice Ômega exibe o risco

de um município em investir sistemas de GDFV em relação aos demais municípios analisados, tendo por base o limite de perda L , considerado como *benchmarking*. Portanto, a medida de risco $CVaR$ e o índice $\hat{\Omega}$ fornecem informações que se complementam.

CAPÍTULO 6 – CONCLUSÕES

A presente pesquisa propôs uma abordagem estocástica a fim analisar o risco em investimentos em sistemas GDFV residenciais, usando como referência para validação uma comparação de risco financeiro entre 26 municípios do estado de Minas Gerais. Este estado foi escolhido pelo fato de possuir uma legislação que amplia a isenção de ICMS para os prosumidores que façam uso dos créditos de energia oriundos de sistemas GDFV até dezembro de 2032. Para atingir tal objetivo, foi levado em consideração a crescente cobrança da componente TUSD Fio B no Sistema de Compensação de Energia Elétrica estabelecido pela Lei nº 14.300/2022 para os prosumidores que conectaram na rede de distribuição a partir de 2023, a fim de analisar o LCOE e o VPL determinísticos dos 26 municípios.

O valor das tarifas convencionais de energia praticadas pelas distribuidoras que atendem Minas Gerais estão acima do maior valor encontrado para o LCOE determinístico em todos os 26 municípios analisados, indicando que o custo de produção de energia a partir desta fonte compensa financeiramente. Além disso, ao estender a isenção do ICMS por mais 10 anos, a microgeração FV residencial ainda se torna bastante atrativa em termos econômicos.

Pelos resultados obtidos para o VPL determinístico, concluiu-se que é economicamente viável instalar sistemas fotovoltaicos residenciais em todos os municípios analisados do estado de Minas Gerais para os três cenários considerados nesta pesquisa. Os municípios nos quais são cobrados uma tarifa maior sobre a energia elétrica foi onde observou-se um maior potencial de retorno financeiro, representados pelos municípios de Manhuaçu e Cataguases, os quais ficaram em primeiro e segundo lugar no *ranking* para o VPL determinístico nos três cenários analisados. Quando há isenção do Fio B na tarifa, o município de Januária ficou na terceira posição no *ranking* por apresentar uma tarifa cobrada do consumidor menor do que Manhuaçu e Cataguases, embora apresente uma radiação solar média anual maior e um CAPEX menor do que ambos os municípios. Quando há cobrança do Fio B na tarifa, o município de Poços de Caldas, que é atendido pela distribuidora DMED, a qual cobra a mesma tarifa cobrada pela CEMIG-D, apareceu na terceira posição no *ranking*. Por outro lado, para os três cenários analisados, o município de Extrema, o qual além de cobrar a menor tarifa de energia elétrica dentre as distribuidoras que atendem o estado de Minas Gerais, cobra também o menor valor do Fio B sobre a tarifa, ficou em último lugar no

ranking para o VPL determinístico. Para este município, a variável que mais impactou no resultado do VPL determinístico foi a radiação solar.

A comparação dos municípios através do LCOE pode ser enganosa, pois a classificação nos *rankings* do LCOE e do VPL determinísticos com e sem os encargos do Fio B e do ICMS foram distintas. Quando se comparou o *ranking* do LCOE e do VPL determinísticos para o pior cenário, no qual há cobrança simultânea do Fio B e do ICMS, notou-se que os municípios de Manhuaçu e Cataguases apareceram entre os maiores custos para o LCOE e os maiores valores para o VPL. A fragilidade do LCOE é que esta métrica não leva em consideração as entradas de caixa, que são as economias proporcionadas por conta da geração fotovoltaica. O LCOE considera os custos proporcionados pela geração fotovoltaica. A vantagem do VPL é que ele trabalha com as receitas remuneradas pelas tarifas, e os municípios nos quais são cobrados uma tarifa maior sobre a energia elétrica, foram onde se observou um maior potencial de retorno financeiro. Isso justificou o uso do VPL ao invés do LCOE para a análise estocástica para o cenário brasileiro, visto que dentro de um mesmo estado, uma cidade pode apresentar uma maior competitividade em relação a outra, em termos de retorno esperado e risco financeiro para a produção de energia FV, devido aos diferentes níveis de radiação solar e de condições econômicas que podem afetar o custo de aquisição de tecnologias FV.

O próximo passo foi fazer uma análise estocástica para validar os resultados determinísticos do VPL através da Simulação de Monte Carlo. Com esse intuito, foi levado em consideração as incertezas no comportamento da radiação solar, na potência para sistemas fotovoltaicos residenciais, no CAPEX médio e no percentual de capital de terceiros. Os resultados mostram que o pior valor esperado para o VPL ainda é melhor para os municípios nos quais a tarifa de energia é maior, o que ocorreu nos municípios de Cataguases e Manhuaçu, atendidos pela distribuidora EMG (0,904 R\$/kWh). Em seguida, os municípios que apresentam os maiores índices de radiação solar, localizados no centro norte do estado de Minas Gerais, aparecem como locais onde o *CVaR* é melhor do que nas demais regiões mais ao sul do estado. A exceção ocorreu para o município de Poços de Caldas, localizado no sul do estado, apresentou o sexto melhor valor esperado para o VPL no cenário em que há isenção simultânea do Fio B e do ICMS sobre a tarifa e o terceiro melhor valor para o *CVaR* nos demais cenários analisados. Isso evidenciou o impacto que tanto a tarifa, quanto o Fio B tem sobre o risco em se investir em sistemas fotovoltaicos residenciais no estado de Minas Gerais, pois as distribuidoras que atendem Manhuaçu, Cataguases e Poços de Caldas praticam

uma tarifa alta de energia, porém o valor do Fio B praticado pela distribuidora que atende Poços de Caldas fez com que este município se sobressaísse em relação aos municípios mineiros atendidos pela CEMIG-D e EMG.

Extrema ficou na última colocação para os três cenários no *ranking* do *CVaR*. Apesar da distribuidora que atende esse município, a ESS, praticar a menor tarifa e o menor valor do Fio B em relação as demais distribuidoras que atendem o estado, o potencial solar de Extrema não foi alto o suficiente para que o retorno sobre o investimento em sistemas de GDFV fosse mais atrativo em relação aos demais municípios mineiros analisados.

A análise comparativa da evolução entre o *ranking* do VPL determinístico e o *ranking* do *CVaR* para os 26 municípios de Minas Gerais, revelou a presença de diferenças entre a classificação de risco do *CVaR* em relação ao VPL determinístico, e permitiu concluir que mesmo em cidades e regiões próximas o retorno esperado do investimento na microgeração fotovoltaica residencial pode apresentar sensíveis diferenças. Quando um município vai pior no *ranking* do VPL determinístico e melhor no *ranking* do *CVaR*, significa que apesar de ter um retorno sobre o investimento menor, esse município possui um risco menor, o que pode ser atrativo para o investimento em sistemas GDFV nesse local. No entanto, essas diferenças podem ser mais acentuadas se fossem comparados municípios de diferentes estados que possuem maiores diferenças na radiação solar média anual, no valor médio do CAPEX, na tarifa de energia e na tributação do ICMS e do Fio B sobre a tarifa de energia elétrica.

