



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

MAYRA GABRIELLE SANTANA LEMOS

**ANÁLISE DO TEMPO DE PAYBACK DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
CONECTADOS À REDE CLASSIFICADOS COMO GD II**

Recife
2024

MAYRA GABRIELLE SANTANA LEMOS

**ANÁLISE DO TEMPO DE PAYBACK DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
CONECTADOS À REDE CLASSIFICADOS COMO GD II**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Orientador(a): Prof. Dr. Márcio Rodrigo Santos de Carvalho

Recife
2024

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do programa de geração automática do SIB/UFPE

Lemos, Mayra Gabrielle Santana.

Análise do tempo de payback de sistemas fotovoltaicos conectados à rede
classificados como GD II / Mayra Gabrielle Santana Lemos. - Recife, 2024.
70 p. : il., tab.

Orientador(a): Márcio Rodrigo Santos de Carvalho

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade Federal de
Pernambuco, Centro de Tecnologia e Geociências, Engenharia Elétrica -
Bacharelado, 2024.

Inclui referências, anexos.

1. Lei 14.300. 2. Payback. 3. GD II. 4. Sistema fotovoltaico conectado à
rede. 5. Fio B. I. Carvalho, Márcio Rodrigo Santos de. (Orientação). II. Título.

620 CDD (22.ed.)

MAYRA GABRIELLE SANTANA LEMOS

**ANÁLISE DO TEMPO DE PAYBACK DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
CONECTADOS À REDE CLASSIFICADOS COMO GD II**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheira Eletricista.

Aprovado em: 17/10/2024

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Márcio Rodrigo Santos de Carvalho (Orientador)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. M.Sc. Artur Muniz Szpak Furtado (Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

Eng. M.Sc. Valdemar Moreira Cavalcante Junior (Examinador Externo)
Universidade Federal de Pernambuco

Este trabalho é dedicado à minha
família, por acreditarem.

AGRADECIMENTOS

A Deus pelo dom da vida e por ser meu refúgio e força durante todo o caminho percorrido;

Aos meus pais, Maurílio (*in memoriam*) e Valdeci, por toda a educação, carinho, incentivo e por sempre acreditarem;

Ao meu irmão Júnior, por ser meu grande amigo e sempre estar comigo;

Aos meus avós maternos, Maria e José Miguel (*in memoriam*), em especial a minha avó por todo o amor e por sempre estar ao meu lado independentemente das circunstâncias;

Às minhas tias, Cecília e Julieta, pelo importante papel desempenhado na minha educação;

A Rodrigo, por ter me apoiado em toda a produção desse trabalho e ter sido luz nos momentos mais escuros;

Aos meus amigos por serem companheiros, fontes de alegria e me ajudarem tanto nessa jornada;

Ao Grupo Galva Energia por sempre apoiarem e me ensinarem tanto;

À minha terapeuta, por ir além;

Em especial ao meu professor orientador, Márcio Rodrigo Santos de Carvalho, pelo incentivo e conhecimento oferecido em todo o projeto, sua orientação foi essencial para a conclusão desse trabalho;

A Universidade Federal de Pernambuco por todo o conhecimento e experiências fornecidos durante minha formação.

RESUMO

Nos últimos anos, a energia solar fotovoltaica se tornou a principal fonte da geração distribuída no Brasil, ultrapassando a marca de 4 milhões de unidades consumidoras segundo dados divulgados pela Agência Nacional de Energia Elétrica. Entre os principais fatores que contribuem para impulsionar a implantação de um Sistema Fotovoltaicos Conectado à Rede, o que mais se sobressai é o tempo de retorno do investimento (*payback*) significativamente menor quando comparado à vida útil dos equipamentos do gerador ou da usina solar. Entretanto, recentes mudanças no contexto regulatório da Geração Distribuída no Brasil introduzidas pela Lei 14.300 de 2022 ocasionaram um ambiente de incertezas e dúvidas no setor de energia solar. Os consumidores passaram a questionar se ainda valeria a pena investir em energia solar, já que a tarifa de energia elétrica não seria mais compensada integralmente. Nos moldes da nova regulação, a unidade consumidora, que possui um sistema fotovoltaico conectado à rede, compensa totalmente a parcela da tarifa relacionada à geração da eletricidade, porém precisa remunerar a concessionária de energia pela injeção de energia na rede e posteriormente compensada, através do pagamento do Fio B. Foi estipulado que a distribuidora de energia deve faturar o maior valor entre a taxa de disponibilidade do cliente e a parcela do Fio B sobre a energia compensada para clientes do grupo B. Por essas razões, é de extrema importância avaliar o impacto gerado, bem como entender as novas regras estipuladas. Através de dados reais de uma usina solar em pleno funcionamento, avaliou-se o impacto no seu *payback* caso a unidade fosse classificada como GD II. A análise consistiu em determinar-se a economia gerada pelo sistema e o tempo de *payback* de acordo com as regras da REN 482/2012 (GD I) e posteriormente com as regras da Lei 14.300 (GD II). A fim de verificar a influência do perfil de consumo no *payback*, alterou-se a simultaneidade consumo à geração e determinou-se a economia gerada por essa mesma usina seguindo as regras de compensação como GD II. Após a análise das três situações, fez-se uma comparação entre elas para avaliar a real influência da Lei 14.300.

Palavras-chave: Lei 14.300; *Payback*; GD II; Sistema fotovoltaico conectado à rede; Fio B.

ABSTRACT

In recent years, photovoltaic solar energy has become the main energy source of distributed generation in Brazil, surpassing the mark of 4 million consumer units according to data released by National Agency of Electric Energy. Among the main factors that contribute to boosting the installations of Grid-Connected Photovoltaic Systems, what stands out most is the significantly shorter payback time when compared to the lifespan of the generator or solar power plant. However, recent changes in the regulatory context of Distributed Generation in Brazil introduced by Law 14,300 of 2022 have led to an environment of uncertainty and concerns within the solar energy sector. Consumers began to question whether it would still be worth investing in solar energy, as the electricity tariff would no longer be fully compensated. According to the new regulation, the consumer unit, which has a Grid-Connected Photovoltaic System, fully compensates for the portion of the tariff related to electricity generation but needs to remunerate the energy concessionaire for the injection of energy into the grid and subsequently compensated, through the payment of B wire. It was stipulated that the energy distributor must bill the highest value between the customer's availability rate and B wire's share of the compensated energy for group B units. Due to these reasons, it is extremely important to evaluate the impact generated, as well as understand the new rules stipulated. Using real data from a fully functioning solar power plant, the impact on its return was evaluated if the unit was classified as GD II. The analysis consisted of determining the savings generated by the system and the payback time in accordance with the rules of REN 482/2012 (GD I) and subsequently with the rules of Law 14,300 (GD II). To verify the influence of the consumption profile on the payback, the simultaneity of consumption to generation was changed and the savings generated by that same plant were determined following the remuneration rules such as GD II. After analyzing the three situations, a comparison was made between them to evaluate the real influence of Law 14.300.

Keywords: 14,300 Law; Payback; GD II; Photovoltaic system grid-connected; B Wire.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Linha do tempo da regulação da GD no Brasil.....	14
Figura 2 – Geração Centralizada Brasileira.....	16
Figura 3 – Funcionamento do efeito fotovoltaico.....	18
Figura 4 – Funcionamento sistema <i>on-grid</i>	19
Figura 5 – Possibilidades de custo de disponibilidade.....	23
Figura 6 – Estrutura Tarifária do Grupo A.....	23
Figura 7 – Sistema de Compensação - SCEE.....	24
Figura 8 – Composição da TUSD.....	28
Figura 9 – Composição da TE.....	28
Figura 10 – Alternativas propostas pela ANEEL para a Compensação de Energia ..	29
Figura 11 – Projeção de usinas instaladas de microgeração nas diferentes alternativas.....	30
Figura 12 – Mudanças no limite de potência de MMGD após a Lei 14.300/2022.....	31
Figura 13 – Escalonamento do Fio B para GD II.....	34
Figura 14 – Período de transição da Lei 14.300.....	34
Figura 15 – Mudanças no faturamento mínimo das unidade consumidoras do grupo B.....	35
Figura 16 – Gráfico de <i>payback</i> simples.....	38
Figura 17 – Modalidades de Transição da Lei 14.300/2022.....	39
Figura 18 – <i>Payback</i> médio por estados, em anos, para sistemas com porte de 50 kWp.....	40

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Tipos de Fonte da Geração Distribuída.....	17
Tabela 2 – Conceitos importantes acerca do SCEE	21
Tabela 3 – Exemplo do SCEE	22
Tabela 4 – Faturamento mínimo das unidades consumidoras.....	22
Tabela 5 – Compensação Grupo A.....	24
Tabela 6 – Cenários de compensação do Fio B.....	36
Tabela 7 – Características gerais do SFCR.	41
Tabela 8 – Alíquotas dos impostos no período analisado	43
Tabela 9 – Dados utilizados na economia do primeiro ano.....	46
Tabela 10 – Dados utilizados na economia a partir de junho/2024.....	48
Tabela 11 – Economia dos primeiros doze meses na REN 482	49
Tabela 12 – Economia total na vigência da REN 482	50
Tabela 13 – Economia e fluxo de caixa do SFCR – GD I.....	50
Tabela 14 – Economia dos primeiros doze meses – GD II	52
Tabela 15 – Economia total na vigência da Lei 14.300	52
Tabela 16 – Economia e fluxo de caixa do SFCR – GD II.....	53
Tabela 17 – Dados utilizados na economia do primeiro ano após mudança na simultaneidade	55
Tabela 18 – Dados utilizados na economia a partir de junho de 2024 para FS = 42%	55
Tabela 19 – Economia do primeiro ano na Lei 14.300 para FS = 42%.....	56
Tabela 20 – Economia total na vigência da Lei 14.300 para FS = 42%.....	56
Tabela 21 – Economia e fluxo de caixa do SFCR com FS = 42% – GD II.....	57
Tabela 22 – Resumo dos resultados	58

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AIR	Análise de Impacto Regulatório
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
Art.	Artigo
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CONFAZ	Conselho Nacional de Política Fazendária
COSIP	Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadoria e Serviços
EMUC	Empreendimento de Múltiplas Unidades Consumidoras
GC	Geração Centralizada
GD	Geração Distribuída
GW	Gigawatt
kV	Quilovolt
kW	Quilowatt
kWh	Quilowatt-hora
MMGD	Micro e Minigeração Distribuída
NA	Não se aplica
PCAT	Planilha de Cálculo e Abertura das Tarifas
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PIS	Programa de Integração Social
REH	Resolução Homologatória
REN	Resolução Normativa
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
TE	Tarifa de Energia
TFSEE	Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
UC	Unidade Consumidora

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	OBJETIVOS	15
1.1.1	Geral.....	15
1.1.2	Específicos	15
1.2	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	15
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	16
2.1	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL	16
2.1.1	Energia Solar Fotovoltaica	17
2.2	RESOLUÇÃO NORMATIVA 482	20
2.2.1	Resolução Normativa 517/2012.....	25
2.2.2	Resolução Normativa 687/2015.....	26
2.2.3	Resolução Normativa 786/2017	27
2.3	DISCUSSÕES PRÉ-LEI 14.300.....	27
2.4	LEI 14.300: MARCO LEGAL DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	30
2.4.1	Micro e Minigeração Distribuída.....	31
2.4.2	Unidades Consumidoras B Optante.....	32
2.4.3	REH 3.169/2022: novas nomenclaturas	33
2.4.4	Fio B	33
2.4.5	Custo de disponibilidade	35
2.4.6	Demanda Contratada	36
2.4.7	GD III	37
2.5	IMPACTO DAS NOVAS REGRAS DE COMPENSAÇÃO NO TEMPO DE <i>PAYBACK</i>	38
3	DESENVOLVIMENTO	41
3.1	INTRODUÇÃO	41
3.2	DADOS E CONSIDERAÇÕES.....	42
3.2.1	Valores de tarifas de energia considerados na análise	44
3.2.2	Dados do SFCR utilizados para determinar a economia.....	46
3.2.3	Faturamento	48
3.3	CENÁRIO 1: REN 482/2012	49
3.4	CENÁRIO 2: LEI 14.300/2022	52
3.5	CENÁRIO 3 – LEI 14.300/2022 (ALTERANDO O FATOR DE SIMULTANEIDADE).....	54
3.6	SÍNTESE DOS RESULTADOS.....	58
4	CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE.....	59
	REFERÊNCIAS.....	62
	ANEXOS	67

1 INTRODUÇÃO

A Energia Solar Fotovoltaica, fonte de energia que converte radiação solar em eletricidade, vem apresentando um crescimento considerável no Brasil desde o seu início. A primeira Usina Solar comercial do país, localizada no estado do Ceará, entrou em operação em agosto de 2011 com uma capacidade instalada de 1MW [1], e em junho de 2024, o Brasil ultrapassou a marca de 44 gigawatts (GW) de potência instalada em Energia Solar, consolidando-se como a segunda maior fonte energética da matriz elétrica nacional, atrás apenas da hídrica [2]. No final de junho de 2024, o Brasil contava com mais de 2,7 milhões de unidades consumidoras com energia solar dentro da GD [3], demonstrando a relevância da fonte na vida dos cidadãos brasileiros.

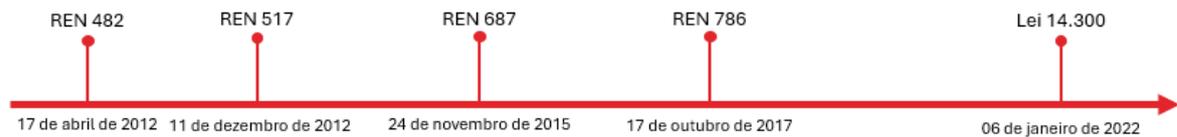
Desde 2012, a energia solar foi responsável pela arrecadação de R\$50,3 bilhões ao tesouro nacional, bem como pela geração de 1,1 milhão de empregos e evitou a emissão de mais de 45,3 milhões de toneladas de Gás Carbônico (CO₂) na geração de energia elétrica [4]. A economia garantida na fatura de energia atrelada a uma vida útil de 25 anos dos sistemas foi de grande importância na fomentação de investimentos no setor.

A ampliação do acesso à Geração Distribuída (GD), em 2012, com a divulgação da Resolução Normativa 482 (REN 482) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) foi o principal impulsionador para o desenvolvimento do setor solar no país [5]. A possibilidade de os consumidores brasileiros gerarem a própria eletricidade conectados à rede elétrica e poderem participar do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), o qual permite que cada unidade energia injetada na rede poderia ser compensada, foram fatores decisivos para o progresso da energia solar no Brasil.

Em 2023, instituiu-se o Marco Legal da Geração Distribuída, com a promulgação da Lei 14.300, que trouxe diversas alterações no funcionamento do setor de GD. A nova regulamentação impactou diretamente o SCEE, prevendo o pagamento pelo uso do sistema de distribuição de eletricidade [6]. Agora, a energia injetada na rede não seria mais compensada integralmente, como na vigência da REN 482, e o perfil de consumo da unidade influencia na economia trazida pelo sistema fotovoltaico. As regras e mudanças trazidas pelo marco legal serão explicadas de forma mais aprofundada ao longo do trabalho.

A Figura 1 apresenta uma linha do tempo dos principais eventos regulatórios relacionados à Geração Distribuída no Brasil

Figura 1 – Linha do tempo da regulação da GD no Brasil



Fonte: Elaborado pelo autor com base em [7,8].

Com o advento da Lei 14.300/2022, o tempo de retorno do investimento (*payback*) dos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR's) foi afetado, estando agora diretamente ligado à simultaneidade de consumo à geração das unidades. Ou seja, ao investir em uma usina solar fotovoltaica, é preciso levar em consideração o total de energia que não será consumido instantaneamente e, conseqüentemente, injetado na rede, para estimar-se o retorno financeiro da usina. Essas circunstâncias, provocaram um ambiente de incertezas e a nova lei ficou até conhecida popularmente como a “taxação do sol”.

Dessa forma, é extremamente importante o estudo do impacto da Lei 14.300 no retorno financeiro dos sistemas fotovoltaicos para verificar variações do tempo de *payback* com relação aos SFCR's homologados antes do dia 07 de janeiro de 2023.

Portanto, o objetivo deste trabalho é responder a esse questionamento através do estudo e análise do tempo de *payback* de uma usina solar real e em pleno funcionamento, caso a unidade fosse classificada como GD I e caso fosse GD II.

1.1 Objetivos

1.1.1 Geral

Analisar o impacto no tempo de *payback* decorrente das mudanças de faturamento e compensação instituídos pela Lei 14.300/2022 em um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede classificado como GD II.

1.1.2 Específicos

- Encontrar o Fator de Simultaneidade (FS) da usina em estudo;
- Determinar a economia e o *payback* do SFCR na vigência da Resolução Normativa 482;
- Determinar a economia e o *payback* do SFCR na vigência da Lei 14.300 e analisar suas implicações para diferentes fatores de simultaneidade.

