

**UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JÚLIO DE MESQUITA FILHO”  
FACULDADE DE ENGENHARIA  
CÂMPUS DE ILHA SOLTEIRA**

LUIZ GUILHERME PICCIONI DE ALMEIDA

**ESTUDO DE CASO DO IMPACTO FINANCEIRO NOS SISTEMAS DE  
MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICAS SOB O MARCO LEGAL DE GERAÇÃO  
DISTRIBUÍDA LEI 14.300/2022**

Ilha Solteira - SP  
2023

LUIZ GUILHERME PICCIONI DE ALMEIDA

**ESTUDO DE CASO DO IMPACTO FINANCEIRO NOS SISTEMAS DE  
MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICAS SOB O MARCO LEGAL DE GERAÇÃO  
DISTRIBUÍDA LEI 14.300/2022**

Trabalho de graduação apresentado à  
Faculdade de Engenharia do Campus de Ilha  
Solteira - UNESP como parte dos requisitos  
para obtenção do título de Engenheiro  
Eletricista.

Prof. Dr. Carlos Antônio Alves  
Orientador

Ilha Solteira - SP  
2023

FICHA CATALOGRÁFICA

Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

A447e Almeida, Luiz Guilherme Piccioni de.  
Estudo de caso do impacto financeiro nos sistemas de microgeração fotovoltaicas sob o marco legal de geração distribuída lei 14.300/2022 / Luiz Guilherme Piccioni de Almeida. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2023  
51 f. : il.

Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia Elétrica) -  
Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, 2023

Orientador: Carlos Antônio Alves

Inclui bibliografia

1. Estudos de caso. 2. Compensação de créditos. 3. Efeitos financeiros em sistemas fotovoltaicos.

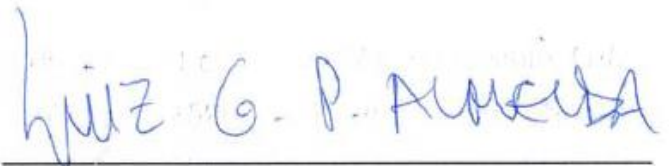
## ATA DE DEFESA DE TRABALHO DE GRADUAÇÃO

Aos vinte e sete dias do mês de Janeiro do ano de dois mil e vinte e três, o discente **Luiz Guilherme Piccioni de Almeida**, matriculado sob o nº 152054529, tendo como banca examinadora o seu orientador, o *Prof. Dr. Carlos Antonio Alves*, o *Prof. Dr. Dionizio Paschoareli Junior* e o *Doutorando Lucas do Carmo Yamaguti*, apresentou o Trabalho de Graduação intitulado "**Estudo de Caso do Impacto Financeiro nos Sistemas de Microgeração Fotovoltaica sob o Marco Legal de Geração Distribuída Lei 14.300/2022**", obtendo a nota 9.5 (NOVE E MEIO) e conceito APROVADO.

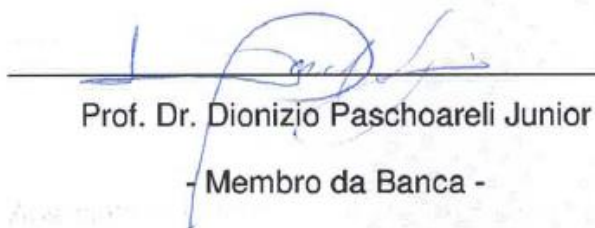
Aos vinte e sete dias do mês de Janeiro do ano de dois mil e vinte e três, em Ilha Solteira, São Paulo, assinamos:



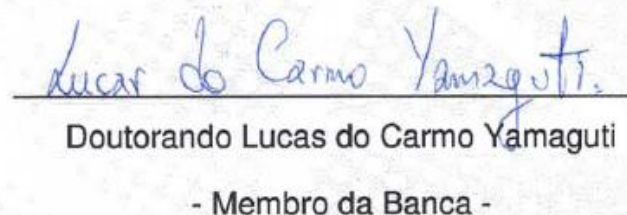
Prof. Dr. Carlos Antonio Alves  
- Orientador -



Luiz Guilherme Piccioni de Almeida  
- Discente -



Prof. Dr. Dionizio Paschoareli Junior  
- Membro da Banca -



Doutorando Lucas do Carmo Yamaguti  
- Membro da Banca -

## DEDICATÓRIA

À minha mãe, ao meu pai e aos meus irmãos que, independentemente de qualquer distância, sempre estiveram ao meu lado para me apoiar e me incentivar a ser o melhor possível.