Para a estimativa do índice Ômega, considerou-se como valor do limite de perda L a mediana dos valores de VPL calculado de forma determinística para os 26 municípios analisados obtido no cenário vigente atualmente para o prosumidor, no qual há cobrança do Fio B e isenção do ICMS, cujo valor encontrado foi de $L = R\$ 32.610,33$. Pelos resultados encontrados para o índice Ômega nos três cenários analisados, percebeu-se que o ganho em se investir em sistemas fotovoltaicos residenciais em todos os municípios analisados do estado de Minas Gerais superou as perdas, pois os valores encontrados para o índice Ômega foram superiores a uma unidade, indicando que a razão entre a probabilidade ponderada dos valores de VPL estocástico acima de L é maior do que a probabilidade ponderada dos valores de VPL estocástico abaixo do limite de perda L . Os valores para o índice Ômega foram maiores nos três cenários para os municípios de Manhuaçu e Cataguases, os quais são atendidos pela distribuidora que pratica a maior tarifa de energia do estado, a EMG. O oposto ocorreu para o município de Extrema, o qual é atendido pela distribuidora que pratica a menor tarifa de energia do estado, a ESS. Com a influência simultânea do Fio B e do ICMS na tarifa, os

municípios de Poços de Caldas e Januária subiram três posições no *ranking*. Embora as distribuidoras que atendem a ambos os municípios cobram a mesma tarifa na conta de energia, o que fez com que Poços de Caldas se sobressaísse em relação a Januária foi o valor do Fio B cobrado sobre a tarifa, sendo o valor cobrado pela DMED (0,186 R\$/kWh) inferior ao cobrado pela CEMIG-D (0,233 R\$/kWh). Isso pode favorecer o investimento em sistemas fotovoltaicos residenciais nesses municípios, uma vez que a probabilidade de retorno superou a probabilidade de perda no pior cenário comparado com o melhor cenário.

Quando comparou o *ranking* da medida de risco *CVaR* com o *ranking* do índice $\hat{\Omega}$, oito municípios subiram de posição: Salinas, Curvelo, Diamantina, Uberlândia, Divinópolis, Passos, Barbacena, Itajubá. O *CVaR* quantifica o pior resultado esperado. Se um município possui um valor de *CVaR* ruim, ele tem probabilidade de possuir um retorno muito inferior ao esperado. O índice $\hat{\Omega}$ exibe o risco em relação as demais alternativas que estão sendo analisadas em relação ao limite de perda L . Portanto, a medida de risco *CVaR* e o índice $\hat{\Omega}$ forneceram informações que se complementaram.

A correta análise do risco é de crucial importância na tomada de decisões. Quanto mais flexíveis forem as técnicas e modelos que avaliam os diferentes indicadores, melhor será a capacidade de reação do tomador de decisão diante de circunstâncias favoráveis ou desfavoráveis. As medidas de gerenciamento de risco *CVaR* e índice $\hat{\Omega}$ foram utilizadas para verificar se o VPL calculado de maneira estocástica expõe o prosumidor a riscos financeiros, visto que a tarifa de remuneração dos ganhos com a economia de energia, além do nível de radiação solar local impactaram no retorno dos investimentos em GDFV residenciais. Assim, foi investigado a hipótese de que os prosumidores atendidos por diferentes distribuidoras e, localizados em regiões com diferentes níveis de radiação solar podem ter riscos financeiros impactados de forma distinta, e que nem sempre um local onde retorno esperado parece ser mais atrativo é onde o risco financeiro é menor.

A difusão da tecnologia de microgeração tem um apelo positivo a partir da expectativa consistente da economia de energia e redução de custos. Os consumidores obtêm um benefício financeiro, oriundos da redução na conta de luz e, possivelmente, um retorno positivo do investimento, o que pôde ser verificado nessa pesquisa, cujos resultados se mostraram satisfatórios mesmo com a cobrança simultânea do encargo do Fio B e do ICMS ao prosumidor, pois tanto a medida de risco *CVaR* quanto o índice $\hat{\Omega}$ apresentaram resultados positivos para todos os municípios analisados.

A adoção de sistemas GDFV residenciais é cada vez mais viável quanto mais cara for a tarifa de eletricidade convencional da distribuidora local, sendo que o Brasil apresenta uma tarifa média residencial alta, de 0,703 R\$/kWh. Se uma distribuidora praticar uma tarifa de energia menor do que a média residencial, a GDFV continuará sendo viável, pois o custo para sistemas fotovoltaicos vem diminuindo anualmente. Além disso, o tempo de duração de sistemas fotovoltaicos é em torno de 25 anos e os créditos excedentes de energia elétrica já estão sendo compensados de acordo com a Lei nº 14.300/2022. Compreender a economia de energia proporcionada pela instalação fotovoltaica residencial é um aspecto fundamental para determinar se o investimento financeiro neste setor é economicamente viável ou não. Assim, é essencial realizar uma análise econômica abrangente a fim de incentivar os consumidores residenciais a utilizarem energia solar FV.

Como sugestões para trabalhos futuros, pode-se utilizar a metodologia aplicada nesta pesquisa para:

- 1) Mensurar a viabilidade econômica e o gerenciamento de risco para sistemas de GDFV residenciais utilizando dados de municípios localizados em diferentes regiões e em diferentes estados do Brasil, que são atendidos por diferentes distribuidoras, a fim de mensurar o impacto que a tarifa, o Fio B, o CAPEX, a radiação solar e o ICMS têm na viabilidade em se implementar esses tipos de sistemas;
- 2) Fazer uma análise econômica e de gerenciamento de risco para a micro e minigeração distribuídas aplicados nos setores não contemplados nesta pesquisa: comercial e industrial de acordo com a Lei nº 14.300/2022;
- 3) Fazer uma análise econômica e de gerenciamento de risco para a micro e minigeração distribuídas aplicados para as demais fontes de energias renováveis não contemplados nesta pesquisa, mas previstas na Lei nº 14.300/2022, tais como: biomassa, biogás, cogeração qualificada, eólica e hidráulica;
- 4) Levar em consideração outros tributos, além do ICMS, cobrados na conta de energia elétrica e que não foram analisados nesta pesquisa, tais como: PIS/COFINS e taxa de iluminação pública;
- 5) Considerar o número de micro e minigeração distribuída de cada município a ser analisado para verificar o impacto que a injeção e o consumo de energia elétrica podem causar na rede de distribuição ao longo do tempo;
- 6) Analisar a viabilidade econômica em se utilizar um sistema de GDFV residencial híbrido, com a utilização de baterias nas residências dos prosumidores, com o objetivo

de otimizar a energia injetada na rede da distribuidora a ser compensada no período em que não há produção de energia elétrica por meio dos sistemas fotovoltaicos;

- 7) Fazer uma análise considerando a técnica DEA (*Data Envelopment Analysis*) com múltiplos insumos e produtos considerados nesta pesquisa, a fim de ranquear os 26 municípios considerados neste estudo do mais eficiente ao menos eficiente;
- 8) Fazer uma comparação entre a viabilidade econômica e o gerenciamento de risco para sistemas de GDFV nos municípios atendidos por distribuidoras de energia elétrica que foram privatizadas, a fim de mensurar a viabilidade em se implementar estes sistemas antes e depois do processo de privatização.