1.2 Organização do Trabalho

O trabalho está organizado em 4 capítulos de forma que se possa obter a melhor compreensão do tema abordado:

O primeiro capítulo apresenta a relevância e justificativa deste trabalho;

O segundo apresenta o embasamento teórico do trabalho, tendo como foco conceitos e requisitos importantes na regulação de Geração Distribuída e Sistema de Compensação de Energia Elétrica;

O terceiro consiste no desenvolvimento do trabalho, ou seja, toda a abordagem da pesquisa, como foi realizada, os resultados obtidos e suas respectivas análises;

O quarto e último capítulo reúne todas as informações apresentadas anteriormente. Detalhando se os objetivos foram alcançados e as conclusões que se pode obter desses resultados, bem como uma proposta de continuidade, para que mais avanços surjam na área sob estudo.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

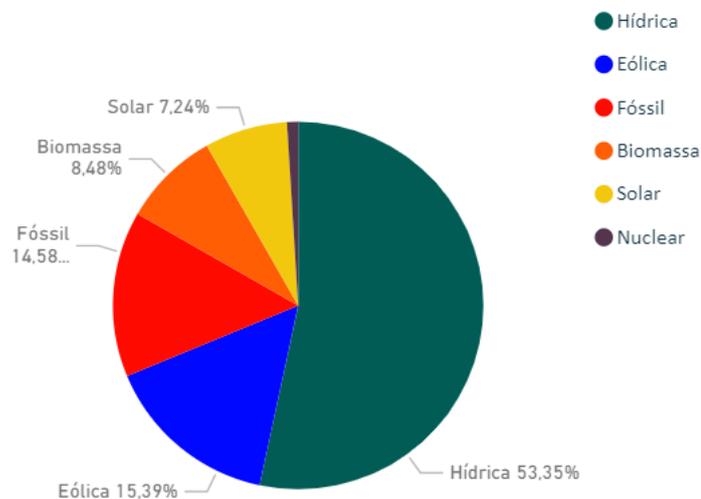
Ao longo deste capítulo é apresentado o histórico e contexto regulatório da Geração Distribuída no Brasil, assim como os conceitos relevantes na compreensão da problemática proposta por este trabalho, bem como seus resultados.

2.1 Geração Distribuída no Brasil

Desde a Revolução Industrial, a busca por fontes de energia elétrica que supram a crescente demanda dos consumidores é um tópico de discussão para governos ao redor do mundo, com foco sobretudo na Geração Centralizada (GC), que é marcada pelas grandes centrais de geração de energia elétrica afastadas das unidades de consumo. Associado a esse cenário de procura por novas fontes, há uma crescente preocupação com o impacto socioambiental das ações humanas.

No Brasil, a GC é predominantemente de fonte hidrelétrica [9], como pode ser visto na Figura 2, que é considerada uma energia limpa [10]. Apesar do forte potencial hidrelétrico do país, 70% dos locais em potencial localizam-se em biomas importantes como Amazônia e Cerrado, tornando-se um fator limitante para a expansão das hidrelétricas [11]. Dentro desse contexto, a Geração Distribuída apresenta-se como uma aliada para o atendimento da crescente demanda de energia elétrica nacional.

Figura 2 – Geração Centralizada Brasileira



Fonte: [12].

De acordo com estudos realizados, os benefícios da GD para o sistema elétrico brasileiro podem chegar a R\$ 84,94 bilhões até 2031 [13]. Dentre as vantagens dessa modalidade de geração, caracterizada pela proximidade dos geradores à carga, destacam-se:

- i) redução dos custos da distribuição e transmissão de energia [14,15];
- ii) redução nas perdas elétricas do sistema [14,15];
- iii) redução no carregamento das redes, pois muitas vezes a energia está sendo gerada por quem está consumindo, não sendo necessário receber energia das linhas de distribuição [14,15];
- iv) redução de danos ambientais e diversificação da matriz energética, já que a maioria das fontes é limpa e renovável [14,15].

Além do alto índice de radiação solar no território brasileiro, favorecendo bastante essa fonte, a “simplicidade” da instalação e baixa manutenção faz com que seja bastante vantajoso investir nessa forma de geração [16].

De acordo com a ANEEL, no final de junho de 2024, o Brasil alcançou aproximadamente 31 gigawatts (GW) de potência instalada na GD, sendo a energia solar fotovoltaica responsável por mais de 99% desse montante [3], como pode ser visto na Tabela 1. Tal informação atesta a relevância da energia solar para a matriz elétrica nacional.

Tabela 1 – Tipos de Fonte da Geração Distribuída

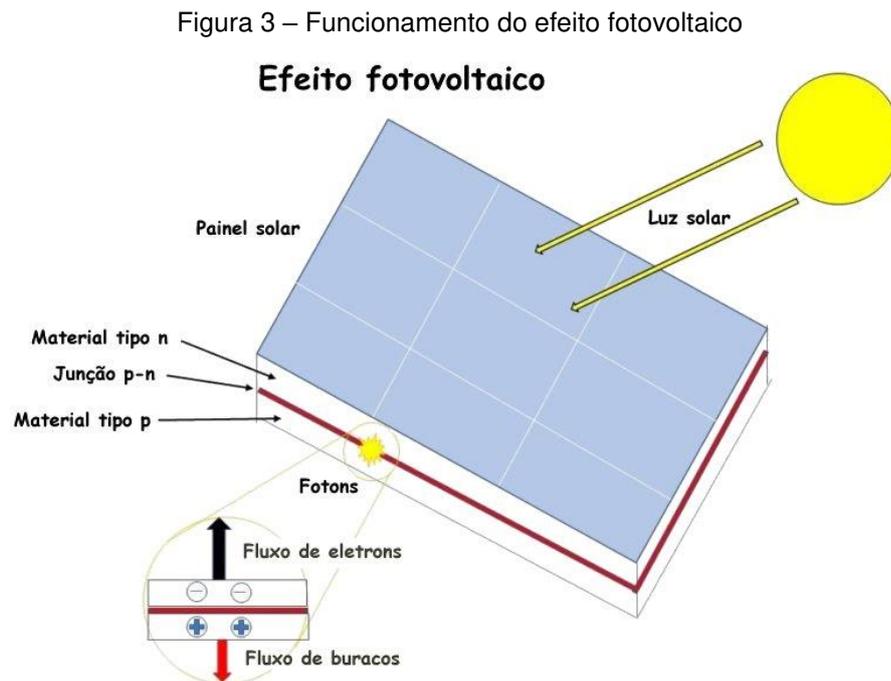
Fonte	Potência Instalada (kW)
Centrais Geradoras Hidrelétricas	63.827,17
Centrais Geradoras Eólicas	17.372,32
Centrais Geradoras Fotovoltaicas	30.564.902,84
Centrais Geradoras Termelétricas	190.145,73

Fonte: [3].

2.1.1 Energia Solar Fotovoltaica

A energia solar fotovoltaica é o processo em que a radiação solar é convertida em energia elétrica através do efeito fotovoltaico, processo em que há o surgimento

de uma tensão quando um material semicondutor, geralmente o silício, é exposto à luz solar [17]. Em sistemas fotovoltaicos, essa conversão da luz solar em corrente elétrica se dá nas placas (painéis ou módulos) solares, formadas por células fotovoltaicas conectadas entre si. A Figura 3 mostra o funcionamento do efeito fotovoltaico em um painel solar.



Fonte: [18].

Uma das grandes vantagens da energia solar fotovoltaica se dá justamente na forma como a luz solar é convertida em eletricidade, por ser um processo de baixo impacto ambiental, como ilustrado por Ivan Chambouleyron:

O processo de geração, executado por dispositivos semicondutores, não tem partes móveis, não produz cinzas nem outros resíduos e, por não liberar calor residual, não altera o equilíbrio da biosfera(...). Como não envolve queima de combustíveis, evita por completo o efeito estufa [19].

Os painéis solares geram em Corrente Contínua (CC), porém a corrente utilizada nas unidades consumidores e nas redes de distribuição é a Corrente Alternada (CA). Para o processo de conversão de energia CC/CA, utiliza-se o inversor [20], que pode ser de dois tipos: *on-grid* e *off-grid*.

O inversor do tipo *on-grid* (também chamado de *grid-tie*), que pode ser traduzido literalmente como “na rede” funciona conectado à rede elétrica da unidade consumidora. Esse dispositivo é configurado para sincronizar os níveis de tensão e frequência com a rede elétrica da concessionária de energia e, caso uma parcela da energia não seja consumida pela carga, o excedente é injetado na rede elétrica [21]. Como esse equipamento trabalha em sincronismo com a rede, ele não é capaz de operar de forma independente e, conseqüentemente, não consegue manter a carga energizada em caso de falta da rede da concessionária [21]. Os sistemas que possuem esse tipo de inversor são conhecidos como Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede. Um esquema do seu funcionamento está apresentado na Figura 4.

Figura 4 – Funcionamento sistema *on-grid*



Fonte: [22].

Já os inversores do tipo *off-grid* (também chamado de “fora da rede”) são dispositivos concebidos para gerar uma energia independente da rede elétrica. Em sistemas com inversores *off-grid*, a energia gerada não consumida instantaneamente pela unidade consumidora é armazenada em baterias para ser usada posteriormente quando não houver ou quando a geração fotovoltaica for menor que a energia demandada pelas cargas [21].

Também há sistemas que funcionam de forma híbrida, sincronizados com a rede da concessionária, mas também capazes de armazenar a energia excedente e manter a carga energizada caso falte a rede da distribuidora [21].

2.2 Resolução Normativa 482

A GD como é conhecida hoje teve seu início de fato no Brasil em 17 de abril de 2012, com a publicação da Resolução Normativa 482 (REN 482) da ANEEL. Esta resolução estabeleceu os critérios de acesso de micro e minigeração distribuída sendo a microgeração definida em [7]:

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

A REN 482/2012 também determinou os critérios para um sistema ser classificado como minigeração distribuída, então definidos por [7]:

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

É importante definir que cogeração qualificada é a modalidade de geração em que há a produção de energia elétrica e calor útil a partir do mesmo processo e mesma fonte primária, contando com uma eficiência energética acima de 80% [23].

Um grande marco introduzido pela REN 482/2012 foi o SCEE, no qual uma unidade consumidora com Micro ou Minigeração Distribuída (MMGD), a energia elétrica ativa, medida em quilowatt-hora (kWh), injetada na rede elétrica poderia

compensar o seu consumo ativo [7]. A REN 482 definiu, no Art. 7º, diretrizes para o faturamento de unidades participantes do SCEE, sendo as principais:

- i) caso a energia injetada não fosse compensada integralmente na unidade geradora, poderia compensar em outras UC's desde que fossem "...previamente cadastradas para este fim e atendidas pela mesma distribuidora, cujo titular seja o mesmo da unidade com sistema de compensação (...), ou cujas unidades consumidoras forem reunidas por comunhão de interesses de fato ou de direito" [7].
- ii) se a energia injetada em um posto tarifário for maior que o consumo ativo, o excedente de energia deve ser usado prioritariamente na mesma unidade, porém em outro posto tarifário e no mesmo ciclo de faturamento. E para que haja essa compensação, deve haver a multiplicação por um fator dado pela relação das TE's, caso tenha [7];
- iii) alteração da validade dos créditos de energia, o excedente de energia que não foi compensado teria uma validade 36 (trinta e seis) meses para ser usado em ciclos de faturamento futuros [7].

Alguns conceitos importantes no entendimento do funcionamento do SCEE estão descritos na Tabela 2 abaixo.

Tabela 2 – Conceitos importantes acerca do SCEE

DEFINIÇÕES	
Consumo ativo	Energia ativa consumida da distribuidora da energia.
Consumo simultâneo	Energia ativa consumida diretamente da geração fotovoltaica (não passa pelo medidor bidirecional).
Energia gerada	Toda a energia ativa gerada pelo sistema fotovoltaico.
Energia injetada	Excedente de energia ativa gerada, ou seja, o que não foi consumido instantaneamente, que passa pelo medidor bidirecional da UC.
Energia compensada	Energia injetada usada para abater o consumo ativo da UC posteriormente.
Energia faturada	Diferença entre o consumo ativo e a energia compensada caso o consumo seja maior que a injeção.
Posto tarifário	Período do dia, marcado em horas, que possuem tarifas específicas.

Fonte: Elaborado pela autora a partir de [7,14,24,25,26].

Para facilitar a compreensão desses conceitos, é apresentado na Tabela 3 um exemplo para clientes do grupo B. No exemplo trazido, o consumo ativo foi maior que a energia injetada e, conseqüentemente, não seria inteiramente compensado e a parcela do consumo não compensada seria faturada.

Tabela 3 – Exemplo do SCEE

Consumo ativo [kWh]	Energia injetada [kWh]	Energia compensada [kWh]	Energia faturada [kWh]
1000	700	700	300

Fonte: Elaborado pela autora.

É válido salientar que ainda que o consumo ativo fosse menor ou igual a energia injetada, os consumidores deveriam pagar o faturamento mínimo às distribuidoras de energia, conforme Art. 7 da REN 482 [7]. O faturamento mínimo depende da classificação da UC quanto ao nível de tensão pelo qual se conecta à rede elétrica, podendo ser atendida em alta/média ou baixa tensão, grupo A ou B respectivamente [7]. Um resumo da classificação e do faturamento mínimo pode ser visto na Tabela 4.

Tabela 4 – Faturamento mínimo das unidades consumidoras

Tensão de Atendimento	Classificação	Faturamento Mínimo
$V < 2,3 \text{ kV}$	Grupo B – baixa tensão	Custo de disponibilidade
$V \geq 2,3 \text{ kV}^*$	Grupo A – alta/média tensão	Demanda contratada

*ou UC's atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão menor que 2,3 kV.

Fonte: Elaborado pela autora a partir de [26].

O custo de disponibilidade para consumidores do grupo B depende do tipo de ligação [26], e será cobrado de forma equivalente aos valores de referência acordo com o ilustrado na Figura 5. Ou seja, será faturado como se a UC tivesse consumido esses valores base de fato.

Figura 5 – Possibilidades de custo de disponibilidade

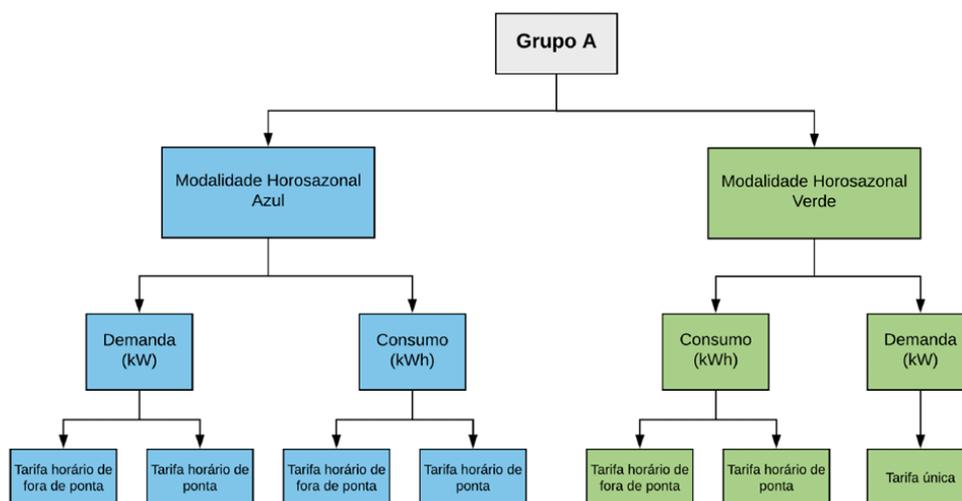
LIGAÇÃO	CUSTO DE DISPONIBILIDADE
Monofásica ou bifásica a 2 condutores	30 kWh
Bifásica a 3 condutores	50 kWh
Trifásica	100 kWh

Fonte: Elaborado pela autora a partir de [26].

As instalações pertencentes ao grupo A são cobradas pela energia consumida e pela demanda contratada (ver Figura 6). A demanda contratada de acordo com a REN 1.000/2021 é a “demanda de potência ativa a ser obrigatória e continuamente disponibilizada pela distribuidora no ponto de conexão, conforme valor e período de vigência fixados em contrato” [26].

Há duas possibilidades de modalidades que a UC pode ser enquadrada, verde e azul. Na verde há apenas uma tarifa de demanda contratada, independentemente do horário. Na azul há duas tarifas de demandas de acordo com o posto tarifário, sendo eles: horário de ponta, 3h consecutivas do dia, exceto em feriados, geralmente entre 17h30 e 20h30 [26]; fora ponta que são as 21h complementares [26]. Em ambas as modalidades, o consumo ativo, tanto ponta como fora ponta, poderia ser inteiramente compensado, contudo a demanda contratada sempre seria cobrada [7].

Figura 6 – Estrutura Tarifária do Grupo A



Fonte: [27].

É importante salientar que como a injeção de energia das usinas fotovoltaicas se dá principalmente no período fora ponta, para que o consumo da ponta fosse compensado, há um fator multiplicativo que se dá pela razão entre os valores da TE correspondentes a cada posto tarifário [7]. Um exemplo de como se dá essa regra de compensação pode ser encontrado na Tabela 5.