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço a minha mãe, Maria Suzana, por todo amor, carinho e força. Sei que a distância nunca a agradou, mesmo assim ela esteve ao meu lado, sendo parte fundamental na construção do meu caráter. Sempre me ensinou a buscar meus sonhos, por isso, sou grato. Meu objetivo é ser o melhor possível para ela.

Agradeço ao meu pai, Guilherme Augusto, que por muitas vezes foi meu conselheiro e meu Norte. Espero ser 10% do homem e pai que ele é. É meu herói e sempre batalhou para que eu pudesse ter um futuro brilhante, por isso, sou grato. Meu objetivo é ser o melhor possível para ele.

Agradeço aos meus irmãos e melhores amigos, Leonardo e Renato, que sempre me motivaram e estiveram ao meu lado para me alegrar, orientar e suavizar a pressão do dia a dia. Meu objetivo é ser o melhor possível para eles.

Agradeço aos meus irmãos da república Casa da Mãe Joana pela convivência, aprendizado, irmandade, apoio e companheirismo. Meus filhos e netos terão um pedacinho de vocês. Foi uma honra senhores.

Agradeço aos professores da UNESP, em especial prof. Dr. Carlos Antônio Alves, que acreditou em minha capacidade e me instruiu e orientou em meu Trabalho de Graduação.

Agradeço aos meus amigos, João, Willian e Pedro, que estiveram ao meu lado durante toda a faculdade, batalhando, estudando e aproveitando todas as oportunidades que tivemos, garantindo momentos memoráveis e possibilitaram que os estudos fossem uma batalha divertida de se enfrentar.

Por fim, agradeço aos meus sócios, João e Morales, que estiveram ao meu lado quando colocamos em prática nosso sonho, a EnerSol, e foram fundamentais para o meu desenvolvimento profissional e pessoal.

## RESUMO

Com base nos dados disponibilizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), é possível perceber que a energia fotovoltaica está ganhando maior relevância na matriz energética brasileira. Com o gigantesco potencial energético (alta irradiação) e a grande extensão territorial, o Brasil está caminhando para se tornar uma verdadeira potência no mercado de energia fotovoltaica. No ano de 2022, teve-se a aprovação do Marco Legal de Geração Distribuída (MLGD) que representa uma estrutura legal e regulatória mais segura e eficiente para as instalações fotovoltaicas no Brasil. Trazendo maior estabilidade e previsibilidade para o mercado, a Lei 14.300 permite um avanço fundamental para o desenvolvimento das bases que possibilitarão que o Brasil se insira em um novo patamar de sustentabilidade, competitividade e inovação. Comparar os modelos de compensação de créditos com permitirá mapear as vantagens e desvantagens e as principais diferenças normativas e o seu efeito financeiro em sistemas de microgeração fotovoltaicos consolidados e em novos projetos, realizando a avaliação de unidades consumidoras típicas da área residencial e comercial sob cenários diversos de fator de simultaneidade.