CAPÍTULO 7 - ARTIGOS PUBLICADOS

A seguir têm-se os artigos publicados que embasaram a consolidação desta pesquisa:

O artigo “*Perspective of uncertainty and risk from the CVaR-LCOE approach: An analysis of the case of FV microgeneration in Minas Gerais, Brazil*” se trata da comparação entre 15 microrregiões do estado de Minas Gerais a partir da abordagem determinística e da abordagem estocástica, utilizando o *CVaR*, que se trata de uma ferramenta de gerenciamento de risco mais popular que o $\hat{\Omega}$.



Perspective of uncertainty and risk from the *CVaR*-LCOE approach: An analysis of the case of PV microgeneration in Minas Gerais, Brazil



Giancarlo Aquila ^{a,*}, Eden de Oliveira Pinto Coelho ^a, Benedito Donizeti Bonatto ^a,
Edson de Oliveira Pamplona ^b, Wilson Toshiro Nakamura ^c

^a Institute of Electrical and Energy Systems, Federal University of Itajuba, Itajuba, MG, Brazil

^b Institute of Production Engineering and Management, Federal University of Itajuba, Itajuba, MG, Brazil

^c Post-Graduate Program in Business Administration, Mackenzie Presbyterian University, Sao Paulo, SP, Brazil

Por sua vez, o artigo “*Regulatory impact of photovoltaic prosumer policies in Brazil based on financial risk analysis*” explora o CVaR para avaliar os piores resultados de Valor Presente Líquido para os prosumidores de diferentes regiões do estado de São Paulo, considerando as seis opções regulatórias avaliadas pela ANEEL antes da publicação da Lei nº 14.300/2022.

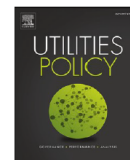
Utilities Policy 70 (2021) 101214



Contents lists available at [ScienceDirect](#)

Utilities Policy

journal homepage: <http://www.elsevier.com/locate/jup>



Regulatory impact of photovoltaic prosumer policies in Brazil based on a financial risk analysis



Eden de Oliveira Pinto Coelho^a, Giancarlo Aquila^{b,*}, Benedito Donizeti Bonatto^a,
Pedro Paulo Balestrassi^b, Edson de Oliveira Pamplona^b, Wilson Toshiro Nakamura^c

^a Institute of Electrical and Energy Systems - Federal University of Itajuba, Itajuba, MG, Brazil

^b Institute of Production Engineering and Management - Federal University of Itajuba, Itajuba, MG, Brazil

^c Post-Graduate Program in Business Administration - Mackenzie Presbyterian University, Sao Paulo, SP, Brazil

O artigo “*Stochastic financial analysis of diesel generation extension vs investment in hybrid photovoltaic-diesel-battery in a microgrid in the Amazon indigenous community*” apresenta uma análise econômica baseada em custo-benefício, utilizando a Simulação de Monte Carlo para comparar a capacidade de suprimento de energia através de um gerador à diesel *versus* um sistema híbrido fotovoltaico-bateria diesel (PVDB) na comunidade indígena Maruwai, localizada no estado de Roraima.

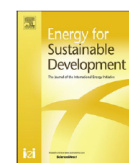
Energy for Sustainable Development 77 (2023) 101344



Contents lists available at [ScienceDirect](https://www.sciencedirect.com)

Energy for Sustainable Development

journal homepage: www.journals.elsevier.com/energy-for-sustainable-development



Stochastic financial analysis of diesel generation extension vs investment in hybrid photovoltaic-diesel-battery in a microgrid in the Amazon indigenous community



Eden de Oliveira Pinto Coelho^a, Giancarlo Aquila^{b,c}, Benedito Donizeti Bonatto^a, Wilson Toshio Nakamura^d, Paulo Rotella Junior^{e,f,g,*}, Luiz Célio Souza Rocha^h

^a Institute of Electrical and Energy Systems, Federal University of Itajubá, Itajubá, MG, Brazil

^b Institute of Production Engineering and Management, Federal University of Itajubá, Itajubá, MG, Brazil

^c Centro Estadual de Educação Tecnológica Paula Souza (CEETEPS) - Faculdade de Tecnologia Jornalista Omair Fagundes de Oliveira, Bragança Paulista, SP, Brazil

^d Post-Graduate Program in Business Administration – Mackenzie Presbyterian University, São Paulo, SP, Brazil

^e Department of Production Engineering, Federal University of Paraíba, João Pessoa, PB, Brazil

^f Institute of Economic Studies, Faculty of Social Sciences - Charles University, Prague, Czech Republic

^g Faculty of Finance and Accounting, Prague University of Economics and Business, Prague, Czech Republic

^h Department of Management, Federal Institute of Education, Science and Technology – North of Minas Gerais, Almenara, MG, Brazil

Está em fase de elaboração e submissão para Revista Qualis A1 o assunto abordado nesta pesquisa.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

-
- [1] EIA, “Independent Statistics,” 2022.
- [2] L. (International E. A. Cozzi and T. (International E. A. Gould, “World Energy Outlook 2021,” pp. 1–386, 2021.
- [3] L. C. S. Rocha, G. Aquila, P. Rotela Junior, A. P. de Paiva, E. de O. Pamplona, and P. P. Balestrassi, “A stochastic economic viability analysis of residential wind power generation in Brazil,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 90, no. July 2016, pp. 412–419, 2018.
- [4] S. Wong, K. Bhattacharya, and J. D. Fuller, “Long-term effects of feed-in tariffs and carbon taxes on distribution systems,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 3, pp. 1241–1253, 2010.
- [5] R. Walters and P. R. Walsh, “Examining the financial performance of micro-generation wind projects and the subsidy effect of feed-in tariffs for urban locations in the United Kingdom,” *Energy Policy*, vol. 39, no. 9, pp. 5167–5181, 2011.
- [6] R. E. N. Members, *Renewables 2022 global status report 2022*. 2022.
- [7] G. Pepermans, J. Driesen, D. Haeseldonckx, R. Belmans, and W. D’haeseleer, “Distributed generation: Definition, benefits and issues,” *Energy Policy*, vol. 33, no. 6, pp. 787–798, 2005.
- [8] IEA, “Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets,” *Int. Energy Agency*, p. 124, 2002.
- [9] T. Ackermann, G. Andersson, and L. Söder, “Distributed generation: A definition,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 57, no. 3, pp. 195–204, 2001.
- [10] R. Moura and M. C. Brito, “Prosumer aggregation policies, country experience and business models,” *Energy Policy*, vol. 132, no. July 2018, pp. 820–830, 2019.
- [11] REN21, *Renewables 2016 Global Status Report*. 2016.
- [12] R. Schleicher-Tappeser, “How renewables will change electricity markets in the next five years,” *Energy Policy*, vol. 48, pp. 64–75, 2012.
- [13] G. Masson *et al.*, *IEA PVPS report - Trends in Photovoltaic Applications 2020*. 2020.
- [14] I. Renewable Energy Agency, *RENEWABLE ENERGY POLICIES FOR CITIES EXPERIENCES IN CHINA, UGANDA AND COSTA RICA KASESE LUGAZI CHONGLI DISTRICT CARTAGO AND GRECIA GUANACASTE TONGLI TOWN*. 2021.
- [15] Irena, “The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025,”