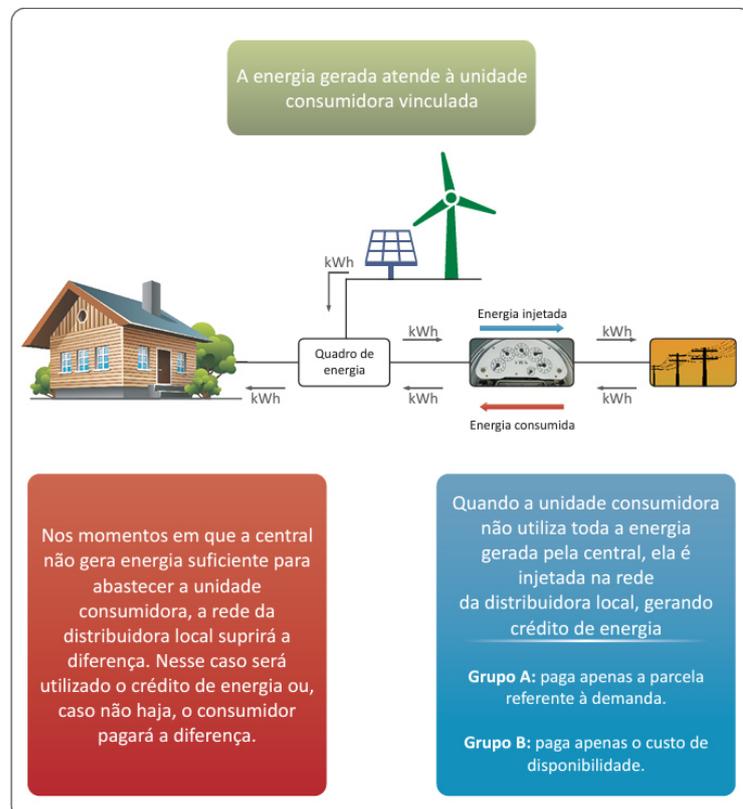
Tabela 5 – Compensação Grupo A

Consumo ativo na ponta [kWh]	Consumo ativo na fora ponta [kWh]	Compensação na fora ponta [kWh]	Compensação na ponta [kWh]
300	1000	1000	$300 \times \frac{TE (PONTA)}{TE (FORA PONTA)}$

Fonte: Elaborado pela autora.

Um resumo do funcionamento do SCEE estabelecido pela REN 482/2012 pode ser encontrado na Figura 7.

Figura 7 – Sistema de Compensação - SCEE



Fonte: [14].

2.2.1 Resolução Normativa 517/2012

Em um curto período após a REN 482 entrar em vigor, a REN 517, de 11 de dezembro de 2012, alterou a REN 482/2012. Algumas das principais mudanças são apresentadas a seguir:

- i) a energia injetada na rede em unidade consumidora que possua GD, poderia ser compensada em outras unidades que estivessem na mesma área de concessão ou permissão da distribuidora e inscritas no mesmo Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro Nacional de Pessoas Jurídicas (CNPJ) [7];
- ii) as unidades que atendessem aos critérios do item anterior deveriam ser previamente cadastradas para que pudessem participar do SCEE. Portanto, no momento do cadastro, deveria ser definida uma ordem de prioridade de abatimento dos créditos, sendo a unidade geradora sempre a primeira [7];
- iii) unidades atendidas em tensão primária que possuíssem a medição nos secundários dos transformadores, dever-se-ia deduzir a perda por transformação ao valor de energia injetada [7].

A revisão determinada pela REN 517/2012 favoreceu o desenvolvimento da geração fotovoltaica, principal fonte do setor de GD [28]. Entretanto, em 2013, o Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ), determinou a incidência do Imposto sobre Circulação de Mercadoria e Serviços (ICMS) nas operações de energia elétrica decorrentes da REN 482 e, portanto, o imposto incidiria sobre toda a energia consumida, incluindo a energia compensada [29].

Passados 3 anos dessa decisão, o CONFAZ, em 22 de abril de 2015, editou o Convênio 16, estipulando a isenção do ICMS para unidades faturadas no SCEE [29]. Já em outubro de 2015, a Lei Federal 13.169 estipulou, no Art. 8º [30], que os outros dois tributos, que são de cunho federal, incidentes na fatura de energia também seriam calculados apenas na parcela do consumo faturada, sendo eles: Programa de Integração Social (PIS) [30]; Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) [30].

2.2.2 Resolução Normativa 687/2015

Em 24 de novembro de 2015, novas alterações da REN 482/2012 foram apresentadas pela REN 687 [7]. Algumas das principais mudanças são apresentadas a seguir:

- i) alteração do limite de microgeração para sistemas geradores com potência de até 75kW e minigeração para sistemas acima de 75kW e menor ou igual a 3MW para fontes hídricas ou 5MW para cogeração qualificada ou fontes renováveis [7];
- ii) criação de mais duas modalidades de consumo participantes do SCEE, Empreendimento de Múltiplas Unidades Consumidoras (EMUC) e geração compartilhada [7];
 - a. EMUC: marcado por unidades consumidoras com consumos de energia independentes e localizadas na mesma propriedade ou em propriedades adjacentes sem separação entre elas do tipo pública, aérea, subterrânea ou por propriedade não participante do empreendimento [7];
 - b. geração compartilhada: marcada pela associação de unidades consumidoras dentro de uma mesma área de concessão através de consórcio, cooperativa, condomínio civil voluntário ou edifício, ou qualquer outra forma de associação civil para esse fim formada por pessoas físicas ou jurídicas que tenham MMGD em uma unidade diferente de onde haverá compensação [7].
- iii) aumento da validade dos créditos de energia para 60 (sessenta) meses [7];
- iv) mudança na divisão dos créditos entre as unidades participantes do SCEE, cada UC deveria ter um percentual a ser recebido da energia excedente [7];
- v) vedou a participação de consumidores livres ou especiais no SCEE [7];
- vi) vedou a divisão de uma unidade geradora em unidades menores a fim de se enquadrarem nos limites de MMGD [7].

2.2.3 Resolução Normativa 786/2017

Em 17 de outubro de 2017, divulgou-se a REN 786 que alterou o limite da minigeração distribuída, passando a ser unidades geradoras com potência instalada maior que 75 kW e inferior ou igual a 5 MW, desde que utilizassem cogeração qualificada ou fontes renováveis [7]. Também vedou que usinas que já tivessem sido objeto de registro da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica pudessem migrar para MMGD, porém as centrais geradoras que já tivessem protocolado acesso antes da publicação da Resolução não seriam afetadas [7].

2.3 Discussões pré-Lei 14.300

Antes da publicação da Lei 14.300/2022, mudanças nas diretrizes da GD no Brasil eram discutidas, sobretudo das regras de compensação. Em 2018, a ANEEL abriu uma Consulta Pública a fim de entender o Mercado de MMGD, utilizando como base o Relatório da Análise de Impacto Regulatório (AIR) nº 0004 [31]. O relatório trouxe uma análise e discussão a respeito das possibilidades de aprimoramento da REN 482.

Para uma compreensão adequada das discussões acerca das alterações propostas à REN 482, é necessário entender o faturamento das unidades consumidoras no Brasil.

A tarifa de energia elétrica cobrada dos consumidores é composta por vários custos relacionados às operações do setor elétrico, como pode ser visto nas Figura 8 e Figura 9, e é formada por duas componentes: a TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição) e a TE (Tarifa de Energia) [32]. A primeira está relacionada a todos os custos da prestação do serviço necessário para que a energia seja “transportada” até os consumidores e a segunda corresponde a energia consumida e ao investimento necessário para o seu consumo [32]. Dentro da TUSD, há duas parcelas referentes ao transporte da eletricidade, a TUSD Fio A e a TUSD Fio B, compreendendo os custos da rede de transmissão e distribuição respectivamente [32].

Figura 8 – Composição da TUSD



Fonte: [33].

Figura 9 – Composição da TE



Fonte: [33].

Nos moldes da resolução vigente até então, as tarifas TUSD e TE eram compensadas integralmente, sendo esse um dos pontos levantados pela ANEEL em alegar, baseado em estudos de instituições internacionais, que poderia estar havendo um subsídio cruzado no SCEE, onde os consumidores que possuíam MMGD, geralmente com uma renda maior, eram subsidiados pelos que não possuíam, detentores de um poder aquisitivo menor, acentuando ainda mais a desigualdade de renda [31].

No AIR nº 0004/2018 foram apresentadas cinco alternativas de compensação em substituição às regras da REN 482 (ver Figura 10). A alternativa 0 tratava-se da forma como se dava a compensação na vigência da REN 482, com todas as componentes das tarifas sendo compensadas [31]. E as alternativas realmente propostas, de 1 a 5, seguiam um escalonamento de compensação, sendo a 1 a mais branda, onde apenas a TUSD Fio B não seria compensada e a 5 tendo apenas a TE - Energia compensada [31]. O objetivo da Agência era encontrar um ponto ótimo entre o desenvolvimento da Geração Distribuída e a minimização da oneração das UC's não participantes do SCEE [31].

Figura 10 – Alternativas propostas pela ANEEL para a Compensação de Energia

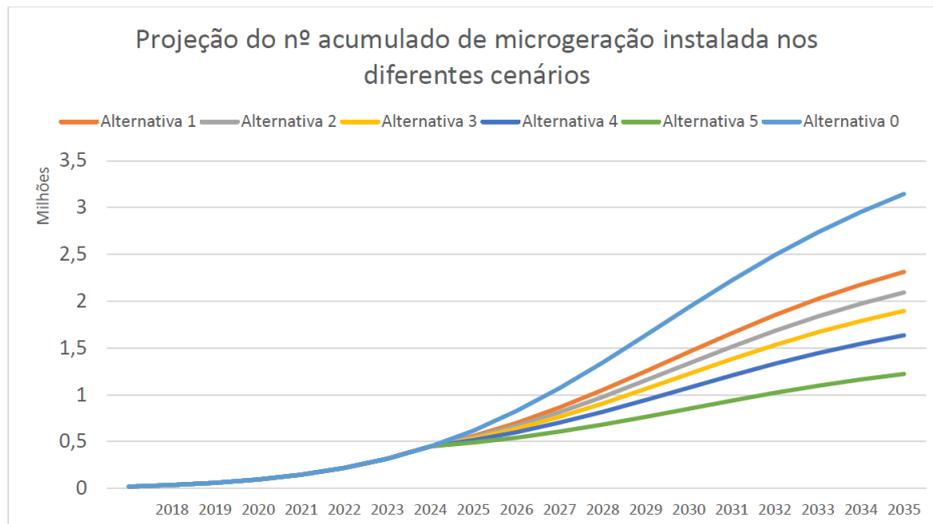
Alternativa 0 (Compensação integral)	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3	Alternativa 4	Alternativa 5
TUSD - Fio B					
TUSD - Fio A	TUSD - Fio A				
TUSD - Encargos	TUSD - Encargos	TUSD - Encargos			
TUSD - Perdas	TUSD - Perdas	TUSD - Perdas	TUSD - Perdas		
TE - Encargos	TE - Encargos	TE - Encargos	TE - Encargos	TE - Encargos	
TE - Energia	TE - Energia	TE - Energia	TE - Energia	TE - Energia	TE - Energia

Fonte: [34]

O AIR n. 0004/2018 analisou o impacto das cinco alternativas propostas frente a duas condições de geração: GD local, geração no mesmo local do consumo, e GD Remota, geração e o consumo ficam em locais distintos. Outro ponto observado foi a projeção de unidades de microgeração instaladas nos próximos anos nas alternativas propostas (ver Figura 11).

Nota-se que em todos os cenários há um crescimento nos números de usinas instaladas, contudo a diferença entre os extremos das regras, alternativas 0 e 5, resulta em aproximadamente 2 milhões de instalações em 2035 [31].

Figura 11 – Projeção de usinas instaladas de microgeração nas diferentes alternativas



Fonte: [31].

Mais tarde, em 05 de novembro de 2019, o até então deputado Silas Câmara apresentou na câmara legislativa o Projeto de Lei (PL) nº 5829 que previa a criação de um marco legal para a geração distribuída no Brasil [35]. O projeto buscava equilibrar os interesses de todas as partes envolvidas, as distribuidoras de energia, o mercado de energia solar e os consumidores [35].

O PL 5829/2019 foi aprovado em 15 de dezembro de 2021 no plenário do Senado Federal e em janeiro de 2022 foi transformado na Lei 14.300. A legislação instituiu a Alternativa 1 proposta pela ANEEL via AIR n. 0004/2018, onde não há mais a compensação da TUSD Fio B.

2.4 Lei 14.300: Marco Legal da Geração Distribuída

O Marco Legal da Geração Distribuída foi instituído pela Lei 14.300, de 6 de janeiro de 2022, que foi regulamentada via Resolução Normativa 1.059/2023, tendo a seguinte ementa:

Institui o marco legal da Geração Distribuída, Sistema de Compensação de Energia Elétrica e o Programa de Energia Renovável Social; alterou as Leis nºs 10.848, de 15 de março de 2004, e 9.427, de 26 de dezembro de 1996; e dá outras providências [8].

É válido destacar que REN 1.059/2023 alterou a REN 1.000/2021, mas não a substituiu [36].

2.4.1 Micro e Minigeração Distribuída

A Lei 14.300 introduziu diversas definições e alterações, uma das quais foi a revisão da classificação dos sistemas de minigeração distribuída. Agora classificam-se como tal, as usinas de energia elétrica renovável ou de cogeração qualificada que possuam uma potência instalada acima de 75kW e menor ou igual a 3MW para fontes não despacháveis (fontes intermitentes em que não é possível controlar a geração) e 5MW para as despacháveis (fontes com a geração controlável) [8]. Já a regra para microgeração permaneceu conforme regulamentação anterior (REN 482/2012). Um breve resumo dessas alterações pode ser encontrado na Figura 12.

Figura 12 – Mudanças no limite de potência de MMGD após a Lei 14.300/2022

Item	REN 482/2012	Lei 14.300/2022 (Marco Legal MMGD)
Potência Instalada	Microgeração Distribuída: menor ou igual a 75 kW Minigeração Distribuída: maior que 75 kW e menor ou igual a 5 MW	Microgeração Distribuída: menor ou igual a 75 kW Minigeração Distribuída: maior que 75 kW e menor ou igual a 5MW para as fontes despacháveis* e menor ou igual a 3MW para as fontes não despacháveis** .

Fonte: [6].

O marco legal da MMGD também estipulou todas as unidades consumidoras que poderiam integrar o SCEE, sendo elas:

- i) micro e minigeração distribuída com geração local ou remota [8];
- ii) integrantes do EMUC [8];
- iii) geração compartilhada [8];
- iv) autoconsumo remoto [8].

As principais mudanças introduzidas pela Lei 14.300 e importantes para a compreensão deste trabalho são: condições para que consumidores B Optante participem do SCEE; nomenclaturas das UC's com MMGD; compensação da TUSD

Fio B; custo de disponibilidade; demanda contratada compensação de usinas classificadas como GD III. Elas são explicadas a seguir.

2.4.2 Unidades Consumidoras B Optante

Uma modificação bem relevante introduzida pela Lei 14.300 se deu nas unidades consumidoras que apesar de eletricamente pertencerem ao Grupo A, optam por serem faturadas como B. Essas unidades são denominadas de B Optante. Para que os consumidores possam optar por esse faturamento, de acordo com o Art. 292 da REN 1.000/2021, existem algumas condições, que são as seguintes:

- i) soma das potências nominais dos transformadores de até 112,5kVA [26];
- ii) hotéis ou pousadas situados em áreas de veraneio ou turísticas [26];
- iii) potência da iluminação for maior ou igual a 2/3 da potência total instalada em locais destinados a atividades esportivas ou parques de exposições agropecuárias [26];
- iv) UC classificada na subclasse cooperativa de eletrificação rural e que tenha a soma das potências nominais dos transformadores de até 1.125 kVA [26].

Segundo a REN 1.059/2023, para que as UC's classificadas como B Optante possam gerar a própria energia, precisam satisfazer a alguns critérios, sendo eles:

- i) possuir central geradora na unidade consumidora [36];
- ii) potência total dos transformadores menor ou igual a 112,5 kVA [36];
- iii) não haver alocação ou recebimento de créditos através do SCEE em unidade consumidora que não a geradora [36].

As condições expostas acima aplicam-se a todas as UC's B Optante, inclusive as instaladas antes mesmo da instituição do Marco legal da MMGD [36]. Portanto, todo e qualquer consumidor, classificado como B Optante que queira participar do SCEE, não pode alocar ou receber créditos de energia de outra unidade consumidora.

2.4.3 REH 3.169/2022: novas nomenclaturas

Em 29 de dezembro de 2022, foi publicada a REH 3.169, que dividiu as UC's participantes do SCEE em três grupos (novas nomenclaturas) [37], que estão descritos abaixo:

- i) GD I – unidades homologadas antes da vigência da Lei 14.300 ou que protocolaram acesso até 07 de janeiro 2023 [37];
- ii) GD II – conexões que protocolaram acesso após 07 de janeiro de 2023 e que não se classificam como GD III [37];
- iii) GD III - Conexões que solicitaram acesso a partir de 8 de janeiro de 2023, com uma potência instalada maior que 500 kW, e que usem fonte não despachável, na categoria autoconsumo remoto ou na geração compartilhada, se tiver um único titular beneficiado com 25% ou mais da energia excedente [37].

2.4.4 Fio B

Desde a última revisão da REN 482, discutiu-se bastante a respeito dos custos na distribuição da energia da GD, já que não havia nenhuma cobrança que incidisse na energia compensada, ou seja, toda a energia injetada era inteiramente compensada, como exposto nas seções anteriores. Nesse contexto, o ponto mais polêmico da nova lei, se deu justamente na mudança de faturamento de unidades consumidoras participantes do SCEE, recebendo popularmente a alcunha de “taxação do sol”.

As UC's classificadas como GD I foram beneficiadas com o direito adquirido e, portanto, seguem as regras de compensação conforme a REN 482 até 31 de dezembro de 2045 [36].

