

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ

DIOGO AKIO HAYASHI

**IMPACTOS ECONÔMICOS DEVIDOS AO MARCO LEGAL DA MICROGERAÇÃO
DISTRIBUÍDA DE ENERGIA ELÉTRICA**

MEDIANEIRA

2023

DIOGO AKIO HAYASHI

**IMPACTOS ECONÔMICOS DEVIDOS AO MARCO LEGAL DA MICROGERAÇÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA**

**Economic impact due to the legal framework of electrical energy
microgeneration**

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação
apresentado como requisito para obtenção do título
de Bacharel em Engenharia Elétrica da Universidade
Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Orientador: Filipe Marangoni.

Coorientador: Evandro André Konopatzki

MEDIANEIRA

2023



[4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/)

Esta licença permite download e compartilhamento do trabalho desde que sejam atribuídos créditos ao(s) autor(es), sem a possibilidade de alterá-lo ou utilizá-lo para fins comerciais. Conteúdos elaborados por terceiros, citados e referenciados nesta obra não são cobertos pela licença.

DIOGO AKIO HAYASHI

**IMPACTOS ECONÔMICOS DEVIDOS AO MARCO LEGAL DA MICROGERAÇÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA**

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação
apresentado como requisito para obtenção do título
de Bacharel em Engenharia Elétrica da Universidade
Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Data de aprovação: 21/novembro/2023

Filipe Marangoni
Doutorado
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Evandro André Konopatzki
Doutorado
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Cristiane Lionço de Oliveira
Doutorado
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Yuri Ferruzi
Mestrado
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

MEDIANEIRA

2023

RESUMO

A potência instalada de sistemas de microgeração de energia elétrica sofreu um aumento exponencial nos últimos anos. A resolução normativa nº482, de 17 de abril de 2012, foi primordial para que houvessem avanços na clareza e confiabilidade jurídicas da geração distribuída. A queda dos preços dos componentes de sistemas fotovoltaicos e os altos custos de energia foram responsáveis pela grande procura nos últimos anos por parte de consumidores interessados em produzir sua própria energia. Porém, as novas regras tarifárias instituídas pelo marco legal relativas ao uso do sistema de distribuição, através da sanção da Lei nº14.300/2022, alteram os cálculos de análise de atratividade de investimento em sistemas de microgeração distribuída. Neste trabalho será realizado um estudo com finalidade de analisar os impactos tarifários e suas consequências no valor de investimento em um sistema de microgeração fotovoltaica. Para isso, foi feito um levantamento bibliográfico, para que fique clara a situação regulatória, aliado a simulações de diferentes cenários de incidência das novas regras tarifárias, de acordo com as disposições de transição dispostas no Capítulo VI da Lei nº14300/2022. Foram criados 5 cenários para as simulações: no primeiro a unidade consumidora não possui instalação fotovoltaica, para servir como referência para calcular a economia para os outros casos; no segundo a instalação se enquadrava como direito adquirido, que não irá sofrer as alterações tarifárias até 2045; no terceiro o enquadramento das alterações tarifárias garante prazo de transição até 2031; no quarto, o prazo de transição foi até 2029; o quinto consiste em um caso hipotético onde não houve período de transição. As simulações indicaram uma economia líquida 26,96% maior do primeiro cenário em relação ao terceiro. Por fim, depois da análise de atratividade de investimento nos sistemas de microgeração foi observado que o retorno sobre investimento referente ao caso dos sistemas protocolados até 6 de janeiro de 2023 foi 68,87% maior em relação aos que contarão com disposições transitórias até 2029.

Palavras-chave: energia solar; sistema de energia fotovoltaica; energia elétrica - produção; investimento em energia limpa.

ABSTRACT

The installed power of electrical energy microgeneration systems has suffered an exponential growth in the past years. The normative resolution No.482 dated of April 17th, 2012 was primordial to the legal stability and confiability of distributed generation. The price drop of photovoltaic system components and the high costs of eletricity bills were the responsible for the high demand in the past years from those who are interested in producing their own eletric power. However, the new pricing regulations introduced by the legal framework related to the use of the eletrical distribution system changes the investment attractiveness in distributed microgeneration systems, through the enactment of the Brazillian Federal Law No.14.300/2022. Five scenarios were created for the simulations: the consumer unit does not have a photovoltaic system in the first one, so it can be a reference of economy to the other cases; the system was framed as vested right and will not suffer the tariff changes until 2045 in the second; the third scenario assures a transitional period until 2031; the transiotional period in the fourth scenario is until 2029; the fifth scenario consists in a hypothetical case where there was no transitional period. The simulations indicated 26,96% higher net savings in comparision with the third scenario. Lastly, after an investment attractiveness analisys on the microgeneration systems it was observed a return on investment 68,87% higher for the unit that filed the system until January 6th, 2023 using as reference the one which will suffer the transitional provisions until 2029.

Keywords: solar energy; photovoltaic energy sysyem; electrical energy; clean energy investment.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Efeito fotovoltaico.....	17
Figura 2 - Sistema <i>off grid</i>	18
Figura 3 - Sistema <i>on grid</i>	18
Figura 4 - Capacidade instalada de micro e minigeração distribuída	20
Figura 5 - Participação em potência.....	20
Figura 6 - Componentes tarifários da TUSD e TE.....	21
Figura 7 - Curvas de carga e geração.....	34
Figura 8 - Base de dados das tarifas das distribuidoras.....	37
Figura 9 - Componentes tarifárias das simulações	38
Figura 10 - Escalonamento da TUSD_FioB	39
Figura 11 - Planilha de dados do dimensionamento fotovoltaico	40
Figura 12 - Dados de irradiação solar	40
Figura 13 - Dados de irradiação solar	41
Figura 14 - Dados do painel fotovoltaico	41
Figura 15 - Dados do inversor	42
Figura 16 - Orçamento de materiais.....	42
Figura 17 - Orçamento para instalação do sistema fotovoltaico.....	43
Figura 18 - Geração total do sistema fotovoltaico	43
Figura 19 - Decaimento de geração por envelhecimento do sistema.....	44
Figura 20 - Simulação das faturas anuais: caso 5.....	45
Figura 21 - Simulação das faturas anuais: caso 1.....	46
Figura 22 - Planilha de dados de geração: ano 15 de simulação.....	46
Figura 23 - Planilha de dados de consumo: ano 15 de simulação	47
Figura 24 - Planilha de dados de créditos: ano 15 de simulação	48
Figura 25 - Planilha de economia anual: caso 1.....	49
Figura 26 - Planilha de economia anual: caso 4.....	50
Figura 27 - Planilha de fluxo de caixa	51
Figura 28 - Planilha de dados de créditos: ano 25 de simulação	52
Figura 29 - Planilha do valor presente das economias.....	53
Figura 30 - Planilha de saldo de economia	54
Figura 31 - Planilha de resultados econômicos.....	54
Quadro 1 - Definições das componentes tarifárias TUSD e TE	22
Quadro 2 - Reduções tarifárias da TE e TUSD na compensação	30
Quadro 3 - Filtragem das bases tarifárias	37

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Bandeiras tarifárias	24
Tabela 2 - Gradatividade da cobrança relativa ao fio B.....	30
Tabela 3 - Histórico de consumo.....	33
Tabela 4 - Taxas PIS e COFINS	35
Tabela 5 - IPCA (acumulado ao ano)	36

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	Delimitação do tema.....	14
1.2	Problemas e hipóteses	14
1.3	Justificativa.....	14
1.4	Objetivos	15
2	REFERENCIAL TEÓRICO.....	16
2.1	Energia solar fotovoltaica.....	16
2.2	Geração distribuída.....	19
2.3	Aspectos tarifários	21
2.3.1	Tarifa de Energia e Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição	21
2.3.2	Tributos	22
2.3.3	Bandeiras tarifárias.....	23
2.4	Histórico regulatório	24
2.4.1	Resolução Normativa ANEEL nº482/2012	24
2.4.2	Resolução Normativa ANEEL nº517/2012	26
2.4.3	Resolução Normativa ANEEL nº687/2015	26
2.5	Lei nº14300/2022.....	27
3	PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS.....	31
4	DESENVOLVIMENTO	33
4.1	Condições iniciais da simulação	33
4.2	Dimensionamento do sistema fotovoltaico	40
4.3	Cálculo das faturas e economias.....	44
5	COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS.....	51
6	CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÕES	56
6.1	Sugestões para futuros trabalhos	56
	REFERÊNCIAS.....	57

1 INTRODUÇÃO

Com o passar dos anos a geração distribuída fotovoltaica tem sido uma boa opção de investimento para aqueles que desejam economizar com as despesas em relação ao consumo de energia, visto que o preço de 1 MWh de energia solar sofreu uma redução em 80% desde 2012 (LUNA, 2021).

Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o Brasil atingiu em 2022 a marca de 17 GW de potência instalada em microgeração e minigeração distribuída (MMGD), sendo 14 GW oriundos exclusivamente da microgeração. Quando comparada aos dados de 2018 a evolução é notável, visto que a potência instalada não ultrapassava 4% desses valores (EPE, 2023).

A Resolução Normativa (REN) nº482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) foi a precursora da regulação para os sistemas de geração fotovoltaica, criando um sistema de créditos de energia, chamado de o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). Ao longo do tempo houveram outras resoluções que alteravam as regras praticadas por essa resolução normativa de acordo com as necessidades identificadas. Um exemplo foi a publicação da REN nº687/2015, onde foi mudado o prazo de vencimento de créditos de 36 para 60 meses, entre outras diversas alterações (ANEEL, 2012a).

Como a popularização dos sistemas fotovoltaicos é um fenômeno relativamente recente, as regulações normativas e legislativas que regem a área de geração distribuída ainda sofrem alterações conforme surgem demandas da sociedade ou do mercado, para que se eliminem incongruências, ambiguidades, erros ou subjetividades. Dessa forma, a partir do Projeto de Lei (PL) nº5829/19, a sanção da Lei nº14.300/22 deu origem ao chamado marco legal da micro e minigeração de energia, aplicando mudanças importantes em relação à regulação anterior, sendo uma das principais o início da cobrança de todas as componentes tarifárias não associadas ao custo da energia, o chamado “Fio B” (BRASIL, 2019).

Em vista dessas mudanças geradas tanto pelas REN nº482/2012 e nº687/2015 quanto pela Lei nº14300/2022, é importante que sejam feitos estudos que sejam capazes de elucidar a motivação de possíveis novas cobranças e os impactos gerados por elas. E por se tratarem de medidas que podem afetar diretamente novos investimentos em sistemas de geração própria de energia é primordial que os impactos econômicos gerados pela nova legislação sejam analisados (ANEEL, 2015).

1.1 Delimitação do tema

O marco legal da MMGD de energia elétrica é determinado pela sanção da Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022. A definição de microgeração é dada no texto dessa mesma lei, que a descreve como uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW em corrente alternada, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (BRASIL, 2022a).

Entre outras questões, essa lei implementa mudanças nas cobranças em relação à geração distribuída (GD). Portanto, esta pesquisa tem como finalidade analisar os impactos econômicos deste marco legal na microgeração distribuída, visto que a maior parte da potência instalada é oriunda dessa modalidade de geração.

1.2 Problemas e hipóteses

A problemática que circunda o tema baseia-se no surgimento de um novo cálculo tarifário a título de custos relativos ao uso do sistema de distribuição, cobrança essa que pode afetar os aspectos de atratividade do investimento em sistemas de geração própria de energia. Isto posto, a resolução do problema se dará por meio do esclarecimento das mudanças contidas na nova legislação, de forma que se mensure os reais impactos econômicos devidos a essas mudanças.

A hipótese formulada é que as novas regras de taxação, impactam significativamente a atratividade do investimento para instalação de um sistema de microgeração distribuída.

1.3 Justificativa

Para que a matriz energética brasileira conte com mais participação das fontes renováveis de energia, é importante que a legislação referente à GD seja clara e estável. Em vista disso, é importante que hajam pesquisas que apresentem dados sobre os impactos ocasionados por essas mudanças regulatórias ou legislativas.

1.4 Objetivos

O objetivo geral deste trabalho é analisar os impactos econômicos do marco legal da microgeração de energia, definidos pela Lei nº 14.300 de 6 de janeiro de 2022, através de simulações seguidas de cálculos de indicadores econômicos relativos a um investimento em microgeração fotovoltaica em um ciclo completo de vida útil do sistema.

Para atingir o objetivo geral foram planejados os seguintes objetivos específicos:

- Revisar todo o cenário regulatório (leis, normas, resoluções normativas, resoluções homologatórias, consultas públicas) relacionadas à Lei nº 14.300/2022;
- Desenvolver uma planilha eletrônica para dimensionamento fotovoltaico e cálculo de tarifas, faturas e economias relacionadas à instalação do sistema de geração dimensionado;
- Simular as diferenças econômicas de um sistema de microgeração distribuída fotovoltaica enquadrado nos diferentes cenários de disposições transitórias descritas na Seção VI da Lei nº 14300/2022;
- Calcular os indicadores econômicos Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR), *Return on Investment* (ROI) e *payback* de cada cenário das disposições transitórias em um ciclo de vida útil do sistema fotovoltaico.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

Com a crescente preocupação mundial quanto à emissão de poluentes e outros tipos de poluição, a humanidade busca por uma maneira de diminuir os impactos negativos causados pelas atividades humanas no planeta. Um exemplo claro que gera grandes efeitos no meio ambiente é a utilização da energia elétrica. De acordo com Barcellos (2020), o setor de energia foi responsável pela emissão de 19% dos gases causadores de efeito estufa no Brasil em 2019.

Um dos alvos para alcançar a desejada diminuição dos efeitos poluentes é fazer com que a produção de energia seja a mais limpa. Porém, este objetivo contrasta com a fonte de energia mais utilizada em todo o mundo: o carvão mineral, que representa 38% da matriz elétrica global (BORGES, 2021).

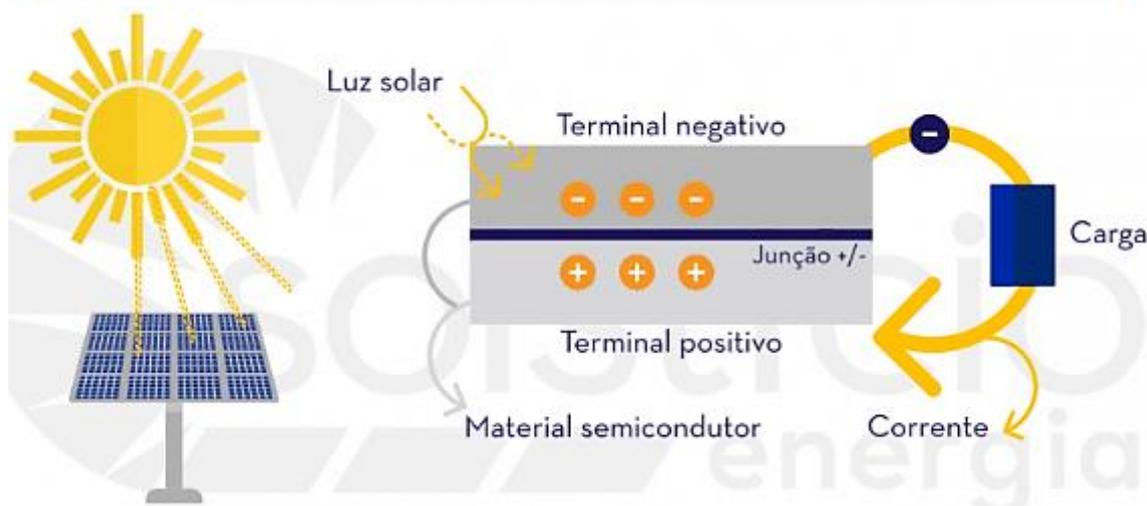
Consequentemente, busca-se diminuir essa representatividade na matriz ao substituir os combustíveis fósseis por fontes renováveis de energia.

