



Universidade Federal de Campina Grande
Centro de Engenharia Elétrica e Informática
Departamento de Engenharia Elétrica



TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**ELABORAÇÃO DE ESTUDO DE VIABILIDADE
ECONÔMICA E IMPACTOS DA LEI 14.300 EM
USINAS FOTOVOLTAICAS DE MICROGERAÇÃO:
ESTUDO DE CASO**

SAMUEL VINÍCIUS MEDEIROS DE ARAÚJO

Campina Grande, Paraíba, Brasil
2024

SAMUEL VINÍCIUS MEDEIROS DE ARAÚJO

**ELABORAÇÃO DE ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA E
IMPACTOS DA LEI 14.300 EM USINAS FOTOVOLTAICAS DE
MICROGERAÇÃO: ESTUDO DE CASO**

*Trabalho de Conclusão de Curso de Bacharelado
em Engenharia Elétrica submetido à
Coordenadoria de Graduação da Universidade
Federal de Campina Grande como parte dos
requisitos obrigatórios para obtenção do grau de
Bacharel em Ciências no domínio da Engenharia
Elétrica.*

Área de Concentração: Eletrotécnica

Orientador: Prof. Pablo Bezerra Vilar, D.Sc

Campina Grande, Paraíba, Brasil

2024

Samuel Vinícius Medeiros de Araújo

**ELABORAÇÃO DE ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA E
IMPACTOS DA LEI 14.300 EM USINAS FOTOVOLTAICAS DE
MICROGERAÇÃO: ESTUDO DE CASO**

*Trabalho de Conclusão de Curso de Bacharelado
em Engenharia Elétrica submetido à
Coordenadoria de Graduação da Universidade
Federal de Campina Grande como parte dos
requisitos obrigatórios para obtenção do grau de
Bacharel em Ciências no domínio da Engenharia
Elétrica.*

Trabalho aprovado em: 02 / 10 /2024

Prof. Pablo Bezerra Vilar, D.Sc

Orientador

ROBERTO SILVA DE SIQUEIRA

Avaliador

Dedico este trabalho aos meus pais – Wilson Andrade e Ana Cristina, meus irmãos – Élisson Natanael e Wildson Ronielle pelo carinho e apoio em todos os momentos.

AGRADECIMENTOS

Agradeço, primeiramente, à Deus, por ter me dado força, saúde e sabedoria para superar todos os desafios durante essa trajetória.

Aos meus pais, Ana Cristina e Wilson Andrade, que sempre estiveram ao meu lado e fizeram sacrifícios para proporcionar o melhor ambiente para me dedicar aos estudos.

A meus irmãos, Wildson e Élisson, por todos os conselhos e incentivos nessa jornada e agradeço também a todos os familiares e amigos que, de alguma forma, passaram pela minha vida nessa jornada. Em especial meu sócio Rodrigo, na Sollareco energia LTDA, e a todos que fazem parte desse projeto e sonho fundado ainda durante a universidade.

À minha namorada, Fernanda, sempre ao meu lado nos momentos de incerteza, me ouvindo, aconselhando e apoiando.

Ao professor Pablo Bezerra Vilar pelo incentivo, dedicação e paciência para ensinar.

Por fim, a todos que fizeram parte dessa minha jornada.

“O maior erro que você pode cometer é o de ficar o tempo todo com medo de cometer algum.”

Elbert Hubbard.

RESUMO

A crescente demanda por fontes de energia renováveis e a necessidade de mitigar as emissões de gases de efeito estufa têm acelerado a expansão da energia fotovoltaica no Brasil. Este artigo tem como objetivo analisar a viabilidade econômica e os impactos da Lei nº 14.300, promulgada em janeiro de 2022, sobre as usinas de microgeração fotovoltaica. A energia solar fotovoltaica, que converte a luz solar em eletricidade por meio de células solares, tem demonstrado crescimento substancial no Brasil. Até meados de 2024, a capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos no país atingiu aproximadamente 45 gigawatts (GW), marcando um aumento significativo em relação aos 7 GW registrados no início de 2019.

A Lei 14.300 introduziu um novo regime de compensação de energia que permite que a energia gerada por micro e mini geradores seja usada para compensar o consumo de eletricidade da rede, oferecendo benefícios econômicos para consumidores residenciais e comerciais. A legislação também prevê um período de transição para acomodar as novas regras, garantindo um equilíbrio entre os investimentos em andamento e a adaptação. Este estudo de caso examina os aspectos econômicos da implantação de usinas de microgeração fotovoltaica sob a Lei 14.300, considerando fatores como retorno sobre o investimento, economia de custos de eletricidade e impacto financeiro para investidores. Além disso, avalia os efeitos da lei no mercado de energia solar, incluindo suas implicações para a expansão da capacidade instalada e a promoção da adoção de tecnologia limpa. A análise é baseada em dados recentes e exemplos práticos de usinas fotovoltaicas, fornecendo uma visão geral abrangente dos desafios e oportunidades

Palavras-Chave: Energia Elétrica. Sistemas Fotovoltaicos. Microgeração Distribuída. Viabilidade Econômica. Lei 14.300.

PREPARATION OF ECONOMIC FEASIBILITY STUDY AND IMPACTS OF LAW 14.300 ON MICRO GENERATION PHOTOVOLTAIC PLANTS: CASE STUDY

ABSTRACT

The growing demand for renewable energy sources and the need to mitigate greenhouse gas emissions have accelerated the expansion of photovoltaic energy in Brazil. This article aims to analyze the economic options and impacts of Law No. 14,300, enacted in January 2022, on photovoltaic microgeneration plants. Photovoltaic solar energy, which converts sunlight into electricity through solar cells, has shown substantial growth in Brazil. By mid-2024, the installed capacity of photovoltaic systems in the country has reached approximately 45 gigawatts (GW), marking a significant increase from the 7 GW recorded at the beginning of 2019.

Law 14.300 streamlined a new energy compensation regime that allows energy generated by micro and mini generators to be used to offset electricity consumption from the grid, bringing economic benefits to residential and commercial consumers. The legislation also provides for a transition period to accommodate the new rules, ensuring a balance between ongoing investments and adaptation. This case study examines the economic aspects of implementing photovoltaic microgeneration plants under Law 14.300, considering factors such as return on investment, electricity cost savings and financial impact for investors. Furthermore, it assesses the effects of the law on the solar energy market, including its implications for expanding installed capacity and promoting the adoption of clean technology. The analysis is based on recent data and practical examples from photovoltaic plants, providing a comprehensive overview of challenges and opportunities

Keywords: Electric Energy. Photovoltaic Systems. Distributed Microgeneration. Economic viability. Lei 14.300.

LISTA DE TABELAS

Tabela 01 - Comparação da forma de faturamento da antiga x nova regra.....	20
Tabela 02 - Regra de transição: pagamento gradual da TUSD Fio.....	21
Tabela 03 - Comparativo Fio B entre duas concessionárias	22

LISTA DE FIGURAS

Figura 01 – Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE).....	15
Figura 02 – Composição da tarifa de energia.....	16
Figura 03 – Regra de transição da Lei 14.300.....	18
Figura 04 – Valor da energia compensada RN482/2012 versus Lei 14.300.....	19
Figura 05 – Localização da cidade da usina base para análise.....	25
Figura 06 – Dados de irradiação para cidade de Cruzeta-RN.....	26
Figura 07 – Perfil de consumo do caso 1 que tem simultaneidade 0%.....	30
Figura 08 – Relação de simultaneidade versus energia injetada – caso 1.....	31
Figura 09 – Análise financeira Caso 1.....	31
Figura 10 – Perfil de consumo do caso 2 que tem simultaneidade 30%.....	32
Figura 11 – Relação de simultaneidade versus energia injetada – caso 2.....	33
Figura 12 – Análise financeira Caso 2.....	34
Figura 13 – Perfil de consumo do caso 3 que tem simultaneidade 60%.....	35
Figura 14 – Relação de simultaneidade versus energia injetada – caso 3.....	36
Figura 15 – Análise financeira Caso 3.....	36
Figura 16 – Perfil de consumo do caso 4 que tem simultaneidade 100%.....	38
Figura 17 – Relação de simultaneidade versus energia injetada – caso 4.....	38
Figura 18 – Análise financeira Caso 3.....	39
Figura 19 – Comparação de ganho e perdas entre os 4 casos de estudo.....	40
Figura 20 – Comparação de ganho e perdas em (%) entre os 4 casos de estudo.....	41

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	12
1.1. OBJETIVO.....	12
1.1.1. OBJETIVOS GERAL.....	12
1.1.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS.....	13
1.2. ESTRUTURA DO TRABALHO.....	13
2. GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA SOLAR.....	14
2.1. LEI 14.300: MARCO LEGAL DA MMGD.....	17
2.2. FIO B.....	20
3. ESTUDO DE CASO COMPARATIVO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS ANTES E DEPOIS DA LEI 14.300.....	23
3.1. PROCEDIMENTO METEDOLÓGICO	23
3.2. PREMISSAS DAS ANÁLISES.....	24
3.3. DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA.....	24
3.3.1. LOCAL DA USINA, IRRADIAÇÃO SOLAR E CONSIDERAÇÕES TÉCNICAS.....	25
4. ANÁLISE DE VIABILIDADE DO SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	28
4.1. ESTUDO DE CASO: IMPACTOS FINANCEIROS DA LEI 14.300.....	29
4.1.1. CASO 1: MICROGERAÇÃO COM AUTOCONSUMO COM FATOR DE SIMULTANIEDADE DE 0%.....	29
4.1.2. CASO 1: MICROGERAÇÃO COM AUTOCONSUMO COM FATOR DE SIMULTANIEDADE DE 30%.....	32
4.1.3. CASO 1: MICROGERAÇÃO COM AUTOCONSUMO COM FATOR DE SIMULTANIEDADE DE 60%.....	34
4.1.4. CASO 1: MICROGERAÇÃO COM AUTOCONSUMO COM FATOR DE SIMULTANIEDADE DE 100%.....	37
4.1.5. COMPARAÇÃO DO IMPACTO DA SIMULTANIEDADE.....	40
5. CONCLUSÕES.....	41
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	43

1. INTRODUÇÃO

A crescente procura global por fontes de energia sustentáveis e a necessidade de mitigação dos impactos ambientais associados à geração de energia têm impulsionado a adoção de tecnologias renováveis. Entre essas, a energia solar fotovoltaica tem se destacado como uma solução eficaz e promissora, oferecendo benefícios tanto do ponto de vista econômico quanto ambiental. No Brasil, a energia solar tem apresentado um crescimento expressivo, com a capacidade instalada saltando de aproximadamente 7 GW em 2019 para cerca de 45 GW em 2024 (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA, 2024).

Ao longo dos anos, houve diversas modificações na legislação que norteia o setor de geração distribuída, ao decorrer desse trabalho será explanado toda sua trajetória com foco principal na Lei nº 14.300, sancionada em janeiro de 2022, que trouxe mudanças significativas para o setor de energia solar fotovoltaica no Brasil. Esta legislação estabelece um novo regime de compensação de energia, com o objetivo de continuar promovendo uma maior inclusão de sistemas de microgeração e minigeração na matriz energética nacional oferecendo principalmente segurança jurídica para os investidores (BRASIL, 2022). O novo modelo de compensação permite que a energia gerada por sistemas fotovoltaicos seja utilizada para compensar o consumo de energia elétrica da rede, porém, com um impacto financeiro direto no investimento, visto que a compensação não se dá mais de forma integral.

O impacto da Lei 14.300 é fundamental, não apenas em termos de regulamentação, mas também nas perspectivas econômicas e na evolução do mercado de energia solar. A introdução de um período de transição para a adaptação às novas regras visou equilibrar a continuidade dos investimentos e a adaptação ao novo modelo regulatório, refletindo a necessidade de um ambiente de negócios previsível e estável. Este trabalho tem como objetivo analisar as previsões econômicas das usinas fotovoltaicas de microgeração sob a nova legislação, explorando as implicações financeiras e operacionais para investir.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 OBJETIVO GERAL

O objetivo deste trabalho é explicar o funcionamento de um sistema fotovoltaico, estudando seus princípios, equipamentos, etc. E, além disso, realizar um estudo técnico-econômico comparativo entre sistemas implantados antes e após a nova lei 14.300,

considerando nesta análise o acesso ao sistema de distribuição para microgeração, as normas técnicas vigentes., como também componentes tarifários e demais regulações técnicas.