Foi determinado que os consumidores classificados como GD II, uma das componentes da TUSD, o Fio B, não deveria mais ser compensada, ou seja, a UC com MMGD deve pagar o custo do Fio B sobre toda a energia consumida da rede da distribuidora, inclusive a parcela de energia compensada [36]. Porém a REN 1.059/2023 determinou que o Fio B será cobrado de forma escalonada, iniciando no

patamar de 15% em 2023 até atingir 90% em 2028 ou 2030 para as unidades que protocolaram acesso até junho de 2023 [36]. Todas as porcentagens podem ser encontradas na Figura 13.

Figura 13 – Escalonamento do Fio B para GD II

Porcentagem da cobrança da TUSD Fio B						
2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029*
15%	30%	45%	60%	75%	90%	A definir

*Projetos protocolados entre o 13° e o 18° mês de publicação da Lei, pagam 90% da TUSD Fio B até 31/12/2030.

Fonte: Elaborado pela autora a partir de [36].

De acordo com o § 2º do Art.17 da Lei 14.300, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) tinha um prazo de até seis meses para definir as diretrizes e a ANEEL até dezoito meses para definir as regras de compensação após 2029 [8], porém até o presente momento, setembro de 2024, nada foi divulgado. Após o período de transição, as unidades ficarão sujeitas às novas regras definidas pela ANEEL [8]. Um resumo dos prazos das regras de transição trazidos pela lei 14.300 pode ser visto na Figura 14.

Figura 14 – Período de transição da Lei 14.300



*Até o momento (setembro de 2024) não houve publicação do CNPE e da ANEEL.

Fonte: [38].

Diante do exposto, percebe-se que quanto maior a simultaneidade de consumo ativo à geração, menor a parcela paga de Fio B, logo, ao investir em um SFCR GD II,

é de extrema importância conhecer essa grandeza. Há algumas possibilidades de encontrar a simultaneidade de uma instalação, como: características de consumo aproximadas junto com um levantamento de carga; solicitação da memória de massa à distribuidora de energia; instalação de um medidor de energia na carga.

2.4.5 Custo de disponibilidade

Para as instalações faturadas em baixa tensão pertencentes ao grupo B, o valor mínimo faturável era o custo de disponibilidade, porém com a Lei 14.300/2022, não necessariamente. Nos casos em que o consumo ativo for inteiramente compensado, e como mencionado na seção 2.2, faturado no custo de disponibilidade, estipulou-se que as distribuidoras de energia devem faturar o maior valor entre o custo de disponibilidade e a TUSD Fio B que incide sobre a energia compensada [36] (ver Figura 15).

Figura 15 – Mudanças no faturamento mínimo das unidades consumidoras do grupo B

Item	REN 482/2012	Lei 14.300/2022 (Marco Legal MMGD)
Custo de disponibilidade	<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> <p>Ligação Monofásica: 30 kWh</p> <p>Ligação Bifásica: 50 kWh</p> <p>Ligação Trifásica: 100 kWh</p>	<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 for maior do que o valor de referência, a compensação ocorre somente até o valor de referência, que é cobrado na conta. Se o consumo medido for menor do que o valor de referência, o consumidor paga o custo de disponibilidade. <p>Para projetos na regra de transição:</p> <ul style="list-style-type: none"> Se o consumo medido for maior que o valor de referência, ocorre toda a compensação do consumo sem a cobrança do custo de disponibilidade. Se o consumo medido for menor do que o valor de referência, o consumidor paga o custo de disponibilidade. <p>Exceção: o valor mínimo faturável aplicável aos microgeradores de até 1,2 kW com compensação no mesmo local da geração deve ter uma redução de até 50% em relação ao valor mínimo faturável aplicável aos demais consumidores equivalentes.</p>

Fonte: [6].

Para uma melhor compreensão do tópico acima e das informações expostas na Figura 15, a Tabela 6 apresenta algumas situações possíveis de consumo e energia injetada e a respectiva regra de faturamento aplicada considerando uma instalação trifásica, logo, possuindo um custo de disponibilidade atrelado a 100 kWh.

A situação 1 é faturada diretamente, visto que a diferença entre o consumo ativo e a energia injetada é maior que 100 kWh. Já na situação 2, a injeção de energia corresponde exatamente à diferença entre o consumo ativo e o valor de disponibilidade, que sempre será cobrado, portanto, o faturado será o maior valor entre o custo de disponibilidade e o Fio B incidindo na energia compensada. A situação 3 possui uma injeção igual ao consumo ativo, mas também terá uma compensação de 900kWh e será faturado da mesma forma que o cenário anterior, com a diferença de gerar um crédito de 100 kWh para os próximos ciclos de faturamento.

Tabela 6 – Cenários de compensação do Fio B

Situação	Consumo Ativo [kWh]	Energia Injetada [kWh]	Energia Compensada [kWh]	Valor Faturado [R\$]
1	1000	300	300	$700 \times (\text{TUSD} + \text{TE}) + (300 \times \text{Fio B})$
				Maior Valor
2	1000	900	900	$100 \times (\text{TUSD} + \text{TE})$
				$900 \times \text{Fio B}$
				Maior Valor
3	1000	1000	900	$100 \times (\text{TUSD} + \text{TE})$
				$900 \times \text{Fio B}$

Fonte: Elaborado pela autora.

Para os consumidores do grupo A classificados como GD II, também não há mais a compensação do Fio B do consumo ativo [36]. Para consumidores da modalidade azul, não há fio B na TUSD de consumo, já para os da modalidade verde, há fio B apenas na TUSD consumo da ponta.

2.4.6 Demanda Contratada

A Lei 14.300/2022 determinou via REN 1.059/2023 que as centrais geradoras do grupo A devem contratar, além da demanda de consumo, uma demanda de injeção, associada à máxima potência injetável, sem diferenciação por posto tarifário [26].

Entretanto, os consumidores classificados como GD I só podem contratar demanda de geração após a revisão tarifária da respectiva distribuidora de energia [26].

A demanda de geração é faturada pela TUSDg, cujo valor, em reais, da tarifa é menor que o da demanda de consumo. Por exemplo, na distribuidora Neoenergia Pernambuco, a tarifa da demanda de consumo por kW na modalidade verde é R\$ 22,68, já a da TUSDg custa R\$ 9,50 na vigência de outubro/2024 [39].

Na prática, existem três possibilidades para as demandas contratadas:

- i) Demanda de consumo = 0;
- ii) Demanda de consumo \geq Demanda de geração;
- iii) Demanda de consumo < Demanda de geração.

No primeiro caso, o faturamento da usina se dá apenas pela Demanda de geração [26]. No segundo caso, o consumidor pagará apenas a demanda de consumo [26]. No último caso, a demanda a ser paga se dará pela equação (2.1) [26].

$$\text{Demanda Faturada} = (\text{Demanda consumo} \times \text{TUSD consumo}) + (\text{Demanda geração} - \text{Demanda consumo}) \times \text{TUSDg} \quad (2.1)$$

2.4.7 GD III

Já para os integrantes do grupo GD III, a compensação até o fim de 2028 ou 2030 será dada pela composição dos seguintes itens:

- i) 100% TUSD Fio B [8];
- ii) 40% TUSD Fio A [8];
- iii) 100% TUSD Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) [8];
- iv) 100% TE P&D [8];
- v) 100% TUSD Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) [8].

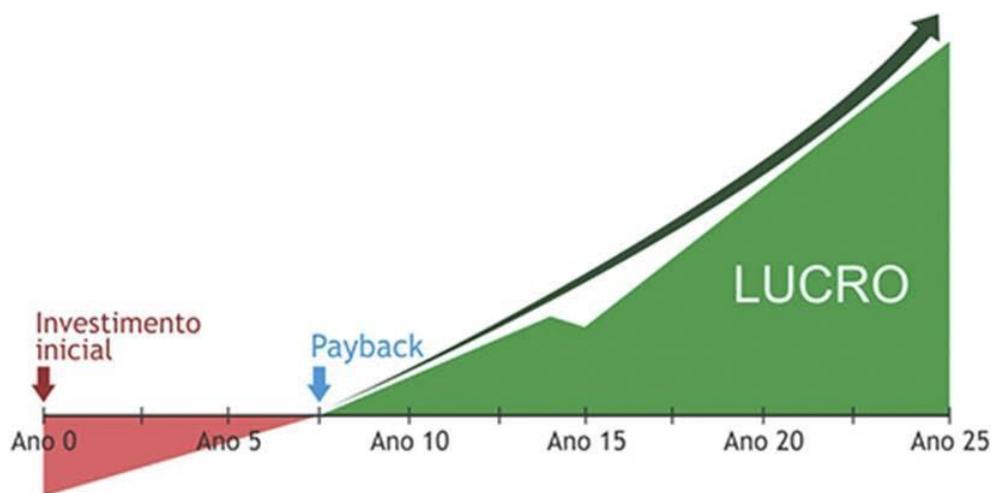
2.5 Impacto das novas regras de compensação no tempo de *payback*

Um dos principais indicadores financeiros utilizados na análise da viabilidade de um projeto é o *Payback* - o tempo de retorno de um investimento realizado, ou seja, o período necessário para que o lucro gerado supere o valor investido [40]. Conseqüentemente, quanto menor o *payback*, maior a viabilidade do projeto em uma análise simplificada. O *payback* é calculado por meio dos fluxos de caixa do investimento, que consistem basicamente na entrada e saída de dinheiro [41].

Não há um limite definido de qual deve ser o tempo máximo de retorno de um investimento, ou seja, não há uma divisa que ao ser ultrapassada invalida o projeto. Existe sim um limite de custeio por parte do investidor, que enquanto não obtiver um saldo suficiente para cobrir as despesas, terá que fazer subsídios financeiros [42].

Um exemplo do gráfico de um *payback* simples de um SFCR pode ser visto na Figura 16. Os valores abaixo do eixo horizontal indicam que o lucro gerado ainda não cobriu o valor investido. Já o ponto em que o retorno financeiro cruza o eixo, é o *payback* do investimento, ou seja, o lucro igualou-se ao investimento. É possível observar que por volta do ano 15, há uma queda na tendência de lucro que é explicada pela necessidade da troca do inversor em SFCR's.

Figura 16 – Gráfico de *payback* simples



Fonte: [43].

As novas regras introduzidas pela Lei 14.300 (resumidas na Figura 17) influenciam o tempo de *payback*, uma vez que o perfil de consumo das unidades está diretamente relacionado ao montante de energia compensado. Considerando as 58 principais distribuidoras de energia elétrica do Brasil e as tarifas do Grupo B – Convencional, a compensação sofreu uma diminuição progressiva na média de 31%, para a componentes não compensada na GD II, e uma redução média de 36%, representando as componentes não compensadas na GD III [44]. Essas porcentagens referem-se às tarifas sem a incidência dos impostos.

Figura 17 – Modalidades de Transição da Lei 14.300/2022

Item	Descritivo	O que acontece?
GD I	Conexões existentes ou solicitadas até 7 de janeiro de 2023 (art. 26 da Lei 14.300/2022).	<ul style="list-style-type: none"> Permanecem nas regras antigas, compensando todas as componentes tarifárias até 2045 (Direito Adquirido).
GD II	Conexões protocoladas após 7 de janeiro de 2023 que se enquadram como: <ul style="list-style-type: none"> Autoconsumo local ou remoto inferior a 500 kW; Geração compartilhada até 500 kW (em que um único beneficiário não detenha 25% ou mais da participação do excedente); Empreendimentos de Múltiplas Unidades Consumidoras (EMUCs) (caput do art. 27 da Lei 14.300/2022). 	<ul style="list-style-type: none"> Não compensação gradativa e escalonada da TUSD Fio B iniciando em 15% no ano de 2023 até 90% em 2028 ou 2030*. Após o período de transição, as unidades ficarão sujeitas às regras tarifárias estabelecidas pela ANEEL. <p><small>*As unidades que protocolarem a solicitação de acesso entre o 13º e o 18º mês a partir da publicação da Lei permanecem nessa regra até 2030.</small></p>
GD III	Conexões protocoladas após 7 de janeiro de 2023 que se enquadram como: <ul style="list-style-type: none"> Autoconsumo remoto acima de 500 kW; Geração compartilhada acima de 500 kW (em que um único titular detenha 25% ou mais de participação do excedente) (§ 1º do art. 27 da Lei 14.300/2022). 	Não compensação, já em 2023, até o ano de 2028 ou 2030*, de: <ul style="list-style-type: none"> 100% TUSD Fio B + 40% TUSD Fio A + 100% TUSD P&D + 100% TE P&D + 100% TUSD TFSEE <p><small>*As unidades que protocolarem a solicitação de acesso entre o 13º e o 18º mês a partir da publicação da Lei permanecem nessa regra até 2030.</small></p>

Fonte: [38].

De acordo com um estudo realizado pela Greener, houve uma redução no tempo médio de *payback* dos SFCR's classificados como GD II [38]. Para sistemas comerciais com porte de 50 kWp, o tempo de *payback* médio no Brasil era de 3,4 anos em janeiro de 2023 e em janeiro de 2024 diminuiu para 2,5 anos (ver Figura 18), contrariando as expectativas [38]. Porém o estudo concluiu que a queda no tempo de retorno deveu-se à diminuição nos preços dos equipamentos fotovoltaicos e não às mudanças da Lei 14.300/2022.

Figura 18 – *Payback* médio por estados, em anos, para sistemas com porte de 50 kWp



Fonte: [38].

Diante do exposto é importante investigar os efeitos das novas regras de compensação no tempo de retorno do investimento para diferentes cenários, visto que o consumo simultâneo passou a ser uma variável importante para estimar o tempo de *payback* dos SFCR's.

3 DESENVOLVIMENTO

3.1 Introdução

Neste capítulo, é avaliado o impacto da Lei 14.300/2022 no *payback* de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede, cujas características que são de interesse direto no contexto deste trabalho encontram-se na Tabela 7.

Tabela 7 – Características gerais do SFCR.

Características	
Localização	Igarassu-PE
Distribuidora de energia	Neoenergia-PE
Classificação	B3 – Comercial (Optante)
Tipo de atividade	Supermercado
Modalidade de geração	Autoconsumo local
Regime de compensação	GD I
Modelo do módulo fotovoltaico	Trina 340 Wp
Quantidade de módulos	416
Quantidade de inversores	4
Modelo e potência do(s) inversor(es)	Fronius Eco 27.0-3-S (27 kW)
Investimento	R\$ 565.760,00

Fonte: Dados fornecidos pelo proprietário do SFCR.

A fim de avaliar o impacto do novo contexto regulatório, o tempo de retorno do investimento foi determinado considerando três cenários distintos:

- i. Cenário 1: seguindo as regras e diretrizes de compensação da REN 482/2012 (GD I);
- ii. Cenário 2: seguindo as regras e diretrizes de compensação da Lei 14.300/2022 (GD II);
- iii. Cenário 3: seguindo as regras e diretrizes de compensação da Lei 14.300/2022 (GD II) alterando o fator de simultaneidade do SFCR estudado.

Para uma análise mais abrangente, são avaliados fatores que possuem influência direta no *payback*, tais como fator de simultaneidade, inflação das tarifas de energia elétrica e impostos incidentes: ICMS, PIS e COFINS.

A simultaneidade é um dos principais fatores que impactam na economia de um SFCR GDII, como mencionado anteriormente, também foi analisado o tempo de *payback* do sistema para diferentes fatores de simultaneidade.

3.2 Dados e Considerações

Todos os dados utilizados como referência nos cálculos foram extraídos da usina fotovoltaica especificada na Tabela 7, que está em operação desde abril de 2020 com o intuito de trazer resultados práticos e condizentes com a atualidade. São eles:

- i) relatório de faturamento de minigeração;
- ii) fatura de energia emitidos pela Neoenergia Pernambuco;
- iii) plataforma de monitoramento remoto dos inversores, Fronius Solar Web.

O período considerado para a análise foi de junho de 2023 a maio de 2024, por se tratar de um período de doze meses, englobando assim toda a sazonalidade do SFCR, ou seja, toda a variação de geração e consumo da unidade.

Além disso, neste trabalho, para o cálculo da economia e do *payback*, foi considerado que o início da operação da usina se deu em junho de 2023, para corresponder aos dados disponíveis da fatura e relatório de faturamento.

Para o estudo nos dois quadros regulatórios, REN 482/2012 e Lei 14.300/2022, foram considerados o consumo ativo médio, impostos incidentes (ICMS, PIS, COFINS), valores das tarifas vigentes e reajuste tarifário médio dos últimos dez anos. As bandeiras tarifárias e a Contribuição de Serviço de Iluminação Pública (COSIP) foram desconsideradas, pois dependem dos custos de produção de energia elétrica atrelados às condições climáticas e da faixa de consumo de acordo com lei municipal respectivamente.

Como já citado, os impostos incidentes no faturamento são o ICMS, de responsabilidade estadual, o PIS e COFINS, de responsabilidade federal. A alíquota do ICMS no estado de Pernambuco é fixa independentemente da faixa de consumo e

o valor considerado no cálculo da economia foi de 20,5%, pois é o valor do imposto aprovado pelo governo do estado e não há como estabelecer uma previsão de aumento. Os impostos federais PIS e COFINS variam mensalmente e, portanto, foi considerada uma média ao longo de doze meses (junho/2023 a maio/2024). Os valores adotados como base para o cálculo da média dos impostos podem ser vistos na Tabela 8.

Os valores médios dos impostos foram utilizados no cálculo da economia a partir de junho/2024, anteriormente a isso, de junho/2023 a maio/2024, usou-se os valores reais, pois eram conhecidos.