2.1 Energia solar fotovoltaica

Uma das fontes renováveis que têm ganhado grande destaque é a fotovoltaica, que consiste na conversão de radiação solar em eletricidade. Dessa forma, percebe-se quais são as grandes vantagens deste tipo de geração: a disponibilidade e a abundância desse tipo de energia em todo o território nacional. O Brasil tem um excelente potencial para o crescimento da exploração dessa fonte de energia. A título de exemplo, segundo o Atlas Brasileiro de Energia Solar, o local brasileiro com menor irradiação solar é capaz de gerar mais eletricidade do que o local mais ensolarado da Alemanha (PEREIRA et al., 2017).

A exploração da energia solar é possível devido ao efeito fotovoltaico, que consiste no fenômeno que acontece quando os fótons emitidos pela irradiação solar causam a excitação dos elétrons do material semicondutor utilizado. Consequentemente, com a inclusão de um material condutor aos lados positivo e negativo deste material forma-se um circuito, cuja corrente é gerada pela movimentação desses elétrons, conforme ilustra a Figura 1 (SOLSTÍCIO, 2017).

Figura 1 - Efeito fotovoltaico



Fonte: Solstício Energia (2017)

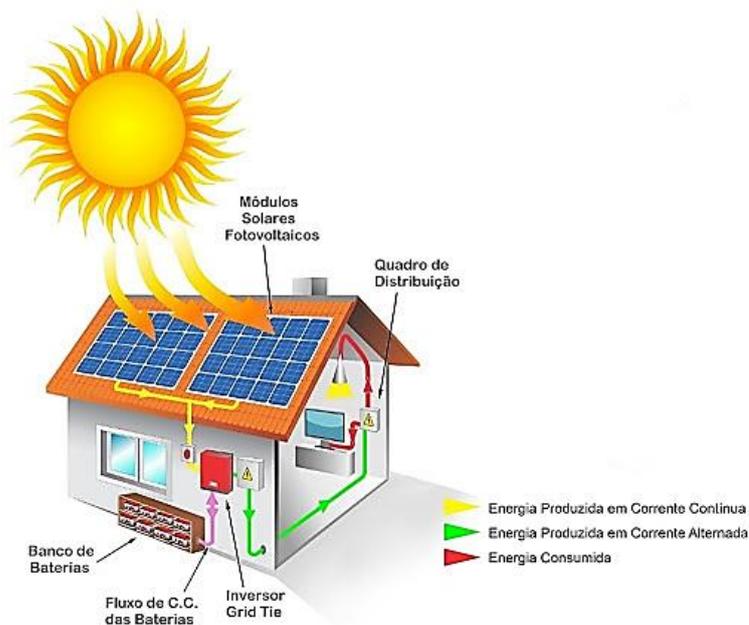
A composição de um painel solar, que consiste em diversas células fotovoltaicas, pode variar no que diz respeito aos materiais empregados e métodos de construção. Apesar disso, o material mais utilizado para este fim é o silício, por ser encontrado em abundância no planeta, por já ter sido base de muitas pesquisas e, principalmente, ser um semicondutor (SOLSTÍCIO, 2017).

Devido a esse grande conhecimento acerca da melhor composição dos painéis solares e aos avanços desde o início da utilização dessa tecnologia, os sistemas têm uma vida útil média de 25 anos, apesar de passado esse período o sistema ainda ter eficiência de cerca de 80% (OLSEN, 2020).

Por outro lado, há desvantagens nesse tipo de sistema. Alguns deles são o fato de não ser despachável e a consequente incapacidade de gerar energia durante a noite, o que faz necessária a presença de um sistema de armazenamento dessa energia que seria consumida na ausência da irradiação solar. Alternativamente, existe a possibilidade de fazer o escoamento da energia excedente para a rede de distribuição, de forma que seja possível utilizar posteriormente essa energia injetada em um sistema de compensação de créditos. Tais alternativas representam os denominados sistemas *Off Grid* e *On Grid*, respectivamente.

A Figura 2 ilustra a topologia de um sistema de geração fotovoltaica *Off Grid*, onde destaca-se a necessidade de uso de banco de baterias para que a energia excedente seja armazenada para uso durante o período em que não há geração

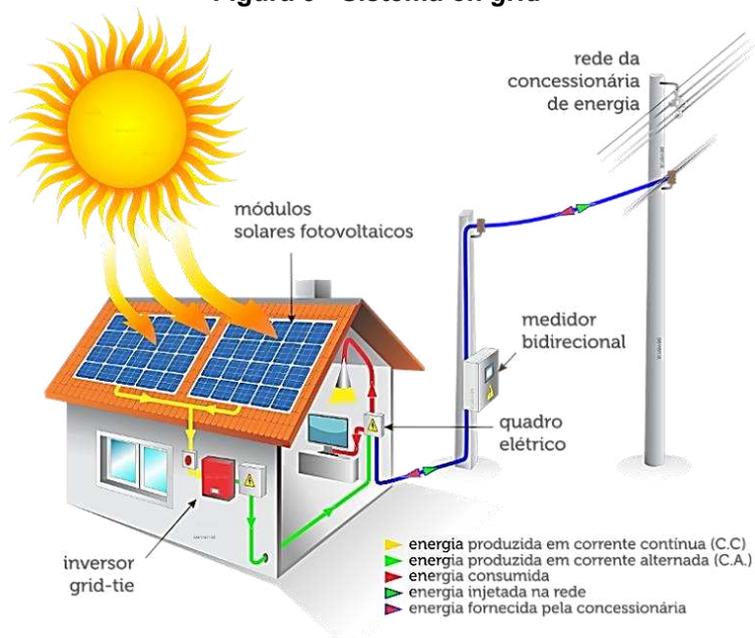
Figura 2 - Sistema *off grid*



Fonte: Geravolts (2023)

A Figura 3 ilustra a topologia de um sistema de geração fotovoltaica *On Grid*, e destaca a conexão da unidade consumidora à rede de distribuição de uma distribuidora de energia elétrica com auxílio de um medidor bidirecional.

Figura 3 - Sistema *on grid*



Fonte: Geravolts (2023)

2.2 Geração distribuída

De acordo com o Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, a definição de geração distribuída considerada como:

"Art. 14 - Para os fins deste Decreto, considera-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, incluindo aqueles tratados pelo art. 8º da Lei nº 9.074, de 1995, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento:

I – hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW; e

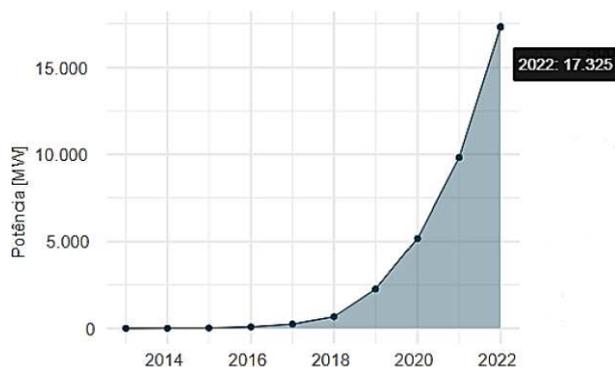
II – termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento, conforme regulação da ANEEL, a ser estabelecida até dezembro de 2004." (BRASIL, 2004).

De forma complementar, segundo o Instituto Nacional de Eficiência Energética (INEE), a definição do termo geração distribuída é aquela que se realiza junto ou próxima do consumidor, independentemente da potência, tecnologia e fonte de energia. Em outras palavras, caracteriza-se pela proximidade entre geradores e consumidores, ao conectar as unidades de geração diretamente ao sistema de distribuição, sem a necessidade de um sistema de transmissão. (INEE, 2023)

Assim, de forma contrária à geração central, a GD permite que haja uma redução nos custos da energia, uma vez que o sistema de transmissão e suas respectivas perdas são eliminados. Perdas essas que, de acordo com a ANEEL são classificadas como perdas técnicas da rede básica, cujo custo é rateado em 50% para geração e 50% para os consumidores (ANEEL, 2022b).

Segundo a EPE (2023) em seu painel de dados de micro e minigeração distribuída, a capacidade instalada de microgeração alcançou em 2022 a marca de 14GW em potência instalada, sendo que a soma da micro e minigeração distribuída atingiu a marca de 17GW, como mostra a Figura 4.

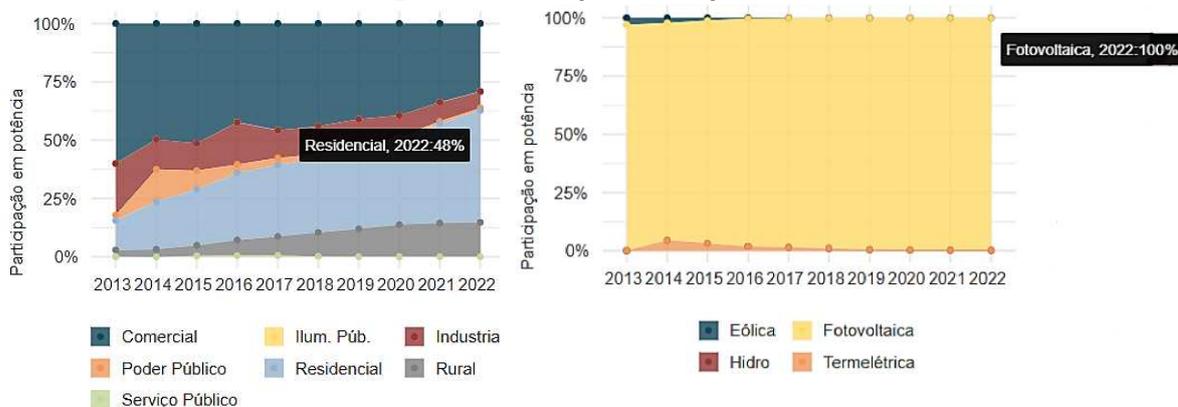
Figura 4 - Capacidade instalada de micro e minigeração distribuída



Fonte: EPE (2023)

É perceptível o crescimento exponencial das instalações a partir de 2018 e o fato da microgeração ser responsável por mais de 84% da potência instalada salienta a importância das pequenas unidades consumidoras (UCs). Para reforçar este fato, a modalidade de instalações que mais contribui é a residencial com 48% do valor total, como mostra a Figura 5 (a).

Figura 5 - Participação em potência



(a)

(b)

Fonte: EPE (2023)

No que diz respeito à microgeração, o destaque passou a ser exclusivo para a geração fotovoltaica. A participação em potência desse tipo de fonte em 2022 foi de 100% se analisado o cenário de microgeração, conforme mostra a Figura 5 (b).

2.3 Aspectos tarifários

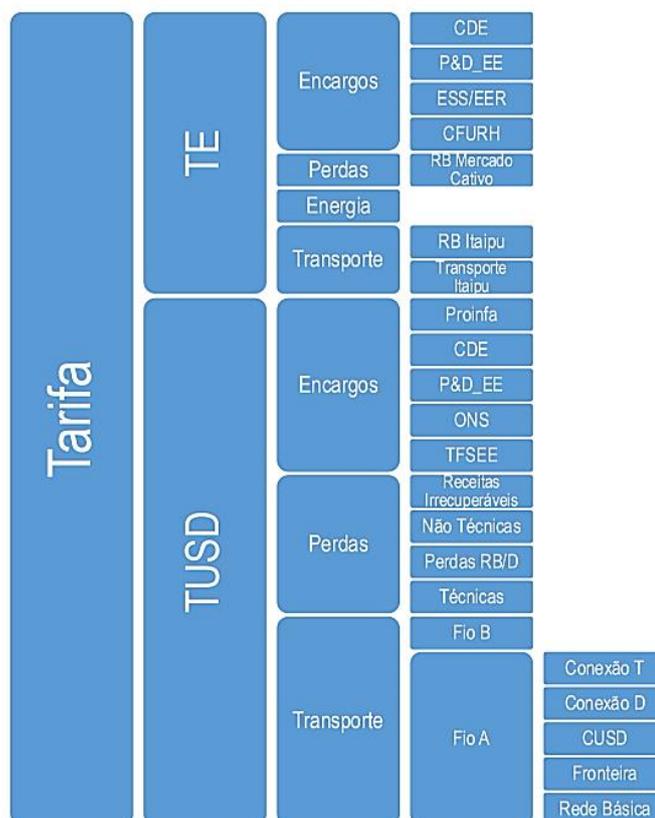
Diversos fatores podem afetar as faturas de energia pagas pelos consumidores. Por exemplo, a falta de chuvas e a consequente crise de escassez hídrica no ano de 2021 promoveu recordes na geração de energia termelétrica, que é mais cara e ocasiona aumento no custo da conta de energia (AMATO, 2021).

Segundo Stefanello et al. (2019), a composição da tarifa de energia se dá por três parcelas: energia gerada, o transporte de energia e encargos setoriais. Assim, incidem sobre o valor final da energia elétrica valores referentes à geração, transmissão e consumo de energia, tributos e bandeiras tarifárias.

2.3.1 Tarifa de Energia e Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

A Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e a Tarifa de Energia (TE) têm seus componentes discriminados na Figura 6.

Figura 6 - Componentes tarifários da TUSD e TE



Fonte: ANEEL (2018)

Essas componentes, de acordo com os Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET), têm as definições dadas pelo Quadro 1.

Quadro 1 - Definições das componentes tarifárias TUSD e TE

TUSD Transporte	
FIO A	Uso dos sistema de transmissão, transformadores de potência (tensão inferior a 230 kV), sistema de distribuição de outras distribuidoras e conexão às instalações de distribuição
FIO B	Custo anual dos ativos (CAA) e Custo de administração, operação e manutenção (CAOM).
TUSD Encargos	
P&D EE	Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética
TFSEE	Taxa de fiscalização de Serviços de Energia Elétrica
ONS	Contribuição para o Operador Nacional do Sistema Elétrico
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
TUSD Perdas	
TÉCNICAS	Perdas técnicas do sistema da distribuidora
NÃO TÉCNICAS	Perdas não técnicas
PERDAS RB/D	Perdas na Rede Básica devido às perdas regulatórias da distribuidora
RECEITAS IRRECUPERÁVEIS	Receitas Irrecuperáveis
TE Energia	
	Compra nos leilões do Ambiente de Contratação Regulada (ACR)
	Quota de Itaipu
	Geração própria
	Aquisição do atual agente supridor
	Compra de geração distribuída
TE Encargos	
ESS/EER	Encargos de Serviço de Sistema e Encargo de Energia de Reserva
P&D EE	Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética
CFURH	Contribuição sobre Uso de Recursos Hídricos
CDE	Quota da Conta de Desenvolvimento Energético
TE Transporte	
Transporte Itaipu	Custos de transmissão relacionados ao transporte de Itaipu
Rede Básica Itaipu	Custos de transmissão relacionados à Rede Básica de Itaipu

Fonte: ANEEL (2023b)

2.3.2 Tributos

Os tributos que incidem sobre a tarifação de energia podem ser separados de acordo com sua jurisdição: federal, estadual ou municipal.

Em relação às alíquotas federais são feitas duas cobranças. A primeira é a combinação do Programa de Integração Social (PIS) e do Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PASEP). A PIS foi instituída pela Lei Complementar

nº7/1970, a fim de “promover a integração do empregado na vida e no desenvolvimento das empresas” (BRASIL, 1970a). A PASEP foi instituída pela Lei Complementar nº8/1970 (BRASIL, 1970b).

A segunda é a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS), instituída pela Lei Complementar nº70/1991, destinada “às despesas com atividades-fins das áreas de saúde, previdência e assistência social” (BRASIL, 1991).

Na competência estadual é definida a cobrança do Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), instituído pela Lei Complementar nº87/1996. Essa alíquota pode variar de acordo com o estado da distribuidora, consumo de energia e classe de fornecimento de energia (BRASIL, 1996).

Por fim, na esfera municipal, é cobrada a alíquota de Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública (CIP/COSIP), instituída pela promulgação da Emenda Constitucional nº39/2002 (BRASIL, 2002).