1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Apresentar os principais conceitos referentes aos sistemas fotovoltaicos conectados à rede;
- Averiguar a viabilidade Técnica-Econômica do sistema fotovoltaico implementado antes e pós Lei 14.300 em diferentes cenários;
- Apontar as normas técnicas relevantes e procedimentos para a instalação do sistema, assim como, esclarecer os principais pontos da nova legislação;
- Apontar as principais soluções de mercado e que são tendências para melhorar a viabilidade econômica.

1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este documento está dividido em cinco capítulos. O trabalho inicialmente, faz uma breve revisão bibliográfica, trazendo informações que são resultado de uma pesquisa e estudo sobre o efeito fotovoltaico, do princípio até como é o processo de geração de energia fotovoltaica, assim como, toda a legislação vigente para sistemas conectado à rede (on grid).

O primeiro capítulo é dedicado à introdução e apresentação dos objetivos do trabalho. No segundo é apresentado uma breve revisão bibliográfica, com a descrição de como funciona o processo de geração de energia fotovoltaica e também todo o histórico de políticas públicas que norteiam a geração distribuída de energia elétrica no Brasil. O capítulo seguinte é dimensionado um sistema como referência e exposto as premissas para as análises. No penúltimo capítulo é realizado um estudo comparativo de 4 cenários pré estabelecidos com características distintas baseados na Lei 14.300 e fazendo considerações sobre o seu impacto. Em suas partes finais, o trabalho terá um capítulo de conclusões e um para as referências bibliográficas.

2. GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA SOLAR

O efeito fotovoltaico é um princípio físico baseado na conversão da luz solar em eletricidade. O princípio básico do efeito fotovoltaico foi descoberto por Edmond Becquerel em 1839, quando ele ensinou que certos materiais geravam uma corrente elétrica quando expostos à luz. No contexto dos painéis solares modernos, o efeito fotovoltaico ocorre em células solares, que são compostas por materiais semicondutores, geralmente silícicos. Quando a luz solar incide sobre uma célula fotovoltaica, os fótons da luz fornecem energia suficiente para excitar os elétrons no semicondutor, liberando-os de seus átomos e criando pares de elétron-buraco. O semicondutor é composto por duas camadas: uma dopada com fósforo (tipo n), que tem excesso de elétrons, e outra dopada com boro (tipo p), que tem uma deficiência de elétrons (buracos). A exceção entre essas camadas cria um campo elétrico interno. Quando os elétrons são liberados pela luz, eles se movem em resposta ao campo elétrico, gerando uma corrente elétrica que pode ser convertida em corrente alternada por um inversor, tornando-a utilizável.

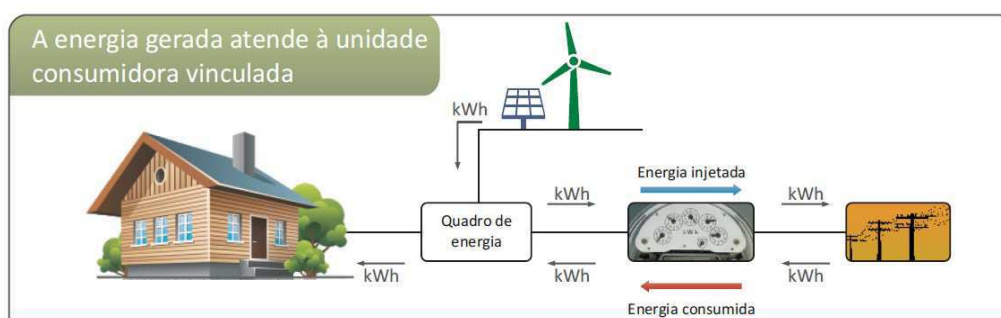
Sabendo da importância do princípio do efeito fotovoltaico, se faz necessário, regulamentações e políticas públicas para incentivar e facilitar o uso de tecnologias que advém dela, dito isso, a regulamentação da energia solar no Brasil evoluiu significativamente ao longo dos anos, refletindo o crescimento e a maturidade do setor.

Apesar do princípio fotovoltaico ser conhecido a bastante tempo e ter criados tecnologias baseadas nisso, só em meados de 2012 que foi de fato implementado a primeira política pública no Brasil, a resolução normativa nº 482 publicada em 2012 que estabelece que os consumidores do mercado cativo brasileiro podem gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes de energia renováveis ou cogeração qualificada e fornecer o excedente para a rede de distribuição. Além de trazer os conceitos de microgeração e minigeração distribuída esta resolução implementou o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), com o SCEE implantado, proporcionou que quando o consumidor com micro ou minigeração produz mais energia do que a consumida instantaneamente pelos seus equipamentos, o excedente de energia é injetado na rede da distribuidora. Dessa forma o consumidor utiliza a energia injetada na rede para abatimento do seu consumo, considerando o valor integral da tarifa. Entretanto, o texto sofreu alterações ao longo dos anos por meio das Resoluções Normativas nº687/2015 e nº786/2017 (ANEEL, 2018).

Para implementar o SCEE, foi necessário realizar mudanças na forma de fazer a leitura para os clientes que produz sua própria energia, a concessionária substitui o medidor energia

convencional, ou seja, aquele que mede energia apenas em única direção, por um medidor bidirecional ou dois medidores convencionais, que esse por sua vez tem a capacidade de mensurar a energia injetada na rede e consumida da rede da concessionária de energia. Podemos observar isso na Figura 1, que é ilustrado o processo de geração, consumo, “permuta” de energia do consumidor para a rede e da rede para o consumidor e a descrição dos créditos de energia (ANEEL, 2016).

Figura 01 - Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE)



Fonte: Cadernos Temáticos ANEEL Micro e Minigeração Distribuída Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Segunda edição, 2016

Na prática, antes da nova regra, a energia gerada e injetada na rede é cedida à distribuidora na forma de “empréstimo” gratuito. Cada quilowatt-hora injetado é utilizado para abatimento de todas as componentes da tarifa do consumidor, com um prazo de 5 anos para utilização desses créditos (ANEEL, 2015). Logo, na subseção 2.1, veremos as principais mudanças com legislação vigente.

Sabendo que toda a energia que é injetada na rede, existe compensação integral (legislação antiga) ou parcial (legislação vigente), precisamos entender como é feito a composição da tarifa de energia elétrica no Brasil, desde modo, teremos compreensão dos reais impactos da Lei 14.300 em cada componente. A tarifa de energia elétrica no Brasil é dividida entre as componentes TE (Tarifa de Energia) e TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição). Além disso, sobre o valor total da tarifa, são incididos os impostos de PIS/COFINS e ICMS. Na Figura 2 é detalhada a composição da tarifa de energia do consumidor.

Figura 02 – Composição da tarifa de energia



Fonte: Solstício energia, 2024.

A partir da Resolução Normativa nº 482/2012, houve um crescimento exponencial de novas unidades geradoras ano após ano, impulsionando a geração, principalmente, de energia solar, em todo o país. Com esse impulsionamento, gerou novas discussões em relação a remuneração de alguns componentes tarifários no faturamento dos consumidores com GD, principalmente por parte das distribuidoras (NETO, 2020). As distribuidoras alegavam que o modelo de compensação vigente naquela época não remunerava de forma correta o uso da rede de distribuição, podendo ocasionar um aumento nos custos de quem não possui geração própria. Sob outra perspectiva, os grupos (empresas integradoras, distribuição de equipamentos, entre outros) interessados no avanço continuidade do crescimento da GD

defendiam o modelo de compensação vigente e enfatizavam os benefícios da expansão do setor (ANEEL, 2018).

2.1. LEI 14.300: MARCO LEGAL DA MMGD

A sanção do Marco Legal da Microgeração e Minigeração Distribuída, como foi denominada a Lei 14.300, garantiu para todas as unidades já existentes, ou que protocolaram acesso até 12 meses após publicação da mesma, a manutenção dos benefícios já obtidos até 2045. Além disso, definiu as regras que serão aplicadas durante e após a transição regulatória (SENADO, 2022). A Lei 14.300/2022 introduziu uma regra de transição para a aplicação das tarifas do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). Essa regra visa suavizar o impacto das mudanças tarifárias para os consumidores que já fazem parte ou venham a aderir ao sistema, sendo assim, consumidores conectados até 6 de janeiro de 2023, ou seja, aqueles que já estavam conectados ao sistema de geração distribuída até essa data, ou que fizeram a solicitação de acesso à distribuidora, continuarão com as regras anteriores até 2045. Eles não pagarão pelos custos de uso da rede de distribuição (TUSD Fio B).

Entretanto, os consumidores que se conectarem após 7 de janeiro de 2023, esses consumidores passarão a pagar gradualmente pelas tarifas de uso da rede de distribuição. Esse pagamento será feito de forma escalonada, até que, a partir de 2029, paguem 100% do custo de uso da rede.

O consumidor que solicitar acesso após a entrada em vigência da regra e se enquadrar nas modalidades de compensação listadas abaixo, entraram em um período de transição:

1. Geração Junto à Carga: A geração ocorre no mesmo local de consumo, como em residências ou empresas, onde a energia gerada é consumida diretamente, reduzindo a dependência da rede elétrica.
2. Geração Compartilhada: Consórcios ou cooperativas de consumidores se unem para gerar energia em um local compartilhado e distribuem os créditos de energia entre os participantes, independentemente da localização do ponto de consumo.
3. Empreendimento com Múltiplas Unidades Consumidoras (EMUC): Energia gerada em condomínios (residenciais, comerciais ou industriais) é dividida entre as unidades consumidoras, utilizando a área comum do condomínio para a instalação do sistema gerador.
4. Autoconsumo Remoto (Limitado a 500 kW): A energia é gerada em um local diferente do ponto de consumo, mas sob a mesma titularidade, como fazendas solares para propriedades do mesmo dono. Essa modalidade é limitada a sistemas de até 500 kW e permite compensar o consumo em locais diferentes.

Para cada modalidade de compensação existe uma forma de cobrança definida do pagamento do Fio B e no caso específico de geração compartilhada de autoconsumo remoto acima de 500 kW de potência instalada, além da cobrança do Fio B, a existência de cobrança do Fio A e outras componentes tarifárias. O detalhamento dessa cobrança será exposto na subseção 2.2. A Figura 03, resume as mudanças trazidas pela lei.

Figura 03 – Regra de transição da Lei 14.300



Fonte: Greener, 2022.

Outras mudanças estabelecidas da Lei 14.300 em relação a RN 482/2012, foi o entendimento do enquadramento de unidades geradoras. A principal mudança foi em relação a usinas enquadradas em minigeração, conseqüentemente tendo um impacto maior nos investimentos de grande porte. Logo temos os seguintes entendimentos de enquadramento:

- RN 482/2012: Microgeração Distribuída: menor ou igual a 75 kW Minigeração Distribuída: maior que 75 kW e menor ou igual a 5 MW;
- Lei 14.300: Microgeração Distribuída: menor ou igual a 75 kW Minigeração Distribuída: maior que 75 kW e menor ou igual a 5MW para as fontes despacháveis (1) e menor ou igual a 3MW para as fontes não despacháveis (2).

As definições abordadas na Lei 14.300 e suas revisões para o entendimento de fontes despacháveis e não despacháveis são:

- Fontes despacháveis: hidrelétricas (incluindo aquelas a fio d'água que possuam viabilidade de controle variável de sua geração de energia); cogeração qualificada; biomassa; biogás; e fontes de geração fotovoltaica com baterias cujos montantes de energia despachada aos consumidores finais apresentam capacidade de modulação de

geração através do armazenamento de energia em baterias, em quantidade de, pelo menos, 20% da capacidade de geração mensal da central geradora que podem ser despachados através de um controlador local ou remoto.

2. Fontes não despacháveis: solar fotovoltaica sem armazenamento, e demais fontes não listadas acima. Ou seja, para essas fontes, o PL 5829/2019 propõe uma diminuição do limite de potência instalada para minigeração para 3 MW. Por esse motivo, pode provocar uma redução do mercado potencial e escalabilidade da Mini GD para estas fontes.

Além disso, como citado anteriormente foi alterado o valor da compensação de energia, que é o principal impacto dessa nova legislação e que é ênfase desse trabalho. Neste caso, o foco deste trabalho está concentrado em fazer o estudo de viabilidade econômica e os impactos da legislação vigente no que abrange usinas enquadradas em micro geração distribuída (GD). De acordo com a Figura 04, temos uma visualização dessa comparação de forma simplificada e que será detalhada ao decorrer desse trabalho.

Figura 04 – Valor da energia compensada RN482/2012 versus Lei 14.300



Fonte: Greener, 2022.