**Palavras-Chave:** *Estudos de Caso, Compensação de créditos, Efeitos financeiros em sistemas fotovoltaicos*

## **ABSTRACT**

Based on data provided by the National Electric Energy Agency (ANEEL), it is possible to see that photovoltaic solar energy is gaining greater representation in the Brazilian energy matrix. With its gigantic energy potential (high irradiation) and large territorial extension, Brazil is on its way to becoming a true power in the photovoltaic solar energy market. In 2022, the Legal Framework for Distributed Generation (MLGD) was approved, which represents a safer and more efficient legal and regulatory structure for photovoltaic installations in Brazil. Bringing greater stability and predictability to the market, Law 14.300 allows for a fundamental advance for the development of the foundations that will allow Brazil to enter a new level of sustainability, competitiveness and innovation. Comparing the credit compensation models with will allow mapping the advantages and disadvantages and the main regulatory differences and their financial effect on consolidated photovoltaic microgeneration systems and on new projects, carrying out the evaluation of typical consumer units in the residential and commercial area under different scenarios of simultaneity fator.

Keywords: Case studies, Credit compensation, financial effects on photovoltaic systems



## **LISTA DE FIGURAS**

**Figura 1** – Evolução da Fonte Solar Fotovoltaica no Brasil

**Figura 2** – Distribuição de Créditos Pré-14.300

**Figura 3** – Distribuição de Créditos Pós-14.300

## LISTA DE TABELAS

- Tabela 1** – Composição da Tarifa de Energia Elétrica
- Tabela 2** – Exemplo da remoção da duplicidade de cobrança
- Tabela 3** – Funcionamento da Regra de Transição 1
- Tabela 4** – Funcionamento da Regra de Transição 2
- Tabela 5** – Apresentação dos estudos de caso
- Tabela 6** – Apresentação da legenda para os estudos de caso
- Tabela 7** – Análise do Caso 1 para concessionária 1
- Tabela 8** – Análise do Caso 1 para concessionária 2
- Tabela 9** – Análise do Caso 2 para concessionária 1
- Tabela 10** – Análise do Caso 2 para concessionária 2
- Tabela 11** – Resumo do comparativo entre Caso 1 e Caso 2
- Tabela 12** – Análise do Caso 3 para concessionária 1
- Tabela 13** – Análise do Caso 3 para concessionária 2
- Tabela 14** – Resumo do comparativo entre Caso 2 e Caso 3
- Tabela 15** – Análise do Caso 4 para concessionária 1
- Tabela 16** – Análise do Caso 4 para concessionária 2
- Tabela 17** – Análise do Caso 5 para concessionária 1
- Tabela 18** – Análise do Caso 5 para concessionária 2
- Tabela 19** – Resumo do comparativo entre Caso 4 e Caso 5
- Tabela 20** – Análise do Caso 6 para concessionária 1
- Tabela 21** – Análise do Caso 6 para concessionária 2
- Tabela 22** – Resumo do comparativo entre Caso 5 e Caso 6
- Tabela 23** – Análise do Caso 7 para concessionária 1
- Tabela 24** – Análise do Caso 6 para concessionária 2
- Tabela 25** – Resumo do comparativo entre Caso 6 e Caso 7
- Tabela 26** – Análise do Caso 8 para concessionária 1
- Tabela 27** – Análise do Caso 8 para concessionária 2