Como forma de fomentar o setor de energias renováveis, o governo pode estabelecer políticas de incentivo, para que o investimento seja mais atrativo aos investidores, como a Lei nº13.169/2015, que em seu art.8º zera as alíquotas de contribuição para o Programa de Integração Social (PIS/Pasep) e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) que incidem sobre a energia elétrica fornecida pela distribuidora à UC, na quantidade correspondente à soma da energia elétrica ativa injetada na rede de distribuição (BRASIL, 2015).

Com o mesmo intuito, o Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ), através do Convênio ICMS 16/2015, autorizou as unidades federativas aderentes a fornecer isenção do ICMS incidente sobre a tarifa de energia elétrica compensada do SCEE para operações de faturamento (CONFAZ, 2015).

Com a da Lei Complementar nº194/2022 o ICMS também foi limitado a alíquota máxima de 18% ao se enquadrar como serviço essencial (BRASIL, 2022b).

2.3.3 Bandeiras tarifárias

Há uma cobrança maior nas faturas de energia quando o custo da geração de energia está mais alto, que ocorre quando é despachada energia de usinas termelétricas. Geralmente tal fato é motivado por escassez hídrica. Isso porque o Brasil é um dos países mais dependentes da energia hidrelétrica do mundo, portanto

quando os níveis de reservas de água estão baixos o fornecimento de energia é diretamente afetado (UDOP, 2021).

Como base de cobrança nesses cenários foi implementado em 2015 o sistema de bandeiras tarifárias. Cada cor é atrelada a um acréscimo na tarifa, como mostrado na Tabela 1.

Tabela 1 - Bandeiras tarifárias

Bandeira	Acréscimo da tarifa (R\$/kWh)
Verde	0
Amarela	0,01874
Vermelha - Patamar 1	0,03971
Vermelha - Patamar 2	0,09492

Fonte: ANEEL (2022d)

2.4 Histórico regulatório

Os avanços das pesquisas acerca dos sistemas fotovoltaicos permitiram de forma gradativa a queda nos preços de produção, instalação e manutenção, o que torna o investimento na geração da própria energia mais atrativo (LUNA, 2021). Sendo assim, o estado viu-se obrigado a definir uma regulamentação que organizasse essa área no Brasil

2.4.1 Resolução Normativa ANEEL n°482/2012

A primeira regulamentação relativa à GD foi a Resolução Normativa ANEEL n° 482, de 17 de abril de 2012. Através dela, definiu-se as condições gerais para que as unidades consumidoras pudessem conectar seus sistemas de MMGD às redes de distribuição de energia elétrica (ANEEL, 2012a).

Nesta resolução, a definição de microgeração distribuída foi dada como uma:

"central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras". (ANEEL, 2012a).

Passou a existir o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), que tornou possível, de acordo com o art.7º, que uma UC que gerasse sua própria energia se conectasse com a rede de distribuição, o que permite injetar nela o excesso de energia gerada para que seja utilizada posteriormente. Em outras palavras, esse sistema compensa no ato da fatura a diferença entre a quantidade de energia injetada na rede e a energia consumida da rede de distribuição (ANEEL, 2012a).

De acordo com o inciso I do art.7º, apesar de haver a possibilidade de uma unidade consumidora produzir mais energia do que consome, o que pode compensar o consumo de energia proveniente da distribuidora, definiu-se que passasse a existir uma cobrança mínima, referente ao custo de disponibilidade para consumidores do grupo B, ou da demanda contratada para consumidores do grupo A (ANEEL, 2012a).

A REN nº482/2012 garantiu também, baseada no inciso IV do art.7º, a possibilidade de, no caso de a unidade consumidora não consumir o crédito gerado, compensar a energia excedente em outras unidades consumidoras, desde que atendidas pela mesma distribuidora e que o titular seja o mesmo. Para tanto, uma ordem de prioridade de fornecimento deveria ser estabelecida previamente pelo titular do sistema. Caso o excesso de energia não fosse consumido pelas unidades vinculadas à geração, cria-se crédito para consumo em meses subsequentes, com validade de 36 meses após a data de faturamento (ANEEL, 2012a).

Consequentemente, com a necessidade de conhecimento por parte do consumidor acerca de seus créditos, através do inciso VII do art.7º passou a ser obrigatório a apresentação de informações de existência de saldo positivo por posto horário na fatura de energia elétrica, juntamente com a quantia de créditos a expirar no próximo ciclo de faturamento (ANEEL, 2012a).

Para o funcionamento do SCEE as unidades consumidoras devem dispor de um medidor específico que seja capaz de medir tanto o consumo quanto a injeção de potência na rede, chamado de medidor bidirecional (ilustrado pela Figura 3). A responsabilidade financeira de adaptação do sistema de medição era do interessado, como definido no *caput* do art.8º. Após essa adequação do sistema de medição, a responsabilidade pela operação e manutenção passa a ser da distribuidora, incluso os casos de eventuais substituições ou novas adequações, segundo o *caput* do art.9º (ANEEL, 2012a).

O §1º do art.3º estabeleceu um prazo de 240 dias para que as distribuidoras publicassem em seus endereços eletrônicos as normas técnicas referentes aos

requisitos para realização da conexão das UCs à rede de distribuição. Após esse prazo deveriam, após devida análise, conceder o acesso de suas redes de distribuição aos sistemas de MMGD que fizessem tal solicitação (ANEEL, 2012a).

2.4.2 Resolução Normativa ANEEL nº517/2012

A partir do momento de publicação REN nº 482/2012, iniciou-se um período de ajustes. Em 11 de dezembro de 2012 houve a publicação da REN nº 517 com o objetivo de alterar a primeira REN. (ANEEL, 2012b).

Algumas das alterações foram:

- Definição de SCEE: Definir que a injeção de energia na rede de distribuição seja em caráter de empréstimo gratuito à distribuidora para posteriormente ser compensada na unidade consumidora, ou em outra unidade cuja titularidade tenha o mesmo Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro de Pessoa Jurídica (CNPJ);
- Definir que a adaptação do sistema de medição seja feito pela distribuidora, que deveria cobrar do interessado os custos de adequação;
- Definir que a compensação seja efetuada primeiramente no mesmo posto tarifário em que ocorreu a geração e em seguida a compensação nos demais postos horários, de forma a levar em conta a relação de tarifação para estes diferentes postos;
- Limitar a potência instalada da MMGD à carga instalada no caso de unidade consumidora do grupo B, ou à demanda contratada no caso do grupo A. Se desejado instalar uma potência maior que essa, solicitar aumento de carga no caso de unidade consumidora do grupo B, ou aumento de demanda contratada no caso do grupo A;

2.4.3 Resolução Normativa ANEEL nº687/2015

Com a REN nº 687, de 24 de novembro de 2015, houveram grandes atualizações, que impactaram tanto na condição de criação de novas classificações de consumidores, quanto na burocracia para novas conexões aos sistemas de distribuição (ANEEL, 2015).

Entre as principais alterações e inclusões estão:

- Alteração dos limites de potência para enquadramento como microgeração, com a diminuição do limite de potência instalada de 100 kW para 75 kW.
- Proibição da divisão da central geradora em unidades consumidoras menores, para que esta se enquadre nos limites de potência para microgeração ou minigeração distribuída;
- Novo prazo de vencimento de créditos, que passa de 36 meses para 60 meses;
- Proibir que aluguel ou arrendamento de terrenos, lotes e propriedades sejam realizados quando o valor cobrado seja de reais por unidade de energia elétrica;
- Regulação de adesão ao SCEE dos consumidores titulares de unidade consumidora integrante de empreendimento de múltiplas unidades consumidoras, caracterizada como geração compartilhada ou caracterizada como autoconsumo remoto;
- Inclusão da possibilidade de transferência de créditos restantes no ato de encerramento da relação contratual ou contabilização em nome do titular no prazo de 60 meses caso não haja outra unidade consumidora na mesma área de concessão ou sob mesma titularidade;
- A distribuidora passa a ser responsável técnica e financeira pela adequação e manutenção do sistema de medição para microgeração;
- Tornar a fatura mais detalhada quanto ao SCEE, com informações de energia consumida e injetada por posto tarifário, participação da unidade consumidora no SCEE, histórico de energia consumida e injetada nos 12 meses anteriores, créditos expirados, entre outras informações.

2.5 Lei nº14300/2022

Para o desenvolvimento da GD ocorrer de forma sustentável e com base em segurança jurídica foi apresentado o Projeto de Lei (PL) nº5829, no dia 5 de novembro de 2019. Após mais de dois anos de tramitação, a proposta foi sancionada em 6 de janeiro de 2022, o que deu origem à Lei nº 14.300. Considerada o marco regulatório

da MMGD de energia elétrica, esta lei institui também o SCEE e o Programa de Energia Renovável Social (BRASIL, 2019).

Essa lei altera a regra para o custo de disponibilidade do sistema para integrantes do SCEE, através do *caput* do art.16º, eliminando a duplicidade de cobrança. Como nos casos de GD fotovoltaica o consumo mínimo é atingido e posteriormente compensado, não se aplica o custo de disponibilidade, uma vez que não houve falta de consumo. Assim, o valor ainda será cobrado, porém o que antes seria um valor cedido à distribuidora pela falta de consumo, com a nova regra é convertido em crédito (SOLARIZE, 2022).

Outro ponto abordado foi que com a popularização dos sistemas fotovoltaicos tornou-se evidente um novo problema para o Sistema Interligado Nacional (SIN). Segundo Reinaldo, Dupczak e Neto (2020), as características da GD fotovoltaica podem afetar os parâmetros de qualidade de energia, o que causa problemas à rede elétrica.

Como os sistemas de distribuição foram inicialmente projetados para transmitir energia em um único sentido, a conexão de muitas unidades geradoras pode acarretar na sobrecarga em linhas e transformadores ao elevar os níveis de tensão (VIEIRA, 2016).

Portanto, a infraestrutura da rede de distribuição necessita passar por adaptações em consequência da injeção de energia proveniente das UCs. O custo para tais obras, porém, não se cobrava das unidades geradoras, dado que estas compensavam todo seu consumo com a geração própria.

Segundo a EPE (2019), as distribuidoras têm custos fixos e variáveis relativos representados em suas tarifas, e ao abaixar sua fatura o consumidor deixa de contribuir com elas, apesar de ainda utilizar a rede de distribuição. Isto é, as UCs utilizavam a infraestrutura da rede distribuição para escoar sua energia excedente e utilizar posteriormente, mas não eram cobradas sobre os custos de operação dela.

Com isso, custos indevidos são repassados aos demais consumidores do sistema. Encargos esses que passam a ser cobrados dos titulares de sistemas do SCEE conforme art.27, referentes aos custos de serviço, manutenção e depreciação do sistema de distribuição, o fio B. Assim surge uma tarifa diferenciada para TUSD no momento de compensação.

De forma análoga, outras componentes tarifárias também não eram cobradas por quem anulava seu consumo, como as cotas de rateio de custo por perdas no

sistema. Fato esse que deu origem ao art.17, §1º, que define que os titulares de sistemas integrantes do SCEE sejam faturados sobre todas as componentes tarifárias não associadas ao custo de energia. Assim surge uma tarifa diferenciada para TE no momento de compensação.

Como consequência dos custos não cobrados aos participantes do SCEE, foi estabelecido pelo marco legal que tais custos seriam cobertos através do faturamento aplicado sobre a energia compensada. Porém, as novas cobranças dispõem de um período de transição, assegurado pelo capítulo VI dessa lei, que trata das disposições transitórias. Nele são apresentados os cenários que interessados em protocolar um novo sistema de GD podem ser enquadrados, de acordo com a data de protocolização de seu sistema de geração em sua respectiva distribuidora de energia.

Os cenários para sistemas de microgeração são:

- GD-I (Direito adquirido): microgeradores existentes ou que protocolarem solicitação de acesso até 12 meses após a publicação da lei. Não terá incidência das novas regras tarifárias. Os beneficiados permanecem sob esse enquadramento até 31 de dezembro de 2045.
- GD-II (Exceção art.27, §2º): microgeradores que protocolarem solicitação de acesso entre 13 e 18 meses após a publicação da lei. Incidência da TE diferenciada e TUSD diferenciada, que terá aumento gradativo do fio B de 15% a 90% até 2028. As novas regras serão aplicadas integralmente a partir de 2031.
- GD-III: microgeradores que protocolarem solicitação de acesso em data que não se enquadra nas anteriores. Incidência da TE diferenciada e TUSD diferenciada, que terá aumento gradativo do fio B de 15% a 90% até 2028. As novas regras serão aplicadas integralmente a partir de 2029.

A incidência percentual gradativa do fio B segue o disposto no *caput* do art.27, como mostrado na Tabela 2.

Tabela 2 - Gradatividade da cobrança relativa ao fio B

Ano	Percentual
2023	15%
2024	30%
2025	45%
2026	60%
2027	75%
2028	90%

Fonte: BRASIL (2022)

Com as novas exigências tarifárias demandadas pela Lei nº14300/2022, em 25 de outubro de 2022, a ANEEL instaurou a Consulta Pública 050/2022, com o objetivo de receber contribuições para aprimorar o PRORET, onde foram registradas 67 contribuições, das quais surgiram os parâmetros para publicação da REN nº1060, de 7 de fevereiro de 2023, responsável pela modificação dos submódulos 5.2, 7.1, 7.2 e 7.3 do PRORET, de forma a regular os aspectos econômicos da nova lei (ANEEL, 2023e).

O submódulo 7.3 do PRORET, que trata da metodologia de cálculo das tarifas de aplicação referentes a TUSD e TE, passou a informar no capítulo 10 os percentuais de redução da TUSD e TE para o SCEE. Ou seja, reduções nas tarifas que serão multiplicadas pela energia compensada, ilustradas no Quadro 2.

Quadro 2 - Reduções tarifárias da TE e TUSD na compensação

	GD-I	GD-II
TE	100%	100%, exceto TE Energia e TE Transporte
TUSD	100%	<ul style="list-style-type: none"> i. 85% em 2023; ii. 70% em 2024; iii. 55% em 2025; iv. 40% em 2026; v. 25% em 2027; vi. 10% em 2028;

Fonte: ANEEL (2023c)

Conforme o *caput* do art.25, a componente tarifária da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) será responsável pelo custeio temporário da parcela isenta e da parcela sob as disposições transitórias, que será cobrada apenas das UCs do ambiente regulado.

3 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

O tipo de pesquisa do presente trabalho será bibliográfico, o que significa que a metodologia a ser utilizada será a de obtenção de referências suficientes para revisão acerca do marco regulatório da microgeração distribuída e seus efeitos na sociedade e na realidade econômica atual. Primeiramente, será feita leituras das normativas e legislações acerca da faturação de energia elétrica, como o PRORET disponibilizado pela ANEEL.

Com a obtenção de um amplo embasamento acerca das tarifas incidentes sobre a faturação e suas recentes mudanças através da Lei nº 14.300/2022, foram elaboradas simulações de instalação de um sistema de microgeração em diferentes cenários, levando em conta os diferentes enquadramentos de período de transição dessa lei. Após isso, foram determinadas as diferenças de economia nos casos de instalação de geração com isenção completa das novas regras tarifárias, sem isenção alguma, com aumento gradativo até 2028 e com aumento gradativo até 2030.

Para isso, foi dimensionado um sistema de microgeração fictício de forma que seja possível implementá-lo nos diferentes cenários de incidência tarifária. Nesse processo de dimensionamento foram pré-definidos valores de consumo, irradiação solar, orçamento de materiais, entre outros, para que a simulação se aproxime o máximo possível de um caso real.

Em seguida, foi calculado indicativos econômicos necessários para realização de uma avaliação de viabilidade econômica: VPL, ROI, TIR e *payback*.

O cálculo do VPL foi determinado por meio da Equação (1).

Onde “FC” representa o fluxo de caixa, “TMA” a taxa mínima de atratividade e “j” o período de cada fluxo de caixa.

$$VPL = \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1 + TMA)^j} - Investimento \quad (1)$$

O cálculo da taxa TIR busca encontrar o valor de TMA para que VPL seja igual a zero.