A nova regra reduz o valor da energia elétrica compensada, e esse impacto pode ser maior ou menor principalmente a depender das características que a usina fotovoltaica tem, da modalidade de compensação que ela se enquadra, ou da localização geográfica está instalada. De modo geral, para usinas do grupo B e microgeração, temos a seguinte forma de cobrança do faturamento.

Tabela 01 – Comparação da forma de faturamento da antiga x nova regra

	RN 482/2012	Lei 14.300/2022 (Marco Legal MMDG)
Faturamento da conta de energia	<p>Para o Grupo B, o custo de disponibilidade representa o mínimo que o consumidor deve pagar na conta de luz, com os seguintes valores de referência:</p> <ul style="list-style-type: none"> •Ligação Monofásica: 30 kWh •Ligação Bifásica: 50 kWh •Ligação Trifásica: 100 kWh 	<p>O custo de disponibilidade continua com os valores mínimos de referência 30, 50 ou 100 kWh, com a seguinte regra de aplicação.</p> <p>Para projetos com direito adquirido:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Se o consumo medido > valor de referência =consumidor paga valor de referência (custo de disponibilidade) • Se o consumo medido < valor de referência= consumidor paga valor de referência (custo de disponibilidade) <p>Para projetos na regra de transição:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Se o consumo medido > valor de referência =consumidor paga valor do FIO B • Se o consumo medido < valor de referência= consumidor paga valor de referência (custo de disponibilidade)

Fonte: Autoria própria.

2.2. FIO B

O ponto central desse estudo está voltado para análise de contas de energia de clientes enquadrados no Grupo B, logo, se faz necessário uma ênfase no fator de maior impacto para estudos de viabilidade econômica, que é definida pela ANEEL de Fio B, que como visto anteriormente, na Figura 02, representa uma parcela da composição tarifária da energia elétrica, especificadamente a que compõe a TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição).

Dos componentes tarifários que compõem a parcela da TUSD, podemos ressaltar a TUSD Fio A, que são os custos vinculados à manutenção e operação das linhas de transmissão, e destacar também a TUSD Fio B, que são os custos vinculados a utilização da infraestrutura da rede de distribuição da concessionária local até as residências, comércios, indústrias e propriedades rurais.

Após vigência da nova regra, ficou definido uma compensação de forma gradual sobre o TUSD Fio B, como podemos notar na Tabela 02.

Tabela 02 – Regra de transição: pagamento gradual da TUSD Fio B

2023	15%	Período de transição: aumento gradativo do percentual das componentes tarifárias relativas à TUSD Fio B.
2024	30%	
2025	45%	
2026	60%	
2027	75%	
2028	90%	
2029	100%	As regras de compensação a partir de 2029 vão depender de um estudo a ser realizado pela ANEEL, e não necessariamente se manterão na cobrança de 100% do Fio B.
2030	100%	
2031	100%	
2032	100%	
2033	100%	
2034	100%	
2035	100%	
2036	100%	
2037	100%	
2038	100%	
2039	100%	
2040	100%	
2041	100%	
2042	100%	
2043	100%	
2044	100%	
2045	100%	

Fonte: Adaptado da Lei 14.300.

Como ilustrado acima o escalonamento da cobrança do Fio B conforme Tabela 02, vale enfatizar que o trecho da lei que especifica o tempo de transição assim como o percentual ano a ano, ainda é passível de mudança das regras tarifárias após o ano de 2029, pois é previsto a delegação de poder à ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), resultante do chamado “encontro de contas” para valoração de custos e benefícios da GD.

Outro ponto importante é sabemos que o valor do Fio B não é constante, ou seja, não é um valor fixo para todas as concessionárias de energia, pois cada distribuidora tem custos operacionais diferentes de acordo com a região que ela atende, como detalhado a seguir. O valor do "Fio B" pode variar significativamente entre diferentes estados do Brasil devido a diversos fatores, as principais razões são:

1. Custos Operacionais e de Manutenção: Os custos de operação e manutenção das redes de distribuição variam conforme o custo de vida e os preços dos insumos em cada

estado. Estados com custos mais elevados para operação e manutenção terão um Fio B mais alto.

2. Infraestrutura: A complexidade e a extensão das redes de distribuição também impactam os custos. Estados com redes mais extensas ou com infraestrutura mais antiga podem enfrentar custos mais altos.

Resumindo, existem grandes variações de concessionária para concessionária pois o valor da TUSD Fio B depende de uma análise de adensamento populacional de cada rede de concessão (calculado pela concessionária). Quanto mais otimizada a relação UCs (Unidades Consumidoras) x Área de concessão, mais barato deverá ser o valor da TUSD Fio B.

Exemplificando, a Neoenergia COSERN possui dentro de sua área de concessão um grande volume de unidades consumidoras tem uma área de concessão pequena, fazendo com o que o custo total da TUSD Fio B seja diluído para muitas unidades, reduzindo assim o custo final de utilização da infraestrutura do sistema de distribuição entre todos os consumidores desta região.

Entretanto, a Equatorial Pará possui uma relação Unidades Consumidoras x Área de concessão muito abrangente, fazendo com que apesar de ter uma quantidade de unidades consumidores maiores que a COSERN, ela tem como contraponto uma área de concessão espalhada por uma área territorial muito grande. Isso impacta os custos finais de utilização da estrutura, aumentando, portanto, o valor final da TUSD Fio B. Para efeitos de comparação temos a Tabela 03.

Tabela 03 – Comparativo Fio B entre duas concessionárias

NEOENERGIA COSERN	EQUATORIAL PARÁ
Tarifa residencial B1 Convencional: R\$ 0,7440	Tarifa residencial B1 Convencional: R\$ 0,9384
TUSD Fio B: R\$ 0,2465	TUSD Fio B: R\$ 0,3863
Percentual da TUSD Fio B sobre a Tarifa: 33% (aproximadamente)	Percentual da TUSD Fio B sobre a Tarifa: 41% (aproximadamente)

Fonte: Autoria própria.

Conforme dados acima, na comparação entre o estado do Rio grande do Norte na área de concessão da Neoenergia COSERN e o estado do Pará na área de concessão da Equatorial Pará é possível notar que a TUSD Fio B impacta de forma muito diferente em cada um dos estados

e áreas de concessão do país, e cabe realizar análise individual deste impacto de acordo com a área de concessão.

Para encontrar o valor da TUSD Fio B é necessário consultar os resultados dos processos tarifários de distribuição da ANEEL e baixar a estrutura tarifária da distribuidora da área de concessão objeto de consulta. Por meio de uma planilha em Excel na aba TA Aplicação, será possível encontrar a TUSD Fio B.

3. ESTUDO DE CASO COMPARATIVO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS ANTES E DEPOIS DA LEI 14.300

Neste capítulo é apresentada a metodologia adotada para desenvolvimento do trabalho. Inicialmente são definidas as premissas do estudo, para aproximação dos resultados de um sistema real. Por fim, são apresentados os procedimentos de dimensionamento do sistema fotovoltaico e do estudo de viabilidade financeira. A fim de determinar como efetivamente calcular o impacto do Fio B nas contas de energia de um cliente residencial B1. Também estamos considerando que a TUSD Fio B não sofrerá alteração ao longo dos anos, para facilitar o entendimento.

3.1 PROCEDIMENTO METODOLÓGICO

Considerando as regras de compensação, as características escolhidas para as plantas de microgeração fotovoltaicas são todas modalidades de autoconsumo local, ou seja, a energia gerada é consumida no próprio local onde está instalada a unidade geradora e o excedente de energia é injetado na rede e convertido em créditos para abatimento em faturas futuras. Sendo assim, vamos ter 5 casos específicos onde a diferenciação será pelo perfil de consumo de cada uma delas, que está atrelada a simultaneidade.

- Caso 1: Microgeração com autoconsumo local e fator de simultaneidade de 0%;
- Caso 2: Microgeração com autoconsumo local e fator de simultaneidade de 30%;
- Caso 3: Microgeração com autoconsumo local e fator de simultaneidade de 60%;
- Caso 4: Microgeração com autoconsumo local e fator de simultaneidade de 100%.

3.2 PREMISSAS DAS ANÁLISES

Para o desenvolvimento deste trabalho foram adotadas as seguintes premissas:

- a) Estrutura do tipo fixa e módulos fotovoltaicos com inclinação de 15° orientados para o norte geográfico, ou seja, a estrutura mais utilizada para sistemas de microgeração e orientados de forma que se obtenha a otimização do melhor rendimento do sistema solar;
- b) Na simulação, adota-se 20% de perdas globais para o dimensionamento, um valor amplamente utilizado para dimensionamento de sistemas fotovoltaicos;
- c) Unidades Consumidoras monofásicas, pois esse subgrupo representa a maior parte dos consumidores residenciais;
- d) Consumo estabelecido de 1000 kWh mês, para englobar uma média de consumo que é condizente com a maioria dos clientes de microgeração residenciais que tenha poder aquisitivo de adquirir um sistema fotovoltaico e onde podemos observar grandes impactos financeiros;
- e) Aplicação da tarifa B1 residencial com para as unidades consumidoras;
- f) Considera-se que toda a energia gerada será consumida, sem excedentes de energia, para que haja melhor entendimento da aplicação da nova legislação;
- g) Bandeiras tarifárias e taxas de iluminação pública (IP) não foram considerados no custo da energia, visto que a incidência da taxa de IP varia bastante de acordo com cada município e a bandeira tarifaria de acordo com a sazonalidade;
- h) Degradação dos módulos Fotovoltaicos de 1,5% no primeiro ano e 0,7% nos demais, uma depreciação média visto em datasheets de equipamentos comercializados no setor;
- i) Início da operação das usinas em janeiro de 2023, momento que a nova legislação ficou vigente;
- j) Análise de fluxo de caixa para um período de 23 anos (até 2045), período que se encerra a transição da nova legislação;
- k) Investimento inicial sem alavancagem no ano 0, para que não haja distorção da análise;
- l) Reajuste tarifário conforme média da ANEEL para a concessionária COSERN. Cenário conservador de 4% a.a.

3.3 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA

O dimensionamento correto de um sistema fotovoltaico é crucial para garantir que o sistema funcione com eficiência, atenda às necessidades energéticas do usuário e seja financeiramente viável. O dimensionamento de um sistema fotovoltaico consiste em

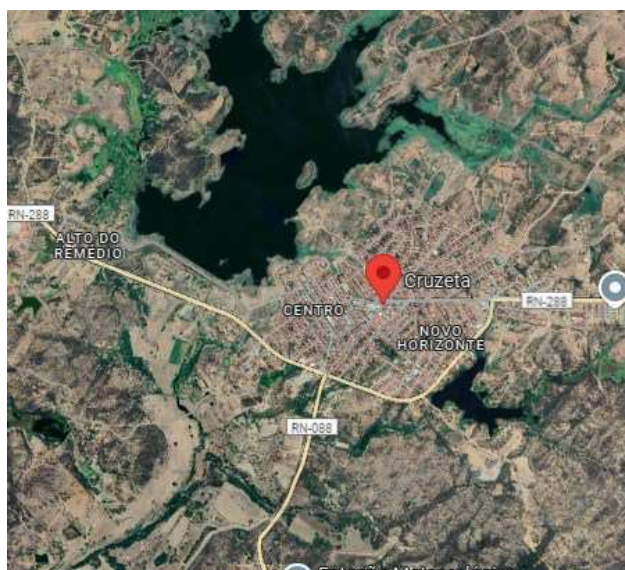
determinar a capacidade e quantidade dos componentes necessários, como painéis solares, inversores, controladores de carga e baterias, caso haja armazenamento de energia.

Neste capítulo, é desenvolvido e descrito os principais passos envolvidos no processo de dimensionamento de um sistema fotovoltaico, por meio do dimensionamento do projeto chave deste trabalho, uma usina de geração de energia solar localizada na área de concessão da COSERN. É feita a análise da demanda energética até a seleção dos componentes mais adequados, levando em consideração fatores como localização geográfica, irradiação solar, eficiência dos componentes e autonomia desejada. É importante ressaltar que o dimensionamento de um sistema fotovoltaico pode ser um processo complexo, que requer conhecimentos técnicos e considerações detalhadas.