- 2016.
- [16] A. N. de E. E. ANEEL, “Geração Distribuída,” 2023. [Online]. Available: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiY2VmMmUwN2QtYWFiOS00ZDE3LWI3NDMtZDk0NGI4MGU2NTkxIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9>. [Accessed: 09-May-2023].
- [17] M. T. Student *et al.*, “REN 1000/2021,” *Front. Neurosci.*, vol. 14, no. 1, pp. 1–13, 2021.
- [18] BRASIL, “LEI N° 14.300, DE 6 DE JANEIRO DE 2022,” pp. 1–11, 2022.
- [19] INPE, “Atlas Brasileiro de Energia Solar,” 2017.
- [20] A. N. de E. E. ANEEL, “Ranking da Tarifa Residencial,” 2023. [Online]. Available: <https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/rankingtarifas>. [Accessed: 21-May-2023].
- [21] “Portal Solar.” [Online]. Available: <https://www.portalsolar.com.br/quanto-tempo-duram-os-paineis-solares>. [Accessed: 22-May-2023].
- [22] J. Jackson, “Promoting energy efficiency investments with risk management decision tools,” *Energy Policy*, vol. 38, no. 8, pp. 3865–3873, Aug. 2010.
- [23] L. C. S. Rocha, G. Aquila, E. de O. Pamplona, A. P. de Paiva, B. G. Chierigatti, and J. de S. B. Lima, “Photovoltaic electricity production in Brazil: A stochastic economic viability analysis for small systems in the face of net metering and tax incentives,” *J. Clean. Prod.*, vol. 168, pp. 1448–1462, 2017.
- [24] J. Ondraczek, N. Komendantova, and A. Patt, “WACC the dog: The effect of financing costs on the levelized cost of solar PV power,” *Renew. Energy*, vol. 75, pp. 888–898, Mar. 2015.
- [25] I. R. E. Agency, *Renewable Power Generation Costs in 2019*. 2020.
- [26] T. T. D. Tran and A. D. Smith, “Incorporating performance-based global sensitivity and uncertainty analysis into LCOE calculations for emerging renewable energy technologies,” *Appl. Energy*, vol. 216, no. November 2017, pp. 157–171, 2018.
- [27] X. Ouyang and B. Lin, “Levelized cost of electricity (LCOE) of renewable energies and required subsidies in China,” *Energy Policy*, vol. 70, pp. 64–73, 2014.
- [28] D. Gu Choi, S. Yong Park, N. B. Park, and J. Chul Hong, “Is the concept of ‘grid parity’ defined appropriately to evaluate the cost-competitiveness of renewable energy technologies?,” *Energy Policy*, vol. 86, pp. 718–728, Nov. 2015.
- [29] M. Ram, M. Child, A. Aghahosseini, D. Bogdanov, A. Lohrmann, and C. Breyer, “A comparative analysis of electricity generation costs from renewable, fossil fuel and

- nuclear sources in G20 countries for the period 2015-2030,” *J. Clean. Prod.*, vol. 199, pp. 687–704, Oct. 2018.
- [30] J. M. Roldán Fernández, M. Burgos Payán, and J. M. Riquelme Santos, “Profitability of household photovoltaic self-consumption in Spain,” *J. Clean. Prod.*, vol. 279, 2021.
- [31] M. Mitscher and R. Rütger, “Economic performance and policies for grid-connected residential solar photovoltaic systems in Brazil,” *Energy Policy*, vol. 49, pp. 688–694, Oct. 2012.
- [32] X. Zhou, J. Yang, F. Wang, and B. Xiao, “Economic analysis of power generation from floating solar chimney power plant,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 13, no. 4, pp. 736–749, 2009.
- [33] P. Rotella Junior *et al.*, “Economic analysis of the investments in battery energy storage systems: Review and current perspectives,” *Energies*, vol. 14, no. 9, pp. 1–29, 2021.
- [34] G. N. D. de Doile *et al.*, “Feasibility of hybrid wind and photovoltaic distributed generation and battery energy storage systems under techno-economic regulation,” *Renew. Energy*, vol. 195, pp. 1310–1323, 2022.
- [35] U. Arnold and Ö. Yildiz, “Economic risk analysis of decentralized renewable energy infrastructures - A Monte Carlo Simulation approach,” *Renew. Energy*, vol. 77, no. 1, pp. 227–239, May 2015.
- [36] G. Aquila, E. de O. Pamplona, A. R. de Queiroz, P. Rotela Junior, and M. N. Fonseca, “An overview of incentive policies for the expansion of renewable energy generation in electricity power systems and the Brazilian experience,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 70, no. December 2016, pp. 1090–1098, 2017.
- [37] N. Ayoub and N. Yuji, “Governmental intervention approaches to promote renewable energies-Special emphasis on Japanese feed-in tariff,” *Energy Policy*, vol. 43, pp. 191–201, 2012.
- [38] P. Del Río, “The dynamic efficiency of feed-in tariffs: The impact of different design elements,” *Energy Policy*, vol. 41, pp. 139–151, 2012.
- [39] R. Dufo-López and J. L. Bernal-Agustín, “A comparative assessment of net metering and net billing policies. Study cases for Spain,” *Energy*, vol. 84, pp. 684–694, May 2015.
- [40] D. Watts, M. F. Valdés, D. Jara, and A. Watson, “Potential residential PV development in Chile: The effect of Net Metering and Net Billing schemes for grid-connected PV systems,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 41, pp. 1037–1051, 2015.