## LISTA DE GRÁFICOS

**Gráfico 1** – Proporção Nacional do Fio A e Fio B por Concessionária de Energia

**Gráfico 2** – Delta de Redução na Tarifa de demanda (TUSDg/TUSDc)

**Gráfico 3** – Variação da TUSD Fio B (concessionária 1)

**Gráfico 4** – Variação da TUSD Fio B (Concessionária 2)

**Gráfico 5** – Comparativo do *payback* para o Caso 1 e Caso 2

**Gráfico 6** – Comparativo do Retorno Mensal para o Caso 1 e Caso 2

**Gráfico 7** – Comparativo do *payback* para o Caso 2 e Caso 3

**Gráfico 8** – Comparativo do Retorno Mensal para o Caso 2 e Caso 3

**Gráfico 9** – Comparativo do *payback* para o Caso 4 e Caso 5

**Gráfico 10** – Comparativo do Retorno Mensal para o Caso 4 e Caso 5

**Gráfico 11** – Comparativo do *payback* para o Caso 5 e Caso 6

**Gráfico 12** – Comparativo do Retorno Mensal para o Caso 5 e Caso 6

**Gráfico 13** – Comparativo do *payback* para o Caso 6 e Caso 7

**Gráfico 14** – Comparativo do Retorno Mensal para o Caso 6 e Caso 7

**Gráfico 15** – *Payback* do sistema instalado na concessionária 1 e o impacto da variação do fator de simultaneidade

**Gráfico 16** – *Payback* do sistema instalado na Concessionária 2 e o impacto da variação do fator de simultaneidade

## LISTA DE SIGLAS E ABREVIações

<b>ANEEL</b>	Agência Nacional de Energia Elétrica
<b>ABSOLAR</b>	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
<b>ABRACEEL</b>	Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia
<b>CNPE</b>	Conselho Nacional de Política Energética
<b>CNPJ</b>	Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica
<b>CPF</b>	Cadastro de Pessoa Física
<b>EE</b>	Eficiência Energética
<b>GC</b>	Geração Centralizada
<b>GD</b>	Geração Distribuída
<b>MLGD</b>	Marco Legal Da Geração Distribuída
<b>MMGD</b>	Micro e Minigeração Distribuída
<b>P&amp;D</b>	Pesquisa e Desenvolvimento
<b>REN 482</b>	Resolução Normativa Nº482
<b>REN 687</b>	Resolução Normativa Nº 687
<b>SCEE</b>	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
<b>TE</b>	Tarifa de Energia
<b>TFSEE</b>	Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica
<b>TUSD</b>	Tarifa de Uso Do Sistema de Distribuição
<b>TUSDc</b>	Tarifa de Uso Do Sistema de Distribuição Convencional
<b>TUSDg</b>	Tarifa de Uso Do Sistema de Distribuição Geração

## SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO .....	14
1.1 Objetivo.....	15
2 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO BRASIL .....	16
2.1 Contexto.....	<b>Erro! Indicador não definido.</b>
2.2 Conceitos Gerais .....	<b>Erro! Indicador não definido.</b>
2.3 Resoluções Normativas .....	22
2.4 Lei 14.300 – Marco Legal da Geração Distribuída .....	23
2.5 Payback .....	29
3 RESULTADOS E DISCUSSÃO .....	30
3.1 Apresentação do Estudo de Caso .....	30
3.2 - Caso 1 – RB 600 - 8.....	31
3.3 - Caso 2 – RT 600 - 8.....	32
3.4 – Comparativo entre Caso 1 e Caso 2.....	33
3.5 - Caso 3 – RT 600 - 50.....	35
3.6 – Comparativo entre Caso 2 e Caso 3.....	36
3.7 - Caso 4 – RT 600 - 25.....	37
3.8 - Caso 5 – RT 1000 - 25.....	38
3.9 – Comparativo entre Caso 4 e Caso 5.....	39
3.10 - Caso 6 – CT 1000 - 75.....	41
3.11 – Comparativo entre Caso 5 e Caso 6 .....	42
3.12 - Caso 7 – CT 3000 - 75.....	43
3.13 – Comparativo entre Caso 6 e Caso 7 .....	44
3.14 – Caso 8 – CT 12000 - 75.....	46
3.15 – Comparação do Impacto da Simultaneidade para um mesmo sistema .....	47
4 CONCLUSÕES .....	49
REFERÊNCIAS .....	50

## 1. INTRODUÇÃO

A tecnologia da geração de energia solar ou fotovoltaica tem sido cada vez mais considerada em muitos países como uma alternativa para reduzir os impactos ambientais associados às mudanças climáticas e à dependência de combustíveis fósseis (Bondaik et al., 2018). Países como Alemanha e EUA desenvolveram mecanismos regulatórios específicos para incentivar seu uso, seja por programas governamentais ou por incentivos financeiros e/ou fiscais. Entretanto, apesar do grande potencial solar existente no Brasil, o incentivo à tecnologia ainda é incipiente (FERREIRA et al., 2018).