3.3.1 LOCAL DA USINA, IRRADIAÇÃO SOLAR E CONSIDERAÇÕES TÉCNICAS

O sistema fotovoltaico escolhido em questão foi a cidade de Cruzeta-RN, onde está sediada a empresa do autor do trabalho e foi inspiração para o estudo. Cruzeta é um município localizado no estado do Rio Grande do Norte, na região do Seridó. Com uma área de aproximadamente 314 km², a cidade está situada a cerca de 219 km da capital do estado, Natal. O município faz parte da microrregião do Seridó Oriental e tem uma população estimada em cerca de 8.000 habitantes (IBGE, 2023). Na figura 05 temos a localização no *Google Maps* do local.

Figura 05 - Localização da cidade da usina base para análise



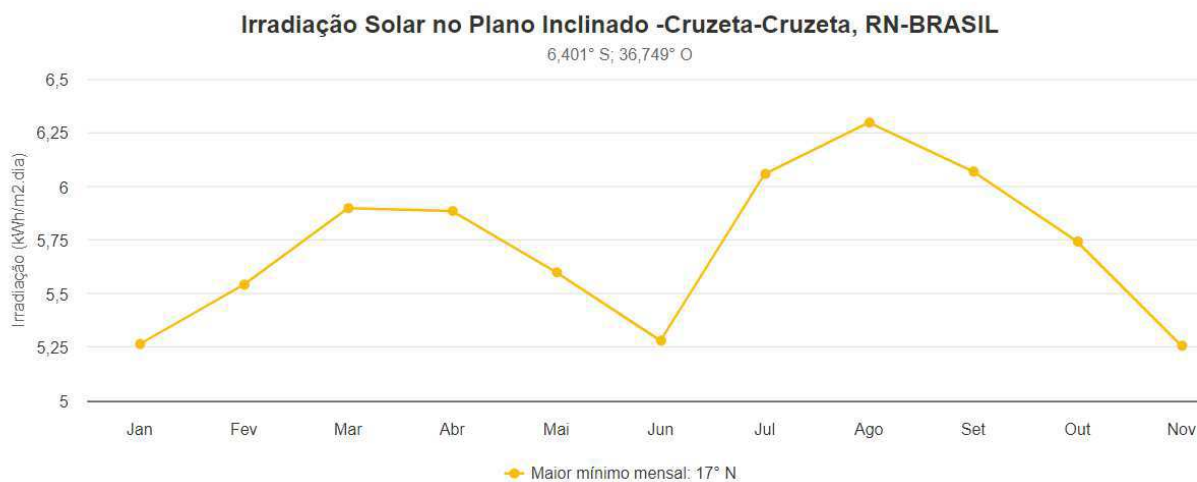
Fonte: Google Maps

O município de Cruzeta, localizado no semiárido nordestino, apresenta um clima quente e seco, com temperaturas médias anuais em torno de 27°C. As chuvas são escassas, com uma média anual de precipitação de 600 mm, concentradas entre os meses de fevereiro e maio. Segundo o CRESESB (Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito), Cruzeta possui uma irradiância solar global média anual em torno de 5,7 kWh/m²/dia, o que faz da região um local bastante favorável para a implantação de sistemas fotovoltaicos, devido à alta disponibilidade de energia solar. Conforme mostrado os dados de irradiância do na Figura 06. Dado esse necessário para calcular a potência projetada para a usina estimada de acordo com a premissa *d* do item 3.2.

Figura 06 - Dados de irradição para cidade de Cruzeta-RN

Estação: Cruzeta
 Município: Cruzeta , RN - BRASIL
 Latitude: 6,401° S
 Longitude: 36,749° O
 Distância do ponto de ref. (6,402778° S; 36,798611° O):5,5 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												Média	De
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
<input type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	5,99	6,02	6,04	5,64	5,08	4,68	4,92	5,66	6,28	6,48	6,50	6,08	5,78	
<input type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	6° N	5,77	5,89	6,03	5,77	5,31	4,93	5,16	5,84	6,33	6,38	6,27	5,82	5,79	
<input type="checkbox"/>	Maior média anual	5° N	5,81	5,91	6,04	5,75	5,27	4,89	5,13	5,82	6,33	6,40	6,31	5,87	5,79	
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	17° N	5,26	5,54	5,90	5,88	5,60	5,28	5,50	6,06	6,30	6,07	5,74	5,26	5,70	



Fonte: CRESESB, 2024.

A potência ideal de um sistema fotovoltaico é dada por uma fórmula base, que leva em consideração a radiação solar local, um fator de performance do sistema, e a potência de geração necessária. Observe:

$$Potência\ do\ Sist. = \frac{Potência\ de\ Geração\ Necessária}{Fator\ de\ Performance\ do\ Sistema * Radiação\ Solar\ no\ local}$$

O resultado obtido neste cálculo, em kWp, permite que se determine o número de módulos fotovoltaicos a serem instalados, qual inversor deve ser utilizado e os demais dispositivos e parâmetros a serem levados em consideração.

De acordo com a premissa *d* do item 3.2 estabelecida com referência para esse estudo, temos então, o valor médio de consumo de 1000 kWh/mês. Agora, considerando a premissa *b* do item 3.2, adotamos um fator de performance do sistema de 0,80, e o índice de irradiação solar no local de instalação de 5,70 kWh/m².dia, podemos chegar a potência ideal do sistema:

$$\text{Potência do Sistema} = \frac{1000/30}{0,80 * 5,70} = 7,30 \text{ kWp}$$

Esse valor, trata-se da potência mínima para suprir a necessidade do sistema. É recomendável incluir uma margem de segurança para lidar com perdas de eficiência do sistema, possíveis sombreamentos e variações na performance dos módulos. O cálculo do número de módulos se dá da seguinte forma:

$$\text{Número de módulos} = \frac{\text{Capacidade do sistema (em watts)}}{\text{Potência nominal do módulo (em watts)}}$$

Para o projeto em questão, com a capacidade do sistema já calculada e a escolha do módulo fotovoltaico feita, tem-se:

$$\text{Número de Módulos} = \frac{7309}{550} = 13,29 \approx 14 \text{ módulos}$$

Nesse caso, seriam necessários 14 módulos solares para garantir a capacidade desejada e uma margem de segurança adequada. Vale ressaltar que a potência nominal do módulo utilizada para fins de cálculos se escolhe de acordo com questões da distribuidora que o projetista/empresa trabalha, disponibilidade de modelo dos módulos, preços e encaixe no orçamento do cliente e área de ocupação disponível para a instalação do sistema.

Em sequência dessa ressalva, é nesse ponto em que o tipo de inversor fotovoltaico, mais adequado para o sistema é determinado. Assim, será dimensionado os demais componentes da usina. A capacidade total dos módulos fotovoltaicos pode ser calculada multiplicando o número de painéis pelo valor da potência nominal de cada painel:

Capacidade tot. dos módulo = Potencia nominal do módulo x N^o de módulos

Para o caso descrito neste documento, com 14 módulos de 550W, o cálculo seria:

$$\text{Capacidade tot. dos módulo} = 550 \text{ W} \times 14$$

$$\text{Capacidade tot. dos módulo} = 7,70 \text{ kWp}$$

Considerando a capacidade total dos painéis solares de aproximadamente 7700 W_p, é necessário escolher um inversor que suporte essa capacidade, sabendo que na atualidade existe inversores que tem tecnologia para suportar um overload de até 50%. Como esse dado não tem um impacto significativo nesse estudo, para fins didáticos escolhemos um inversor solar de 7kW.

4. ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

A implementação de sistemas fotovoltaicos comerciais tem se tornado uma opção cada vez mais atrativa para empresas em busca de soluções energéticas mais eficientes e sustentáveis. Para projetar uma usina fotovoltaica, um dos primeiros pontos a serem tratados pela empresa/equipe técnica, junto ao cliente, são questões de viabilidade do sistema, por meio de uma análise detalhada de diversos aspectos, tanto para entrega de um orçamento justo para o cliente, quanto para o melhor desenvolvimento por parte da empresa. Sendo assim, é fundamental verificar as condições do local onde o sistema será instalado. A área disponível para a instalação dos painéis solares é avaliada, considerando fatores como orientação solar, inclinação do telhado ou espaço no solo, sombreamento e obstruções que possam interferir na captação solar.

A análise de viabilidade econômica de um sistema fotovoltaico comercial é um passo fundamental na avaliação do projeto. Essa análise visa determinar se a instalação do sistema é financeiramente viável e se proporcionará retornos econômicos satisfatórios ao longo do tempo. Aqui estão alguns aspectos a serem considerados nessa análise:

Investimento inicial: é calculado o investimento necessário para a aquisição e instalação do sistema fotovoltaico, levando em conta os custos dos painéis solares, inversores, estrutura de montagem, cabos, mão de obra e outros custos associados. Esse assunto é tratado pela equipe de comercial da empresa, diretamente com o cliente.

Economia de energia: a quantidade de energia que o sistema fotovoltaico irá gerar com base na irradiação solar disponível no local e nas características do sistema é estimada, junto a economia de energia que será alcançada em comparação com a eletricidade fornecida pela rede elétrica convencional.

Tarifa de eletricidade: o custo atual da eletricidade fornecida pela concessionária local é considerado. É verificado se há tarifas diferenciadas, como tarifas horo-sazonais, que podem impactar a economia de energia proporcionada pelo sistema fotovoltaico.

Incentivos e subsídios: se existem incentivos governamentais, como programas de incentivo à energia solar, linhas de financiamento com juros baixos ou subsídios disponíveis para a implementação de sistemas fotovoltaicos comerciais. Esses incentivos podem reduzir o investimento inicial e acelerar o retorno financeiro.

Análise do fluxo de caixa: um fluxo de caixa pode ser projetado ao longo do período de vida útil do sistema fotovoltaico, considerando os custos operacionais, manutenção, depreciação e a economia de energia gerada. Sendo assim avaliado o período de retorno sobre o investimento (payback) e o fluxo de caixa acumulado ao longo do tempo.

Taxa interna de retorno (TIR): a TIR do projeto é calculada, que representa a taxa de retorno anualizada do investimento. A TIR permite comparar a rentabilidade do sistema fotovoltaico com outras alternativas de investimento.

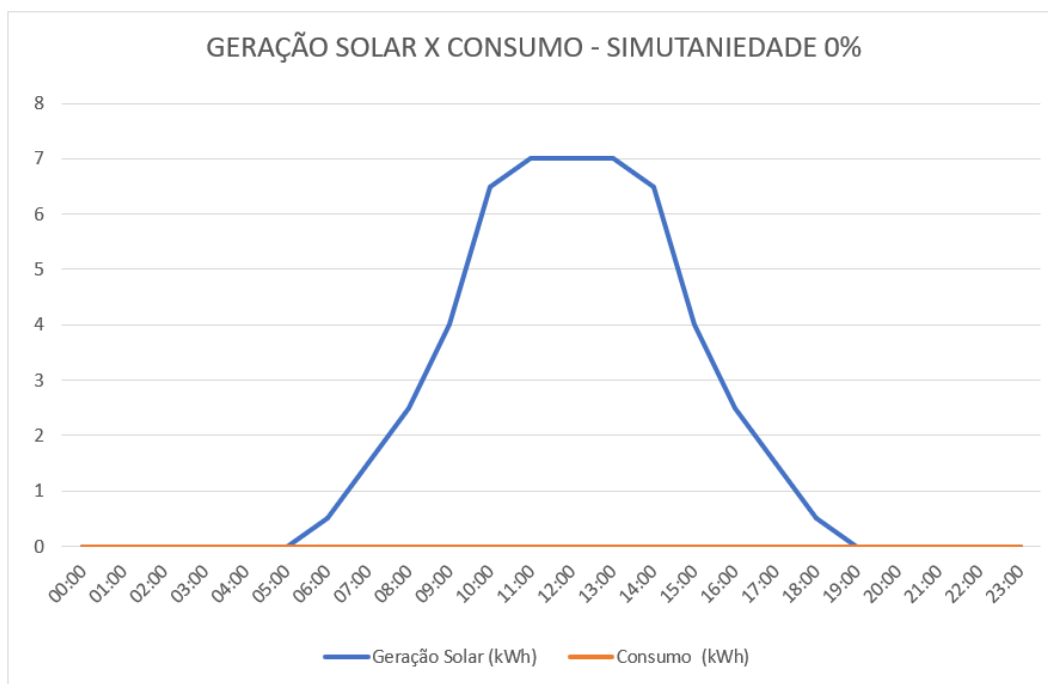
4.1 ESTUDO DE CASO: IMPACTOS FINANCEIROS DA LEI 14.300

De acordo, com a metodologia e premissas adotadas nos itens 3.1 e 3.2, iremos detalhar cada um dos casos. Neste capítulo é apresentada uma análise financeira comparativa de cinco estudos de caso para cenários regulatórios considerando a REN 482 e o novo marco regulatório da geração distribuída, Lei 14.300.