O cálculo da taxa ROI foi determinado pela Equação (2).

$$ROI = \frac{Economia - Investimento}{Investimento} * 100\% \quad (2)$$

Já o cálculo do *payback* foi baseado na Equação (3).

$$Payback (anos) = \frac{Investimento}{Economia\ anual} \quad (3)$$

Com a obtenção dos dados de todos os cenários, foi feita uma comparação entre eles a fim de verificar o quanto as novas cobranças impactam no investimento em sistemas de microgeração de energia elétrica.

4 DESENVOLVIMENTO

Neste capítulo, primeiramente serão descritas as condições iniciais das simulações. Em seguida, será feito o dimensionamento do sistema fotovoltaico que servirá de parâmetro para as faturas de energia de todos os casos de simulação. E por fim serão calculadas as tarifas, faturas e economias desses casos, para obtenção dos dados mensais e anuais necessários para comparação entre os cenários de incidência da Lei nº 14300/2022.

4.1 Condições iniciais da simulação

Para que o entendimento da simulação seja claro, foram definidas quais foram as condições adotadas para o cenário simulado, a fim de eliminar impactos alheios à mudança legislativa em análise.

Foram realizadas simulações comparativas entre as diferentes incidências tarifárias dispostas nas disposições transitórias. Para isso, adotou-se como base um cenário de microgeração em uma UC trifásica, enquadrada no grupo B residencial da Companhia Paranaense de Energia Elétrica (COPEL).

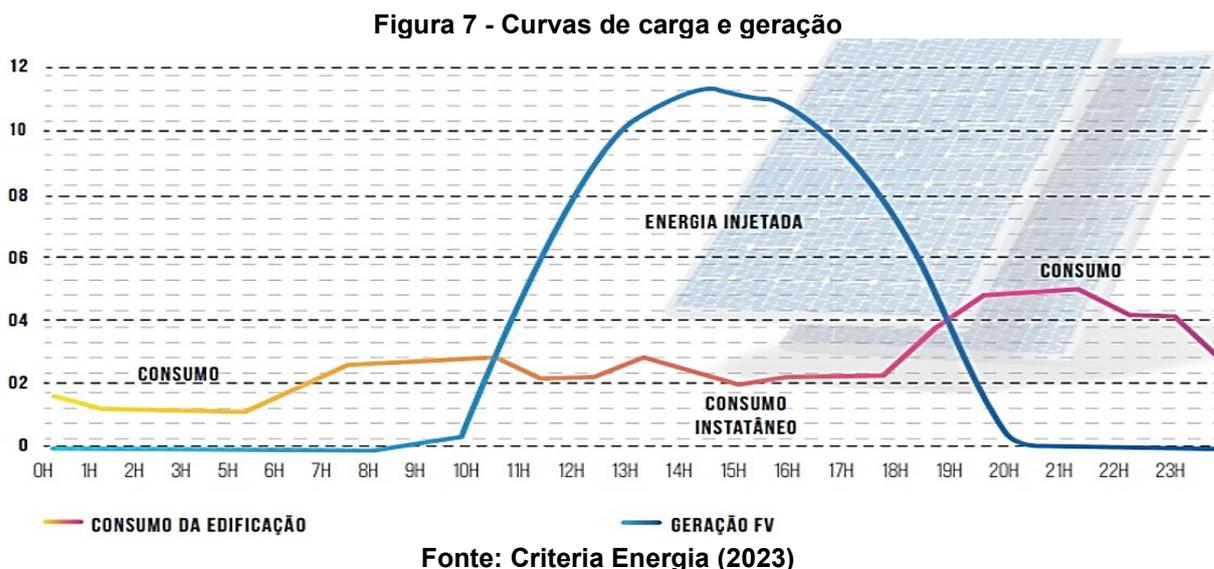
As informações pertinentes para instalação de um sistema fotovoltaico estão relacionadas principalmente ao perfil de consumo da UC. O histórico de consumo utilizado é mostrado na Tabela 3.

Tabela 3 - Histórico de consumo

Mês	kWh
dezembro, 2022	992
novembro, 2022	812
outubro, 2022	784
setembro, 2022	668
agosto, 2022	817
julho, 2022	763
junho, 2022	692
maio, 2022	504
abril, 2022	799
março, 2022	772
fevereiro, 2022	781
janeiro, 2022	846

Fonte: Autoria própria (2023)

Foi escolhido um perfil de consumo que deu origem ao fator de simultaneidade, e para obtenção desse fator é necessário fazer um levantamento da curva de carga diária média, para saber como a energia é utilizada ao longo do dia nessa UC. A partir dessa informação, foi feito o levantamento da quantidade de energia instantaneamente suprida pela curva de geração, como ilustrado na Figura 7.



Para a simulação em questão foi definido para o consumo instantâneo (fator de simultaneidade) um valor de 30%. Esse valor tem grande impacto nas análises a seguir, pois quanto maior o fator de simultaneidade, menos o sistema de distribuição será utilizado. Pois a energia de geração consumida instantaneamente não chega a ultrapassar o medidor e ser contabilizada pelo SCEE. Portanto, do ponto de vista da distribuidora é como se essa energia nunca houvesse existido, o que faz com que não seja aplicável a cobrança sobre o uso do sistema de distribuição na compensação de energia elétrica.

Outros valores pertinentes nas faturas de energia são as bandeiras tarifárias e o custo de iluminação pública. Para efeito dos cálculos de impacto em um ciclo de vida útil de um sistema fotovoltaico, levar em conta os multiplicadores de bandeira tarifária seria impossível, justamente pela imprevisibilidade em que esses multiplicadores são utilizados na prática. Já o custo de iluminação pública não foi considerado por ser um valor legislativo que varia de acordo com o município analisado e por não ser impactado pela lei em análise.

O cenário de isenção dada pelo Convênio ICMS 16/2015 também é incerto do ponto de vista de previsibilidade, visto que os governantes de cada estado podem extinguir esse benefício de acordo com a sua autonomia, por ser um tributo de competência estadual. Além de ter um grande impacto na economia final e poder comprometer a percepção dos impactos das mudanças da lei analisada neste trabalho. Portanto, a alíquota para o ICMS adotada foi o máximo estipulado pela Lei Complementar nº194/2022: 18%. Esse valor incidirá sobre consumo e compensação da TE e da TUSD (BRASIL, 2022b).

Os valores de PIS e COFINS incidentes nas faturas de energia variam de acordo com a distribuidora. A apuração não cumulativa desses tributos faz com que os seus valores variem a cada mês de forma específica. Porém, as distribuidoras disponibilizam um histórico desses valores. No caso dessa simulação foram usados como parâmetro os dados de 2023 da COPEL, como mostrado na Tabela 4.

Tabela 4 - Taxas PIS e COFINS

	PIS	COFINS
Janeiro	1,30%	6,01%
Fevereiro	0,90%	4,15%
Março	0,97%	4,49%
Abril	0,85%	3,90%
Mai	1,09%	5,04%
Junho	0,83%	3,80%
Julho	0,82%	3,75%
Agosto	0,98%	4,49%
Setembro	1,05%	4,83%
Outubro	1,00%	4,58%
Novembro	1,00%	4,63%
Dezembro	0,90%	4,14%

Fonte: COPEL (2023)

Os valores das tarifas utilizadas nas faturas podem ser consultados nas resoluções homologatórias (REH) divulgadas anualmente pela ANEEL. As tarifas utilizadas pela Copel têm um período de vigência que se inicia em junho de cada ano, porém, para efeito de simplificação, foram usadas as tarifas num ciclo de janeiro a janeiro com base na REH nº3209, de 20 de junho de 2023 (ANEEL, 2023c).

Ao passar dos anos da simulação, foi definido que os valores das tarifas não passariam por reajustes tarifários. Como consequência os mesmos valores de tarifas

foram utilizados durante os 25 anos da simulação, a fim de gerar ao final valores brutos que posteriormente fossem corrigidos com base em uma taxa de inflação.

A taxa de inflação considerada foi a média simples de 10 anos dos valores anuais acumulados do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) divulgados pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), como mostrado na Tabela 5.

Tabela 5 - IPCA (acumulado ao ano)

Ano	Taxa [%]
2022	5,79%
2021	10,06%
2020	4,52%
2019	4,31%
2018	3,75%
2017	2,95%
2016	6,29%
2015	10,67%
2014	6,41%
2013	5,91%
2012	5,84%
MÉDIA	6,05%

Fonte: IBGE(2023)

Todas as componentes tarifárias responsáveis pela formação dos valores das tarifas divulgadas na REH de cada distribuidora podem ser consultadas na Base de Dados das Tarifas das Distribuidoras de Energia Elétrica da ANEEL, como mostrado na Figura 8.

Figura 8 - Base de dados das tarifas das distribuidoras

Tarifas das Distribuidoras de Energia Elétrica
s das Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição

workspace / mercado / bases de tarifas

po de Outorga: Todos | Sigla: Copel-DIS | REH: REH Nº 3.049, DE 21 DE JUNHO DE 2022 | Ano, Mês: 2022 | Componente Tarifária: Todos

Subgrupo: Todos | Modalidade: Convencional | Classe: Residencial | Subclasse: Residencial | Detalhe: Todos | Acessante: Todos | Posto: Todos

Tarifárias*
Tarifárias associadas aos valores de TUSD e TE homologadas pela ANEEL, segregadas pelas bases tarifárias Tarifa de Aplicação.

	Início Vigência	Fim Vigência	Base Tarifária	Subgrupo	Modalidade	Classe	Subclasse	Detalhe	Acessante	Posto	Unidade	Componente Tarifária	Valor
24/06/2022	24/06/2022	23/06/2023	Tarifa de Aplicação	B1	Convencional	Residencial	Residencial	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	RS/MWh	TUSD_SUBSIDIO	-40,52
24/06/2022	24/06/2022	23/06/2023	Tarifa de Aplicação	B1	Convencional	Residencial	Residencial	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	RS/MWh	TE_SUBSIDIO	-31,71
24/06/2022	24/06/2022	23/06/2023	Tarifa de Aplicação	B1	Convencional	Residencial	Residencial	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	RS/MWh	TE_CDE_ELET	-17,38
24/06/2022	24/06/2022	23/06/2023	Tarifa de Aplicação	B1	Convencional	Residencial	Residencial	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	RS/MWh	TUSD_ONS	0,00
24/06/2022	24/06/2022	23/06/2023	Tarifa de Aplicação	B1	Convencional	Residencial	Residencial	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	RS/MWh	TUSD_TFSEE	0,58
24/06/2022	24/06/2022	23/06/2023	Tarifa de Aplicação	B1	Convencional	Residencial	Residencial	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	RS/MWh	TUSD_Per_RB_D	0,80
24/06/2022	24/06/2022	23/06/2023	Tarifa de Aplicação	B1	Convencional	Residencial	Residencial	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	RS/MWh	TUSD_CCT	1,78
24/06/2022	24/06/2022	23/06/2023	Tarifa de Aplicação	B1	Convencional	Residencial	Residencial	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	RS/MWh	TUSD_PeD	2,39
24/06/2022	24/06/2022	23/06/2023	Tarifa de Aplicação	B1	Convencional	Residencial	Residencial	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	RS/MWh	TE_PeD	2,80
24/06/2022	24/06/2022	23/06/2023	Tarifa de Aplicação	B1	Convencional	Residencial	Residencial	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	RS/MWh	TUSD_RI	4,04
24/06/2022	24/06/2022	23/06/2023	Tarifa de Aplicação	B1	Convencional	Residencial	Residencial	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	RS/MWh	TUSD_PNT	5,95
24/06/2022	24/06/2022	23/06/2023	Tarifa de Aplicação	B1	Convencional	Residencial	Residencial	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	RS/MWh	TE_TUST_JTAIPU	5,98
24/06/2022	24/06/2022	23/06/2023	Tarifa de Aplicação	B1	Convencional	Residencial	Residencial	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	RS/MWh	TE_Per_RB	6,23
24/06/2022	24/06/2022	23/06/2023	Tarifa de Aplicação	B1	Convencional	Residencial	Residencial	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	RS/MWh	TUSD_CDE_COVID	7,25

Fonte: ANEEL (2023a)

Nessa base de dados é possível filtrar as componentes tarifárias de acordo com o enquadramento da UC analisada. No caso desta simulação, a filtragem utilizada foi a mostrada no Quadro 3.

Quadro 3 - Filtragem das bases tarifárias

Filtro	Seleção
Sigla	Copel-DIS
REH	3209
Ano	2023
Base tarifária	Tarifa de Aplicação
Subgrupo	B1
Modalidade	Convencional
Classe	Residencial
Subclasse	Residencial

Fonte: Autoria própria (2023)

Ao exportar estes valores para uma planilha, obteve-se todas as componentes tarifárias necessárias para formar as tarifas utilizadas nos cálculos da simulação. A Figura 9 mostra parte dessa planilha.

Figura 9 - Componentes tarifárias das simulações

M	N	O	P	Q
Unidade	Componente Tarifária	Valor	R\$/MWh	R\$/kWh
R\$/MWh	TE_CDE_COVID	13,50521		TE
R\$/MWh	TE_CDE_ELET	-4,89125	R\$ 302,14	R\$ 0,30214
R\$/MWh	TE_CDE_GD	7,03786		TUSD
R\$/MWh	TE_ENERGIA	266,74551	R\$ 328,37	R\$ 0,32837
R\$/MWh	TE_ESSERR	27,13811		TE SCEE
R\$/MWh	TE_PeD	3,30364	R\$ 46,38	R\$ 0,04638
R\$/MWh	TE_Per_RB	5,42689		TUSD_FioB
R\$/MWh	TE_SUBSIDIO	-32,34444	R\$ 146,19	R\$ 0,14619
R\$/MWh	TE_TRANSPORTE_ITA	8,94710		
R\$/MWh	TE_TUST_ITAIPU	7,27288		
R\$/MWh	TUSD_CCT	2,85222		
R\$/MWh	TUSD_CDE	90,12830		
R\$/MWh	TUSD_CDE_COVID	7,50744		
R\$/MWh	TUSD_FioB	146,18641		
R\$/MWh	TUSD_FR	12,09791		
R\$/MWh	TUSD_PeD	2,56225		
R\$/MWh	TUSD_Per_RB_D	0,72444		
R\$/MWh	TUSD_PNT	6,46824		
R\$/MWh	TUSD_PROINFA	11,37655		
R\$/MWh	TUSD_PT	27,36070		
R\$/MWh	TUSD_RB	55,53944		
R\$/MWh	TUSD_RI	1,88436		
R\$/MWh	TUSD_SUBSIDIO	-36,92105		
R\$/MWh	TUSD_TFSEE	0,59821		
R\$/MWh	TE_CDE_COVID	13,50521		
R\$/MWh	TE_CDE_ELET	-4,89125		
R\$/MWh	TE_CDE_GD	7,03786		
R\$/MWh	TE_ESSERR	27,13811		
R\$/MWh	TE_PeD	3,30364		
R\$/MWh	TE_Per_RB	5,42689		
R\$/MWh	TE_SUBSIDIO	-5,14041		

Fonte: Autoria própria (2023)

Os dados com fundo laranja mostram as componentes que não farão parte da TE do SCEE, de acordo com o art. 17, §1º da Lei nº 14300/2022. Já os de fundo rosa evidenciam a componente “TE_CDE_GD”, gerada pelo *caput* do art. 25 dessa mesma lei, referente ao rateio dos custos relativos ao uso do sistema de distribuição não cobrados por participantes isentos pelas regras das disposições transitórias. A componente grafada de azul é a “TUSD_FioB”, que será o valor multiplicado pelas regras transitórias.

Portanto, foram elaborados 5 cenários para as simulações:

- Caso 1: Sem sistema fotovoltaico instalado. Terá cor de fundo laranja nas planilhas e foi simulado para servir como ponto de comparação para os casos nos quais foram instalados o sistema;
- Caso 2: Aplicação do GD-I, como mostrado no Quadro 2. Terá cor de fundo verde nas planilhas. É o caso simulado como direito adquirido, onde as novas regras tarifárias serão inseridas apenas a partir de 2046;
- Caso 3: Aplicação do GD-II, porém no enquadramento de exceção para protocolados entre 13 a 18 meses. Com cor de fundo azul claro nas planilhas, é baseado no art. 27, §2º da Lei nº 14300/2022, onde a transição para a componente TUSD_FioB é aplicada até 2031;

- Caso 4: Aplicação do GD-II: com cor de fundo azul escuro nas planilhas, é o caso onde a transição para a componente TUSD_FioB é aplicada até 2028.
- Caso 5: Aplicação de 100% da TUSD_FioB sem período de transição. Com cor de fundo amarelo nas planilhas, é um caso hipotético que servirá como referência para comparação em relação aos casos com incidência gradativa, a fim de simular as diferenças econômicas para projetos protocolados a partir de 2029.