A partir da fatura de energia, obteve-se os últimos doze ciclos de faturamentos da distribuidora e as alíquotas dos impostos aplicadas em cada ciclo. Os períodos dos ciclos foram necessários para, conhecendo-se os intervalos adotados pela Neoenergia-PE, encontrar a geração correspondente ao período na plataforma de monitoramento dos inversores. O relatório de faturamento de minigeração forneceu as demais informações: consumo ativo; energia injetada; energia compensada; energia faturada.

Tabela 8 – Alíquotas dos impostos no período analisado

Mês de referência	ICMS	PIS	COFINS
junho/23	18,00%	0,82%	3,81%
julho/23	18,00%	0,86%	3,95%
agosto/23	18,00%	0,84%	3,84%
setembro/23	18,00%	0,73%	3,45%
outubro/23	18,00%	0,96%	4,42%
novembro/23	18,00%	0,81%	3,67%
dezembro/23	18,00%	0,86%	4,01%
janeiro/24	20,50%	0,84%	3,89%
fevereiro/24	20,50%	0,94%	4,36%
março/24	20,50%	0,82%	3,82%
abril/24	20,50%	0,79%	3,63%
maio/24	20,50%	0,94%	4,33%
Valores adotados	20,50%	0,85%	3,93%

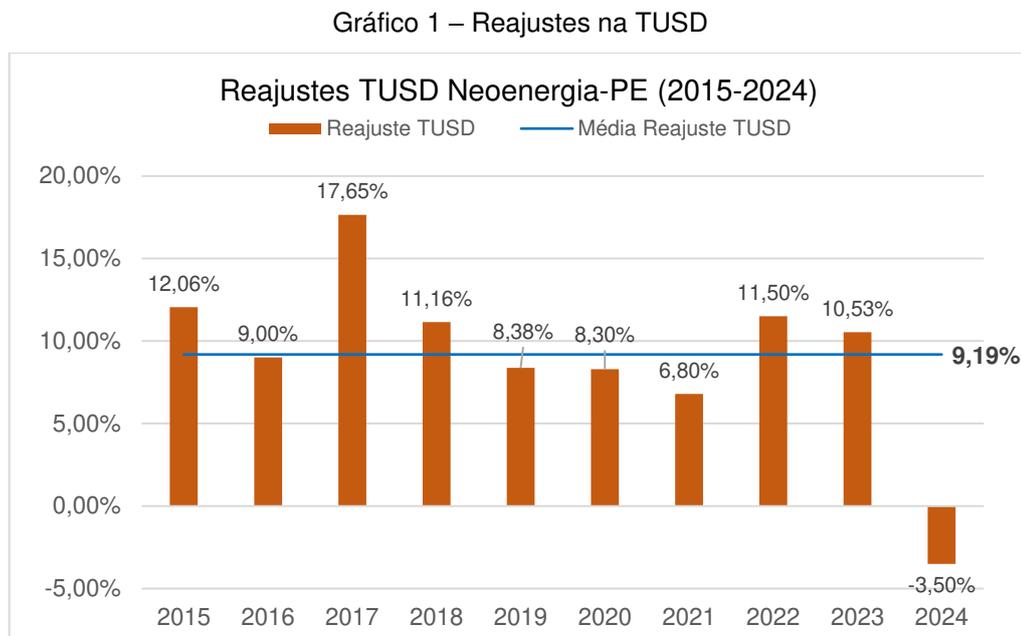
Fonte: Elaborado pela autora.

3.2.1 Valores de tarifas de energia considerados na análise

Os *softwares* comerciais mais utilizados no mercado para dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, como PVSOL e PVsyst, calculam o payback considerando a tarifa de energia vigente e a inflação energética imputada pelo próprio usuário. A partir disso, adotou-se nesse trabalho o valor de reajuste médio nas TUSD, TE e TUSD Fio B no cálculo da economia dos anos futuros, sendo assim, a média histórica de reajustes dos últimos dez anos da distribuidora responsável pelo estado de Pernambuco, a Neoenergia-PE.

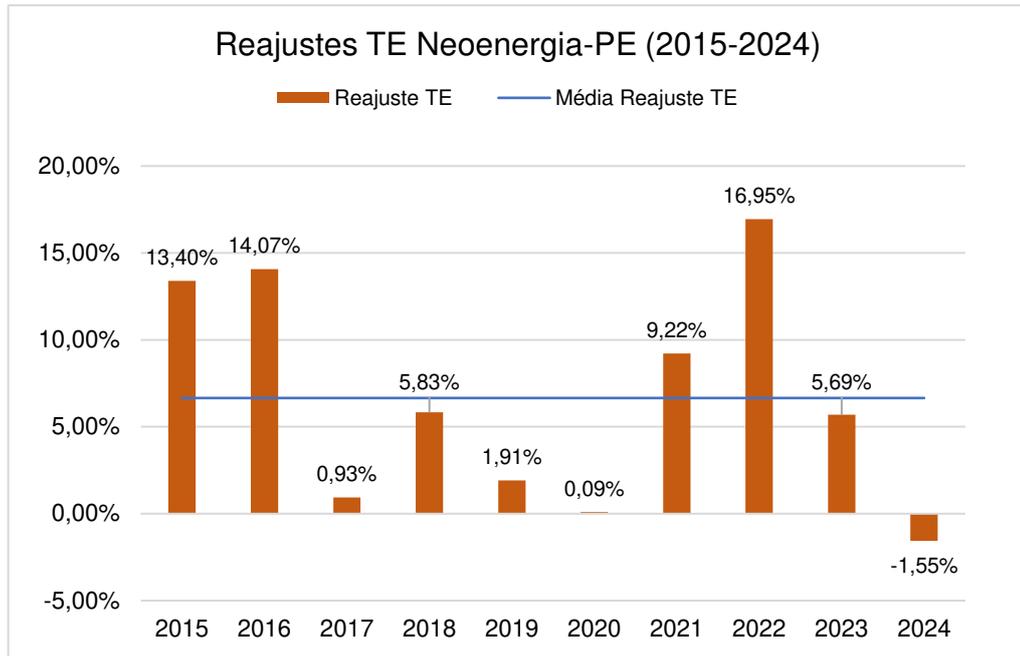
Anualmente a ANEEL homologa o reajuste tarifário de todas as concessionárias de energia do país via Resoluções Homologatórias.

Os valores das duas primeiras tarifas podem ser vistos nos Gráfico 1 e Gráfico 2 e foram coletados a partir das Planilhas de Cálculo e Abertura das Tarifas (PCAT's) dos anos de 2014 a 2024. Onde a TUSD teve uma média de reajuste anual de 9,19% e a TE, de 6,65%. Os valores de reajuste da TUSD Fio B também foram calculados a partir das PCAT's de 2014 a 2024 e a média histórica ficou em 6,97% (ver Gráfico 3).



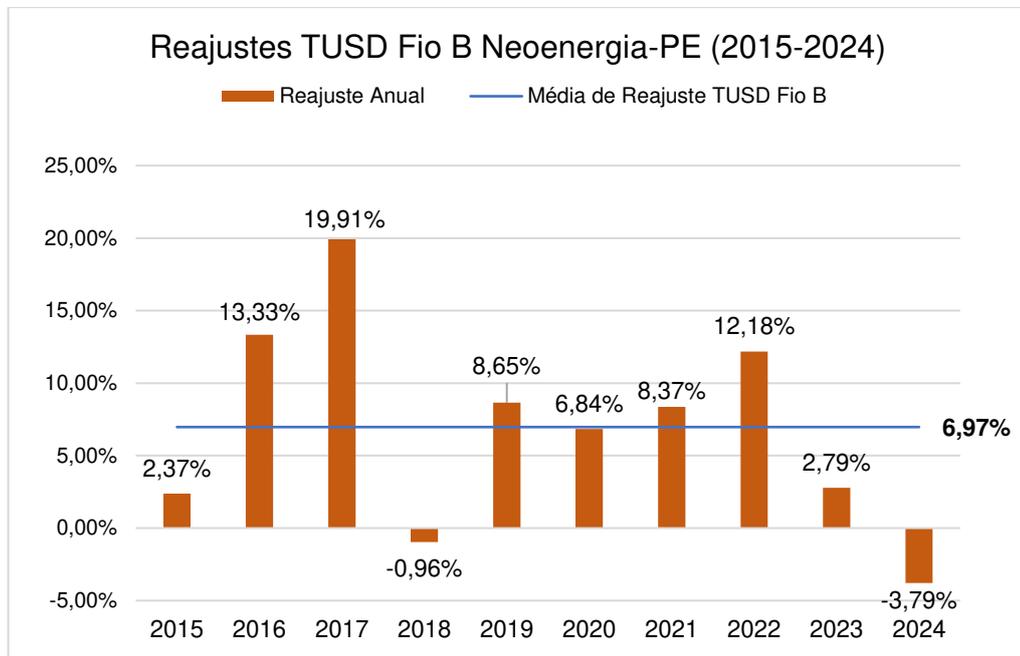
Fonte: Elaborado pela autora a partir de [45].

Gráfico 2 – Reajustes na TE



Fonte: Elaborado pela autora a partir de [45].

Gráfico 3 – Reajustes na TUSD Fio B



Fonte: Elaborado pela autora a partir de [45].

Os impostos citados incidem em ambas as parcelas da tarifa, TUSD e TE, assim como na TUSD Fio B, através da equação (3.1).

$$Preço = \frac{Tarifa [R\$/kWh]}{[1 - ICMS(\%)] * [1 - PIS(\%) - COFINS(\%)]} \quad (3.1)$$

3.2.2 Dados do SFCR utilizados para determinar a economia

Na Tabela 9 encontram-se, para todos os cenários estudados, os dados usados como base para a economia do primeiro ano, obtidos a partir do RFM, fatura de energia e plataforma de monitoramento dos inversores. Os valores das tarifas já possuem a incidência dos tributos.

O ciclo de maio de 2024 ficou na transição dos valores das tarifas e, portanto, a tarifa adotada pela Neoenergia PE é uma média ponderada de acordo com o número de dias da vigência das tarifas de 2023 e 2024. É importante citar que a UC recebe em alta tensão, mas opta por ser faturada em baixa tensão, logo classifica-se como B3-optante. E como possui medição na baixa tensão, foi acrescentada na energia faturada o valor de 2,5% relativo às perdas por transformação, valor informado na fatura de energia.

Tabela 9 – Dados utilizados na economia do primeiro ano

Ciclo	Geração [kWh]	Consumo Distribuidora [kWh]	Injeção [kWh]	TUSD [R\$/kWh]	TE [R\$/kWh]	TUSD FIO B [R\$/kWh]
junho/23	15.511,42	20.374,95	3.620,59	0,54394	0,43360	0,29955
julho/23	13.091,29	23.019,45	2.319,10	0,54394	0,43360	0,30011
agosto/23	16.041,28	21.415,33	3.876,53	0,54394	0,43360	0,29970
setembro/23	16.813,92	22.408,55	3.676,24	0,54394	0,43360	0,29814
outubro/23	17.564,90	21.104,75	4.013,62	0,54394	0,43360	0,30192
novembro/23	18.019,94	18.393,63	5.579,20	0,54394	0,43360	0,29908
dezembro/23	19.964,97	22.883,13	4.900,65	0,54394	0,43360	0,30030
janeiro/24	17.890,32	22.805,23	4.080,04	0,54394	0,43360	0,30929
fevereiro/24	18.415,95	22.249,68	4.333,01	0,54394	0,43360	0,31115

Ciclo	Geração [kWh]	Consumo Distribuidora [kWh]	Injeção [kWh]	TUSD [R\$/kWh]	TE [R\$/kWh]	TUSD FIO B [R\$/kWh]
março/24	18.706,34	25.439,48	3.675,50	0,54394	0,43360	0,30900
abril/24	17.702,92	25.662,93	3.441,27	0,54394	0,43360	0,30829
maio/24	15.549,16	26.373,25	2.769,60	0,56211	0,44929	0,31105
						0,29926
TOTAL	205.272,41	272.130,36	46.285,35	NA	NA	NA

Fonte: Elaborado pela autora.

A partir dos dados da Tabela 9, calculou-se alguns parâmetros importantes, como Consumo Total e Fator de Simultaneidade, conforme as equações (3.2) e (3.3) respectivamente, para que fosse possível calcular a economia gerada pela usina. Aplicando as equações citadas, obteve-se um Consumo Total de 431.117,42 kWh e um fator de simultaneidade de 77,61% (resultados na Tabela 10).

$$\text{Consumo Total} = \text{Consumo Distribuidora} + \text{Geração} - \text{Injeção} \quad (3.2)$$

$$\text{Fator de Simultaneidade} = \frac{\text{Geração} - \text{Injeção}}{\text{Geração}} \times 100\% \quad (3.3)$$

Na Tabela 10, com base nas considerações mencionadas anteriormente, há um resumo dos dados de Consumo Total, Geração, Fator de Simultaneidade, TUSD e TE no período de junho de 2024 a dezembro de 2030. Tal período foi escolhido, pois as regras para a compensação de GD II e GD III, são válidas até o final de 2030, para quem protocolou acesso até junho de 2023 e até o final de 2028 para SFCR's protocolados após junho de 2023. Como considerou-se o início de operação da usina em junho de 2023, teria sido protocolada antes dessa data e, portanto, seguiria as regras de compensação divulgadas na Lei 14.300 até dezembro de 2030.

Deve ser observado na Tabela 10 que a geração de energia diminui a cada ano por direcionamento do *datasheet* das placas fotovoltaicas, onde no primeiro ano há uma diminuição de 3% na performance e nos próximos 22 anos decresce linearmente e estabiliza em 80% no ano 25 do sistema.

As tarifas da Neoenergia-PE, em sua grande maioria, têm uma vigência de maio do mesmo ano da divulgação da resolução a abril do ano seguinte e, portanto, optou-se por manter esse período no trabalho a fim de trazer mais proximidade à realidade.

Tabela 10 – Dados utilizados na economia a partir de junho/2024

Período	Consumo Total [kWh]	Geração [kWh]	Fator de Simultaneidade [%]	TUSD [R\$/kWh]	TE [R\$/kWh]	TUSD FIO B [R\$/kWh]
junho/24 – abril/25	395.190,91	186.721,54	77,61%	0,542287	0,440989	0,297736
maio/25 – abril/26	431.117,36	202.120,06	77,61%	0,59211	0,47033	0,318486
maio/26 – abril/27	431.117,36	200.543,90	77,61%	0,64651	0,50163	0,340682
maio/27 – abril/28	431.117,36	198.967,73	77,61%	0,705917	0,535009	0,364425
maio/28 – abril/29	431.117,36	197.391,57	77,61%	0,770776	0,570609	0,389822
maio/29 – abril/30	431.117,36	195.815,40	77,61%	0,841595	0,608578	0,416990
maio/30 – dezembro/30	287.411,57	129.492,82	77,61%	0,918921	0,649073	0,446051

Fonte: Elaborado pela autora.

3.2.3 Faturamento

Para determinar a economia gerada pela usina fotovoltaica, calculou-se a energia faturada considerando-se a UC sem e com energia solar. O valor faturado sem GD para ambos os cenários, REN 482 e Lei 14.300, segue a equação (3.4) .

$$\text{Valor Faturado} = \text{Consumo Total} * (\text{TUSD} + \text{TE}) \quad (3.4)$$

O valor faturado com GD seguindo a REN 482, foi calculado seguindo a equação (3.5).

$$\text{Valor Faturado} = (\text{Consumo Total} - \text{Geração}) * (\text{TUSD} + \text{TE}) \quad (3.5)$$

O valor faturado com GD II, logo seguindo a Lei 14.300 foi calculado seguindo a equação (3.6). A porcentagem corresponde ao valor escalonado do Fio B para cada ano.

$$\text{Valor Faturado} = (\text{Consumo Total} - \text{Geração}) * (\text{TUSD} + \text{TE}) + \text{Geração} * (1 - \text{Fator de Simultaneidade}) * \text{Porcentagem} * \text{TUSD Fio B} \quad (3.6)$$

Para o cálculo do *payback* em meses do SFCR, aplicou-se equação (3.7). Onde a Economia mensal utilizada é a referente ao período até que a economia total se iguala ao investimento.

$$\text{Payback} = \frac{\text{Investimento}}{\text{Economia mensal}} \quad (3.7)$$

3.3 Cenário 1: REN 482/2012

A usina em estudo é classificada como GD I e tem direito adquirido e, portanto, já é compensada conforme as regras analisadas nesse caso.

Considerando que o início da usina se deu em junho/2023, foi calculada a economia total do primeiro ano com os dados reais, onde toda energia injetada foi compensada. A economia total no período de junho de 2023 a abril de 2024 (ver Tabela 11) foi de R\$195.784,43. Esse período foi calculado mensalmente, pois havia os dados, como exposto anteriormente.

Tabela 11 – Economia dos primeiros doze meses na REN 482

Mês	Consumo Total [kWh]	Energia Faturada [kWh]	Valor Faturado [R\$]		Economia [R\$]
			Sem GD	Com GD	
jun/23	32.265,78	16.754,36	31.541,11	16.378,07	15.163,04
jul/23	33.791,64	20.700,35	33.032,70	20.235,43	12.797,27
ago/23	33.580,08	17.538,80	32.825,89	17.144,88	15.681,00
set/23	35.546,23	18.732,31	34.747,88	18.311,59	16.436,29
out/23	34.656,02	17.091,13	33.877,67	16.707,27	17.170,40
nov/23	30.834,36	12.814,43	30.141,84	12.526,62	17.615,22
dez/23	37.947,44	17.982,48	37.095,17	17.578,60	19.516,56
jan/24	36.615,50	18.725,18	35.793,14	18.304,63	17.488,51
fev/24	36.332,61	17.916,66	35.516,60	17.514,26	18.002,34

Mês	Consumo Total [kWh]	Energia Faturada [kWh]	Valor Faturado [R\$]		Economia [R\$]
			Sem GD	Com GD	
mar/24	40.470,32	21.763,98	39.561,38	21.275,17	18.286,21
abr/24	39.924,57	22.221,65	39.027,89	21.722,57	17.305,33
mai/24	39.152,81	23.603,65	39.959,24	23.872,79	17.305,33

Fonte: Elaborado pela autora.