4.1.1 CASO 1: MICROGERAÇÃO COM AUTOCONSUMO COM FATOR DE SIMULTANEIDADE DE 0%

Nesse primeiro cenário hipotético onde foi pré estabelecido uma simultaneidade de 0%, significa que durante todo o período de geração do sistema, não tem nenhuma carga consumindo energia, ou seja, são casos de usinas de investimentos que são implementados em algum terreno ou pessoas que construíram a usina em outro local, pois não tinha área suficiente ou por sombreamento. Sendo assim, podemos traçar um perfil de consumo corresponde para esse cenário, conforme mostra a Figura 07.

Figura 07 – Perfil de consumo do caso 1 que tem simultaneidade 0%

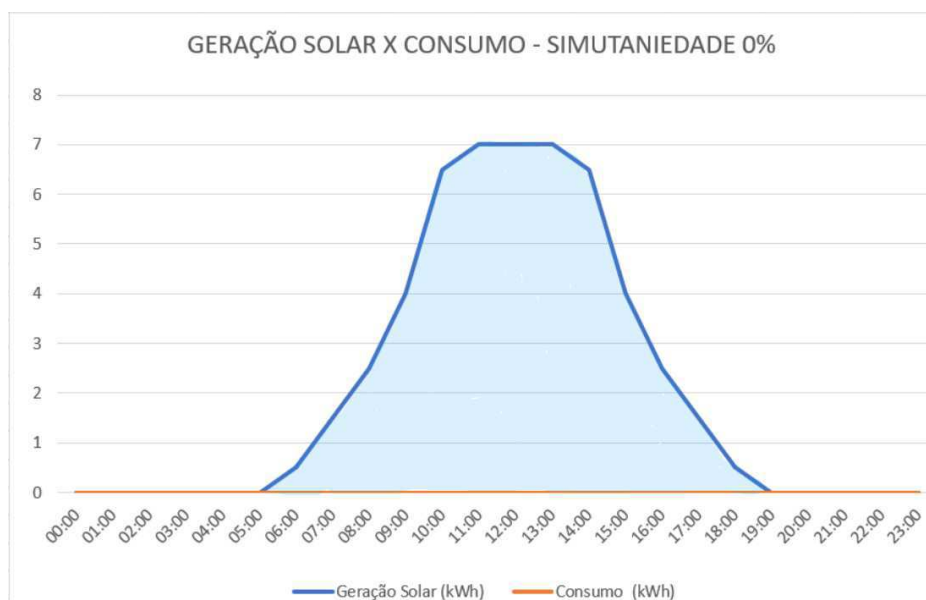


Fonte: Autoria própria.

De acordo com Figura 07, onde foi possível notar o esboço no gráfico da curva de geração ao longo do dia versus o consumo durante esse período, em conformidade com o projeto dimensionado nesse estudo que tem um pico de geração limitado a potência do inversor de 7kW e que será base para as demais análises. Além disso, podemos fazer uma representação gráfica para melhor visualização do comportamento do perfil de consumo e definir três regiões importantes e que necessitam destaque, que são:

1. Região de consumo ativo fora do momento de geração (Vermelho);
2. Região de energia Injetada (Azul);
3. Região de Simultaneidade (Verde).

É importante definir essas regiões, pois elas impactam direto no estudo de viabilidade econômico e as oscilações mostradas a seguir, devem corroborar com os cálculos de retorno sobre o investimento. Dito isso, para melhor compreensão podemos observar a Figura 08.

Figura 08 – Relação de simultaneidade versus energia injetada – caso 1

Fonte: Autoria própria.

Nesse primeiro caso, existe apenas presença da hachura Azul (Região de energia Injetada) e de acordo com as novas regras impostas pela Lei 14.300, apenas a energia que é injetada na rede sofre com a cobrança gradual do Fio B a partir de 2023. Dito isso, como nesse caso 1, 100% da energia é injetado, consequentemente, o impacto financeiro deve ser maior se comparado com os demais casos. A partir daí, podemos fazer uma análise financeira e projeção baseado nas premissas estabelecidas anteriormente, conforme Figura 09.

Figura 09 – Análise financeira Caso 1

ANO	RENDIMENTO MÓDULO (%)	GERAÇÃO ANUAL (kWh/ano)	VALOR DO kWh C/ TRIBUTOS (R\$)	FIO B	COBRANÇA GRADUAL FIO B (%)	SIMULT.	VALOR PAGO DE FIO B ANUAL (R\$)	VALOR PAGO DE FIO B MENSAL (R\$)	CUSTO DE DISPONIBILIDADE RN 482/2012	SEM SOLAR (R\$)	COM SOLAR (R\$)	ECONOMIA (R\$)
2023	100	12000	0,94	0,2465	15	0	443,70	36,98	338,40	11280,00	443,70	10836,30
2024	98,5	11820	0,98	0,2465	30	0	874,09	72,84	351,94	11555,23	874,09	10681,14
2025	97,8	11736	1,02	0,2465	45	0	1301,82	108,48	366,01	11932,04	1301,82	10630,22
2026	97,1	11652	1,06	0,2465	60	0	1723,33	143,61	380,65	12320,50	1723,33	10597,17
2027	96,4	11568	1,10	0,2465	75	0	2138,63	178,22	395,88	12720,95	2138,63	10582,31
2028	95,7	11484	1,14	0,2465	90	0	2547,73	212,31	411,72	13133,72	2547,73	10585,99
2029	95	11400	1,19	0,2465	100	0	2810,10	234,18	428,18	13559,16	2810,10	10749,06
2030	94,3	11316	1,24	0,2465	100	0	2789,39	232,45	445,31	13997,62	2789,39	11208,22
2031	93,6	11232	1,29	0,2465	100	0	2768,69	230,72	463,12	14449,46	2768,69	11680,77
2032	92,9	11148	1,34	0,2465	100	0	2747,98	229,00	481,65	14915,06	2747,98	12167,07
2033	92,2	11064	1,39	0,2465	100	0	2727,28	227,27	500,91	15394,78	2727,28	12667,50
2034	91,5	10980	1,45	0,2465	100	0	2706,57	225,55	520,95	15889,01	2706,57	13182,44
2035	90,8	10896	1,50	0,2465	100	0	2685,86	223,82	541,79	16398,16	2685,86	13712,29
2036	90,1	10812	1,57	0,2465	100	0	2665,16	222,10	563,46	16922,61	2665,16	14257,45
2037	89,4	10728	1,63	0,2465	100	0	2644,45	220,37	586,00	17462,78	2644,45	14818,33
2038	88,7	10644	1,69	0,2465	100	0	2623,75	218,65	609,44	18019,09	2623,75	15395,34
2039	88	10560	1,76	0,2465	100	0	2603,04	216,92	633,82	18591,96	2603,04	15988,92
2040	87,3	10476	1,83	0,2465	100	0	2582,33	215,19	659,17	19181,83	2582,33	16599,50
2041	86,6	10392	1,90	0,2465	100	0	2561,63	213,47	685,54	19789,15	2561,63	17227,52
2042	85,9	10308	1,98	0,2465	100	0	2540,92	211,74	712,96	20414,36	2540,92	17873,44
2043	85,2	10224	2,06	0,2465	100	0	2520,22	210,02	741,48	21057,92	2520,22	18537,70
2044	84,5	10140	2,14	0,2465	100	0	2499,51	208,29	771,14	21720,31	2499,51	19220,80
2045	83,8	10056	2,23	0,2465	100	0	2478,80	206,57	801,98	22401,99	2478,80	19923,19

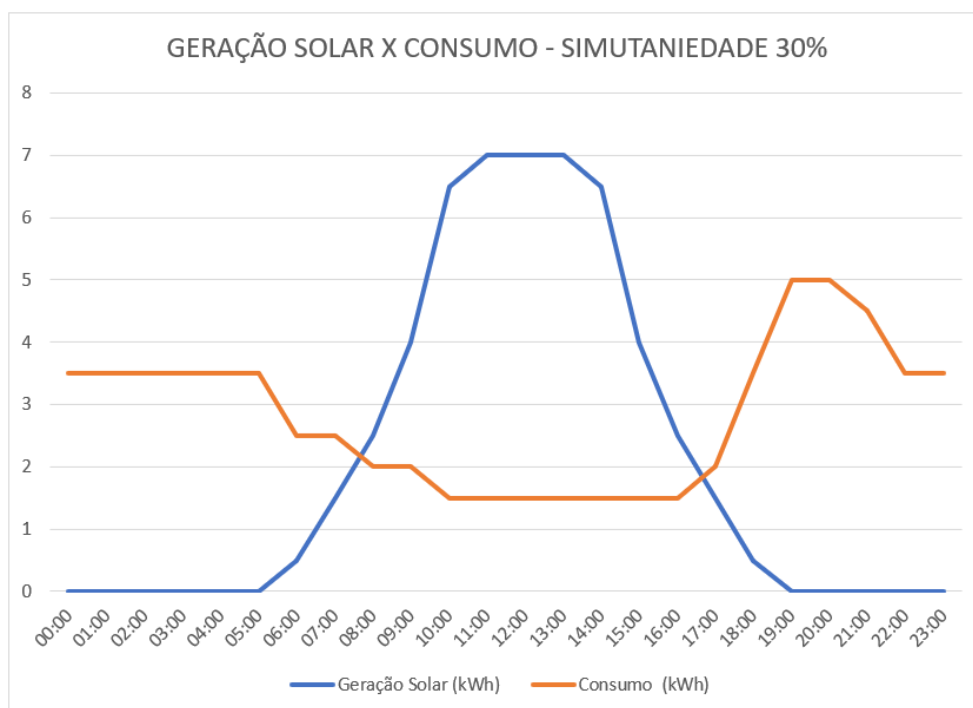
Fonte: Autoria própria.

A partir desses dados, podemos notar que durante o primeiro ano de geração, o consumidor já paga a parcela referente ao FIO B, justamente por ser o pior cenário para a nova regra, onde tenho injeção total de tudo que é gerado, fazendo com que o valor monetário do FIO B seja maior que o custo de disponibilidade. Assim o impacto da Lei 14.300, para usinas que tenha características similares ao do estudo, terá um impacto financeiro considerável. A economia acumulada de todos os anos é de R\$ 319.122,69 e pagamentos de TUSD Fio B ou custo de disponibilidade de R\$ 53.984,98.

4.1.2 CASO 2: MICROGERAÇÃO COM AUTOCONSUMO LOCAL COM FATOR DE SIMULTANEIDADE DE 30%

Nesse terceiro cenário hipotético onde foi pré-estabelecido uma simultaneidade de 30%, significa que durante todo o período de geração do sistema, existirá uma parcela de consumo que coincide com o período de geração. Esses casos, tem grande similaridade com o perfil de consumo residencial, onde o consumidor passa boa parte do dia no trabalho e o seu principal consumo é durante o horário da noite, onde normalmente está reunido toda a família. Sendo assim, podemos traçar um perfil de consumo corresponde para esse cenário, conforme mostra a Figura 10.

Figura 10 – Perfil de consumo do caso 2 que tem simultaneidade 30%



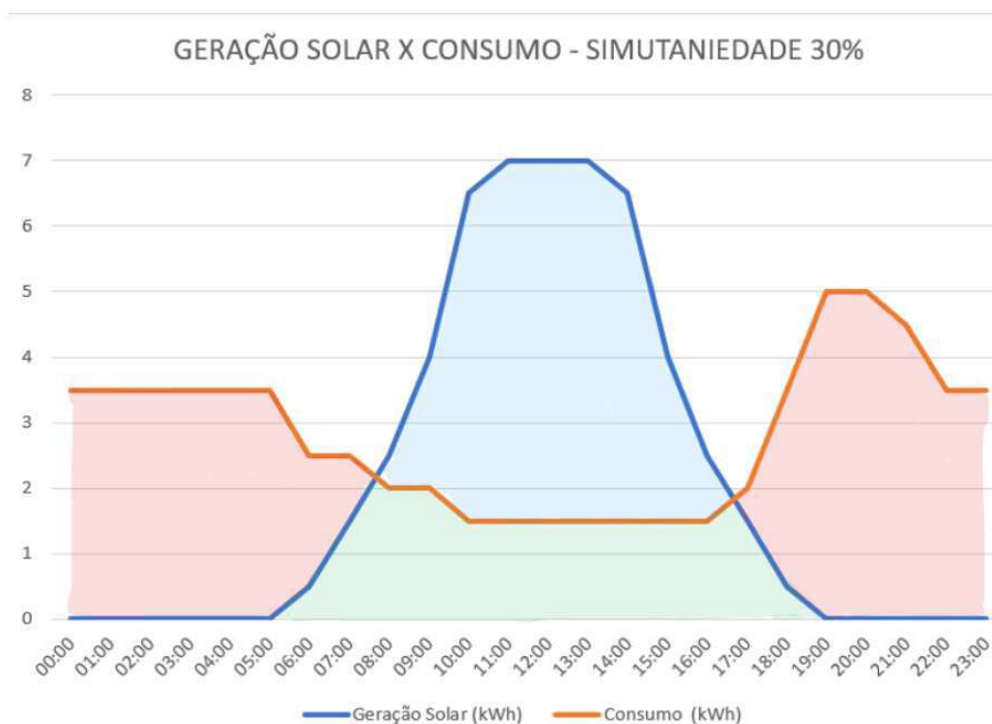
Fonte: Autoria própria.