O escalonamento da TUSD_FioB nas simulações é mostrado na Figura 10.

Figura 10 - Escalonamento da TUSD_FioB

	AH	AI	AJ	AK	AL
5		Escalonamento TUSD_FioB			
6		Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5 (hipotético)
7	Ano				
8	2023	0%	15%	15%	100%
9	2024	0%	30%	30%	100%
10	2025	0%	45%	45%	100%
11	2026	0%	60%	60%	100%
12	2027	0%	75%	75%	100%
13	2028	0%	90%	90%	100%
14	2029	0%	90%	100%	100%
15	2030	0%	90%	100%	100%
16	2031	0%	100%	100%	100%
17	2032	0%	100%	100%	100%
18	2033	0%	100%	100%	100%
19	2034	0%	100%	100%	100%
20	2035	0%	100%	100%	100%
21	2036	0%	100%	100%	100%
22	2037	0%	100%	100%	100%
23	2038	0%	100%	100%	100%
24	2039	0%	100%	100%	100%
25	2040	0%	100%	100%	100%
26	2041	0%	100%	100%	100%
27	2042	0%	100%	100%	100%
28	2043	0%	100%	100%	100%
29	2044	0%	100%	100%	100%
30	2045	0%	100%	100%	100%
31	2046	100%	100%	100%	100%
32	2047	100%	100%	100%	100%
33	2048	100%	100%	100%	100%

Fonte: Autoria própria (2023)

É possível perceber, ao comparar as linhas 13 a 15 dos casos 3 e 4, que a diferença entre os projetos protocolados entre 13 a 18 meses da publicação da lei e os demais protocolados posteriormente terá duração de apenas 2 anos. E a partir de 2046 todos estarão enquadrados sob as mesmas regras.

4.2 Dimensionamento do sistema fotovoltaico

A seção 4.1 deste trabalho serve como base para o dimensionamento do mesmo sistema fotovoltaico aplicado em 4 casos das simulações. Portanto, o sistema de geração terá as especificações presentes na Figura 11.

Figura 11 - Planilha de dados do dimensionamento fotovoltaico

	A	B
1	DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO	
2	Consumo anual [kWh]	9230
3	Consumo mensal [kWh]	769,17
4	Irradiação solar média [kWh/m ² .dia]	4,94
5	Potência demandada do sistema	6485,39
6	Potência por módulo fotovoltaico [W]	550
7	Número de módulos necessários	12
8	Potência de geração [Wp]	6600
9	Potência do inversor [kWp]	6000
10	Potência mínima do inversor [kWp]	5280
11	Potência máxima do inversor [kWp]	7920
12	Simultaneidade	30%
13	Custo de Disponibilidade	100
14	Eficiência do sistema gerador	0,8

Fonte: Autoria própria (2023)

O consumo anual e sua respectiva média mensal tiveram como origem os dados da Tabela 3, o que configurou o consumo que o sistema a ser instalado tem que suprir. A potência de geração depende da irradiação solar do local de instalação, que para as simulações tiveram os valores definidos a partir de dados do Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito (CRESESB), como mostrado na Figura 12.

Figura 12 - Dados de irradiação solar

Estação: Medianeira
Município: Medianeira , PR - BRASIL
Latitude: 25,301° S
Longitude: 54,049° O
Distância do ponto de ref. (25,293504° S; 54,094812° O):4,7 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]											
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
<input checked="" type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	6,25	5,75	5,19	4,21	3,26	2,86	3,09	4,07	4,32	5,26	6,04	6,46
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	25° N	5,61	5,50	5,40	4,86	4,11	3,78	4,00	4,92	4,64	5,15	5,51	5,69
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	20° N	5,79	5,61	5,42	4,78	3,98	3,63	3,86	4,80	4,63	5,23	5,67	5,90
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	45° N	4,63	4,78	5,03	4,88	4,36	4,12	4,32	5,09	4,45	4,58	4,62	4,63

Fonte: CRESESB (2018)

Foi então definido que a melhor eficiência seria obtida ao instalar os painéis voltados para o norte, numa inclinação de 20° em relação ao plano horizontal.

Outro ponto importante para o dimensionamento é a eficiência de geração como um todo, que para sua otimização busca-se evitar perdas em diferentes etapas do processo. As perdas no sistema foram definidas como mostrado na Figura 13.

Figura 13 - Dados de irradiação solar

	D	E
30	PERDAS NO SISTEMA	
31	Fonte	Porcentagem
32	Sujeira nos módulos	5%
33	Sombreamento	5%
34	Mismatch	1%
35	Efeito Joule - Cabeamento CC	2%
36	Efeito Joule - Cabeamento CA	2%
37	Eficiência do inversor	5%
38	Total	20%

Fonte: Autoria própria (2023)

A porcentagem do fator sujeira nos módulos pode ser reduzida se o sistema passar por um processo de limpeza periódico, assim como o fator sombreamento pode melhorar caso seja escolhida a melhor área em questão de produção de sombra durante o dia. Quanto menos sombra, principalmente nos horários de pico de produção, menor a perda por obstrução da irradiação solar incidente nos painéis.

O perda por *mismatch* está relacionada com a incompatibilidade entre os módulos fotovoltaicos. Já as perdas por efeito Joule são relacionadas a conversão energia elétrica em calor, por conta da passagem de corrente pelos componentes elétricos. Por fim a eficiência do inversor é informada pelo próprio fabricante.

Com esses valores é possível chegar na potência demandada pelo consumidor, presente na linha 5 da planilha mostrada na Figura 11. A partir dessa informação, escolhe-se o modelo de painel fotovoltaico que será utilizado e a quantidade necessária para suprir a demanda. O modelo escolhido tem características de fabricante mostradas na Figura 14.

Figura 14 - Dados do painel fotovoltaico

	G	H	I	J
20	DADOS DO MÓDULO FOTOVOLTAICO			
21	STC			
22		P máx [W]		550
23		V máx [V]		49,6
24		I máx [A]		14
25		V nominal [V]		41,7
26		I nominal [A]		13,2
27		NOCT		
28	P máx [W]		412	
29	V máx [V]		46,9	
30	I máx [A]		11,29	
31	V nominal [V]		39,1	
32	I nominal [A]		10,55	
33	Vida útil [anos]			25

Fonte: Autoria própria (2023)

Os painéis vêm referenciados através de testes no formato *Standard Test Conditions* (STC), ou condições normais de teste, e *Nominal Operating Cell Temperature* (NOCT), ou temperatura nominal de operação da célula. Para esse dimensionamento foram utilizados os dados STC. Com isso é possível obter a potência de geração presente na linha 8 da Figura 11 e conseqüentemente o número de módulos (MEDEIROS, 2021)

Posteriormente foi definido o inversor necessário para converter a corrente contínua gerada pelos módulos em corrente alternada para consumo residencial. O inversor escolhido tem características técnicas mostradas na Figura 15.

Figura 15 - Dados do inversor

DADOS DO INVERSOR			
Entrada			
V máx [VCC]			550
V MPPT mín [VCC]			100
V MPPT máx [VCC]			550
V nominal [VCC]			360
I DC máx [A]			13,5
I Curto DC máx [A]			16,9
MPPT			2
Saída			
P máx [Wp]			8100
P nominal [W]			6000
V nominal [V]			230
V mín [V]			160
V máx [V]			300
Frequência [Hz]			60
I máx [A]			27,2
Vida útil [anos]			15

Fonte: Autoria própria (2023)

Como o inversor é capaz de atuar em sobrecarga, neste caso até 8100 Wp, o modelo se adequa às necessidades do projeto. Então é possível chegar numa aproximação do orçamento para os materiais necessários, mostrada na Figura 16.

Figura 16 - Orçamento de materiais

ORÇAMENTO APROXIMADO - MATERIAL NECESSÁRIO (Ciclo 25 anos)				
Item	Quantidade	Preço unitário [R\$]	Total [R\$]	
Inversor	2	R\$ 3.998,00	R\$	7.996,00
Módulo	12	R\$ 580,00	R\$	6.960,00
Estrutura de fixação	1	R\$ 800,00	R\$	800,00
Quadro de distribuição	1	R\$ 100,00	R\$	100,00
Disjuntor CC	1	R\$ 60,00	R\$	60,00
Disjuntor CA	1	R\$ 40,00	R\$	40,00
DPS CC	2	R\$ 80,00	R\$	160,00
DPS CA	1	R\$ 70,00	R\$	70,00
Cabeamento	1	R\$ 140,00	R\$	140,00
Total			R\$	16.326,00

Fonte: Autoria própria (2023)

Os itens em marrom denotam a necessidade de levantamento orçamentário específico para o projeto, o que torna necessário que estes valores sejam inseridos

manualmente no orçamento. A partir do orçamento de materiais, é possível chegar numa estimativa do orçamento total, como mostrado na Figura 17.

Figura 17 - Orçamento para instalação do sistema fotovoltaico

	D	E
46	Orçamento Total Aproximado	
47	Item	Preço [R\$]
48	Projeto/Homologação	R\$ 489,78
49	Instalação	R\$ 1.632,60
50	Material	R\$ 16.326,00
51	Lucro	R\$ 2.448,90
52	Total	R\$ 20.897,28

Fonte: Autoria própria (2023)

Com esse valor pode-se iniciar a análise de investimento, ao considerá-lo como aporte de capital inicial.

O custo de disponibilidade do sistema a ser simulado é de 100 kWh, por ser uma instalação trifásica. O fator de simultaneidade é de 30%, que representa a quantidade de energia gerada que é consumida intantaneamente, ou seja, que não passa pelo medidor bidirecional para contabilização no SCEE.

A geração total então é calculada com base na planilha da Figura 11. O resultado é mostrado nos dados da Figura 18.

Figura 18 - Geração total do sistema fotovoltaico

	A	B
16	Geração total	
17	Janeiro	917
18	Fevereiro	889
19	Março	859
20	Abril	757
21	Maiο	630
22	Junho	575
23	Julho	611
24	Agosto	760
25	Setembro	733
26	Outubro	828
27	Novembro	898
28	Dezembro	935

Fonte: Autoria própria (2023)

Porém essa geração total irá decair com o passar de sua vida útil ao respeitar o decaimento mostrado na Figura 19.

Figura 19 - Decaimento de geração por envelhecimento do sistema

	D	E
1	Capacidade de Geração ao Longo da Vida Útil	
2	0	100,0%
3	1	99,2%
4	2	98,4%
5	3	97,6%
6	4	96,8%
7	5	96,0%
8	6	95,2%
9	7	94,4%
10	8	93,6%
11	9	92,8%
12	10	92,0%
13	11	91,2%
14	12	90,4%
15	13	89,6%
16	14	88,8%
17	15	88,0%
18	16	87,2%
19	17	86,4%
20	18	85,6%
21	19	84,8%
22	20	84,0%
23	21	83,2%
24	22	82,4%
25	23	81,6%
26	24	80,8%
27	25	80,0%
28	Decaimento % 0,8%	

Fonte: Autoria própria (2023)

Ao analisar o cenário da Figura 19 percebe-se que, mesmo passado o tempo de vida útil de 25 anos dessa simulação, o sistema continuará produzindo energia, porém com capacidade de geração cada vez mais reduzida.

4.3 Cálculo das faturas e economias

Para os cálculos iniciais foram desenvolvidas planilhas que calculam as faturas de energia elétrica de todos os meses no período de um ano dependendo dos valores das tarifas unitárias divulgadas pela REH escolhida e os impostos aplicáveis ao longo dos meses. A partir desses valores calcula-se o valor relativo às tarifas com tributos, tarifas reduzidas para o SCEE, consumo, compensação e economia em comparação à mesma UC sem instalação de geração. A planilha referente ao caso 5 é como mostrada na Figura 20.

Figura 20 - Simulação das faturas anuais: caso 5

	A	B	C	D	E	F	G	H	I
129	%Tusd_FioB	100%	Caso 5						
130	Mês	TE	Tarifas sem tributos		Consumo		Compensação		
131			TUSD	TE Reduzida	TUSD Reduzida	TE	TUSD	TE	TUSD
132	Janeiro	0,30214	0,32837	0,25576	0,18218	R\$ 235,41	R\$ 255,85	-R\$ 165,63	-R\$ 117,98
133	Fevereiro	0,30214	0,32837	0,25576	0,18218	R\$ 212,15	R\$ 230,57	-R\$ 146,74	-R\$ 104,52
134	Março	0,30214	0,32837	0,25576	0,18218	R\$ 210,62	R\$ 228,90	-R\$ 145,30	-R\$ 103,49
135	Abril	0,30214	0,32837	0,25576	0,18218	R\$ 216,36	R\$ 235,14	-R\$ 150,40	-R\$ 107,13
136	Mai	0,30214	0,32837	0,25576	0,18218	R\$ 138,48	R\$ 150,50	-R\$ 84,00	-R\$ 59,83
137	Junho	0,30214	0,32837	0,25576	0,18218	R\$ 187,15	R\$ 203,39	-R\$ 125,72	-R\$ 89,55
138	Julho	0,30214	0,32837	0,25576	0,18218	R\$ 206,22	R\$ 224,12	-R\$ 141,88	-R\$ 101,06
139	Agosto	0,30214	0,32837	0,25576	0,18218	R\$ 222,92	R\$ 242,27	-R\$ 155,70	-R\$ 110,91
140	Setembro	0,30214	0,32837	0,25576	0,18218	R\$ 183,06	R\$ 198,95	-R\$ 121,82	-R\$ 86,77
141	Outubro	0,30214	0,32837	0,25576	0,18218	R\$ 214,16	R\$ 232,75	-R\$ 148,26	-R\$ 105,60
142	Novembro	0,30214	0,32837	0,25576	0,18218	R\$ 221,93	R\$ 241,19	-R\$ 154,81	-R\$ 110,27
143	Dezembro	0,30214	0,32837	0,25576	0,18218	R\$ 269,44	R\$ 292,83	-R\$ 195,24	-R\$ 139,07
144	Total					R\$ 2.517,91	R\$ 2.736,45	-R\$ 1.735,49	-R\$ 1.236,19
145	Mês	TE	Tarifas com tributos		Resultados				
146			TUSD	TE Reduzida	TUSD Reduzida	Fatura	Economia		
147	Janeiro	0,39752	0,43203	0,33650	0,23969	R\$ 207,66	R\$ 494,14		
148	Fevereiro	0,38806	0,42174	0,32849	0,23399	R\$ 191,46	R\$ 441,00		
149	Março	0,38975	0,42357	0,32992	0,23500	R\$ 190,73	R\$ 437,15		
150	Abril	0,38684	0,42042	0,32746	0,23325	R\$ 193,97	R\$ 451,03		
151	Mai	0,39253	0,42660	0,33227	0,23668	R\$ 145,16	R\$ 267,68		
152	Junho	0,38635	0,41989	0,32705	0,23296	R\$ 175,28	R\$ 382,64		
153	Julho	0,38611	0,41962	0,32684	0,23281	R\$ 187,40	R\$ 427,38		
154	Agosto	0,38979	0,42362	0,32995	0,23503	R\$ 198,57	R\$ 465,98		
155	Setembro	0,39148	0,42546	0,33139	0,23605	R\$ 173,41	R\$ 372,31		
156	Outubro	0,39024	0,42411	0,33034	0,23530	R\$ 193,06	R\$ 445,39		
157	Novembro	0,39045	0,42434	0,33051	0,23542	R\$ 198,04	R\$ 463,57		
158	Dezembro	0,38802	0,42170	0,32846	0,23396	R\$ 227,97	R\$ 575,28		
159	Total					R\$ 2.282,69	R\$ 5.223,54		

Fonte: Autoria própria (2023)

Para obtenção dos valores das tarifas com imposto é aplicada a Equação (4).

$$Tarifa\ com\ imposto = \frac{Tarifa\ sem\ imposto}{(1 - ICMS) * (1 - (PIS + COFINS))} \quad (4)$$

Portanto, ao analisar a Figura 20, conclui-se que a fatura é resultado da somatória entre os valores de consumo e compensação. A TE reduzida é resultado da diferença entre “TE” e “TE SCEE” divulgadas pelas distribuidoras e ilustradas na Figura 9. A TUSD reduzida é resultado da diferença entre “TUSD” e “TUSD_FioB” dessa figura, porém com essa segunda com incidência da porcentagem do escalonamento da Figura 10.