O Brasil possui uma matriz energética limpa, principalmente devido ao uso intensivo de energia hidrelétrica para geração de eletricidade e etanol de cana-de-açúcar para transporte. No entanto, seguindo uma tendência mundial, a penetração de fontes de energia renováveis e alternativas não convencionais na rede, como a eólica e as pequenas centrais hidrelétricas, tem aumentado. Essa maior participação de fontes renováveis alternativas no mercado de energia elétrica ocorreu devido a mecanismos de mercado específicos para estimular sua implementação, mas o aproveitamento da energia solar é altamente inexplorado e subutilizado (FARIA JR et al., 2017).

No cenário para 2030, haverá uma demanda de energia triplicada no Brasil e uma maior demanda de energia por pessoa, devido a vários aspectos: crescimento da população acima de 30 milhões, aumento do PIB nacional e envelhecimento da população; todos os fatores contribuem para uma maior demanda de energia per capita (CARTENS & CUNHA et al., 2019).

Nos últimos três anos, o número de instaladores fotovoltaicos ativos no Brasil aumentou de aproximadamente 1.600 para 14.200. Esses instaladores estão promovendo o crescimento fotovoltaico na geração distribuída, apesar de muitas dessas empresas terem poucos anos de experiência e ainda estão ajustando as operações técnicas (RIGO et al., 2022).

## 1.1 OBJETIVO

Dentro do contexto de alteração de legislação, este trabalho propõe comparar os modelos de compensação de créditos com o intuito de mapear as vantagens e desvantagens e as principais diferenças normativas e o seu resultado financeiro em sistemas de microgeração fotovoltaicos consolidados e em novos projetos.

Para realizar o estudo da viabilidade econômica de microgeração distribuída após aprovação da lei 14.300/2022, pretende-se realizar a avaliação de unidades consumidoras típicas da área residencial e comercial sob diversos cenários, variando quantidade de consumo e seu fator de simultaneidade.

## 2 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO BRASIL

Nos últimos anos, intensificaram-se os problemas ambientais, como a poluição atmosférica e o efeito estufa causado pela combustão direta de combustíveis fósseis (principalmente carvão e petróleo). Portanto, a energia renovável tornou-se o foco da pesquisa atual para mitigar esses problemas. Entre os diferentes tipos de energia renovável, a energia solar fotovoltaica está disponível em abundância, amplamente distribuída e possui alto potencial de aplicação na geração de energia. Seu desenvolvimento e utilização podem efetivamente resolver a crise global de energia e os problemas climáticos (YU et al., 2022).

Com base nos dados disponibilizados em seu infográfico, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR), em colaboração, realizam estudos mensais e anuais avaliando o crescimento do setor fotovoltaico no Brasil. Esse estudo leva em consideração a representatividade dentro da matriz energética, seu crescimento anual e projeções futuras, contribuições fiscais, geração de empregos e benefícios ambientais.

A partir dos estudos realizados e dos dados disponibilizados, é possível perceber que a energia solar fotovoltaica centralizada (grande porte) está ganhando maior representatividade na matriz energética brasileira. Fundamentado por nosso gigantesco potencial energético (níveis de incidência solar superiores aos de países referências no setor), associado à nossa grande extensão territorial, o Brasil caminha para se tornar uma verdadeira potência no mercado de energia fotovoltaica.

Analisando agora o âmbito da energia solar fotovoltaica distribuída (pequeno porte), percebe-se também seu crescimento em passadas largas, tomando porcentagens cada ano mais significativas em relação a potência total explorada por esse segmento.