A economia futura, ou seja, a partir de junho de 2024 foi calculada anualmente com base nas médias apresentadas pelo sistema no período analisado, os resultados encontram-se na Tabela 12.

Tabela 12 – Economia total na vigência da REN 482

Período	Energia Faturada [kWh]	Valor Faturado [R\$]		Economia [R\$]
		Sem GD	Com GD	
jun/23 – abr/24	202.241,32	383.161,27	197.699,10	185.462,17
mai/24 – abr/25	224.018,53	388.582,05	204.983,09	183.598,96
mai/25 – abr/26	228.997,30	458.038,90	243.297,25	214.741,65
mai/26 – abr/27	230.573,46	494.985,53	264.731,92	230.253,61
mai/27 – abr/28	232.149,63	534.984,92	288.080,61	246.904,32
mai/28 – abr/29	233.725,79	578.294,83	313.516,52	264.778,30
mai/29 – abr/30	235.301,96	625.195,14	341.228,76	283.966,38
mai/30 – dez/30	157.918,75	450.659,91	247.615,81	203.044,10
TOTAL		3.913.902,55	2.101.153,06	1.812.749,49

Fonte: Elaborado pela autora.

A partir de todos os dados apresentados na seção anterior, vê-se na Tabela 13, os parâmetros usados no cálculo do fluxo de caixa e determinação do *payback*.

Tabela 13 – Economia e fluxo de caixa do SFCR – GD I

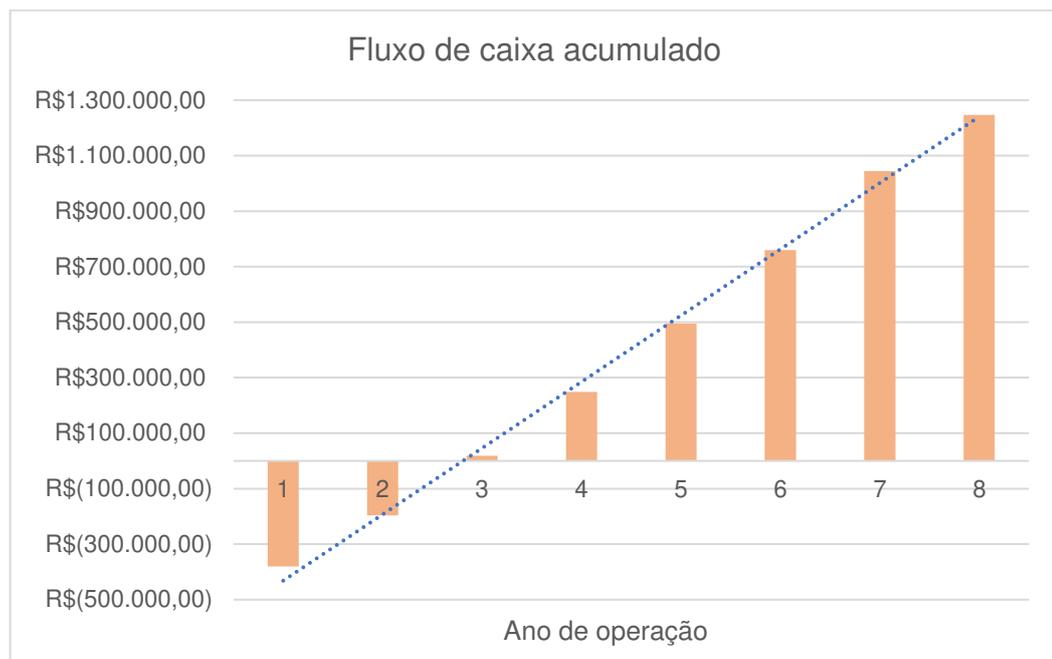
Período	Nº de meses	Ano	Economia [R\$]	Economia Mensal [R\$]	Fluxo de caixa [R\$]
Jun/2023 - Abr/2024	11	1	185.462,17	16.860,20	-380.297,83
Mai/2024 - Abr/2025	12	2	183.598,96	15.299,91	-196.698,87
Mai/2025 - Abr/2026	12	3	214.741,65	17.895,14	18.042,78

Período	Nº de meses	Ano	Economia [R\$]	Economia Mensal [R\$]	Fluxo de caixa [R\$]
Mai/2026 - Abr/2027	12	4	230.253,61	19.187,80	248.296,39
Mai/2027 - Abr/2028	12	5	246.904,32	20.575,36	495.200,70
Mai/2028 - Abr/2029	12	6	264.778,30	22.064,86	759.979,00
Mai/2029 - Abr/2030	12	7	283.966,38	23.663,87	1.043.945,39
Mai/2030 - Dez/2030	8	8	203.044,10	25.380,51	1.246.989,49

Fonte: Elaborado pela autora.

O fluxo de caixa acumulado do SFCR nos moldes da REN 482, ou seja, para usinas classificadas como GD I, pode ser visto no Gráfico 4. O ponto em que a linha de tendência cruza o eixo horizontal é o ponto de *payback* do sistema, em outras palavras, é o momento em que o fluxo de caixa do investimento deixa de ser negativo e fica zerado. Considerando o investimento de R\$565.760,00 e aplicando na equação (3.7), o *payback* do sistema ficou em 33,99 meses, ou seja, o investimento igualou-se a economia no 3º ano de operação da usina e estimou-se que até dezembro de 2030 gere uma economia total no valor R\$1.812.749,49.

Gráfico 4 – Fluxo de caixa do SFCR – GD I



Fonte: Elaborado pela autora

3.4 Cenário 2: Lei 14.300/2022

Nesta seção será avaliado o retorno financeiro do SFCR, caso fosse classificado como GD II, logo seguindo as regras de faturamento da Lei 14.300. O ciclo correspondente a maio/24 ficou na transição entre as vigências da REH 2023 e REH 2024, tendo 25 e 4 dias respectivamente e, portanto, fez-se uma média ponderada na energia compensada para se achar o valor faturado. Na Tabela 14, há a economia encontrada para os doze primeiros meses de operação da usina. Já na Tabela 15, há a economia total do sistema no período analisado, inclusive os doze primeiros meses.

Tabela 14 – Economia dos primeiros doze meses – GD II

Mês	Consumo Total [kWh]	Energia Faturada [kWh]	Valor Faturado [R\$]		Economia [R\$]
			Sem GD	Com GD	
Jun/2023	32.265,78	16.754,36	31.541,11	16.505,29	15.035,82
Jul/2023	33.791,64	20.700,35	33.032,70	20.316,92	12.715,78
Ago/2023	33.580,08	17.538,80	32.825,89	17.281,10	15.544,79
Set/2023	35.546,23	18.732,31	34.747,88	18.440,77	16.307,11
Out/2023	34.656,02	17.091,13	33.877,67	16.848,31	17.029,36
Nov/2023	30.834,36	12.814,43	30.141,84	12.722,67	17.419,17
Dez/2023	37.947,44	17.982,48	37.095,17	17.750,81	19.344,36
Jan/2024	36.615,50	18.725,18	35.793,14	18.467,11	17.326,03
Fev/2024	36.332,61	17.916,66	35.516,60	17.818,78	17.697,82
Mar/2024	40.470,32	21.763,98	39.561,38	21.533,48	18.027,90
Abr/2024	39.924,57	22.221,65	39.027,89	21.964,41	17.063,48
Mai/2024	39.152,81	23.603,65	39.959,24	24.131,24	15.468,00

Fonte: Elaborado pela autora

Tabela 15 – Economia total na vigência da Lei 14.300 – GD II

Período	Energia Faturada [kWh]	Valor Faturado [R\$]		Economia [R\$]
		Sem GD	Com GD	
Jun/2023 – Abr/2024	202.241,32	383.161,27	199.649,65	183.511,62
Mai/2024 – Abr/2025	224.018,53	388.582,05	209.396,24	179.185,81
Mai/2025 – Abr/2026	228.997,30	458.038,90	250.503,70	207.535,21

Período	Energia Faturada [kWh]	Valor Faturado [R\$]		Economia [R\$]
		Sem GD	Com GD	
Mai/2026 – Abr/2027	230.573,46	494.985,53	274.675,05	220.310,48
Mai/2027 – Abr/2028	232.149,63	534.984,92	301.068,30	233.916,62
Mai/2028 – Abr/2029	233.725,79	578.294,83	329.022,16	249.272,67
Mai/2029 – Abr/2030	235.301,96	625.195,14	357.682,58	267.512,56
Mai/2030 – Dez/2030	157.918,75	450.659,91	259.255,05	191.404,86
TOTAL		3.913.902,55	2.181.252,73	1.732.649,82

Fonte: Elaborado pela autora.

A partir de todos os dados apresentados, a Tabela 16 possui os dados de economia mensal e o fluxo de caixa do SFCR nos moldes da Lei 14.300 (GD II).

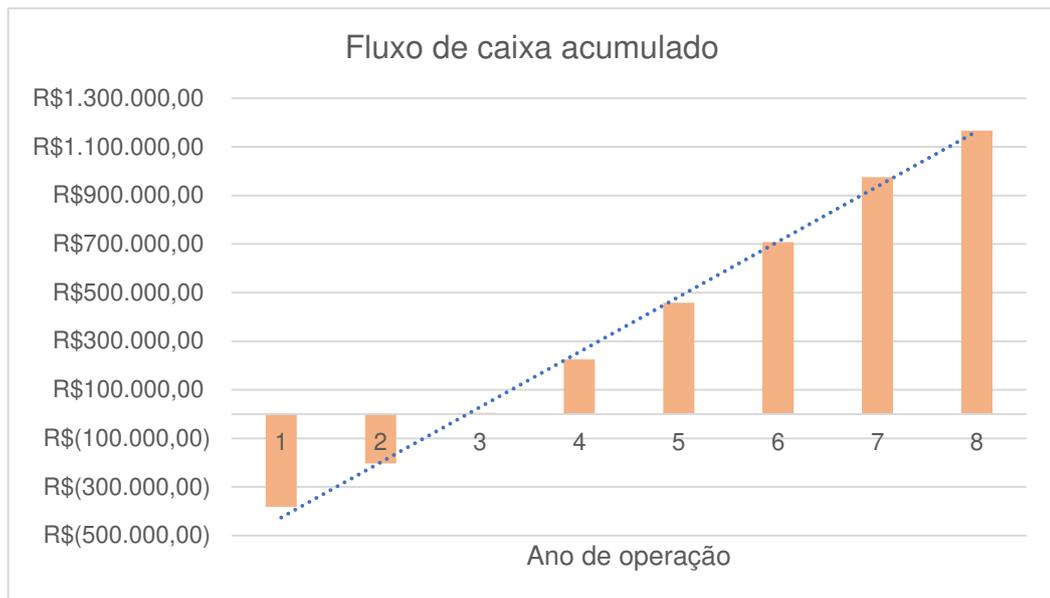
Tabela 16 – Economia e fluxo de caixa do SFCR – GD II

Período	Nº de meses	Ano	Economia [R\$]	Economia Mensal [R\$]	Fluxo de caixa [R\$]
Jun/2023 - Abr/2024	11	1	183.511,62	16.682,87	-382.248,38
Mai/2024 - Abr/2025	12	2	179.185,81	14.932,15	-203.062,57
Mai/2025 - Abr/2026	12	3	207.535,21	17.294,60	4.472,63
Mai/2026 - Abr/2027	12	4	220.310,48	18.359,21	224.783,11
Mai/2027 - Abr/2028	12	5	233.916,62	19.493,05	458.699,73
Mai/2028 - Abr/2029	12	6	249.272,67	20.772,72	707.972,40
Mai/2029 - Abr/2030	12	7	267.512,56	22.292,71	975.484,96
Mai/2030 - Dez/2030	8	8	191.404,86	23.925,61	1.166.889,82

Fonte: Elaborado pela autora

O fluxo de caixa acumulado pode ser visto no Gráfico 5. O retorno total do investimento se deu no final do 3º ano, visto que a barra do ano 3 nem está visível, indicando que levou o ano 3 praticamente todo para pagar o sistema. O *payback* do SFCR ficou em 34,64 meses e estimou-se que até dezembro de 2030 geraria uma economia total no valor R\$1.736.047,45.

Gráfico 5 – Fluxo de caixa do SFCR – GD II



Fonte: Elaborado pela autora.

3.5 Cenário 3 – Lei 14.300/2022 (Alterando o Fator de Simultaneidade)

Como mencionado ao longo do trabalho, o retorno financeiro de um SFCR na vigência da Lei 14.300 é afetado diretamente pela simultaneidade de consumo à geração. Sendo assim, nessa seção será avaliado o *payback* do SFCR sob estudo ao alterar-se o Fator de Simultaneidade também como GD II, visto que tal fator não afeta a economia, caso o sistema fosse GD I, ou seja, conforme regras da REN 482.

Para achar um valor para a simultaneidade, considerou-se que a carga passou a consumir constantemente 24h por dia e, conseqüentemente, possuía um consumo simultâneo à geração das 5h30 às 17h30, período aproximado em que há radiação solar no município de Igarassu. Portanto há geração fotovoltaica em torno de 10h ao longo do dia e, conseqüentemente, um fator de simultaneidade de cerca de 42%.

Nas Tabela 17 e Tabela 18, encontram-se os dados utilizados para determinar-se a economia e adotou-se a mesma metodologia do cenário anterior. Nos períodos em que havia virada de ano, fez-se média ponderada da TUSD Fio B de acordo com a quantidade de meses de cada ano.

Tabela 17 – Dados utilizados na economia do primeiro ano após mudança na simultaneidade

Ciclo	Geração [kWh]	Consumo Total [kWh]	Injeção [kWh]	TUSD [R\$/kWh]	TE [R\$/kWh]	TUSD FIO B [R\$/kWh]
Jun/2023	15.511,42	32.265,78	8.996,62	0,54394	0,43360	0,29955
Jul/2023	13.091,29	33.791,64	7.592,95	0,54394	0,43360	0,30011
Ago/2023	16.041,28	33.580,08	9.303,94	0,54394	0,43360	0,29970
Set/2023	16.813,92	35.546,23	9.752,07	0,54394	0,43360	0,29814
Out/2023	17.564,90	34.656,02	10.187,64	0,54394	0,43360	0,30192
Nov/2023	18.019,94	30.834,36	10.451,56	0,54394	0,43360	0,29908
Dez/2023	19.964,97	37.947,44	11.579,68	0,54394	0,43360	0,30030
Jan/2024	17.890,32	36.615,50	10.376,38	0,54394	0,43360	0,30929
Fev/2024	18.415,95	36.332,61	10.681,25	0,54394	0,43360	0,31115
Mar/2024	18.706,34	40.470,32	10.849,68	0,54394	0,43360	0,30900
Abr/2024	17.702,92	39.924,57	10.267,70	0,54394	0,43360	0,30829
Mai/2024	15.549,16	39.152,81	9.018,51	0,56211	0,44929	0,31105
						0,29926

Fonte: Elaborado pela autora.

Tabela 18 – Dados utilizados na economia a partir de junho de 2024 para FS = 42%

Período	Consumo Total [kWh]	Geração [kWh]	Fator de Simultaneidade [%]	TUSD [R\$/kWh]	TE [R\$/kWh]	TUSD Fio B [R\$/kWh]
Jun/2024 – Abr/2025	395.190,91	186.721,54	42,00%	0,542287	0,440989	0,297736
Mai/2025 – Abr/2026	431.117,36	202.120,06	42,00%	0,59211	0,47033	0,318486
Mai/2026 – Abr/2027	431.117,36	200.543,90	42,00%	0,64651	0,50163	0,340682
Mai/2027 – Abr/2028	431.117,36	198.967,73	42,00%	0,705917	0,535009	0,364425
Mai/2028 – Abr/2029	431.117,36	197.391,57	42,00%	0,770776	0,570609	0,389822
Mai/2029 – Abr/2030	431.117,36	195.815,40	42,00%	0,841595	0,608578	0,416990
Mai/2030 – Dez/2030	287.411,57	129.492,82	42,00%	0,918921	0,649073	0,446051

Fonte: Elaborado pela autora.

Na Tabela 19, encontra-se a economia mensal correspondente aos primeiros doze meses do período da análise. Já a Tabela 20 contém a economia do período de

junho/2023 a dezembro/2030. A economia encontrada nesta última será usada para determinar-se a economia mensal e o fluxo de caixa.