Ao observar a mesma planilha, mas com referência ao caso 1, percebe-se grandes diferenças no cálculo das faturas, como mostra a Figura 21.

Figura 21 - Simulação das faturas anuais: caso 1

A		B		C		D		E		F		G		H		I	
1	%TUSD_FioB		0%		Caso 1												
2	Mês	Tarifas sem tributos				Consumo				Compensação							
3		TE	TUSD	TE Reduzida	TUSD Reduzida	TE	TUSD	TE	TUSD	TE	TUSD	TE	TUSD				
4	Janeiro	0,30214	0,32837			R\$ 336,31				R\$ 365,49							
5	Fevereiro	0,30214	0,32837			R\$ 303,08				R\$ 329,38							
6	Março	0,30214	0,32837			R\$ 300,88				R\$ 327,00							
7	Abril	0,30214	0,32837			R\$ 309,09				R\$ 335,91							
8	Maio	0,30214	0,32837			R\$ 197,83				R\$ 215,00							
9	Junho	0,30214	0,32837			R\$ 267,36				R\$ 290,56							
10	Julho	0,30214	0,32837			R\$ 294,60				R\$ 320,17							
11	Agosto	0,30214	0,32837			R\$ 318,46				R\$ 346,10							
12	Setembro	0,30214	0,32837			R\$ 261,51				R\$ 284,21							
13	Outubro	0,30214	0,32837			R\$ 305,95				R\$ 332,50							
14	Novembro	0,30214	0,32837			R\$ 317,04				R\$ 344,56							
15	Dezembro	0,30214	0,32837			R\$ 384,92				R\$ 418,33							
16	Total					R\$ 3.597,02				R\$ 3.909,22							
17	Mês	Tarifas com tributos				Resultados											
18		TE	TUSD	TE Reduzida	TUSD Reduzida	Fatura				Economia							
19	Janeiro	0,39752	0,43203			R\$ 701,80											
20	Fevereiro	0,38806	0,42174			R\$ 632,46											
21	Março	0,38975	0,42357			R\$ 627,88											
22	Abril	0,38684	0,42042			R\$ 645,00											
23	Maio	0,39253	0,42660			R\$ 412,84											
24	Junho	0,38635	0,41989			R\$ 557,92											
25	Julho	0,38611	0,41962			R\$ 614,77											
26	Agosto	0,38979	0,42362			R\$ 664,55											
27	Setembro	0,39148	0,42546			R\$ 545,72											
28	Outubro	0,39024	0,42411			R\$ 638,45											
29	Novembro	0,39045	0,42434			R\$ 661,60											
30	Dezembro	0,38802	0,42170			R\$ 803,24											
31	Total					R\$ 7.506,24											

Fonte: Autoria própria (2023)

Com a comparação das Figuras 20 e 21, fica clara a ausência das tarifas reduzidas e da compensação. A economia calculada nos casos de 2 a 5 têm como referência o valor gasto nas faturas desse caso 1. Por exemplo, a soma entre a fatura e a economia do mês de janeiro da Figura 20 é igual a fatura deste mesmo mês indicado na Figura 21.

Para realizar os cálculos das faturas de todos os casos, existe uma planilha de dados de geração, consumo e compensação de créditos. Dessa forma, os mesmos dados foram usados para obtenção das faturas em todos os casos analisados, o que deixa em evidência apenas a diferença com que cada um deles é faturado. A primeira parte dessa planilha, referente à geração, é mostrada na Figura 22.

Figura 22 - Planilha de dados de geração: ano 15 de simulação

K		L		M		N	
1							
2	Mês	Geração					
3		Total	Injetada	Consumida instant.			
4	Janeiro	807	565	242			
5	Fevereiro	782	547	235			
6	Março	756	529	227			
7	Abril	666	466	200			
8	Maio	555	388	166			
9	Junho	506	354	152			
10	Julho	538	377	161			
11	Agosto	669	468	201			
12	Setembro	645	452	194			
13	Outubro	729	510	219			
14	Novembro	790	553	237			
15	Dezembro	822	576	247			

Fonte: Autoria própria (2023)

Os dados mostrados são relativos ao 15º ano de simulação, onde percebe-se uma queda no valor de geração total em comparação aos dados da Figura 18, devido ao decaimento mostrado na Figura 19. Outro fato mostrado é que 30% do valor gerado é consumido instantaneamente, de acordo com o fator de simultaneidade mostrado na Figura 11. O restante é injetado na rede.

A segunda parte da planilha de dados, agora referente ao consumo, é mostrada na Figura 23.

Figura 23 - Planilha de dados de consumo: ano 15 de simulação

	O	P	Q	R	S	T	U	V
1	DADOS MENSAIS DE GERAÇÃO [kWh]							
2	Consumo				Custo de disponibilidade	Limite de compensação (Art.16)	Consumo que não foi compensado por falta de crédito	
3	Total	Faturado	Compensado sem Art.16	Compensado com Art.16			GD-I	GD-II
4	846	592	565	492	100	492	27	0
5	781	547	547	447	100	447	0	0
6	772	540	530	440	100	440	11	0
7	799	559	466	459	100	459	93	0
8	504	353	353	253	100	253	0	0
9	692	484	390	384	100	384	95	0
10	763	534	377	434	100	434	157	0
11	817	572	468	472	100	472	104	0
12	668	468	452	368	100	368	16	0
13	784	549	510	449	100	449	38	0
14	812	568	553	468	100	468	15	0
15	992	694	576	594	100	594	119	0

Fonte: Autoria própria (2023)

O consumo é dividido em quatro seções: a primeira é referente ao consumo total; a segunda ao consumo efetivamente registrado pelo medidor, uma vez que parte do consumo não chegou a demandar energia da rede de distribuição, por ter sido suprido instantaneamente pela geração; a terceira e a quarta têm relação com o consumo compensado no caso de falta de crédito para abatimento até o limite, para o caso antes ou depois da aplicação do *caput* do art.16 da Lei nº14300/2022. Portanto, para um caso o limite para compensação mostrada na Figura 20 vai ser o consumo faturado e para outro esse limite vai ser a diferença entre o consumo faturado e o custo de disponibilidade.

A terceira e última parte da planilha de dados das simulações das faturas é a referente aos créditos gerados, consumidos e acumulados, como mostrado na Figura 24.

Figura 24 - Planilha de dados de créditos: ano 15 de simulação

	W	X	Y	Z	AA	AB
1						
2	Crédito (antes do Art. 16)			Crédito (depois do Art. 16)		
3	Crédito gerado	Crédito utilizado	Crédito acumulado	Crédito gerado	Crédito utilizado	Crédito acumulado
4	-27	0	0	73	0	73
5	1	0	1	101	0	173
6	-12	-1	0	88	0	262
7	-93	0	0	7	0	269
8	36	0	36	136	0	405
9	-130	-36	0	-30	-30	374
10	-157	0	0	-57	-57	317
11	-104	0	0	-4	-4	313
12	-16	0	0	84	0	398
13	-38	0	0	62	0	459
14	-15	0	0	85	0	544
15	-119	0	0	-19	-19	525

Fonte: Autoria própria (2023)

Nesta seção é calculado o sistema de créditos da UC. Se a energia injetada for maior que o limite de compensação será gerado crédito para aquele mês, que será armazenado nos dados de crédito acumulado. Caso contrário, a UC terá um crédito gerado negativo que será suprido pelo crédito utilizado, o que causa a dedução do valor de crédito acumulado. Se não houver crédito suficiente para compensação, o crédito utilizado será deduzido do crédito gerado no mês e o restante será descontado na quantidade de energia a ser compensada, indicada nas colunas Q ou R da Figura 23.

A partir dos dados das faturas mensais, é extraído para uma nova planilha o somatório das faturas que irão compor um valor anual. Como complemento, é mostrada a parcela do valor total que foi destinada à TE e à TUSD, tanto no ato de consumo quanto no de compensação. Essa planilha, com referência ao caso 1, é mostrada na Figura 25.

Figura 25 - Planilha de economia anual: caso 1

	A	B	C		D		E		F	G	H
9							Caso 1				
10			Consumo		Compensação				Fatura	Economia	
11	Ano	Idade do sistema	TE	TUSD	TE	TUSD					
12	2023	0	R\$ 3.597,02	R\$ 3.909,22					R\$ 7.506,24		
13	2024	1	R\$ 3.597,02	R\$ 3.909,22					R\$ 7.506,24		
14	2025	2	R\$ 3.597,02	R\$ 3.909,22					R\$ 7.506,24		
15	2026	3	R\$ 3.597,02	R\$ 3.909,22					R\$ 7.506,24		
16	2027	4	R\$ 3.597,02	R\$ 3.909,22					R\$ 7.506,24		
17	2028	5	R\$ 3.597,02	R\$ 3.909,22					R\$ 7.506,24		
18	2029	6	R\$ 3.597,02	R\$ 3.909,22					R\$ 7.506,24		
19	2030	7	R\$ 3.597,02	R\$ 3.909,22					R\$ 7.506,24		
20	2031	8	R\$ 3.597,02	R\$ 3.909,22					R\$ 7.506,24		
21	2032	9	R\$ 3.597,02	R\$ 3.909,22					R\$ 7.506,24		
22	2033	10	R\$ 3.597,02	R\$ 3.909,22					R\$ 7.506,24		
23	2034	11	R\$ 3.597,02	R\$ 3.909,22					R\$ 7.506,24		
24	2035	12	R\$ 3.597,02	R\$ 3.909,22					R\$ 7.506,24		
25	2036	13	R\$ 3.597,02	R\$ 3.909,22					R\$ 7.506,24		
26	2037	14	R\$ 3.597,02	R\$ 3.909,22					R\$ 7.506,24		
27	2038	15	R\$ 3.597,02	R\$ 3.909,22					R\$ 7.506,24		
28	2039	16	R\$ 3.597,02	R\$ 3.909,22					R\$ 7.506,24		
29	2040	17	R\$ 3.597,02	R\$ 3.909,22					R\$ 7.506,24		
30	2041	18	R\$ 3.597,02	R\$ 3.909,22					R\$ 7.506,24		
31	2042	19	R\$ 3.597,02	R\$ 3.909,22					R\$ 7.506,24		
32	2043	20	R\$ 3.597,02	R\$ 3.909,22					R\$ 7.506,24		
33	2044	21	R\$ 3.597,02	R\$ 3.909,22					R\$ 7.506,24		
34	2045	22	R\$ 3.597,02	R\$ 3.909,22					R\$ 7.506,24		
35	2046	23	R\$ 3.597,02	R\$ 3.909,22					R\$ 7.506,24		
36	2047	24	R\$ 3.597,02	R\$ 3.909,22					R\$ 7.506,24		
37	2048	25	R\$ 3.597,02	R\$ 3.909,22					R\$ 7.506,24		
38											

Fonte: Autoria própria (2023)

Como no caso 1 não existe compensação, os valores importantes são os das faturas, que serviram como referência para a economia indicada nas planilhas referentes aos casos de 2 a 5. Os valores anuais das faturas são os mesmos para todo período de vida útil do sistema, pois não foram aplicados reajustes tarifários e o perfil de consumo anual permaneceu exatamente o mesmo durante o tempo das simulações.

Como comparação, a planilha do caso 4 mostra todos os valores faltantes preenchidos, como mostra a Figura 26.

Figura 26 - Planilha de economia anual: caso 4

	U	V	W	X	Y	Z
9	Caso 4					
10	Consumo		Compensação		Fatura	Economia
11	TE	TUSD	TE	TUSD		
12	R\$ 2.517,91	R\$ 2.736,45	-R\$ 1.735,49	-R\$ 2.079,35	R\$ 1.439,53	R\$ 6.066,71
13	R\$ 2.517,91	R\$ 2.736,45	-R\$ 1.735,49	-R\$ 1.930,56	R\$ 1.588,33	R\$ 5.917,91
14	R\$ 2.517,91	R\$ 2.736,45	-R\$ 1.735,49	-R\$ 1.781,76	R\$ 1.737,12	R\$ 5.769,12
15	R\$ 2.517,91	R\$ 2.736,45	-R\$ 1.735,49	-R\$ 1.632,97	R\$ 1.885,91	R\$ 5.620,33
16	R\$ 2.517,91	R\$ 2.736,45	-R\$ 1.735,49	-R\$ 1.484,18	R\$ 2.034,71	R\$ 5.471,53
17	R\$ 2.517,91	R\$ 2.736,45	-R\$ 1.735,49	-R\$ 1.335,38	R\$ 2.183,50	R\$ 5.322,74
18	R\$ 2.517,91	R\$ 2.736,45	-R\$ 1.735,49	-R\$ 1.236,19	R\$ 2.282,69	R\$ 5.223,54
19	R\$ 2.517,91	R\$ 2.736,45	-R\$ 1.735,49	-R\$ 1.236,19	R\$ 2.282,69	R\$ 5.223,54
20	R\$ 2.517,91	R\$ 2.736,45	-R\$ 1.735,49	-R\$ 1.236,19	R\$ 2.282,69	R\$ 5.223,54
21	R\$ 2.517,91	R\$ 2.736,45	-R\$ 1.735,49	-R\$ 1.236,19	R\$ 2.282,69	R\$ 5.223,54
22	R\$ 2.517,91	R\$ 2.736,45	-R\$ 1.735,49	-R\$ 1.236,19	R\$ 2.282,69	R\$ 5.223,54
23	R\$ 2.517,91	R\$ 2.736,45	-R\$ 1.735,49	-R\$ 1.236,19	R\$ 2.282,69	R\$ 5.223,54
24	R\$ 2.517,91	R\$ 2.736,45	-R\$ 1.735,49	-R\$ 1.236,19	R\$ 2.282,69	R\$ 5.223,54
25	R\$ 2.517,91	R\$ 2.736,45	-R\$ 1.735,49	-R\$ 1.236,19	R\$ 2.282,69	R\$ 5.223,54
26	R\$ 2.517,91	R\$ 2.736,45	-R\$ 1.735,49	-R\$ 1.236,19	R\$ 2.282,69	R\$ 5.223,54
27	R\$ 2.517,91	R\$ 2.736,45	-R\$ 1.735,49	-R\$ 1.236,19	R\$ 2.282,69	R\$ 5.223,54
28	R\$ 2.517,91	R\$ 2.736,45	-R\$ 1.735,49	-R\$ 1.236,19	R\$ 2.282,69	R\$ 5.223,54
29	R\$ 2.517,91	R\$ 2.736,45	-R\$ 1.735,49	-R\$ 1.236,19	R\$ 2.282,69	R\$ 5.223,54
30	R\$ 2.517,91	R\$ 2.736,45	-R\$ 1.735,49	-R\$ 1.236,19	R\$ 2.282,69	R\$ 5.223,54
31	R\$ 2.517,91	R\$ 2.736,45	-R\$ 1.735,49	-R\$ 1.236,19	R\$ 2.282,69	R\$ 5.223,54
32	R\$ 2.517,91	R\$ 2.736,45	-R\$ 1.735,49	-R\$ 1.236,19	R\$ 2.282,69	R\$ 5.223,54
33	R\$ 2.517,91	R\$ 2.736,45	-R\$ 1.735,49	-R\$ 1.236,19	R\$ 2.282,69	R\$ 5.223,54
34	R\$ 2.517,91	R\$ 2.736,45	-R\$ 1.735,49	-R\$ 1.236,19	R\$ 2.282,69	R\$ 5.223,54
35	R\$ 2.517,91	R\$ 2.736,45	-R\$ 1.735,49	-R\$ 1.236,19	R\$ 2.282,69	R\$ 5.223,54
36	R\$ 2.517,91	R\$ 2.736,45	-R\$ 1.735,49	-R\$ 1.236,19	R\$ 2.282,69	R\$ 5.223,54
37	R\$ 2.517,91	R\$ 2.736,45	-R\$ 1.728,03	-R\$ 1.230,88	R\$ 2.295,45	R\$ 5.210,79
38						

Fonte: Autoria própria (2023)

Portanto, observa-se que o valor de economia nos casos com compensação será a diferença entre a soma das faturas do caso 1 e a soma das faturas do caso analisado. Nesse exemplo, a soma das faturas do primeiro ano passou de R\$7506,24 para R\$1439,53, o que representa uma economia de R\$6066,71.