- [41] F. J. Ramírez, A. Honrubia-Escribano, E. Gómez-Lázaro, and D. T. Pham, “Combining feed-in tariffs and net-metering schemes to balance development in adoption of photovoltaic energy: Comparative economic assessment and policy implications for European countries,” *Energy Policy*, vol. 102, no. January, pp. 440–452, 2017.
- [42] N. R. Darghouth, R. H. Wiser, G. Barbose, and A. D. Mills, “Net metering and market feedback loops: Exploring the impact of retail rate design on distributed PV deployment,” *Appl. Energy*, vol. 162, pp. 713–722, 2016.
- [43] E. Gawel, P. Lehmann, A. Purkus, P. Söderholm, and K. Witte, “Rationales for technology-specific RES support and their relevance for German policy,” *Energy Policy*, vol. 102, pp. 16–26, Mar. 2017.
- [44] M. Bilgili, A. Ozbek, B. Sahin, and A. Kahraman, “An overview of renewable electric power capacity and progress in new technologies in the world,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 49. Elsevier Ltd, pp. 323–334, 16-May-2015.
- [45] D. Balsalobre-Lorente, M. Shahbaz, D. Roubaud, and S. Farhani, “How economic growth, renewable electricity and natural resources contribute to CO2 emissions?,” *Energy Policy*, vol. 113, pp. 356–367, Feb. 2018.
- [46] O. Ellabban and A. Alassi, “Integrated Economic Adoption Model for residential grid-connected photovoltaic systems: An Australian case study,” *Energy Reports*, vol. 5, pp. 310–326, 2019.
- [47] S. Rodrigues *et al.*, “Economic feasibility analysis of small scale PV systems in different countries,” *Sol. Energy*, vol. 131, pp. 81–95, 2016.
- [48] F. M. Camilo, R. Castro, M. E. Almeida, and V. F. Pires, “Economic assessment of residential PV systems with self-consumption and storage in Portugal,” *Sol. Energy*, vol. 150, pp. 353–362, 2017.
- [49] I. Koumparou, G. C. Christoforidis, V. Efthymiou, G. K. Papagiannis, and G. E. Georghiou, “Configuring residential PV net-metering policies – A focus on the Mediterranean region,” *Renew. Energy*, vol. 113, pp. 795–812, 2017.
- [50] M. Lee, T. Hong, C. Koo, and C. J. Kim, “A break-even analysis and impact analysis of residential solar photovoltaic systems considering state solar incentives,” *Technol. Econ. Dev. Econ.*, vol. 24, no. 2, pp. 358–382, 2018.
- [51] M. Haegermark, P. Kovacs, and J. O. Dalenbäck, “Economic feasibility of solar photovoltaic rooftop systems in a complex setting: A Swedish case study,” *Energy*, vol. 127, pp. 18–29, 2017.
- [52] V. Bertsch, J. Geldermann, and T. Lühn, “What drives the profitability of household

- PV investments, self-consumption and self-sufficiency?," *Appl. Energy*, vol. 204, pp. 1–15, 2017.
- [53] F. Cucchiella, I. D'Adamo, and M. Gastaldi, "Economic analysis of a photovoltaic system: A resource for residential households," *Energies*, vol. 10, no. 6, pp. 1–15, 2017.
- [54] C. Holdermann, J. Kissel, and J. Beigel, "Distributed photovoltaic generation in Brazil: An economic viability analysis of small-scale photovoltaic systems in the residential and commercial sectors," *Energy Policy*, vol. 67, pp. 612–617, 2014.
- [55] R. F. C. Miranda, A. Szklo, and R. Schaeffer, "Technical-economic potential of PV systems on Brazilian rooftops," *Renew. Energy*, vol. 75, no. December 2012, pp. 694–713, 2015.
- [56] A. M. Vale, D. G. Felix, M. Z. Fortes, B. S. M. C. Borba, B. H. Dias, and B. S. Santelli, "Analysis of the economic viability of a photovoltaic generation project applied to the Brazilian housing program 'Minha Casa Minha Vida,'" *Energy Policy*, vol. 108, no. May, pp. 292–298, 2017.
- [57] E. de Oliveira Pinto Coelho, G. Aquila, B. D. Bonatto, P. P. Balestrassi, E. de Oliveira Pamplona, and W. T. Nakamura, "Regulatory impact of photovoltaic prosumer policies in Brazil based on a financial risk analysis," *Util. Policy*, vol. 70, no. March, p. 101214, 2021.
- [58] G. Aquila, W. T. Nakamura, P. R. Junior, L. C. Souza Rocha, and E. de Oliveira Pamplona, "Perspectives under uncertainties and risk in wind farms investments based on Omega-LCOE approach: An analysis in São Paulo state, Brazil," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 141, May 2021.
- [59] R. de Oliveira Azevêdo, P. Rotela Junior, G. Chicco, G. Aquila, L. C. Souza Rocha, and R. Santana Peruchi, "Identification and analysis of impact factors on the economic feasibility of photovoltaic energy investments," *Int. J. Energy Res.*, vol. 45, no. 3, pp. 3671–3697, 2021.
- [60] G. Aquila, P. Rotela Junior, E. de Oliveira Pamplona, and A. R. de Queiroz, "Wind power feasibility analysis under uncertainty in the Brazilian electricity market," *Energy Econ.*, vol. 65, pp. 127–136, 2017.
- [61] M. P. Pablo-Romero, A. Sánchez-Braza, and A. Galyan, "Renewable energy use for electricity generation in transition economies: Evolution, targets and promotion policies," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 138, no. September 2020, 2021.
- [62] S. Abolhosseini and A. Heshmati, "The main support mechanisms to finance renewable

- energy development,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 40. Elsevier Ltd, pp. 876–885, 01-Dec-2014.
- [63] Z. Abdmouleh, R. A. M. Alammari, and A. Gastli, “Review of policies encouraging renewable energy integration & best practices,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 45, pp. 249–262, 2015.
- [64] P. Pereira da Silva, G. Dantas, G. I. Pereira, L. Câmara, and N. J. De Castro, “Photovoltaic distributed generation – An international review on diffusion, support policies, and electricity sector regulatory adaptation,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 103, no. December 2018, pp. 30–39, 2019.
- [65] R. E. P. N. for the 21st C. REN21, “Renewables Global Status Report 2009,” p. 32, 2009.
- [66] T. D. Couture, K. Cory, and E. Williams, “A Policymaker ’ s Guide to Feed-in Tariff Policy Design,” *Office*, no. July, 2010.
- [67] J. Lipp, “Lessons for effective renewable electricity policy from Denmark, Germany and the United Kingdom,” *Energy Policy*, vol. 35, no. 11, pp. 5481–5495, 2007.
- [68] Y. Yamamoto, “Pricing electricity from residential photovoltaic systems: A comparison of feed-in tariffs, net metering, and net purchase and sale,” *Sol. Energy*, vol. 86, no. 9, pp. 2678–2685, 2012.
- [69] P. Mir-Artigues and P. Del Río, “Combining tariffs, investment subsidies and soft loans in a renewable electricity deployment policy,” *Energy Policy*, vol. 69, pp. 430–442, 2014.
- [70] B. Becker and D. Fischer, “Promoting renewable electricity generation in emerging economies,” *Energy Policy*, vol. 56, pp. 446–455, 2013.
- [71] A. Poullikkas, “A comparative assessment of net metering and feed in tariff schemes for residential PV systems,” *Sustain. Energy Technol. Assessments*, vol. 3, no. January, pp. 1–8, 2013.
- [72] L. Hughes and J. Bell, “Compensating customer-generators: a taxonomy describing methods of compensating customer-generators for electricity supplied to the grid,” *Energy Policy*, vol. 34, no. 13, pp. 1532–1539, 2006.
- [73] L. Goldstein, J. Mortensen, and D. Trickett, “Grid-Connected Renewable-Electric Policies in the European Union,” vol. 668, no. May, 1999.
- [74] M. Sijm, “The Performance of Feed-in Tariffs to Promote Renewable Electricity in European Countries,” *Ecn*, vol. ECN-C--02-, no. November, p. ECN-C-083, 2002.
- [75] REN21, *Renewables 2020 Global Status Report*. 2020.