Para a mesma usina dimensionada, alterando apenas a componente de simultaneidade, já notamos um perfil diferente de consumo. Onde diferentemente do primeiro caso, temos uma coincidência de consumo e geração no mesmo período ao longo do dia. Na Figura 11 teremos uma compreensão melhor do impacto da mudança de comportamento de consumo.

Na área hachurada pela cor vermelha temos o consumo ativo da rede, ou seja, só a concessionária que está fornecendo energia. No cenário avaliado, a família possui um grande consumo no período em que está em casa. Este consumo representa o período em que a família está utilizando de forma contínua a rede da distribuidora de energia elétrica.

Na área hachurada pela cor azul temos a energia Injetada. Na lógica convencional de um sistema residencial, o que ocorre é a geração de energia excedente durante o dia para acumular créditos que serão abatidos do consumo dos períodos de pouca geração solar (início do dia e à noite). Desta forma, essa área representa a energia que “sobra” durante o dia e é injetada na rede da distribuidora de energia elétrica, que será consumida instantaneamente por alguém na vizinhança. Na área hachurada pela cor verde temos o consumo simultâneo (Simultaneidade). Esta área representa a energia que é consumida simultaneamente ao período de geração, ou seja, a unidade gera energia e já consome simultaneamente. Essa energia não passa pelo medidor de energia, portanto, não incidirá cobrança de Fio B nesta parcela.

Figura 11 – Relação de simultaneidade versus energia injetada – caso 2



Fonte: Autoria própria.

Assim notamos de forma clara, que existe uma vantagem do caso 2 em relação ao caso 1, pois é possível observar que parte da geração não terá a cobrança de Fio B. E pelos cálculos de viabilidade e economia confirmam essa tese. Como mostra a Figura 12.

Figura 12 – Análise financeira Caso 2

ANO	RENDIMENTO MÓDULO (%)	GERAÇÃO ANUAL (kWh/ano)	VALOR DO kWh C/ TRIBUTOS (R\$)	FIO B	COBRANÇA GRADUAL FIO B (%)	SIMULTANEIDADE (%)	VALOR PAGO DE FIO B ANUAL (R\$)	VALOR PAGO DE FIO B MENSAL (R\$)	CUSTO DE DISPONIBILIDADE RN 482/2012	SEM SOLAR (R\$)	COM SOLAR (R\$)	ECONOMIA (R\$)
2023	100	12000	0,94	0,2465	15	30	310,59	25,88	338,40	11280,00	310,59	10969,41
2024	98,5	11820	0,98	0,2465	30	30	611,86	50,99	351,94	11555,23	611,86	10943,37
2025	97,8	11736	1,02	0,2465	45	30	911,27	75,94	366,01	11932,04	911,27	11020,77
2026	97,1	11652	1,06	0,2465	60	30	1206,33	100,53	380,65	12320,50	1206,33	11114,17
2027	96,4	11568	1,10	0,2465	75	30	1497,04	124,75	395,88	12720,95	1497,04	11223,90
2028	95,7	11484	1,14	0,2465	90	30	1783,41	148,62	411,72	13133,72	1783,41	11350,31
2029	95	11400	1,19	0,2465	100	30	1967,07	163,92	428,18	13559,16	1967,07	11592,09
2030	94,3	11316	1,24	0,2465	100	30	1952,58	162,71	445,31	13997,62	1952,58	12045,04
2031	93,6	11232	1,29	0,2465	100	30	1938,08	161,51	463,12	14449,46	1938,08	12511,38
2032	92,9	11148	1,34	0,2465	100	30	1923,59	160,30	481,65	14915,06	1923,59	12991,47
2033	92,2	11064	1,39	0,2465	100	30	1909,09	159,09	500,91	15394,78	1909,09	13485,68
2034	91,5	10980	1,45	0,2465	100	30	1894,60	157,88	520,95	15889,01	1894,60	13994,41
2035	90,8	10896	1,50	0,2465	100	30	1880,10	156,68	541,79	16398,16	1880,10	14518,05
2036	90,1	10812	1,57	0,2465	100	30	1865,61	155,47	563,46	16922,61	1865,61	15057,00
2037	89,4	10728	1,63	0,2465	100	30	1851,12	154,26	586,00	17462,78	1851,12	15611,66
2038	88,7	10644	1,69	0,2465	100	30	1836,62	153,05	609,44	18019,09	1836,62	16182,47
2039	88	10560	1,76	0,2465	100	30	1822,13	151,84	633,82	18591,96	1822,13	16769,83
2040	87,3	10476	1,83	0,2465	100	30	1807,63	150,64	659,17	19181,83	1807,63	17374,20
2041	86,6	10392	1,90	0,2465	100	30	1793,14	149,43	685,54	19789,15	1793,14	17996,01
2042	85,9	10308	1,98	0,2465	100	30	1778,65	148,22	712,96	20414,36	1778,65	18635,71
2043	85,2	10224	2,06	0,2465	100	30	1764,15	147,01	741,48	21057,92	1764,15	19293,77
2044	84,5	10140	2,14	0,2465	100	30	1749,66	145,80	771,14	21720,31	1749,66	19970,65
2045	83,8	10056	2,23	0,2465	100	30	1735,16	144,60	801,98	22401,99	1735,16	20666,83

Fonte: Autoria própria.

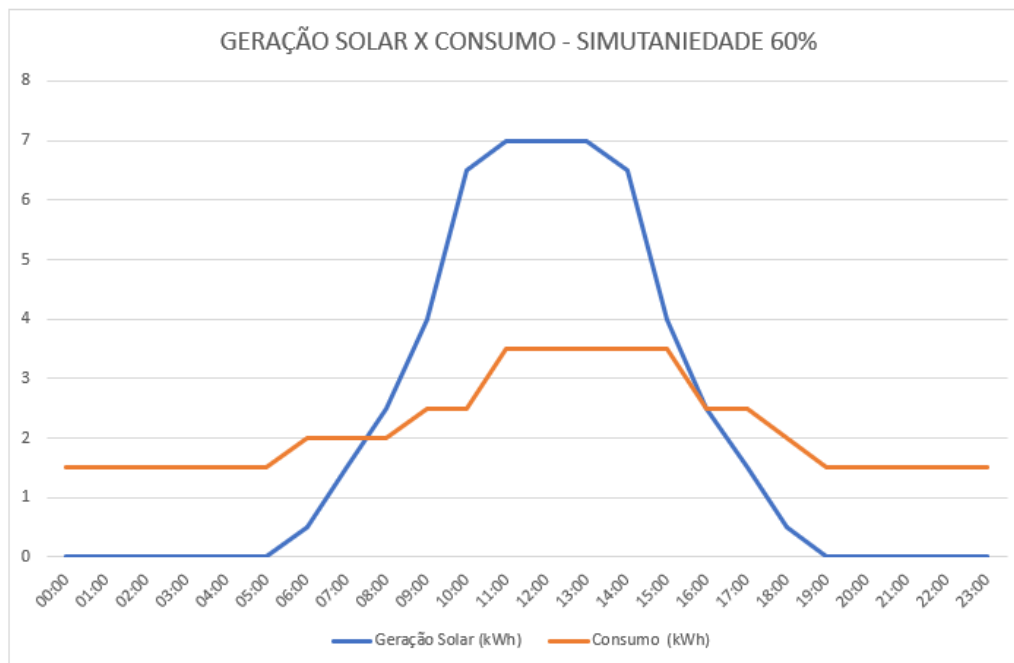
Verificando a Figura 12, constatamos que já se tem uma economia maior que o primeiro caso analisado, e que só a partir do ano de 2024 que se começa a pagar o percentual de fato do Fio B. Além disso, ao longo de todos os anos se tem uma economia maior, isso se dá, devido a simultaneidade se manter constante em todos esses anos, portanto sempre terá uma parcela não incidente de cobrança da TUSD fio B. A economia acumulada de todos os anos é de R\$ 335.318,19, um aumento de aproximadamente 5% se comparado ao caso 1, e um total de pagamentos de TUSD Fio B ou custo de disponibilidade de R\$ 37.789,49 uma redução percentual em torno de 30% fazendo a mesma comparação com cenário 1.

4.1.3 CASO 3: MICROGERAÇÃO COM AUTOCONSUMO COM FATOR DE SIMULTANEIDADE DE 60%

Nesse terceiro cenário hipotético onde foi pré estabelecido uma simultaneidade de 60%, significa que durante todo o período de geração do sistema, terá uma parcela significativa de consumo que coincide com o período de geração. Esses casos, se assemelha com o perfil de consumo comercial ou residencial com trabalho home office, onde o consumidor passa boa

parte do dia no local da geração e o seu consumo persiste durante todo o dia, se concentrando principalmente em horários de geração. Sendo assim, podemos traçar um perfil de consumo corresponde para esse cenário, conforme mostra a Figura 13.

Figura 13 – Perfil de consumo do caso 3 que tem simultaneidade 60%

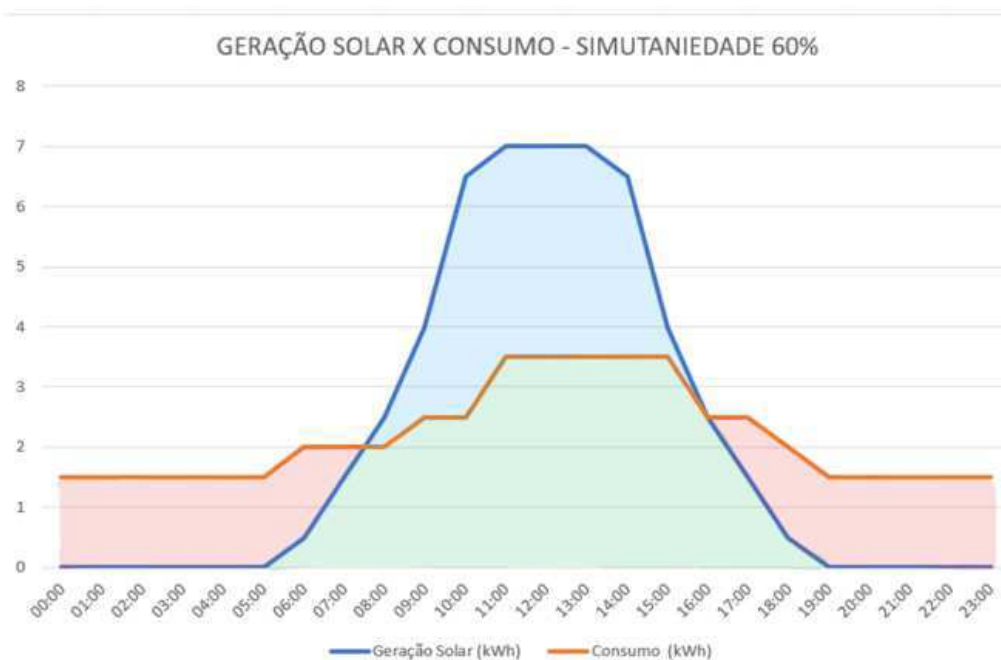


Fonte: Autoria própria.

Ainda tomando como referência a usina dimensionado nesse trabalho, alterando apenas a componente de simultaneidade mais uma vez, fica perceptível um perfil diferente de consumo. Onde diferentemente do primeiro e segundo casos, temos uma coincidência de consumo e geração no mesmo período ao longo do dia por um tempo mais prologado. Na Figura 14 teremos uma compreensão melhor do impacto da mudança de comportamento de consumo.