Tabela 19 – Economia dos primeiros doze meses - GD II (FS = 42%)

Mês	Consumo Total [kWh]	Energia Faturada [kWh]	Valor Faturado [R\$]		Economia [R\$]
			Sem GD	Com GD	
Jun/2023	32.265,78	16.754,36	31.541,11	16.694,20	14.846,91
Jul/2023	33.791,64	20.700,35	33.032,70	20.502,24	12.530,46
Ago/2023	33.580,08	17.538,80	32.825,89	17.471,82	15.354,07
Set/2023	35.546,23	18.732,31	34.747,88	18.654,27	16.093,61
Out/2023	34.656,02	17.091,13	33.877,67	17.065,25	16.812,41
Nov/2023	30.834,36	12.814,43	30.141,84	12.893,88	17.247,96
Dez/2023	37.947,44	17.982,48	37.095,17	17.985,50	19.109,67
Jan/2024	36.615,50	18.725,18	35.793,14	18.717,86	17.075,28
Fev/2024	36.332,61	17.916,66	35.516,60	18.264,92	17.251,68
Mar/2024	40.470,32	21.763,98	39.561,38	22.037,67	17.523,71
Abr/2024	39.924,57	22.221,65	39.027,89	22.444,16	16.583,73
Mai/2024	39.152,81	23.603,65	39.959,24	24.714,37	14.884,87

Fonte: Elaborado pela autora

Tabela 20 – Economia total na vigência da Lei 14.300 para FS = 42%

Período	Energia Faturada [kWh]	Valor Faturado [R\$]		Economia [R\$]
		Sem GD	Com GD	
Jun/2023 – Abr/2024	202.241,32	383.161,27	202.731,76	180.429,51
Mai/2024 – Abr/2025	224.018,53	388.582,05	216.415,19	172.166,86
Mai/2025 – Abr/2026	228.997,30	458.038,90	261.965,26	196.073,64
Mai/2026 – Abr/2027	230.573,46	494.985,53	290.489,22	204.496,31
Mai/2027 – Abr/2028	232.149,63	534.984,92	321.724,72	213.260,20
Mai/2028 – Abr/2029	233.725,79	578.294,83	353.683,26	224.611,56
Mai/2029 – Abr/2030	235.301,96	625.195,14	383.851,73	241.343,40

Período	Energia Faturada [kWh]	Valor Faturado [R\$]		Economia [R\$]
		Sem GD	Com GD	
Mai/2030 – Dez/2030	157.918,75	450.659,91	277.766,81	172.893,11
TOTAL		3.913.902,55	2.308.627,95	1.605.274,61

Fonte: Elaborado pela autora.

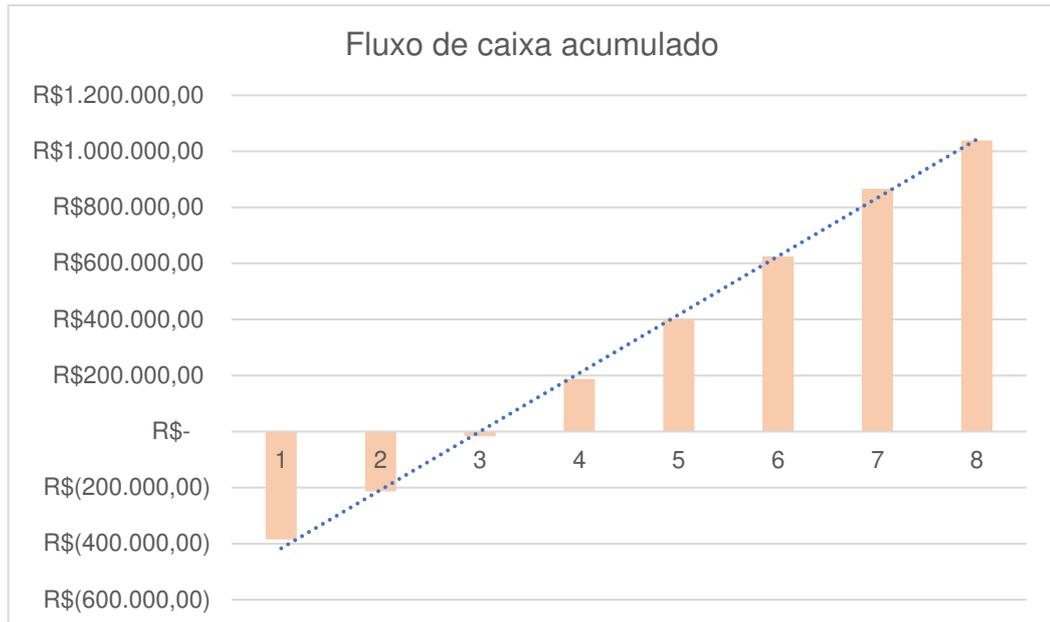
A Tabela 21 possui os dados de economia mensal e o fluxo de caixa do SFCR nos moldes da Lei 14.300 (GD II), e o fluxo de caixa acumulado pode ser visto no Gráfico 6. Ao analisar o gráfico, nota-se que diferentemente dos outros cenários, o sistema se paga no 4º ano de operação. O *payback* do SFCR ficou em 36,45 meses e estimou-se que até dezembro de 2030 geraria uma economia total no valor R\$1.605.274,61.

Tabela 21 – Economia e fluxo de caixa do SFCR com FS = 42% – GD II

Período	Nº de meses	Ano	Economia [R\$]	Economia Mensal [R\$]	Fluxo de caixa [R\$]
Jun/2023 - Abr/2024	11	1	183.511,62	16.682,87	-382.248,38
Mai/2024 - Abr/2025	12	2	179.185,81	14.932,15	-203.062,57
Mai/2025 - Abr/2026	12	3	207.535,21	17.294,60	4.472,63
Mai/2026 - Abr/2027	12	4	220.310,48	18.359,21	224.783,11
Mai/2027 - Abr/2028	12	5	233.916,62	19.493,05	458.699,73
Mai/2028 - Abr/2029	12	6	249.272,67	20.772,72	707.972,40
Mai/2029 - Abr/2030	12	7	267.512,56	22.292,71	975.484,96
Mai/2030 - Dez/2030	8	8	191.404,86	23.925,61	1.166.889,82

Fonte: Elaborado pela autora

Gráfico 6 – Fluxo de caixa do SFCR para FS = 42% - GDII



Fonte: Elaborado pela autora.

3.6 Síntese dos resultados

Nos tópicos anteriores, calculou-se a economia e o *payback* do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede diante de três cenários, sendo os dois primeiros considerando o sistema nas mesmas condições de funcionamento, porém como GD I e GD II. Já o terceiro também foi GD II, contudo alterou-se a simultaneidade.

Na Tabela 22, há um resumo dos três casos analisados neste trabalho, onde tem-se o *payback* e a economia total gerada pelo SFCR nas condições consideradas. O cenário 2 teve uma redução de 4,42% na economia em relação ao cenário 1. Já o 3, teve uma redução de 11,45% também em relação ao cenário 1.

Tabela 22 – Resumo dos resultados

Cenário	<i>Payback</i>	Economia Total
1	33,99 meses	R\$ 1.812.749,49
2	34,74 meses	R\$ 1.732.649,82
3	36,45 meses	R\$ 1.605.274,61

Fonte: Elaborado pela autora.

4 CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE

Ao longo desse trabalho, teve-se uma apresentação de todo o histórico da Geração Distribuída no Brasil, perpassando todo o cenário regulatório no país e suas diversas alterações até o presente momento. Houve dois grandes marcos no setor, sendo o primeiro a criação da Resolução Normativa 482/2012 que implementou novas alternativas de geração ao setor elétrico e a promulgação da Lei 14.300/2022 que trouxe diversas mudanças às diretrizes estabelecidas na REN 482, principalmente ao sistema de compensação. Essas alterações impactaram diretamente o *payback* dos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede, fazendo-se bastante útil o estudo prático da ordem de grandeza da influência da Lei 14.300 e o papel desempenhado pela simultaneidade da carga em relação à geração e esse foi o objetivo do presente trabalho.

O SFCR estudado nesse trabalho, corresponde a uma usina de potência instalada de 106kW, situada na zona de concessão da Neoenergia Pernambuco e classificada como B3 – Comercial (Optante). O *payback* da usina nos moldes da REN 482, ou seja, GD I, foi de 33,99 meses. Já dentro dos moldes da Lei 14.300, GD II, teve um *payback* de 34,74 meses, tendo um acréscimo de 0,75 meses em relação à GD I. Ao alterar-se a simultaneidade do sistema, fixando em 42%, o *payback* ficou em 36,45 meses caso o sistema fosse GD II.

Como esperado, a Lei 14.300/2022 prolongou o tempo do retorno do investimento do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede postergando esse prazo, sendo de menos de um mês no caso específico desse trabalho ao comparar-se os Cenários 1 e 2. Mas o cenário em que o sistema possuísse uma baixa simultaneidade também foi analisado e teve um aumento de 2,46 meses em relação ao cenário 1, comprovando a afirmação de que o Fator de Simultaneidade afeta a economia gerada por um sistema fotovoltaico.

Foi citado ao longo deste trabalho que em um estudo realizado pela Greener, observou-se uma redução no tempo médio de *payback* dos SFCR's após a Lei 14.300, porém viu-se que isso ocorreu devido à queda no preço dos equipamentos fotovoltaicos. Os resultados encontrados neste trabalho corroboram a conclusão do estudo, visto que, ao analisar-se a mesma usina, nas mesmas condições e com o

mesmo investimento inicial, o tempo de *payback* aumentou para SFCR's classificados com GD II em relação a GD I.

O *payback* foi minimamente afetado, contudo a economia total no período analisado apresentou um impacto maior, caso o SFCR fosse GD II. O cenário 2 apresentou, em relação ao cenário 1, uma redução de 4,45% na economia e o 3, de 11,45%.

Apesar de haver uma redução na economia e uma postergação no *payback*, o impacto não se mostrou um impeditivo para o investimento em uma usina fotovoltaica nas mesmas condições do sistema analisado, até mesmo ao reduzir-se bastante a simultaneidade consumo à geração. Tal afirmação é verificada principalmente ao se deparar com a vida útil do sistema, que é de 25 anos, conferindo vários anos de economia após o pagamento do sistema.

Durante o desenvolvimento do trabalho, surgiram alguns obstáculos, e algumas adaptações e considerações precisaram ser feitas. Como citado ao longo do texto, há dois parâmetros incidentes no faturamento da energia elétrica que não foram considerados, a taxa de iluminação pública e a incidência de bandeiras tarifárias. A primeira taxa foi descartada devido à inconstância na forma de se imputar aos consumidores, por se tratar de um encargo municipal sem um padrão definidos nas regulações cabíveis e, conseqüentemente, ficando a cargo de cada cidade escolher em como se dará a sua cobrança. Já as bandeiras tarifárias dependem das condições climáticas de geração e, portanto, não é algo que consegue ser previsto com exatidão estando sujeito à muitas alterações. Ambos os parâmetros dificultariam a reprodutibilidade da metodologia adotada no trabalho, bem como possíveis futuras comparações com outros sistemas que não apresentassem as exatas condições.

Outro ponto adaptado do trabalho se deu nos ciclos de faturamento futuros, por se tratar de dados vindouros foi necessário arredondá-los para meses fechados, entretanto não impactou a análise, por se tratar apenas a quantidade de dias considerada para faturamento pela Neoenergia-PE e ao longo de um ano, haveria doze ciclos.

É importante a realização de mais estudos com a mesma metodologia em usinas com as mais diversas condições para que se tenha uma visão ampla de todos os âmbitos. Algumas especificações afetam diretamente o *payback* e variá-las seria

importante, tendo como exemplo: porte da usina; concessionária de energia; tensão de recebimento – A (alta) ou B (baixa); modalidade de geração, como usinas de exportação de energia denominadas de autoconsumo remoto.

Apesar do resultado animador do estudo, ainda não se tem certeza dos rumos da Geração Distribuída no Brasil, visto que as condições de transição estipuladas na Lei 14.300 são válidas até o ano de 2028 e as novas regras ainda não foram divulgadas pela ANEEL. Dessa forma, é de suma importância a continuidade de trabalhos e análises dos mais diversos tipos de SFCR, principalmente após a divulgação das novas diretrizes, que ainda não tem prazo estipulado pela ANEEL.

REFERÊNCIAS

1. COORDENADORIA DE IMPRENSA DO GOVERNO DO ESTADO. Primeira Usina de Energia Solar é inaugurada no Ceará. **Governo do estado do Ceará**, 04 agosto 2011. Disponível em: <<https://www.ceara.gov.br/2011/08/04/primeira-usina-de-energia-solar-e-inaugurada-no-ceara/>>. Acesso em: 03 julho 2024.
2. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Matriz Elétrica Brasileira, 30 jun. 2024. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiNjc4OGYyYjQtYWM2ZC00YjllWjIYmEtYzd kNTQ1MTc1NjM2liwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5Yz AxNzBIMSIsImMiOjR9>>. Acesso em: 06 jun. 2024.
3. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Geração Distribuída. **Agência Nacional de Energia Elétrica**, 30 jun. 2024. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiY2VmMmUwN2QtYWFiOS00ZDE3LWI3ND MtZDk0NGI4MGU2NTkxliwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhN GU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9>>. Acesso em: 30 jun. 2024.
4. CURADO, J. Setor fotovoltaico deverá gerar mais de 281,6 mil novos empregos em 2024, 18 jan. 2024. Disponível em: <<https://www.confea.org.br/setor-fotovoltaico-devera-gerar-mais-de-2816-mil-novos-empregos-em-2024>>. Acesso em: 02 jul. 2024.
5. CONFEA. Nota Técnica. **Resolução Nº 482, de 2012 - ANEEL**, 12 nov. 2020. Disponível em: <<https://www.confea.org.br/midias/uploads-imce/energiasolar-notaconfea-resolucao482-aneel.pdf>>. Acesso em: 04 jul. 2024.
6. ANÁLISE do Marco Legal da Geração Distribuída | Lei 14.300/2022. **GREENER**, 2023. Disponível em: <<https://www.greener.com.br/estudo/analise-do-marco-legal-da-geracao-distribuida-lei-14-300-2022/>>. Acesso em: 25 ago. 2024.
7. 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 distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências.**, Brasília, DF, 17 abr 2012. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 20 maio 2024.
8. BRASIL. Lei nº 14.300, 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;** , Brasília, DF, 06 jan 2022. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/l14300.htm>. Acesso em: 20 maio 2024.
9. CAMILO, H. F. et al. Assessment of photovoltaic distributed generation – Issues of grid connected systems through the consumer side applied to a case study of Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 71, maio 2017. 712-719. Acesso em: 05 jun. 2024.
10. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Energia de hidrelétricas é considerada uma das mais seguras e limpas, 09 out 2023. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/energia-de-hidreletricas-e-considerada-uma-das-mais-seguras-e-limpas>>. Acesso em: 10 ago 2024.

11. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Nacional de Energia 2030**. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro. 2007.
12. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. SIGA, ago. 2024. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiNjc4OGYyYjQtYWM2ZC00YjllWjIYmEtYzd kNTQ1MTc1NjM2liwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5Yz AxNzBIMSIsImMiOjR9>>. Acesso em: 20 ago. 2024.
13. FREIRE, W. Benefícios da GD ao setor elétrico podem chegar a R\$ 85 bilhões até 2031. **Canal Solar**, 12 dez. 2023. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/beneficios-da-gd-ao-setor-eletrico-podem-chegar-a-r-85-bilhoes-ate-2031/>>. Acesso em: 20 maio 2024.
14. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Cadernos Temáticos ANEEL - Micro e Minigeração Distribuída**. Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasília, p. 09. 2014.
15. INEE - INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA. O que é geração distribuída. **INEE - INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA**, 20---. Disponível em: <http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp>. Acesso em: 10 jun. 2024.
16. PORTAL SOLAR. Energia Solar: pontos positivos e negativos. **PORTAL SOLAR**. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/energia-solar-pontos-positivos-e-negativos>>. Acesso em: 10 ago 2024.
17. BRAGA, R. P. **Energia Solar Fotovoltaica**. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, p. 2-7. 2008.
18. UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL. Efeito Fotovoltaico. **Ambiente Virtual de Aprendizagem Experimental em Ciências e Matemática**. Disponível em: <http://penta3.ufrgs.br/fisica/energia/Energia_solar/efeito_fotovoltaico.html>. Acesso em: 10 ago. 2024.
19. CHAMBOULEYRON, I. Elericidade Solar. **Ciência Hoje**, São Paulo, vol. 9, n. 54, jun 1989. p. 32-39.
20. MIRANDA, S. Inversor solar, o que é e para que serve? **Canal Solar**, 2022. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/inversor-solar-o-que-e-e-pra-que-serve/#:~:text=O%20inversor%20fotovoltaico%2C%20item%20indispens%C3%A1vel,sua%20utiliza%C3%A7%C3%A3o%20em%20aparelhos%20el%C3%A9tricos.>>. Acesso em: 25 ago. 2024.
21. THOZZI, G. Inversor Solar: O que você precisa saber. **INSTITUTO DE REDES INTELIGENTES - UFSM**, 2021. Disponível em: <<https://inriufsm.com.br/energia-fotovoltaica/inversor-solar-o-que-voce-precisa-saber/>>. Acesso em: 25 ago 2024.
22. ENERGIA ECO. Instalação de Painel Energia Solar Fotovoltaica. Disponível em: <<https://energiaeco.com.br/energia-solar-fotovoltaica/>>. Acesso em: 25 ago. 2024.
23. O que é: Cogeração Qualificada. **VALUATA**, 2023. Disponível em: <<https://valuata.com.br/glossario/o-que-e-cogeracao-qualificada/>>. Acesso em: 06 ago. 2024.
24. CONHEÇA sua fatura. **NEOENERGIA PERNAMBUCO**, 20---. Disponível em: <<https://clientescorporativos.neoenergiapernambuco.com.br/informacoes/Paginas/con-heca-sua-fatura.aspx>>. Acesso em: 11 ago 2024.