- [76] M. R. Elkinton, J. G. McGowan, and J. F. Manwell, “Wind power systems for zero net energy housing in the United States,” *Renew. Energy*, vol. 34, no. 5, pp. 1270–1278, May 2009.
- [77] J. Zhao, E. Mazhari, N. Celik, and Y. J. Son, “Hybrid agent-based simulation for policy evaluation of solar power generation systems,” *Simul. Model. Pract. Theory*, vol. 19, no. 10, pp. 2189–2205, 2011.
- [78] W. Prindle and M. Koszalka, “Succeeding in the Smart Grid Space by Listening to Customers and Stakeholders,” *Smart Grid Integr. Renewable, Distrib. Effic. Energy*, pp. 343–369, Jan. 2012.
- [79] S. Huang, J. Xiao, J. F. Pekny, and G. V. Reklaitis, “Optimal Residential Solar Photovoltaic Capacity in Grid Connected Applications,” *Comput. Aided Chem. Eng.*, vol. 30, pp. 357–361, Jan. 2012.
- [80] M. Prasad and S. Munch, “State-level renewable electricity policies and reductions in carbon emissions,” *Energy Policy*, vol. 45, pp. 237–242, Jun. 2012.
- [81] “PV magazine,” 2023. .
- [82] “Legal Sources on Renewable Energy.” [Online]. Available: <http://www.res-legal.eu/search-by-country/cyprus/single/s/res-e/t/promotion/aid/net-metering-for-households-local-administration-buildings-and-commercial-industrial-units>. [Accessed: 03-Jun-2023].
- [83] “GERC Amends Rooftop Solar Net Metering in Guajarat,” 2023. .
- [84] “ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico,” 2023. [Online]. Available: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>. [Accessed: 31-May-2023].
- [85] “Sistema de Informações de Geração da ANEEL - SIGA.” [Online]. Available: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNjc4OGYyYjQtYWM2ZC00YjllLWJlYmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2liwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9>. [Accessed: 18-Apr-2023].
- [86] IEA, “Renewables 2022, IEA, Paris,” p. 158, 2022.
- [87] Operador Nacional do Sistema Elétrico, “Sumário Executivo. PARPEL2022. Plano da operação elétrica de médio prazo do SIN. Ciclo 2023-2027.” 2022.
- [88] CGEE(Centro de Gestão e Estudos Estratégicos), “Redes Elétricas Inteligentes: Contexto nacional,” 2012.
- [89] EPE, “Painel de Dados de Micro e Minigeração Distribuída,” 2022. [Online]. Available: <http://shinyepe.brazilsouth.cloudapp.azure.com:3838/pdgd/>. [Accessed: 25-

- Oct-2022].
- [90] “Decreto nº 2793: Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios - PRODEEM,” 1994. [Online]. Available: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/dnn/anterior_a_2000/1994/Dnn2793.htm. [Accessed: 18-Apr-2023].
- [91] S. K. Fugimoto, “A Universalização do Serviço de Energia Elétrica,” pp. 1–289, 2005.
- [92] “Decreto nº 4.873 de 11 de novembro de 2003,” 2003. [Online]. Available: https://www.planalto.gov.br/CCIVIL_03/decreto/2003/D4873.htm#textoimpressao. [Accessed: 22-Apr-2023].
- [93] “Portaria nº 60,” 2009. [Online]. Available: <https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=213974>. [Accessed: 22-Apr-2023].
- [94] “Decreto nº 8.493,” 2015. [Online]. Available: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2015/decreto/D8493.htm. [Accessed: 22-Apr-2023].
- [95] L. M. Seco and J. R. Esteves, “Um marco histórico: 10 milhões de brasileiros saíram da escuridão,” pp. 1–140, 2022.
- [96] “Programa Luz para Todos: Mais de 3 milhões de unidades consumidoras cadastradas na Eletrobras,” p. 78, 2019.
- [97] A. N. de E. E. ANEEL, “REN 482/2012,” vol. 27, no. 1, pp. 1–14, 2012.
- [98] ANEEL, “Resolução Normativa nº 687 de 2015 da ANEEL,” *Aneel*, p. 24, 2015.
- [99] ANEEL, “Resolução normativa nº 786, de 17 de outubro de 2017,” *Aneel*, vol. 10, no. 154, pp. 94–207, 2017.
- [100] *Engenharia, Gestão e Inovação – Volume 3*. Editora Poisson, 2022.
- [101] “RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.060, DE 7 DE FEVEREIRO DE 2023 - Submódulo 7.1,” 2023. [Online]. Available: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20231060_2_1.pd. [Accessed: 25-Apr-2023].
- [102] Ministério de Minas e Energia and Empresa de Pesquisa Energética, “Plano Nacional de Energia - PNE 2050,” *Africa’s potential Ecol. Intensif. Agric.*, vol. 53, no. 9, pp. 1689–1699, 2020.
- [103] National Regulatory Agency for Electricity (ANEEL), “Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída - Resolução Normativa nº 482/2012. Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 0004/2018,” *Natl. Regul. Agency Electr.*, p. 60, 2019.
- [104] A. N. de E. E. ANEEL, “Geração Distribuída,” 2020. [Online]. Available:

- <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiY2VmMmUwN2QtYWFiOS00ZDE3LWI3NDMtZDk0NGI4MGU2NTkxIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9>.
- [105] D. Silas, M. Relator, and D. L. Andrada, “PL 5829,” 2020.
- [106] R. Rubim, Bárbara; Pieta, “Lei 14.300: O que você precisa saber sobre o marco legal da geração própria,” 2022.
- [107] ABSOLAR, “ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA,” 2022. [Online]. Available: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. [Accessed: 20-Oct-2022].
- [108] I. – I. B. de G. e Estatística, “Censo Demográfico,” 2022. [Online]. Available: <https://www.ibge.gov.br/estatisticas/sociais/trabalho/22827-censo-demografico-2022.html>. [Accessed: 01-Jul-2023].
- [109] I. – I. B. de G. e Estatística, “Divisão Territorial Brasileira - DTB,” 2022. [Online]. Available: <https://www.ibge.gov.br/geociencias/organizacao-do-territorio/estrutura-territorial/23701-divisao-territorial-brasileira.html?=&t=downloads>. [Accessed: 07-May-2023].
- [110] EPE, “Balanço energético nacional,” 2022.
- [111] “Empresa de Pesquisa Energética - EPE,” 2023. [Online]. Available: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/consumo-de-energia-eletrica>. [Accessed: 07-May-2023].
- [112] ANEEL, “Área de Atuação das Concessionárias,” 2022. [Online]. Available: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNDI4ODJiODctYTUyYS00OTgxLWE4MzktMDczYTlmMDU0ODYxIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9&pageName=ReportSection>. [Accessed: 21-Oct-2022].
- [113] C. Lacchini and R. Rüther, “The influence of government strategies on the financial return of capital invested in PV systems located in different climatic zones in Brazil,” *Renew. Energy*, vol. 83, pp. 786–798, Nov. 2015.
- [114] CEMIG, *ATLAS SOLARIMÉTRICO DE MINAS VOLUME II*. 2016.
- [115] CONFAZ, “Conselho Nacional de Política Fazendária,” 2015. [Online]. Available: https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2015/CV016_15. [Accessed: 21-Oct-2022].
- [116] SFEMG, “Secretária de Estado da Fazenda de Minas Gerais,” 2013. [Online]. Available:

- <https://www.almg.gov.br/consulte/legislacao/completa/completa.html?tipo=LEI&num=20824&ano=2013>.
- [117] SFEMG, “Secretária de Estado da Fazenda de Minas Gerais,” 2017. [Online]. Available:
<https://www.almg.gov.br/consulte/legislacao/completa/completa.html?num=22549&ano=2017&tipo=LEI>. [Accessed: 22-Oct-2022].
- [118] SFEMG, “Secretária de Estado da Fazenda de Minas Gerais,” 2022. [Online]. Available:
http://www.fazenda.mg.gov.br/empresas/legislacao_tributaria/decretos/2022/d48506_2022.html. [Accessed: 22-Oct-2022].
- [119] ANEEL, “Geração Distribuída,” 2022. [Online]. Available:
<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiY2VmMmUwN2QtYWFiOS00ZDE3LWl3NDMtZDk0NGI4MGU2NTkxIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9>. [Accessed: 21-Oct-2022].
- [120] A. K. Shukla, K. Sudhakar, and P. Baredar, “Simulation and performance analysis of 110 kWp grid-connected photovoltaic system for residential building in India: A comparative analysis of various PV technology,” *Energy Reports*, vol. 2, pp. 82–88, Nov. 2016.
- [121] R. Navabi, S. Abedi, S. H. Hosseinian, and R. Pal, “On the fast convergence modeling and accurate calculation of PV output energy for operation and planning studies,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 89, pp. 497–506, Jan. 2015.
- [122] R. Navabi, S. Abedi, S. H. Hosseinian, and R. Pal, “On the fast convergence modeling and accurate calculation of PV output energy for operation and planning studies,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 89, pp. 497–506, 2015.
- [123] D. C. Jordan, S. R. Kurtz, K. VanSant, and J. Newmiller, “Compendium of photovoltaic degradation rates,” *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 24, no. 7, pp. 978–989, Jul. 2016.
- [124] C. S. Lai and M. D. McCulloch, “Levelized cost of electricity for solar photovoltaic and electrical energy storage,” *Appl. Energy*, vol. 190, pp. 191–203, 2017.
- [125] G. Aquila *et al.*, “Proposed method for contracting of wind-photovoltaic projects connected to the Brazilian electric system using multiobjective programming,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 97, no. August, pp. 377–389, 2018.
- [126] D. L. Talavera, P. Pérez-Higueras, J. A. Ruíz-Arias, and E. F. Fernández, “Levelised cost of electricity in high concentrated photovoltaic grid connected systems: Spatial

- analysis of Spain,” *Appl. Energy*, vol. 151, no. 2015, pp. 49–59, 2015.
- [127] G. Aquila, E. de O. P. Coelho, B. D. Bonatto, E. de O. Pamplona, and W. T. Nakamura, “Perspective of uncertainty and risk from the CVaR-LCOE approach: An analysis of the case of PV microgeneration in Minas Gerais, Brazil,” *Energy*, vol. 226, p. 120327, 2021.
- [128] O. Edenhofer *et al.*, “On the economics of renewable energy sources,” *Energy Econ.*, vol. 40, Dec. 2013.
- [129] F. Ueckerdt, L. Hirth, G. Luderer, and O. Edenhofer, “System LCOE: What are the costs of variable renewables?,” *Energy*, vol. 63, pp. 61–75, Dec. 2013.
- [130] K. Branker, M. J. M. Pathak, and J. M. Pearce, “A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, no. 9, pp. 4470–4482, Dec-2011.
- [131] T. T. D. Tran and A. D. Smith, “Incorporating performance-based global sensitivity and uncertainty analysis into LCOE calculations for emerging renewable energy technologies,” *Appl. Energy*, vol. 216, pp. 157–171, Apr. 2018.
- [132] M. Mudasser, E. K. Yiridoe, and K. Corscadden, “Economic feasibility of large community feed-in tariff-eligible wind energy production in Nova Scotia,” *Energy Policy*, vol. 62, no. 2013, pp. 966–977, 2013.
- [133] B. Grieser, Y. Sunak, and R. Madlener, “Economics of small wind turbines in urban settings: An empirical investigation for Germany,” *Renew. Energy*, vol. 78, no. October 2014, pp. 334–350, 2015.
- [134] R. Testa, M. Foderà, A. M. Di Trapani, S. Tudisca, and F. Sgroi, “Giant reed as energy crop for Southern Italy: An economic feasibility study,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 58, no. 2016, pp. 558–564, 2016.
- [135] F. Mavromatakis, G. Viskadourous, H. Haritaki, and G. Xanthos, “Photovoltaic Systems and Net Metering in Greece,” *Eng. Technol. Appl. Sci. Res.*, vol. 8, no. 4, pp. 3168–3171, 2018.
- [136] A. Sauhats, L. Zemite, L. Petrichenko, I. Moshkin, and A. Jasevics, “A estimating the economic impacts of net metering schemes for residential PV systems with profiling of power demand, generation, and market prices,” *Energies*, vol. 11, no. 11, Nov. 2018.
- [137] J. Thakur and B. Chakraborty, “Impact of compensation mechanisms for PV generation on residential consumers and shared net metering model for developing nations: A case study of India,” *J. Clean. Prod.*, vol. 218, no. 2019, pp. 696–707, 2019.
- [138] S. José de Castro Vieira and L. G. Tapia Carpio, “The economic impact on residential