A grande diferença do caso 3 que tem simultaneidade de 60%, para o caso 2 que tem simultaneidade de 30% fica nítida na Figura 14. Onde a área hachurada pela cor vermelha (consumo ativo da rede) é muito menor, assim como, na área hachurada pela cor azul (energia Injetada).

Por sua vez, na área hachurada pela cor verde temos o consumo simultâneo (Simultaneidade) bem maior. Sabendo que esta área representa a energia que é consumida simultaneamente ao período de geração, ou seja, a unidade gera energia e já consome naquele mesmo instante, sem ser aferida pelo medidor. Se ela é maior, significa que menos energia será “taxada”, implica diretamente em mais vantagens financeiras para o consumidor.

Figura 14 – Relação de simultaneidade versus energia injetada – caso 3

Fonte: Autoria própria.

Comparado até então os 3 casos, nota-se um padrão para poder otimizar e fazer a viabilidade financeira da usina. O ponto que converge para tal análise é justamente o fator de simultaneidade, e os cálculos de viabilidade e economia atestam essa tese. Como mostra a Figura 15.

Figura 15 – Análise financeira Caso 3

ANO	RENDIMENTO MÓDULO (%)	GERAÇÃO ANUAL (kWh/ano)	VALOR DO kWh C/ TRIBUTOS (R\$)	FIO B	COBRANÇA GRADUAL FIO B (%)	SIMULTANIEDADE (%)	VALOR PAGO DE FIO B ANUAL (R\$)	VALOR PAGO DE FIO B MENSAL (R\$)	CUSTO DE DISPONIBILIDADE RN 482/2012	SEM SOLAR (R\$)	COM SOLAR (R\$)	ECONOMIA (R\$)
2023	100	12000	0,94	0,2465	15	60	177,48	14,79	338,40	11280,00	338,40	10941,60
2024	98,5	11820	0,98	0,2465	30	60	349,64	29,14	351,94	11555,23	351,94	11203,30
2025	97,8	11736	1,02	0,2465	45	60	520,73	43,39	366,01	11932,04	520,73	11411,31
2026	97,1	11652	1,06	0,2465	60	60	689,33	57,44	380,65	12320,50	689,33	11631,17
2027	96,4	11568	1,10	0,2465	75	60	855,45	71,29	395,88	12720,95	855,45	11865,49
2028	95,7	11484	1,14	0,2465	90	60	1019,09	84,92	411,72	13133,72	1019,09	12114,63
2029	95	11400	1,19	0,2465	100	60	1124,04	93,67	428,18	13559,16	1124,04	12435,12
2030	94,3	11316	1,24	0,2465	100	60	1115,76	92,98	445,31	13997,62	1115,76	12881,86
2031	93,6	11232	1,29	0,2465	100	60	1107,48	92,29	463,12	14449,46	1107,48	13341,99
2032	92,9	11148	1,34	0,2465	100	60	1099,19	91,60	481,65	14915,06	1099,19	13815,86
2033	92,2	11064	1,39	0,2465	100	60	1090,91	90,91	500,91	15394,78	1090,91	14303,87
2034	91,5	10980	1,45	0,2465	100	60	1082,63	90,22	520,95	15889,01	1082,63	14806,39
2035	90,8	10896	1,50	0,2465	100	60	1074,35	89,53	541,79	16398,16	1074,35	15323,81
2036	90,1	10812	1,57	0,2465	100	60	1066,06	88,84	563,46	16922,61	1066,06	15856,55
2037	89,4	10728	1,63	0,2465	100	60	1057,78	88,15	586,00	17462,78	1057,78	16405,00
2038	88,7	10644	1,69	0,2465	100	60	1049,50	87,46	609,44	18019,09	1049,50	16969,59
2039	88	10560	1,76	0,2465	100	60	1041,22	86,77	633,82	18591,96	1041,22	17550,75
2040	87,3	10476	1,83	0,2465	100	60	1032,93	86,08	659,17	19181,83	1032,93	18148,90
2041	86,6	10392	1,90	0,2465	100	60	1024,65	85,39	685,54	19789,15	1024,65	18764,50
2042	85,9	10308	1,98	0,2465	100	60	1016,37	84,70	712,96	20414,36	1016,37	19397,99
2043	85,2	10224	2,06	0,2465	100	60	1008,09	84,01	741,48	21057,92	1008,09	20049,83
2044	84,5	10140	2,14	0,2465	100	60	999,80	83,32	771,14	21720,31	999,80	20720,50
2045	83,8	10056	2,23	0,2465	100	60	991,52	82,63	801,98	22401,99	991,52	21410,47

Fonte: Autoria própria.

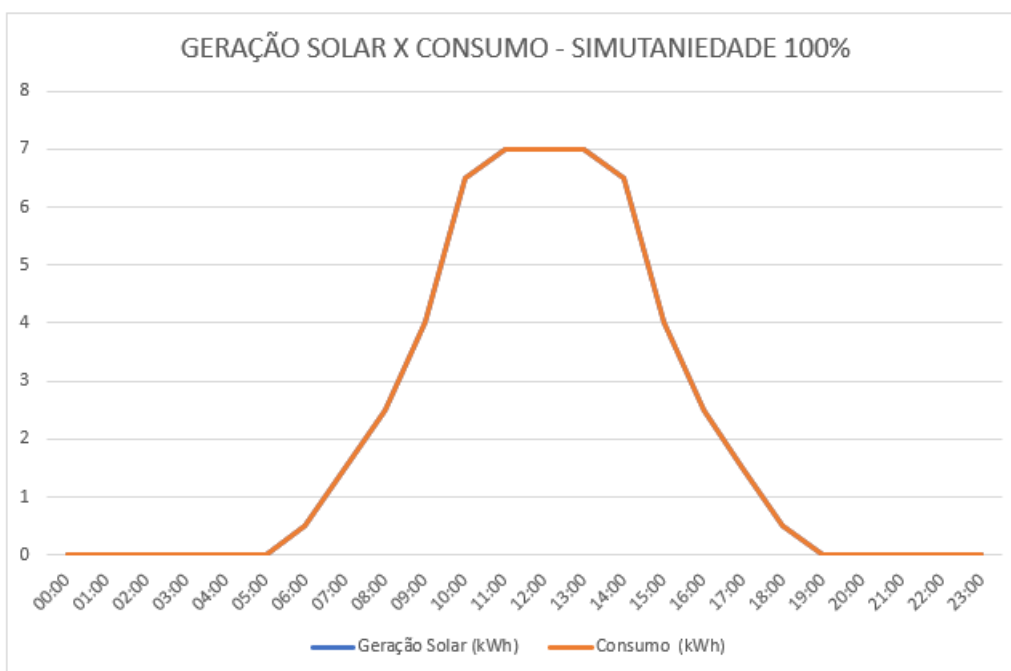
Analisando a Figura 15, como esperado é obtido uma economia maior que ambos casos 1 e 2, anteriormente, analisados. E que só a partir do ano de 2025 que se começa a pagar o percentual correspondente ao Fio B. Além disso, ao longo de todos os anos se tem uma economia maior, isso se dá mais uma vez, devido a simultaneidade se manter constante em todos esses anos, portanto sempre terá uma parcela, neste caso um pouco maior, que não incidente de cobrança da TUSD fio B. A economia acumulada de todos os anos é de R\$ 351.350,46, um aumento de aproximadamente 9% e 4,5% se comparado ao caso 1 e 2 respectivamente. Já pagamentos de TUSD Fio B ou custo de disponibilidade de R\$ 21.757,21 uma redução em torno de 60% e 43% fazendo a mesma comparação com cenário 1 e 2, respectivamente.

4.1.4 CASO 4: MICROGERAÇÃO COM AUTOCONSUMO COM FATOR DE SIMULTANEIDADE DE 100%

Nesse quarto cenário hipotético onde foi pré estabelecido uma simultaneidade de 100%, significa que durante todo o período de geração do sistema, toda energia gerada será consumida em sua totalidade ao mesmo tempo. Esse caso, é apostado ao caso 1, se naquele cenário consideramos um extremo, onde situava o “pior” contexto entre os analisados nesse estudo. Por sua vez, o caso 4, seria o ideal na teoria. Na prática, dificilmente veremos um sistema desse, porque a complexidade de balancear o consumo exatamente com a geração é praticamente impossível. Em um cenário mais realista e prático, para o caso 4, seria adicionar um conjunto de baterias para armazenar essa energia gerada e utilizar posteriormente, sem que haja, o uso da rede da concessionária, ou seja, estaríamos descrevendo um sistema híbrido ou off grid.

Além disso, trazer à tona esse cenário tem importância fundamental para consolidar o entendimento das diversas possibilidades que temos para lidar da melhor forma com a legislação vigente. Sendo assim, podemos traçar um perfil de consumo corresponde para esse cenário, conforme mostra a Figura 16.

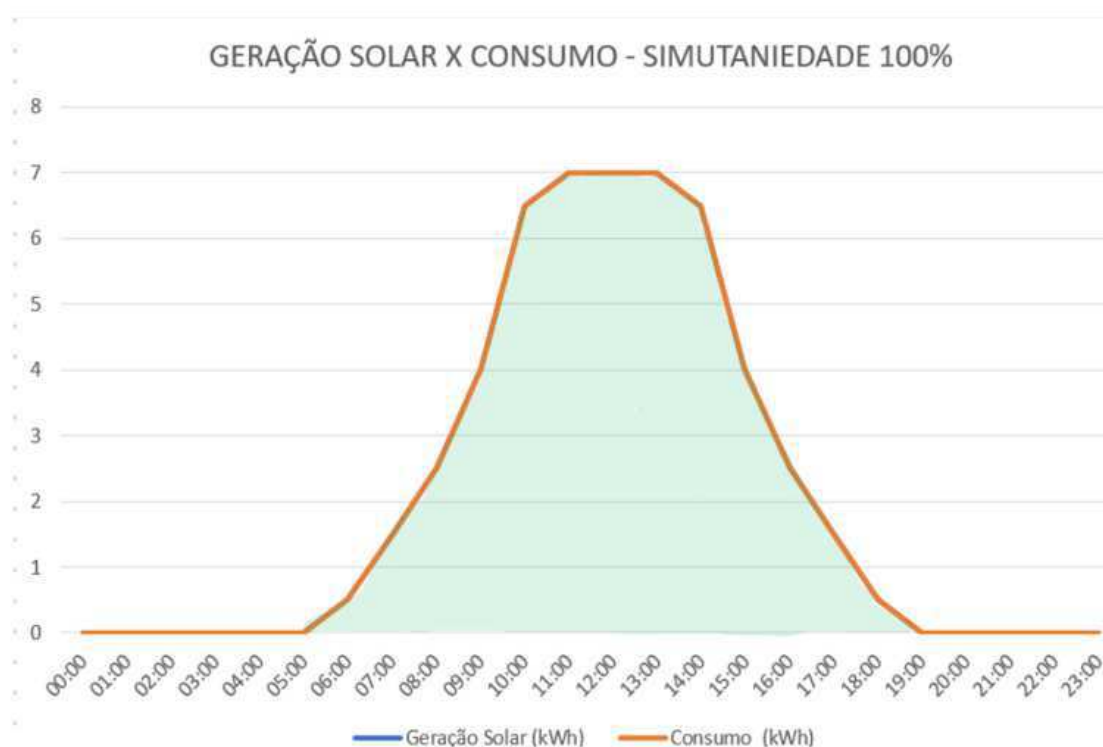
Figura 16 – Perfil de consumo do caso 4 que tem simultaneidade 100%



Fonte: Autoria própria.

Identificamos que a curva de consumo é exatamente igual a curva projetada para a geração, já que tem simultaneidade 100%.

Figura 17 – Relação de simultaneidade versus energia injetada – caso 4



Fonte: Autoria própria.

Ou seja, nesse caso, como nenhuma parte da energia é injetada, não existe a compensação da TUSD Fio B. Logo, o impacto da nova regra é nulo, o comportamento é análogo a sistemas homologados antes da vigência da lei.

Sendo assim, o consumidor que conseguir otimizar sua usina para características iguais ao do caso 4, pagará apenas o custo de disponibilidade, assim como era antes da Lei 14.300.

Comparado os 4 casos desse trabalho, nota-se que o padrão de otimização para atingir o ápice da viabilidade financeira da usina. A simultaneidade é apenas um dos fatores, pois nem sempre conseguiremos atingi-la, apesar de saber da sua importância. Na Figura 18 podemos identificar como dito, que no cenário 4 o comportamento é exatamente igual a uma usina antes da lei.