25. NEOENERGIA PERNAMBUCO. Perguntas e respostas - FAQ Micro e minigeração distribuída | Média Tensão e Alta Tensão. **NEOENERGIA PERNAMBUCO**, [S.l.], 20--. Disponível em: <https://servicos.neoenergiapernambuco.com.br/Documents/pdf/PERGUNTAS_RESPOSTAS_FAQ_MEDIA_TENSAO_ALTA_TENSAO_MICRO_MINI_GERACAO_NEOENERGIA_PERNAMBUCO.pdf>. Acesso em: 11 ago 2024.
26. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa ANEEL nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021(*). **tabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica; revoga as Resoluções Normativas ANEEL nº 414, de 9 de setembro de 2010; nº 470, de 13 de dezembro de 2011; nº 901, de 8 de dezembro de 2020 e dá outras providências.**, Brasília, DF, 7 dez 2021. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.html>>. Acesso em: 05 ago. 2024.
27. RIBEIRO, E. D. C. **Ajuste dos custos com energia elétrica de um grupo de comunicação multimídia**. Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre, RS, p. 24. 2018.
28. CUPERTINO, S. A.; TOMÉ, F.; COSTA, H. K. D. M. O marco legal da microgeração e minigeração distribuída: considerações sobre a Lei nº 14.300/2022. **Revista de Informação Legislativa: RIL**, Brasília, DF, 60, out./dez 2023. 107-123. Disponível em: <<https://www12.senado.leg.br/ril/edicoes/60/240/>>.
29. GENYX POWER SOLAR. Retrospectiva da Geração Distribuída: 10 anos que têm transformado a forma como geramos e consumimos energia, jan 2021. Disponível em: <<https://genyx.com.br/retrospectiva-da-geracao-distribuida-10-anos-que-tem-transformado-a-forma-como-geramos-e-consumimos-energia/>>. Acesso em: 05 jun. 2024.
30. BRASIL. Lei nº 13.169. **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**, 06 out 2015. Art. 8º. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2015/lei/l13169.htm#:~:text=LEI%20N%C2%BA%2013.169%2C%20DE%206%20DE%20OUTUBRO%20DE%202015.&text=Altera%20a%20Lei%20n%C2%BA%207.689,do%20%C2%A7%201%C2%BA%20do%20art>. Acesso em: 11 jul. 2024.
31. 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**, 06 dez 2018. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/air2018004srd.pdf>>. Acesso em: 10 jun. 2024.
32. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 02/2018-SGT/SRM/ANEEL. **Anexo 1 AIR - Variáveis de faturamento das componentes tarifárias**, Brasília, DF, 12 dez 2018. Acesso em: 10 jun 2024.
33. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET. **Módulo 7: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição**, 07 fev 2023. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20231060_2_1.pdf>. Acesso em: 10 jun. 2024.
34. MELLO, V. S. D. Proposta de regulamento da Aneel para revisão das regras de GD é submetida a Consulta Pública, 21 out 2019. Disponível em:

- <<https://www.rolim.com/conteudo/aneel-consulta-publica-gd/>>. Acesso em: 20 maio 2024.
35. NOVO CANTU NOTÍCIAS. PL da geração distribuída pode trazer preço justo da energia solar e garantir segurança jurídica aos consumidores. **ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA**, 2021. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/noticia/pl-da-geracao-distribuida-pode-trazer-preco-justo-da-energia-solar-e-garantir-seguranca-juridica-aos-consumidores/>>. Acesso em: 10 ago. 2024.
 36. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa ANEEL nº 1.059, de 7 de fevereiro de 2023. **Aprimora as regras para a conexão e o faturamento de centrais de microgeração e minigeração distribuída em sistemas de distribuição de energia elétrica, bem como as regras do Sistema de Compensação de Energia Elétrica; altera as Resoluções Normativas nº 9**, Brasília, DF, 7 fev 2023. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231059.html>>. Acesso em: 25 jun. 2024.
 37. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Homologatória ANEEL Nº 3.169, de 29 de dezembro de 2022. **Publica os percentuais de redução para aplicação da regra de transição disposta no art. 27 da Lei n. 14.300/2022 sobre a energia do Sistema de Compensação de Energia Elétrica - SCEE.**, 29 dez 2022. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20223169ti.pdf>>. Acesso em: 10 jun. 2024.
 38. GREENER. Estudo estratégico de Geração Distribuída. **Relatório online**, 2024. Disponível em: <<https://www.greener.com.br/estudo/estudo-estrategico-geracao-distribuida-2024/>>. Acesso em: 29 ago. 2024.
 39. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Homologatória nº 3.325, de 23 de abril de 2024. **Homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2024, as Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD referentes à Companhia Energética de Pernambuco - Neoenergia Pernambuco, e dá outras providências.** , Brasília, DF, 23 abr 2024.
 40. EQUIPE EMPIRICUS. Payback: o que é, para que serve e como calcular esse indicador de um investimento? **Empiricus**, 2024. Disponível em: <<https://www.empiricus.com.br/explica/payback/>>. Acesso em: 10 jun 2024.
 41. EXAME SOLUTIONS. Payback: o que é, como calcular e quais as vantagens? **EXAME**, 2023. Disponível em: <<https://exame.com/invest/guia/payback-o-que-e-quais-as-vantagens-e-como-calcular-red04/>>. Acesso em: 02 set. 2024.
 42. SEBRAE. Qual o prazo ideal para o retorno do investimento? **SEBRAE**, 2017. Disponível em: <<https://sebrae.com.br/sites/PortalSebrae/artigos/qual-o-prazo-ideal-para-o-retorno-do-investimento,475a634e2ca62410VgnVCM100000b272010aRCRD>>. Acesso em: 10 jun. 2024.
 43. SOLUÇÕES perfeitas para o seu negócio. **Ecomatize**, 2024. Disponível em: <<https://www.ecomatize.com.br/>>. Acesso em: 20 mai 2024.
 44. GREENER. Análise do Marco Legal da Geração Distribuída, 07 jan 2022. Disponível em: <https://www.greener.com.br/wp-content/uploads/2022/01/Analise-Completa-Marco-Legal-da-GD-Aprovacao-do-Marco-Legal_14.03.22.pptx-1.pdf>. Acesso em: 26 ago 2024.

45. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Planilhas de Cálculo e Abertura das Tarifas**. Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasília, DF. 2014-2024.

ANEXOS

ANEXO A – TABELA DO RELATÓRIO DE FATURAMENTO

Consumo									
Descrição	Medidor	Instalação	De	Até	Consumo	Saldo Utilizado			
Consumidor	3181692188	1342823	914192	939922	25730	Mês	Utiliz.	Rest.	Expira
						05/2024	2702,05	0	05/2029

DADOS DOS ÚLTIMOS 13 MESES

SITUAÇÃO MENSAL	CÓDIGO DO CLIENTE	ENERGIA CONSUMIDA	ENERGIA INJETADA	ENERGIA FATURADA	KWh Compensado	CRÉDITO
abr/2023	7028335401	21049	4747	16302	4747	0
mai/2023	7028335401	20464	4511	15953	4511	0
jun/2023	7028335401	19878	3532,28	16345,72	3532,28	0
jul/2023	7028335401	22458	2262,54	20195,46	2262,54	0
ago/2023	7028335401	20893	3781,98	17111,02	3781,98	0
set/2023	7028335401	21862	3586,58	18275,42	3586,58	0
out/2023	7028335401	20590	3915,73	16674,27	3915,73	0
nov/2023	7028335401	17945	5443,12	12501,88	5443,12	0
dez/2023	7028335401	22325	4781,12	17543,88	4781,12	0
jan/2024	7028335401	22249	3980,53	18268,47	3980,53	0
fev/2024	7028335401	21707	4227,33	17479,67	4227,33	0
mar/2024	7028335401	24819	3585,85	21233,15	3585,85	0
abr/2024	7028335401	25037	3357,34	21679,66	3357,34	0
mai/2024	7028335401	25730	2702,05	23027,95	2702,05	0

ANEXO B – FATURA DE ENERGIA

REF. MÊS/ANO 05/2024	TOTAL A PAGAR R\$ 27.667,27	VENCIMENTO 21/05/2024			Protocolo de autorização: 2262400001046392 - 10/05/2024 às 15:09:28								
CLASSIFICAÇÃO: B3 COMERCIAL -COMERCIAL				TIPO DE FORNECIMENTO: Conv. Monômia - Trifásico									
Cadastra-se e receba a sua fatura por e-mail, utilizando o QR code no verso da fatura.													
DATAS DE LEITURAS		LEITURA ANTERIOR 03/04/2024	LEITURA ATUAL 02/05/2024	Nº DE DIAS 29	PRÓXIMA LEITURA 03/06/2024								
ITENS DA FATURA	UNID.	QUANT.	PREÇO UNIT. COM TRIB.(R\$)	VALOR (R\$)	PIS/COFINS(R\$)	BASE CALC. ICMS(R\$)	ALÍQUOTA ICMS(%)	ICMS (R\$)	TARIFA UNIT(R\$)	TRIBUTOS	BASE DE CÁLCULO (R\$)	ALÍQUOTA (%)	VALOR (R\$)
Consumo-TUSD BANDEIRA VERDE	kWh	23.603,65	0,56211075	13.267,86	556,88	13.267,86	20,50	2.719,02	0,42332758	PIS	18.982,15	0,84	178,43
Consumo-TE	kWh	23.603,65	0,44929163	10.604,92	444,30	10.604,92	20,50	2.174,00	0,33836310	COFINS	18.982,15	4,33	821,92
Cons.Reat.Excedente	kVAh	9,23	0,44929163	4,14	0,17	4,14	20,50	0,84	0,33836310	ICMS	23.876,92	20,50	4.894,76
Ilum. Púb. Municipal				3.124,88						CONSUMO / kWh			
ICMS-CDE NF294660067				93,36						CONSUMO FATURADO			
ICMS-CDE NF298192399				107,71						MÊS			
Multa-NF 302437027				447,11						MAI24	23604	29	
Juros-NF 302437027				14,90						ABR24	22222	30	
IPCA-NF-302437027				2,39						MAR24	21794	31	
										FEV24	17917	29	
										JAN24	18725	30	
										DEZ23	17982	32	
										NOV23	12814	29	
										OUT23	17091	31	
										SET23	18732	32	
										AGO23	17539	31	
										JUL23	20700	31	
										JUN23	16754	29	
										MAI23	16352	31	
TOTAL				27.667,27									
MEDIDOR	GRANDEZAS	POSTOS HORÁRIOS	LEITURA ANTERIOR	LEITURA ATUAL	CONST. MEDIDOR	CONSUMO kWh	RESERVADO AO FISCO						
3181992188	Energia Ativa	Único	914192,00	939922,00	1,00000	23.027,95	Cobrança ICMS sobre subvenção CDE, conforme Decreto Estadual 39.459/13.						
3181992188	Energia Reativa	Único	56.366,00	56.375,00	1,00000	9,00							
Até a emissão desta fatura você não possui débitos para esse código de cliente. Parabéns por manter suas contas em dia! Conte sempre com a gente. Este comunicado não contempla débitos em discussão judicial. A compensação do pagamento ocorrerá em até 3 dias úteis, após data do pagamento.													
INFORMAÇÕES IMPORTANTES Na data da leitura a bandeira em vigor é a Verde. Mais informações em www.aneel.gov.br . No valor do consumo faturado está incluído o ajuste na(s) função(ões) CAT de - 2702,05 kWh Unidade Microgeração, Energia injetada no mês 2702,05 kWh. Saldo total de crédito para o próximo faturamento 0 kWh Acreditar aos consumos medidos a Perda de Transformação de 2,5 %. Diga não à água parada, diga não ao mosquito - Neoenergia e você, juntos no combate à dengue.													

ANEXO C – DATASHEET DOS MÓDULOS TSM-DE06M.08(II)

Mono Multi Solutions

Honey^M
TSM-DE06M.08 (II)



120 HALF-CUT
MONOCRYSTALLINE CELLS

330-340W
POWER OUTPUT RANGE

19.9%
MAXIMUM EFFICIENCY

0/+5W
POSITIVE POWER TOLERANCE

Founded in 1997, Trina Solar is the world's leading comprehensive solutions provider for solar energy. We believe close cooperation with our partners is critical to success. Trina Solar now distributes its PV products to over 60 countries all over the world. Trina Solar is able to provide exceptional service to each customer in each market and supplement our innovative, reliable products with the backing of Trina Solar as a strong, bankable partner. We are committed to building strategic, mutually beneficial collaboration with installers, developers, distributors and other partners.

Comprehensive Product And System Certificates

IEC61215/IEC61730/UL1703
IEC61701 Salt Mist Corrosion
IEC62716 Ammonia Corrosion
IEC60068 Blowing Sand
ISO9001; ISO14001; OHSAS18001



Trina solar



High power output

- Multi busbar technology combined with mono PERC cells
- Reduced BOS costs with higher power bins and 1,500V system voltage



Great for residential rooftop application

- Maximize limited space with up to 199 W/m² power density
- Ultra-thin, virtually invisible busbars



Half-cut cell design brings higher efficiency

- Low thermal coefficients for higher energy yield at elevated operating temperatures
- Reduced interconnection losses



Highly reliable due to stringent quality control

- Over 30 in-house tests (UV, TC, HF, and many more)
- In-house testing goes well beyond certification requirements
- PID resistant
- 2x 100% inline EL inspection



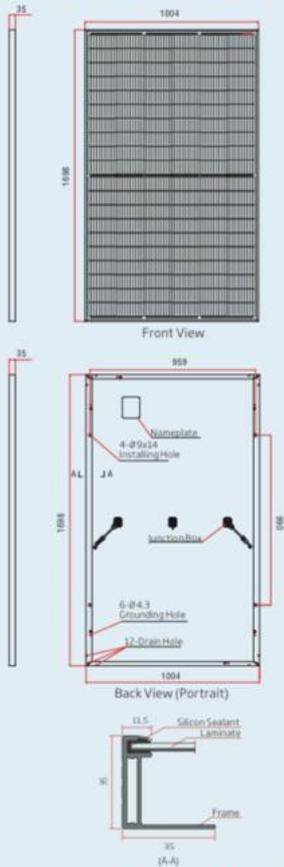
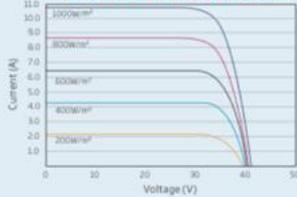
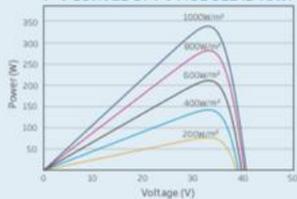
Certified to withstand challenging environmental conditions

- Salt Mist Corrosion
- Ammonia Corrosion
- Blowing Sand

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

10 Year Product Warranty · 25 Year Linear Power Warranty



DIMENSIONS OF PV MODULE
TSM-DE06M.08(II) (unit: mm)

I-V CURVES OF PV MODULE (340W)

P-V CURVES OF PV MODULE (340W)

ELECTRICAL DATA @ STC

	TSM-330 DE06M.08(II)	TSM-335 DE06M.08(II)	TSM-340 DE06M.08(II)
Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)*	330	335	340
Power Output Tolerance- P_{MAX} (W)	0/+5	0/+5	0/+5
Maximum Power Voltage- U_{MPP} (V)	33.8	34.0	34.2
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	9.76	9.85	9.94
Open Circuit Voltage- U_{OC} (V)	40.6	40.7	41.1
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	10.4	10.5	10.6
Module Efficiency η_m (%)	19.4	19.7	19.9

STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25 °C, Air Mass AM1.5
 * Measuring tolerance: ±3%

ELECTRICAL DATA @ NMOT

	TSM-330 DE06M.08(II)	TSM-335 DE06M.08(II)	TSM-340 DE06M.08(II)
Maximum Power- P_{MAX} (Wp)	249	253	257
Maximum Power Voltage- U_{MPP} (V)	31.4	31.5	31.8
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	7.93	8.01	8.08
Open Circuit Voltage- U_{OC} (V)	38.2	38.3	38.7
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	8.39	8.47	8.55

NMOT: Irradiance 800 W/m², Ambient Temperature 20 °C, Wind Speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
Cell Orientation	120 cells (6 x 20)
Module Dimensions	1698 × 1004 × 35 mm
Weight	18.7 kg
Glass	3.2 mm, High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant Material	EVA
Backsheet	White
Frame	35mm Black Anodized Aluminum Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Cable 4.0mm ² , Portrait: N 140mm/P 285mm, Landscape: N 1200 mm /P 1200 mm
Connector	TS4

TEMPERATURE RATINGS

NMOT (Nominal Module Operating Temperature)	41°C (±3K)
Temperature Coefficient of P_{MAX}	-0.37%/K
Temperature Coefficient of U_{OC}	-0.29%/K
Temperature Coefficient of I_{SC}	0.05%/K

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40 to +85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC) 1500V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	20 A
Snow Load	5400 Pa (3600 Pa*)
Wind Load	2400 Pa (1600 Pa*)

*design load with safety factor 1.5
 (DO NOT connect Fuse in Combiner Box with two or more strings in parallel connection)

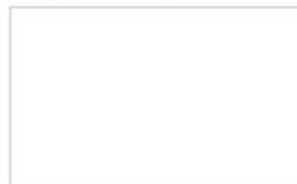
PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box:	30 pieces
Modules per 40' container:	720 pieces

WARRANTY

10 year Product Workmanship Warranty
25 year Linear Performance Warranty

(Please refer to product warranty for details)



TSM_EN_2019_A