5 COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS

Com a obtenção dos cálculos de economia de cada caso ao longo da vida útil do sistema de geração, é obtido os dados de fluxo de caixa necessários para as análises de investimento. A Figura 27 mostra esse fluxo ao longo dos 25 anos de instalação.

Figura 27 - Planilha de fluxo de caixa

	A	B	C	D	E	F
1			Fluxo de Caixa			
2	Ano	Idade do sistema	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5
3			-R\$ 20.897,28	-R\$ 20.897,28	-R\$ 20.897,28	-R\$ 20.897,28
4	2023	0	R\$ 6.530,21	R\$ 6.066,71	R\$ 6.066,71	R\$ 5.223,54
5	2024	1	R\$ 6.530,21	R\$ 5.917,91	R\$ 5.917,91	R\$ 5.223,54
6	2025	2	R\$ 6.530,21	R\$ 5.769,12	R\$ 5.769,12	R\$ 5.223,54
7	2026	3	R\$ 6.530,21	R\$ 5.620,33	R\$ 5.620,33	R\$ 5.223,54
8	2027	4	R\$ 6.530,21	R\$ 5.471,53	R\$ 5.471,53	R\$ 5.223,54
9	2028	5	R\$ 6.530,21	R\$ 5.322,74	R\$ 5.322,74	R\$ 5.223,54
10	2029	6	R\$ 6.530,21	R\$ 5.322,74	R\$ 5.223,54	R\$ 5.223,54
11	2030	7	R\$ 6.530,21	R\$ 5.322,74	R\$ 5.223,54	R\$ 5.223,54
12	2031	8	R\$ 6.530,21	R\$ 5.223,54	R\$ 5.223,54	R\$ 5.223,54
13	2032	9	R\$ 6.530,21	R\$ 5.223,54	R\$ 5.223,54	R\$ 5.223,54
14	2033	10	R\$ 6.530,21	R\$ 5.223,54	R\$ 5.223,54	R\$ 5.223,54
15	2034	11	R\$ 6.530,21	R\$ 5.223,54	R\$ 5.223,54	R\$ 5.223,54
16	2035	12	R\$ 6.530,21	R\$ 5.223,54	R\$ 5.223,54	R\$ 5.223,54
17	2036	13	R\$ 6.530,21	R\$ 5.223,54	R\$ 5.223,54	R\$ 5.223,54
18	2037	14	R\$ 6.530,21	R\$ 5.223,54	R\$ 5.223,54	R\$ 5.223,54
19	2038	15	R\$ 6.530,21	R\$ 5.223,54	R\$ 5.223,54	R\$ 5.223,54
20	2039	16	R\$ 6.530,21	R\$ 5.223,54	R\$ 5.223,54	R\$ 5.223,54
21	2040	17	R\$ 6.530,21	R\$ 5.223,54	R\$ 5.223,54	R\$ 5.223,54
22	2041	18	R\$ 6.530,21	R\$ 5.223,54	R\$ 5.223,54	R\$ 5.223,54
23	2042	19	R\$ 6.530,21	R\$ 5.223,54	R\$ 5.223,54	R\$ 5.223,54
24	2043	20	R\$ 6.530,21	R\$ 5.223,54	R\$ 5.223,54	R\$ 5.223,54
25	2044	21	R\$ 6.530,21	R\$ 5.223,54	R\$ 5.223,54	R\$ 5.223,54
26	2045	22	R\$ 6.530,21	R\$ 5.223,54	R\$ 5.223,54	R\$ 5.223,54
27	2046	23	R\$ 5.223,54	R\$ 5.223,54	R\$ 5.223,54	R\$ 5.223,54
28	2047	24	R\$ 5.223,54	R\$ 5.223,54	R\$ 5.223,54	R\$ 5.223,54
29	2048	25	R\$ 5.210,79	R\$ 5.210,79	R\$ 5.210,79	R\$ 5.210,79

Fonte: Autoria própria (2023)

Nesta figura, os valores em vermelho indicam os anos em que a cobrança da componente tarifária “TUSD_FioB” é feita integralmente, assim como os valores em roxo mostram os anos em que ela está em fase de escalonamento. Neste caso, é indicado que a partir de 2046 todos estarão pagando o mesmo valor anualmente. Além do fato de que do ano 2045 para 2046, as UCs enquadradas no GD-I (representadas pelo caso 1) passaram a ser cobradas pelas novas regras tarifárias, o que diminuiu a economia de R\$6530,21 para R\$5223,54, como indicado pelo quadrado azul. Ao diluir esse valor ao longo do ano corresponde a um acréscimo médio de aproximadamente R\$108 por fatura.

Ainda ao observar a Figura 27, a diferença nos valores absolutos de economia entre os casos 3 e 4 durará apenas 2 anos, como indicado pelo quadrado verde. No ano 2048, nota-se uma pequena queda no valor absoluto de economia anual, como indicada pelo quadrado amarelo. O motivo disso é mostrado na planilha mostrada na Figura 24, porém com valores relativos ao ano 25 da simulação (indicado pela coluna "Idade do sistema" da Figura 27), como mostrado na Figura 28.

Figura 28 - Planilha de dados de créditos: ano 25 de simulação

	Z	AA	AB
1	Crédito (depois do Art. 16)		
2			
3	Crédito gerado	Crédito utilizado	Crédito acumulado
4	21	0	21
5	51	0	72
6	40	0	113
7	-35	-35	77
8	100	0	178
9	-62	-62	115
10	-92	-92	24
11	-46	-24	0
12	43	0	43
13	15	0	58
14	35	0	93
15	-71	-71	22

Fonte: Autoria própria (2023)

O motivo da queda do valor de economia do ano 24 para o 25 é observado na linha 11 da Figura 28, onde o valor de 24 kWh do "crédito acumulado" do mês anterior não foi capaz de suprir a demanda de 46 kWh do "crédito gerado". Assim, o total de energia compensada será diminuída no montante de 22 kWh faltantes para abatimento do consumo total até o limite de compensação. Ou seja, a partir de 2048 o sistema não gera energia suficiente para compensar a energia consumida no ciclo de um ano, o que deixa a fatura de energia elétrica mais cara.

Vale ressaltar que os valores de economia apresentados na Figura 27 não correspondem uma economia real em valores atuais. Para isso é necessário trazer os valores das futuras economias para valores presentes, ao considerar a depreciação causada pela inflação, definida para estas simulações na Tabela 5. Este cálculo é determinado por meio da Equação (1), que aplicados aos valores da Figura 27, originam os valores presentes mostrados na Figura 29 onde cada linha corresponde a um somatório da série.

Figura 29 - Planilha do valor presente das economias

	G	H	I	J
1	Valor Presente			
2	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5
3	-R\$ 20.897,28	-R\$ 20.897,28	-R\$ 20.897,28	-R\$ 20.897,28
4	R\$ 6.530,21	R\$ 6.066,71	R\$ 6.066,71	R\$ 5.223,54
5	R\$ 6.157,94	R\$ 5.580,54	R\$ 5.580,54	R\$ 4.925,76
6	R\$ 5.806,89	R\$ 5.130,10	R\$ 5.130,10	R\$ 4.644,95
7	R\$ 5.475,85	R\$ 4.712,87	R\$ 4.712,87	R\$ 4.380,15
8	R\$ 5.163,68	R\$ 4.326,54	R\$ 4.326,54	R\$ 4.130,45
9	R\$ 4.869,31	R\$ 3.968,94	R\$ 3.968,94	R\$ 3.894,98
10	R\$ 4.591,72	R\$ 3.742,68	R\$ 3.672,93	R\$ 3.672,93
11	R\$ 4.329,95	R\$ 3.529,32	R\$ 3.463,54	R\$ 3.463,54
12	R\$ 4.083,11	R\$ 3.266,09	R\$ 3.266,09	R\$ 3.266,09
13	R\$ 3.850,34	R\$ 3.079,90	R\$ 3.079,90	R\$ 3.079,90
14	R\$ 3.630,84	R\$ 2.904,32	R\$ 2.904,32	R\$ 2.904,32
15	R\$ 3.423,85	R\$ 2.738,75	R\$ 2.738,75	R\$ 2.738,75
16	R\$ 3.228,66	R\$ 2.582,62	R\$ 2.582,62	R\$ 2.582,62
17	R\$ 3.044,60	R\$ 2.435,39	R\$ 2.435,39	R\$ 2.435,39
18	R\$ 2.871,04	R\$ 2.296,55	R\$ 2.296,55	R\$ 2.296,55
19	R\$ 2.707,36	R\$ 2.165,63	R\$ 2.165,63	R\$ 2.165,63
20	R\$ 2.553,02	R\$ 2.042,17	R\$ 2.042,17	R\$ 2.042,17
21	R\$ 2.407,48	R\$ 1.925,75	R\$ 1.925,75	R\$ 1.925,75
22	R\$ 2.270,23	R\$ 1.815,97	R\$ 1.815,97	R\$ 1.815,97
23	R\$ 2.140,81	R\$ 1.712,44	R\$ 1.712,44	R\$ 1.712,44
24	R\$ 2.018,77	R\$ 1.614,82	R\$ 1.614,82	R\$ 1.614,82
25	R\$ 1.903,68	R\$ 1.522,76	R\$ 1.522,76	R\$ 1.522,76
26	R\$ 1.795,16	R\$ 1.435,95	R\$ 1.435,95	R\$ 1.435,95
27	R\$ 1.354,09	R\$ 1.354,09	R\$ 1.354,09	R\$ 1.354,09
28	R\$ 1.276,90	R\$ 1.276,90	R\$ 1.276,90	R\$ 1.276,90
29	R\$ 1.201,16	R\$ 1.201,16	R\$ 1.201,16	R\$ 1.201,16

Fonte: Autoria própria (2023)

Portanto, ao analisar as Figuras 27 e 29, é constatado que a economia de R\$5210,79 (coluna C, linha 29) no ano de 2048 corresponde a R\$1201,16 (coluna G, linha 29) em valores atuais. A partir de 2046, o valor presente para a economia em todos os casos será a mesma. Esse fenômeno acontece com os casos 2 e 3 a partir de 2030, ou seja, a partir da linha 12.

Para efeito de comparação de economia, se analisada a linha 9 dessa planilha, nota-se comparando os casos 2 e 5 que a diferença de economia é de R\$974,33, o que equivale a uma economia 25% maior para o melhor caso em relação ao pior.

Com os valores presentes de cada período, é calculado o saldo em valores atuais do investimento, que está presente na planilha mostrada na Figura 30.

Figura 30 - Planilha de saldo de economia

	K	L	M	N
1	Saldo			
2	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5
3	-R\$ 20.897,28	-R\$ 20.897,28	-R\$ 20.897,28	-R\$ 20.897,28
4	-R\$ 14.367,07	-R\$ 14.830,57	-R\$ 14.830,57	-R\$ 15.673,74
5	-R\$ 8.209,13	-R\$ 9.250,03	-R\$ 9.250,03	-R\$ 10.747,98
6	-R\$ 2.402,24	-R\$ 4.119,93	-R\$ 4.119,93	-R\$ 6.103,03
7	R\$ 3.073,61	R\$ 592,94	R\$ 592,94	-R\$ 1.722,88
8	R\$ 8.237,29	R\$ 4.919,48	R\$ 4.919,48	R\$ 2.407,57
9	R\$ 13.106,59	R\$ 8.888,42	R\$ 8.888,42	R\$ 6.302,55
10	R\$ 17.698,31	R\$ 12.631,10	R\$ 12.561,35	R\$ 9.975,48
11	R\$ 22.028,26	R\$ 16.160,42	R\$ 16.024,90	R\$ 13.439,02
12	R\$ 26.111,37	R\$ 19.426,51	R\$ 19.290,99	R\$ 16.705,12
13	R\$ 29.961,71	R\$ 22.506,41	R\$ 22.370,89	R\$ 19.785,02
14	R\$ 33.592,55	R\$ 25.410,73	R\$ 25.275,21	R\$ 22.689,34
15	R\$ 37.016,40	R\$ 28.149,49	R\$ 28.013,96	R\$ 25.428,09
16	R\$ 40.245,06	R\$ 30.732,11	R\$ 30.596,58	R\$ 28.010,71
17	R\$ 43.289,67	R\$ 33.167,50	R\$ 33.031,97	R\$ 30.446,10
18	R\$ 46.160,70	R\$ 35.464,05	R\$ 35.328,53	R\$ 32.742,65
19	R\$ 48.868,07	R\$ 37.629,68	R\$ 37.494,16	R\$ 34.908,28
20	R\$ 51.421,09	R\$ 39.671,85	R\$ 39.536,33	R\$ 36.950,46
21	R\$ 53.828,57	R\$ 41.597,60	R\$ 41.462,08	R\$ 38.876,21
22	R\$ 56.098,80	R\$ 43.413,57	R\$ 43.278,05	R\$ 40.692,18
23	R\$ 58.239,61	R\$ 45.126,01	R\$ 44.990,49	R\$ 42.404,62
24	R\$ 60.258,38	R\$ 46.740,83	R\$ 46.605,31	R\$ 44.019,44
25	R\$ 62.162,06	R\$ 48.263,59	R\$ 48.128,07	R\$ 45.542,20
26	R\$ 63.957,22	R\$ 49.699,55	R\$ 49.564,02	R\$ 46.978,15
27	R\$ 65.311,31	R\$ 51.053,64	R\$ 50.918,11	R\$ 48.332,24
28	R\$ 66.588,21	R\$ 52.330,53	R\$ 52.195,01	R\$ 49.609,14
29	R\$ 67.789,37	R\$ 53.531,70	R\$ 53.396,17	R\$ 50.810,30

Fonte: Autoria própria (2023)

O saldo do caso 2 tem uma ampla diferença em relação aos outros, com destaque a partir do ano 2031, equivalente a linha 12, que enquanto todos os outros casos já estão regidos pelas novas regras, o caso 2 permanece com benefícios tarifários por mais 13 anos, que garantem uma economia líquida 26,96% maior em relação ao caso 3.

O somatório de todos os valores presentes mostrados na Figura 29 corresponderá ao VPL do investimento. A TIR se obtém ao abrir a série da Equação (1) a fim de calcular o valor da TMA. O ROI é obtido através da Equação (2). O saldo é a simples diferença entre o VPL das economias e o investimento inicial. O payback é calculado ao dividir o valor de investimento pela economia gerada. Todos esses resultados são mostrados na Figura 31.

Figura 31 - Planilha de resultados econômicos

	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5
VPL	R\$ 88.686,65	R\$ 74.428,98	R\$ 74.293,45	R\$ 71.707,58
Saldo	R\$ 67.789,37	R\$ 53.531,70	R\$ 53.396,17	R\$ 50.810,30
TIR	25,52%	21,46%	21,41%	19,24%
ROI	324,39%	256,17%	255,52%	243,14%
Payback (meses)	39	47	47	48

Fonte: Autoria própria (2023)

Os impactos causados pela nova legislação são significativos. O saldo do caso representante das UCs com direito adquirido é 26,95% maior do que o caso 4, representante das UCs que receberão a cobrança escalonada da TUSD_FioB. O retorno sobre investimento caiu 68,87% nessa comparação. Por outro lado, vale ressaltar que mesmo para o pior caso, a TIR permaneceu 13,19% maior que a média da inflação dos últimos 10 anos.