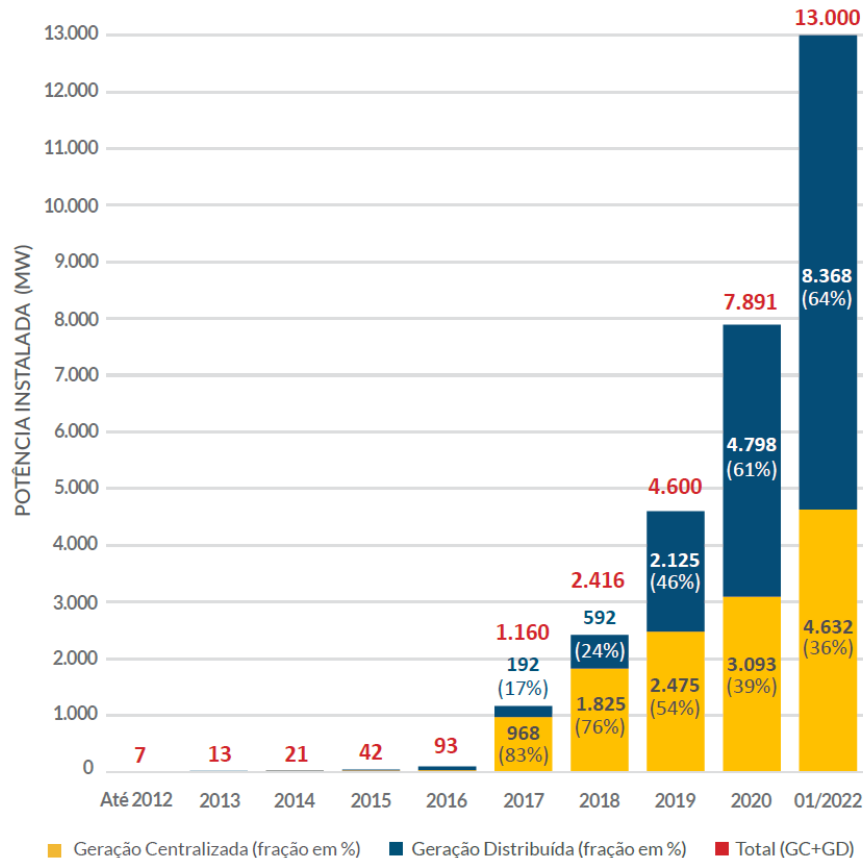
Embora a geração distribuída fotovoltaica esteja em expansão mundial, seu crescimento ainda é relativamente pequeno na maioria dos países. Assim, é necessário estabelecer políticas de incentivo adequadas que aumentem sua integração ao sistema de distribuição (STECANELLA et al., 2022).

Em janeiro de 2022, é perceptível pelo estudo realizado com os dados apresentados na Figura 1, que a fonte solar fotovoltaica no Brasil tem recebido grande investimento desde o ano de 2017 (nota-se o aumento de potência instalada de, aproximadamente, 100% ao ano). Devido ao aumento de incentivos na produção e



comercialização dos equipamentos, linhas de crédito especiais e surgimento de empresas capacitadas, fica claro que a geração distribuída é a principal protagonista deste crescimento.

Figura 1 – Evolução da Fonte Solar Fotovoltaica no Brasil



Fonte: ABSOLAR (2022).

Do ponto de vista comercial, problemas como a forte seca que o país teve no ano de 2020/2021, impactaram diretamente a geração de energia a partir das fontes hídricas (base de nossa matriz energética), ocasionando um aumento significativo no preço da energia elétrica disponibilizada. Associada a isso, a presença das bandeiras tarifárias e o risco de racionamento permitiu que a geração solar fotovoltaica distribuída ganhasse espaço com alternativa para suavização dos custos ligados à conta de energia elétrica, possibilitando um grande fortalecimento do setor.

De acordo com a Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia (Abraceel 2022), a tarifa de energia elétrica residencial aumentou acima da inflação nos últimos anos, desde 2015 o aumento médio anual é de 16,3%. A elevada tarifa de

energia elétrica combinado com a redução nos custos de instalação dos sistemas fotovoltaicos tornaram o investimento em geração distribuída mais atrativo.

O Brasil deve intensificar as conexões entre os elos das cadeias de valor principais e auxiliares para acelerar o desenvolvimento do setor fotovoltaico. A competitividade da indústria fotovoltaica brasileira é afetada principalmente pelo aumento dos custos de produção, pela alta carga tributária e pela falta de fiscalização e incentivos para o desenvolvimento da cadeia produtiva (GARLET et al., 2022).