Figura 18 – Análise financeira Caso 3

ANO	RENDIMENTO O MÓDULO (%)	GERAÇÃO ANUAL (kWh/ano)	VALOR DO kWh C/ TRIBUTOS (R\$)	FIO B	COBRANÇ A GRADUAL FIO B (%)	SIMULT ANIEDA DE (%)	VALOR PAGO DE FIO B ANUAL (R\$)	VALOR PAGO DE FIO B MENSAL (R\$)	CUSTO DE DISPONIBILIDADE RN 482/2012	SEM SOLAR (R\$)	COM SOLAR (R\$)	ECONOMIA (R\$)
2023	100	12000	0,94	0,247	15	100	0,00	0,00	338,40	11280,00	338,40	10941,60
2024	98,5	11820	0,98	0,247	30	100	0,00	0,00	351,94	11555,23	351,94	11203,30
2025	97,8	11736	1,02	0,247	45	100	0,00	0,00	366,01	11932,04	366,01	11566,02
2026	97,1	11652	1,06	0,247	60	100	0,00	0,00	380,65	12320,50	380,65	11939,85
2027	96,4	11568	1,10	0,247	75	100	0,00	0,00	395,88	12720,95	395,88	12325,07
2028	95,7	11484	1,14	0,247	90	100	0,00	0,00	411,72	13133,72	411,72	12722,00
2029	95	11400	1,19	0,247	100	100	0,00	0,00	428,18	13559,16	428,18	13130,97
2030	94,3	11316	1,24	0,247	100	100	0,00	0,00	445,31	13997,62	445,31	13552,31
2031	93,6	11232	1,29	0,247	100	100	0,00	0,00	463,12	14449,46	463,12	13986,34
2032	92,9	11148	1,34	0,247	100	100	0,00	0,00	481,65	14915,06	481,65	14433,41
2033	92,2	11064	1,39	0,247	100	100	0,00	0,00	500,91	15394,78	500,91	14893,86
2034	91,5	10980	1,45	0,247	100	100	0,00	0,00	520,95	15889,01	520,95	15368,06
2035	90,8	10896	1,50	0,247	100	100	0,00	0,00	541,79	16398,16	541,79	15856,37
2036	90,1	10812	1,57	0,247	100	100	0,00	0,00	563,46	16922,61	563,46	16359,15
2037	89,4	10728	1,63	0,247	100	100	0,00	0,00	586,00	17462,78	586,00	16876,78
2038	88,7	10644	1,69	0,247	100	100	0,00	0,00	609,44	18019,09	609,44	17409,65
2039	88	10560	1,76	0,247	100	100	0,00	0,00	633,82	18591,96	633,82	17958,14
2040	87,3	10476	1,83	0,247	100	100	0,00	0,00	659,17	19181,83	659,17	18522,66
2041	86,6	10392	1,90	0,247	100	100	0,00	0,00	685,54	19789,15	685,54	19103,61
2042	85,9	10308	1,98	0,247	100	100	0,00	0,00	712,96	20414,36	712,96	19701,40
2043	85,2	10224	2,06	0,247	100	100	0,00	0,00	741,48	21057,92	741,48	20316,44
2044	84,5	10140	2,14	0,247	100	100	0,00	0,00	771,14	21720,31	771,14	20949,17
2045	83,8	10056	2,23	0,247	100	100	0,00	0,00	801,98	22401,99	801,98	21600,01

Fonte: Autoria própria.

Como esperado, analisando a Figura 18, é obtido uma economia maior que todos os casos visto anteriormente. A não existência de cobrança de Fio B em nenhum dos anos tem um impacto significativo. A economia acumulada de todos os anos é de R\$ 360.716,18, um aumento de aproximadamente 12%, 7% e 3% se comparado aos casos 1, 2 e 3 respectivamente. Já pagamentos que o consumidor final paga ao longo de período estabelecido de TUSD Fio B ou custo de disponibilidade é de R\$ 12.391,49 uma redução em torno de 77%, 67% e 43% fazendo a mesma comparação com cenário 1, 2 e 3, respectivamente.

Vale ressaltar, que se tratando da situação do caso 4 versus sistemas homologados antes da Lei 14.300 com direito adquirido, onde convergem o comportamento em relação ao faturamento e pagamento apenas do custo de disponibilidade, a principal diferença é que nos sistemas com o direito adquirido não existe nenhuma preocupação em relação a simultaneidade. Sendo assim, para esses projetos, independente da simultaneidade a tarifa será compensada de forma integral.

4.1.5 COMPARAÇÃO DO IMPACTO DA SIMULTANIEDADE

Para demonstrar os impactos financeiros da simultaneidade em projetos de microgeração após a Lei 14.300, foi desenvolvido um estudo de caso que analisou quatro cenários distintos de simultaneidade: 0%, 30%, 60% e 100%. A análise evidenciou como a geração e o consumo simultâneos influenciam os custos operacionais e o retorno sobre o investimento. Como podemos observar na Figura 19, um resumo dos resultados obtidos na análise.

Figura 19 – Comparação de ganho e perdas entre os 4 casos de estudo

	SIMULTANIEDADE			
	0%	30%	60%	100%
ECONOMIA GERADA ATÉ 2045	R\$ 319.122,69	R\$ 335.318,19	R\$ 351.350,46	R\$ 360.716,18
VALOR PAGO DE FIO B OU CUSTO DE DISPONIBILIDADE	R\$ 53.984,98	R\$ 37.789,49	R\$ 21.757,21	R\$ 12.391,49

Fonte: Aatoria própria.

Antes da Lei 14.300, a simultaneidade não era um fator de impacto financeiro relevante para projetos de microgeração, pois o sistema de compensação de energia isentava os geradores dos custos de uso da rede. Entretanto, com as novas regras tarifárias impostas pela legislação, a simultaneidade passou a ser o principal determinante da viabilidade econômica dos sistemas de energia solar. Projetos que conseguem maximizar a simultaneidade entre geração e consumo evitam as novas tarifas, melhoram significativamente o retorno financeiro e se mostram mais resilientes às mudanças regulatórias. Em termos percentuais, na Figura 20, mostra a diferença entre esses casos, tomando como referência o melhor cenário.

Figura 20 – Comparação de ganho e perdas em (%) entre os 4 casos de estudo

	SE COMPARADO COM O MELHOR CENÁRIO (100%) DE SIMULTANIEDADE		
	SIMULTANIEDADE 0%	SIMULTANIEDADE 30%	SIMULTANIEDADE 60%
PERDA DE ECONOMIA (PERCENTUAL)	12%	7%	3%
REDUÇÃO DE CUSTOS (PGT. FIO B E CUST. DISPON.)	-77%	-67%	-43%

Fonte: Autoria própria.

5. CONCLUSÕES

Com base no estudo de caso realizado neste trabalho, onde foi abordado sobre a viabilidade econômica e os impactos da Lei 14.300/2022 no contexto de usinas fotovoltaicas de microgeração, com um estudo de caso que exemplificou os desafios e as oportunidades desse setor no Brasil. A análise demonstrou que a aplicação da Lei trouxe modificações significativas no modelo de compensação de energia, o que influencia diretamente a rentabilidade de projetos de geração distribuída. Entre os principais pontos discutidos, destaca-se a importância da simultaneidade no consumo e geração de energia nos sistemas fotovoltaicos, um fator crucial para maximizar o aproveitamento da energia gerada e reduzir a dependência da rede elétrica.

A simultaneidade, quando bem planejada, oferece vantagens econômicas importantes, pois quanto maior o alinhamento entre o consumo e a geração instantânea de energia, menor será a necessidade de compensação junto à distribuidora, reduzindo custos operacionais e maximizando o retorno financeiro do investimento. Essa estratégia também diminuiu os impactos das mudanças tarifárias impostas pela Lei 14.300, tornando os sistemas fotovoltaicos ainda mais atraentes para consumidores que conseguem ajustar seu perfil de consumo à curva de geração solar.

Além disso, este estudo também explorou outras soluções tecnológicas que podem complementar ou potencializar os benefícios econômicos dos sistemas fotovoltaicos, como a integração de sistemas híbridos (como a utilização de baterias). Essas alternativas podem ampliar a resiliência do sistema, proporcionando maior flexibilidade e proteção contra oscilações no fornecimento de energia, além de mitigar o impacto financeiro das mudanças regulatórias.

Portanto, conclui-se que, embora a Lei 14.300 tenha introduzido desafios para o setor de microgeração distribuída, os sistemas continuam sendo bastante atrativos do ponto de vista

financeiro e estão em plena expansão, além disso, a aplicação de estratégias de simultaneidade no consumo, aliada à adoção de soluções como sistemas híbridos, pode trazer vantagens significativas tanto do ponto de vista econômico quanto operacional. A expansão dessas tecnologias e a adoção de modelos de geração distribuída mais resilientes são fundamentais para garantir a viabilidade a longo prazo dos projetos de usinas fotovoltaicas no Brasil, contribuindo não apenas para a sustentabilidade energética, mas também para a diversificação e a modernização do setor elétrico nacional.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABSOLAR. **Energia Solar Fotovoltaica no Brasil Infográfico ABSOLAR**. 2024. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em: 15 agosto. 2024.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída – Resolução Normativa nº 482/2012:Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL**. 2018. Disponível em: <https://antigo.aneel.gov.br/documents/656877/18485189/6+Modelo+de+AIR+-+SRD+-+Gera%C3%A7%C3%A3o+Distribuida.pdf/769daa1c-51af-65e8-e4cf-24eba4f965c1>. Acesso em: 17 agosto. 2024.

ANEEL - **Cadernos Temáticos ANEEL Micro e Minigeração Distribuída Sistema de Compensação de Energia Elétrica 2ª edição**. 2016. Disponível em:https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/7576912/mod_resource/content/0/Caderno%20tematico%20Micro%20e%20Minigera%C3%A7%C3%A3o%20Distribuida%20-%20%20edicao.pdf. Acesso em: 25 agosto 2024.

ANEEL - **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 687, DE 24 DE NOVEMBRO DE 2015**. Disponível em: <https://solistec.com.br/wp-content/uploads/2016/03/RN-687-2015.pdf>. Acesso em: 25 de agosto 2024

BRASIL. **Assembleia Legislativa. Constituição (2022). Lei nº 14.300, de 07 de janeiro de 2022. Lei 14.300**. Distrito Federal, Disponível em: <https://in.gov.br/en/web/dou/-/lei-n-14.300-de-6-de-janeiro-de-2022-372467821>. Acesso em: 15 agosto de 2024.

CRESESB. **centro de referência para energia solar e eólica sergio de salvo brito. Mapa de Irradiância Solar**. Rio de Janeiro: CRESESB, 2023.

GREENER. **Análise do Marco Legal da Geração Distribuída Sancionado o PL5.829/2019 que institui o Marco Legal da MMGD.** 2022. Disponível em: <https://www.greener.com.br/estudo/analise-do-marco-legal-da-geracao-distribuida-lei-14-300-2022/>. Acesso em: 02 de setembro. 2024.

IBGE . **INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA.** Cruzeta - RN. Rio de Janeiro: IBGE, 2023.

NETO, José Vieira et al. **Estudo dos impactos na viabilidade econômico financeira a partir dos impactos na revisão da norma sobre a geração distribuída fotovoltaica.** In: VII Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS 2018. 2020.

SENADO, Agência. **Lei institui marco legal da micro e minigeração de eletricidade.** 2022. Disponível em: [https://www.camara.leg.br/noticias/843782-lei-institui-marco-legal-da-micro-e-minigeracao-de-energia/#:~:text=O%20presidente%20Jair%20Bolsonaro%20sancionou](https://www.camara.leg.br/noticias/843782-lei-institui-marco-legal-da-micro-e-minigeracao-de-energia/#:~:text=O%20presidente%20Jair%20Bolsonaro%20sancionou.). Acesso em 02 de setembro de 2024.

SOLSTICIO ENERGIA. **Como funciona o medidor bidirecional da energia solar?** 2019. Disponível em: < [https://www.solsticioenergia.com/tudo-sobre-a-tarifa-e-a-fatura-de-energia-eletrica/#:~:text=Os%20custos%20da%20tarifa%20de,%E2%80%93%2029%2C5%25%20do%20total](https://www.solsticioenergia.com/tudo-sobre-a-tarifa-e-a-fatura-de-energia-eletrica/#:~:text=Os%20custos%20da%20tarifa%20de,%E2%80%93%2029%2C5%25%20do%20total.). Acesso em 01 de setembro de 2024.