Ao comparar os casos 3 e 4, percebe-se que os efeitos do §2º do art.27 da Lei nº14300/2022 tem impacto completamente irrisório na análise de atratividade de investimento em geração solar fotovoltaica, visto que a diferença de retorno sobre investimento não chega nem a 1%.

Por fim, ao analisar a Figura 24, foi observado que o impacto da mudança sobre o limite de compensação foi considerável. Isso é corroborado pelo fato de que mesmo após 15 anos de simulação, o sistema ainda consegue ter crédito positivo ao final do ano em questão, enquanto no cenário anterior o crédito é zerado.

6 CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÕES

A sanção da Lei nº14300/2022 substituiu a REN nº482/2012 para regulamentação de sistemas de microgeração. Originou ainda a Consulta Pública nº050/2022 da ANEEL para obtenção de subsídios para o aprimoramento do PRORET. A partir dela, foi publicada a REN nº1060/2023 e suas consequentes mudanças no submódulo 7.3 do PRORET, que alterou o SCEE.

Neste trabalho foi elaborada uma planilha para dimensionar um sistema fotovoltaico e calcular as faturas de energia elétrica correspondentes a ele em 5 cenários diferentes, de acordo com as diferentes incidências possíveis nas disposições de transição da Seção VI da Lei nº14300/2022.

Com os resultados dos cálculos das faturas de todos os meses do ano, foi calculado o total anual e simulado o valor de economia relativa aos enquadramentos transitórios do marco legal da microgeração de energia elétrica, levando em conta um ciclo inteiro de vida útil do sistema fotovoltaico dimensionado.

A partir dos cálculos de economia, foram feitos cálculos de indicadores econômicos. Os resultados obtidos indicaram que o retorno sobre investimento das UC's que não sofreram efeitos das alterações tarifárias foi 68,87% maior em relação às UC's que tiveram esses efeitos introduzidos de forma gradual. Sobre o custo de disponibilidade, foi indicado que com a aplicação do art.16 da Lei nº14300/2022 sobre o limite de compensação, foi afetado diretamente o custo inicial do investimento, uma vez que o dimensionamento pode ser menor e conseqüentemente mais barato. Isso se deve ao fato de que a potência de dimensionamento foi a soma total do consumo no ciclo de um ano, o que com a nova legislação passou a ser o somatório do limite de compensação de cada mês.

6.1 Sugestões para futuros trabalhos

Como sugestões para trabalhos futuros podem ser considerados os temas:

- Impactos econômicos da Lei nº14300/2022 na minigeração de energia elétrica;
- Microgeração eólica no Sistema de Compensação de Energia Elétrica;
- Impactos do convênio ICMS 16/2015 na geração fotovoltaica.

REFERÊNCIAS

AMATO, Fábio. Energia gerada por termelétricas é recorde em julho; geração de hidrelétricas é menor desde 2002. **G1**. Brasília. 15 set. 2021. Disponível em: <https://g1.globo.com/economia/noticia/2021/09/15/energia-gerada-por-termelétricas-e-recorde-em-julho-geracao-de-hidreletricas-e-menor-desde-2002.ghtml>. Acesso em: 30 out. 2023.

ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). **Análise de Impacto Regulatório n. 02/2018**. Obter subsídios para a Análise de Impacto Regulatório – AIR sobre o aprimoramento da Estrutura Tarifária aplicada aos consumidores do Grupo B – Baixa Tensão – Tarifa Binômia. 2018. Disponível em: <https://biblioteca.aneel.gov.br/acervo/detalhe/198657?guid=1667193007558&returnUrl=%2fresultado%2flistarlegislacao%3fguid%3d1667193007558%26quantidadePaginas%3d1%26codigoRegistro%3d198657%23198657&i=1>. Acesso em: 30 out. 2023.

ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). **Base de Dados das Tarifas das Distribuidoras de Energia Elétrica**. 2023a. Disponível em: <https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/basestarifas#!>. Acesso em: 30 out. 2023.

ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). **Consulta Pública 050/2022**. Obter subsídios para o aprimoramento dos Submódulos 5.2, 7.1, 7.2 e 7.3 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, que regulamentam os aspectos econômicos da Lei nº 14.300/2022. 2022a. Disponível em: https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_auth=NfYUsv1L&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideParticipacaoPublica=3722&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_javax.portlet.action=visualizarParticipacaoPublica. Acesso em: 30 out. 2023.

ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). **Perdas de energia**. 2022b. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/distribuicao/perdas-de-energia#:~:text=Perdas%20t%C3%A9cnicas%20na%20Rede%20B%C3%A1sica&text=Essas%20perdas%20s%C3%A3o%20apuradas%20mensalmente,e%2050%25%20para%20os%20consumidores>. Acesso em: 30 out. 2023.

ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). **Procedimentos de Regulação Tarifária - Submódulo 7.1**. Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica – Procedimentos Gerais - versão 2.8. 2022b. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/proret>. Acesso em: 30 out. 2023.

ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). **Procedimentos de Regulação Tarifária - Submódulo 7.3**. Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica – Tarifas de Aplicação - versão 2.6. 2022c. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/proret>. Acesso em: 30 out. 2023.

ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). **Resolução Homologatória n. 3209, de 20 de junho de 2023**. Homologa o resultado do reajuste tarifário anual, as Tarifas de Energia - TE e as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição - TUSD, referentes à Copel Distribuição S.A - Copel-DIS. 2023d. Disponível em: <https://biblioteca.aneel.gov.br/acervo/detalhe/234815?guid=4008a61535d0f9544541&returnUrl=%2fresultado%2flistarlegislacao%3fguid%3d4008a61535d0f9544541%26quantidadePaginas%3d1%26codigoRegistro%3d234815%23234815&i=1>. Acesso em: 30 out. 2023.

ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). **Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012**. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. 2012a. Disponível em: <https://biblioteca.aneel.gov.br/acervo/detalhe/126935?guid=1667196682083&returnUrl=%2fresultado%2flistarlegislacao%3fguid%3d1667196682083%26quantidadePaginas%3d1%26codigoRegistro%3d126935%23126935&i=1>. Acesso em: 30 out. 2023.

ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). **Resolução Normativa nº 517, de 11 de dezembro de 2012**. Altera Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e o módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. 2012b. Disponível em: <https://biblioteca.aneel.gov.br/acervo/detalhe/132277?guid=1667196726356&returnUrl=%2fresultado%2flistarlegislacao%3fguid%3d1667196726356%26quantidadePaginas%3d1%26codigoRegistro%3d132277%23132277&i=1>. Acesso em: 30 out. 2023.

ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). **Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015**. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. 2015. Disponível em: <https://biblioteca.aneel.gov.br/acervo/detalhe/167986?guid=1667196758558&returnUrl=%2fresultado%2flistarlegislacao%3fguid%3d1667196758558%26quantidadePaginas%3d1%26codigoRegistro%3d167986%23167986&i=1>. Acesso em: 30 out. 2023.

ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). **Resolução Normativa n. 1060, de 7 de fevereiro de 2023**. Altera os Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET para contemplar a regulação dos aspectos econômicos da Lei 14.300, de 6 de janeiro de 2022, associados aos processos tarifários e à Conta de Desenvolvimento Energético - CDE. 2023e. Disponível em: <https://biblioteca.aneel.gov.br/acervo/detalhe/230946?guid=4a4b934c3b7554d2898e&returnUrl=%2fresultado%2flistarlegislacao%3fguid%3d4a4b934c3b7554d2898e%26quantidadePaginas%3d1%26codigoRegistro%3d230946%23230946&i=1>. Acesso em: 30 out. 2023.

ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). **Sobre Bandeiras Tarifárias**. 2022c. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/bandeiras-tarifarias>. Acesso em: 30 out. 2023.

BARCELLOS, Felipe. **As emissões brasileiras de gases de efeito estufa nos setores de Energia e de Processos Industriais em 2019**. 2020. Disponível em: <http://energiaeambiente.org.br/as-emissoes-brasileiras-de-gases-de-efeito-estufa-nos-setores-de-energia-e-de-processos-industriais-em-2019->

BRASIL. **Lei n. 13169, de 6 de outubro de 2015**. Altera a Lei nº 7.689, de 15 de dezembro de 1988, para elevar a alíquota da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido - CSLL em relação às pessoas jurídicas de seguros privados e de capitalização, e às referidas nos incisos I a VII, IX e X do § 1º do art. 1º da Lei Complementar nº 105, de 10 de janeiro de 2001; altera as Leis nºs 9.808, de 20 de julho de 1999, 8.402, de 8 de janeiro de 1992, 10.637, de 30 de dezembro de 2002, 10.833, de 29 de dezembro de 2003, 11.033, de 21 de dezembro de 2004, 12.715, de 17 de setembro de 2012, 9.249, de 26 de dezembro de 1995, 11.484, de 31 de maio de 2007, 12.973, de 13 de maio de 2014, 10.150, de 21 de dezembro de 2000, e 10.865, de 30 de abril de 2004; e dá outras providências. Brasília: Secretaria-Geral, 2015. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2015/lei/l13169.htm. Acesso em: 30 out. 2023.

BRASIL. **Lei n. 14300, de 6 de janeiro de 2022**. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS); altera as Leis nºs 10.848, de 15 de março de 2004, e 9.427, de 26 de dezembro de 1996; e dá outras providências. Brasília: Secretaria-Geral, 2022a. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/L14300.htm. Acesso em: 30 out. 2023.

BRASIL. **Projeto de Lei n. 5829, de 05 de novembro de 2019**. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS); altera as Leis nºs 10.848, de 15 de março de 2004, e 9.427, de 26 de dezembro de 1996; e dá outras providências. Brasília: Plenário, 2019. Disponível em: <https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=222815> 1. Acesso em: 30 out. 2023.

CONFAZ (Conselho Nacional de Política Fazendária). **Convênio ICMS 16, de 22 de abril de 2015**. Autoriza a conceder isenção nas operações internas relativas à circulação de energia elétrica, sujeitas a faturamento sob o Sistema de Compensação de Energia Elétrica de que trata a Resolução Normativa nº 482, de 2012, da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. 2015. Disponível em: https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2015/CV016_15. Acesso em: 30 out. 2023.

COPEL (Companhia Paranaense de Energia Elétrica). **Tributos**. 2023. Disponível em: <https://www.copel.com/site/copel-distribuicao/tributos/>. Acesso em: 30 out. 2023.

CRESESB (Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito). **Potencial Solar – SunData v 3.0**. 2018. Disponível em: <https://cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>. Acesso em: 30 out. 2023.

CRITERIA ENERGIA SOLAR. **Lei 14300: as coisas que mudaram para melhor na energia solar**. 27 jan. 2023. Disponível em: <https://criteriaenergia.com.br/lei-14300-energia-solar/>. Acesso em: 30 out. 2023.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética). **Painel de Dados de Micro e Minigeração Distribuída**. 2023. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/painel-de-dados-de-micro-e-minigeracao-distribuida-pdgd->. Acesso em: 30 out. 2023.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética). **Plano Decenal de Expansão de Energia 2029**. 2019. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2029>. Acesso em: 30 out. 2023.

GERAVOLTS. **Energia Solar**. Disponível em: <https://geravolts.com/energia-solar/>. Acesso em: 30 out. 2023.

IBGE (Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística). **Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo**. Variação acumulada no ano durante o Plano Real (%). dezembro 1995-2022. 2023. Disponível em: https://www.ibge.gov.br/estatisticas/economicas/precos-e-custos/9256-indice-nacional-de-precos-ao-consumidor-amplo.html?t=series-historicas&utm_source=landing&utm_medium=explica&utm_campaign=inflacao#plan-o-real-ano. Acesso em: 30 out. 2023.

INEE (Instituto Nacional de Eficiência Energética). **O que é geração distribuída**. 2023. Disponível em: [http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp#:~:text=Gera%C3%A7%C3%A3o%20distribu%C3%ADa%20\(GD\)%20%C3%A9%20uma,incluir%20pot%C3%Aancias%20cada%20vez%20menores](http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp#:~:text=Gera%C3%A7%C3%A3o%20distribu%C3%ADa%20(GD)%20%C3%A9%20uma,incluir%20pot%C3%Aancias%20cada%20vez%20menores). Acesso em: 30 out. 2023.

LUNA, Denise. Energia solar dobra no País com queda do preço de equipamentos. **O Estadão**. São Paulo, p. 1-2. 18 jan. 2021. Disponível em: <https://economia.estadao.com.br/noticias/geral,energia-solar-dobra-no-pais-com-queda-do-preco-de-equipamentos/>. Acesso em: 30 out. 2023.

MEDEIROS, Valdemar. Entenda mais sobre a Folha de Dados do Painel Solar. **Solar Eólica Renovável**. 12 abr. 2021. Disponível em: <https://solareolicarenovavel.com/entenda-mais-sobre-a-folha-de-dados-do-painel-solar/>. Acesso em: 30 out. 2023.

OLSEN, Natasha. O que acontece com um painel solar quando termina sua vida útil? **ArchDaily**. 27 set. 2020. Disponível em: <https://www.archdaily.com.br/br/948299/o-que-acontece-com-um-painel-solar-quando-termina-sua-vida-util>. Acesso em: 30 out. 2023.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. L.; RÜTHER, R.; ABREU, S. L.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. **Atlas brasileiro de energia solar**. 2.ed. São José dos Campos: INPE, 2017. 80p. Disponível em: http://labren.ccst.inpe.br/atlas_2017.html. Acesso em: 30 out. 2023.

REINALDO, Pierry M.; DUPCZAK, Bruno S.; NETO, Edison A. C. A. Análise do Impacto da Geração Distribuída Fotovoltaica na Rede de Baixa Tensão da CELESC. **Eletrônica de Potência**, [s. l.], v. 25, ed. 3, p. 316-325, set. 2020. Disponível em: <https://sobraep.org.br/artigo/analise-do-impacto-da-geracao-distribuida-fotovoltaica-na-rede-de-baixa-tensao-da-celesc/>. Acesso em: 30 out. 2023.

SOLARIZE. **Vantagens da taxa mínima com a nova Lei 14.300: entenda o cálculo do custo de disponibilidade**. 2022. Disponível em: <https://www.solarize.com.br/site-content/11-blog/520-vantagens-da-taxa-minima-com-a-nova-lei-14-300-entenda-o-calculo-do-custo-de-disponibilidade>. Acesso em: 30 out. 2023.

SOLSTÍCIO ENERGIA. **Como funciona uma célula fotovoltaica?** 2023. Disponível em: <https://www.solsticioenergia.com/2017/08/17/como-funciona-celula-fotovoltaica/>. Acesso em: 30 out. 2023.

STEFANELLO, Camila. Composição da fatura de energia elétrica do consumidor convencional B com microgeração fotovoltaica distribuída e efeitos da consulta pública para revisão da Resolução Normativa nº 482/2012. **IX Congresso Brasileiro de Engenharia de Produção**. Ponta Grossa. 4 dez. 2019. Disponível em: <http://aprepro.org.br/conbrepro/2019/anais/>. Acesso em: 30 out. 2023.

UDOP (União Nacional da Bioenergia). **Energia gerada por termelétricas é recorde em julho; geração de hidrelétricas é menor desde 2002**. 2021. Disponível em: <https://www.udop.com.br/noticia/2021/9/15/energia-gerada-por-termeletricas-e-recorde-em-julho-geracao-de-hidreletricas-e-menor-desde-2002.html>. Acesso em: 30 out. 2023.

VIEIRA, Daniel. **Método para determinação do tipo de incentivo regulatório à geração distribuída solar fotovoltaica que potencializa seus benefícios técnicos na rede**. 2016. 181 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, 2016. Disponível em: <https://repositorio.unb.br/handle/10482/22484>. Acesso em: 30 out. 2023.