- fees associated with the expansion of grid-connected solar photovoltaic generators in Brazil,” *Renew. Energy*, vol. 159, pp. 1084–1098, 2020.
- [139] D. Shaw-Williams and C. Susilawati, “A techno-economic evaluation of Virtual Net Metering for the Australian community housing sector,” *Appl. Energy*, vol. 261, no. November 2018, p. 114271, 2020.
- [140] J. C. Osorio-Aravena, J. de la Casa, J. A. Töfflinger, and E. Muñoz-Cerón, “Identifying barriers and opportunities in the deployment of the residential photovoltaic prosumer segment in Chile,” *Sustain. Cities Soc.*, vol. 69, no. July 2020, 2021.
- [141] P. Drumond, R. D. de Castro, and J. A. E. Seabra, “Impact of tax and tariff incentives on the economic viability of residential photovoltaic systems connected to energy distribution network in Brazil,” *Sol. Energy*, vol. 224, no. June, pp. 462–471, 2021.
- [142] J. López Prol and K. W. Steininger, “Photovoltaic self-consumption regulation in Spain: Profitability analysis and alternative regulation schemes,” *Energy Policy*, vol. 108, no. September 2016, pp. 742–754, 2017.
- [143] B. E. Johnson, “Modeling energy technology choices. Which investment analysis tools are appropriate?,” *Energy Policy*, vol. 22, no. 10, pp. 877–883, 1994.
- [144] U. Arnold and Ö. Yildiz, “Economic risk analysis of decentralized renewable energy infrastructures - A Monte Carlo Simulation approach,” *Renew. Energy*, vol. 77, no. 1, pp. 227–239, 2015.
- [145] D. Petković, S. Shamshirband, A. Kamsin, M. Lee, O. Anicic, and V. Nikolić, “Survey of the most influential parameters on the wind farm net present value (NPV) by adaptive neuro-fuzzy approach,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 57, pp. 1270–1278, 2016.
- [146] C. bin Li, G. shu Lu, and S. Wu, “The investment risk analysis of wind power project in China,” *Renew. Energy*, vol. 50, no. 2013, pp. 481–487, 2013.
- [147] M. Ertürk, “The evaluation of feed-in tariff regulation of Turkey for onshore wind energy based on the economic analysis,” *Energy Policy*, vol. 45, no. March 2011, pp. 359–367, 2012.
- [148] E. J. da S. Pereira, J. T. Pinho, M. A. B. Galhardo, and W. N. Macêdo, “Methodology of risk analysis by Monte Carlo Method applied to power generation with renewable energy,” *Renew. Energy*, vol. 69, pp. 347–355, 2014.
- [149] F. Pashaei Kamali, M. P. M. Meuwissen, I. J. M. de Boer, C. E. van Middelaar, A. Moreira, and A. G. J. M. Oude Lansink, “Evaluation of the environmental, economic, and social performance of soybean farming systems in southern Brazil,” *J. Clean.*

- Prod.*, vol. 142, pp. 385–394, 2017.
- [150] K. Li and B. Lin, “China’s strategy for carbon intensity mitigation pledge for 2020: Evidence from a threshold cointegration model combined with Monte-Carlo simulation methods,” *J. Clean. Prod.*, vol. 118, no. 2016, pp. 37–47, 2016.
- [151] G. Tziralis, K. Kirytopoulos, A. Rentizelas, and I. Tatsiopoulos, “Holistic investment assessment: Optimization, risk appraisal and decision making,” *Manag. Decis. Econ.*, vol. 30, no. 6, pp. 393–403, 2009.
- [152] B. Steffen, “Estimating the cost of capital for renewable energy projects,” *Energy Econ.*, vol. 88, p. 104783, 2020.
- [153] “BNDES: Fundo Clima - Subprograma Energias Renováveis,” 2023. [Online]. Available: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/fundo-clima-energias-renovaveis>. [Accessed: 02-Jul-2023].
- [154] W. F. Sharpe, “Capital asset prices: A theory of market equilibrium under conditions of risk,” *Acad. Manag. Rev.*, vol. 13, no. 4, pp. 601–614, 1988.
- [155] A. Damodaran, “Betas by Sector (US),” http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html, 2019. .
- [156] IBGE, “Índice Amplo de Preços ao Consumidor (IPCA): séries históricas,” 2022. [Online]. Available: <https://www.ibge.gov.br/estatisticas/economicas/precos-e-custos/9256-indice-nacional-de-precos-ao-consumidor-amplo.html?=&t=series-historicas>. [Accessed: 25-Oct-2022].
- [157] Tesouro Nacional, “Histórico de preços e taxas,” 2022. [Online]. Available: <https://www.tesourodireto.com.br/titulos/historico-de-precos-e-taxas.htm>. [Accessed: 25-Oct-2022].
- [158] “FGV-CEQEF: Centro de Estudos Quantitativos em Economia e Finanças,” 2023. [Online]. Available: <https://ceqef.fgv.br/node/594>. [Accessed: 02-Jul-2023].
- [159] J. C. Hung, M. C. Lee, and H. C. Liu, “Estimation of value-at-risk for energy commodities via fat-tailed GARCH models,” *Energy Econ.*, vol. 30, no. 3, pp. 1173–1191, 2008.
- [160] Phillippe Jorion, *Value at Risk: The New Benchmark for Managing Financial Risk*. 1996.
- [161] R. Hemmati, H. Saboori, and S. Saboori, “Stochastic risk-averse coordinated scheduling of grid integrated energy storage units in transmission constrained wind-thermal systems within a conditional value-at-risk framework,” *Energy*, vol. 113, pp.

- 762–775, 2016.
- [162] P. Artzner, F. Delbaen, J. M. Eber, and D. Heath, “Coherent measures of risk,” *Math. Financ.*, vol. 9, no. 3, pp. 203–228, 1999.
- [163] P. D. Eh, J. Wkdq, W. K. H. Vxp, R. I. Lqglylgxdo, and P. O. H. Wuhpd, “Conditional Value-at-Risk: Optimization Algorithms and Applications,” pp. 3–8, 2000.
- [164] C. Acerbi and D. Tasche, “On the coherence of expected shortfall,” *J. Bank. Financ.*, vol. 26, no. 7, pp. 1487–1503, 2002.
- [165] C. Acerbi, C. Nardio, and C. Sirtori, “Expected Shortfall as a Tool for Financial Risk Management,” pp. 1–10, 2001.
- [166] R. T. Rockafellar and S. Uryasev, “Conditional value-at-risk for general loss distributions,” *J. Bank. Financ.*, vol. 26, no. 7, pp. 1443–1471, 2002.
- [167] C. Keating and W. F. Shadwick, “An introduction to Omega,” *Financ. Dev. Cent. Ltd*, pp. 1–15, 2002.
- [168] F. T. Magiera, “A Universal Performance Measure,” *CFA Dig.*, vol. 33, no. 1, pp. 51–52, 2003.
- [169] J. R. Yu, W. J. P. Chiou, W. Y. Lee, and T. Y. Chuang, “Realized performance of robust portfolios: Worst-case Omega vs. CVaR-related models,” *Comput. Oper. Res.*, vol. 104, pp. 239–255, 2019.
- [170] NASA – National Aeronautics and Space Administration, “Power Data Access Viewer,” 2021. [Online]. Available: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>. [Accessed: 02-May-2021].
- [171] Greener, “Estudo Estratégico Geração Distribuída do Mercado Fotovoltaico,” 2022. [Online]. Available: <https://www.greener.com.br/estudos/>. [Accessed: 22-Apr-2023].
- [172] “Lei n° 14.299 de 5 de janeiro de 2022,” 2022. [Online]. Available: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/114299.htm. [Accessed: 22-Apr-2022].
- [173] ANEEL, “Procedimentos De Distribuição De Energia Elétrica No Sistema Elétrico Nacional-Prodinst Módulo 1-Glossário De Termos Técnicos Do Prodinst,” 2021.
- [174] ANEEL, “Resolução Normativa ANEEL n° 349,” 2009. [Online]. Available: <https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=111191>. [Accessed: 20-Oct-2022].
- [175] ANEEL, “Procedimentos de Regulação Tarifária - Módulo 7: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição - Submódulo 7.4: Tarifas para Centrais Geradoras,” 2022. [Online]. Available: <https://antigo.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>. [Accessed: 20-Oct-2022].