## **2.1 Geração Centralizada de Energia Elétrica**

Geração Centralizada (GC) se refere a usinas geradoras de grande porte, que produz energia para uma grande quantidade de consumidores, normalmente localizadas longe dos centros de consumo, exigindo a utilização de linhas de transmissão e subestação de energia. A grande vantagem desse tipo de geração é a otimização de custos na geração e simplicidade de gestão administrativo, visto que tudo é concentrado somente em um lugar, permitindo uma modelagem e um gerenciamento mais simplificado. Em contrapartida, tem como desvantagens as questões ambientais, os grandes custos e perdas no processo de transmissão e a manutenção de todo o processo de geração.

## **2.2 Geração Distribuída de Energia Elétrica**

Geração Distribuída (GD) refere-se a sistemas de geração de eletricidade em pequena escala e descentralizados, perto dos consumidores e da rede de distribuição, tais como sistemas fotovoltaicos em telhados.

No Brasil, com base nas Normas Regulamentadoras, define-se Geração Distribuída da seguinte maneira:

- Microgeração distribuída: Sistemas de geração de energia renovável, conectados à rede que possuem potência de até 75 kW;
- Minigeração distribuída: Sistemas de geração de energia renovável conectados à rede com potência superior a 75 kW e inferior a 5 MW (mudança para 3 MW pela Lei 14.300).

### **2.3 Modalidades de Geração Distribuída Conectadas a Rede**

Tratando-se de Sistemas Conectados à Rede, foco deste trabalho, a GD é classificada em quatro modalidades de geração:

I. Junto à Carga (local): É aquela em que o sistema de geração é instalado junto ao consumo registrado. Ou seja, a energia é produzida no mesmo local onde é consumida;

II. Autoconsumo remoto: É aquela em que o sistema de geração é instalado junto ao consumo registrado, mas o consumidor tem como objetivo compensar créditos em outras unidades consumidoras e reduzir sua conta de luz. Esses créditos podem ser utilizados desde que todas as unidades consumidoras estejam dentro da mesma área de concessão (concessionária) e o titular das contas de energia seja comum;

III. Geração com múltiplas Unidades Consumidoras: Os condomínios com geração distribuída são caracterizados por condomínios verticais ou horizontais com um sistema de geração distribuída instalado. A energia gerada é compensada entre as unidades consumidoras do condomínio. Esta alternativa pode ser aplicada tanto a condomínios residenciais como a condomínios comerciais;

IV. Geração Compartilhada: É aquela em que diversas partes interessadas (pessoas ou empresas) se reúnem por meio de um consórcio ou de uma cooperativa e investem em um sistema de micro ou minigeração distribuída. Os créditos de energia gerados e injetados na rede pelo sistema são divididos entre esse grupo de consumidores.

### **2.4 Tarifa de Energia e Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição**

A tarifa de energia (TE) é a tarifa de energia elétrica referente a energia consumida no empreendimento. Este valor é determinado pela ANEEL, em R\$/MWh, e, como visto na Tabela 1, é composto por diversas parcelas, dentre elas, o valor da energia, seu transporte, as perdas e alguns encargos relacionados a disponibilidade desta energia.

A tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) é a tarifa paga referente a utilização do sistema de distribuição nos empreendimentos, cobrindo custos com

instalações, equipamentos e componentes da rede de distribuição utilizados para levar a energia com qualidade. Este valor é determinado pela ANEEL, em R\$/MWh, e tem componentes referentes ao transporte, as perdas e os encargos envolvidos nessa operação, como observado na Tabela 1.

**Tabela 1 – Composição da Tarifa de Energia Elétrica**

Composição da Tarifa de Energia Elétrica						
TE				TUSD		
Energia	Transporte	Perdas	Encargos	Transporte	Encargos	Perdas
~38%	~12%			~34%	~8%	~8%

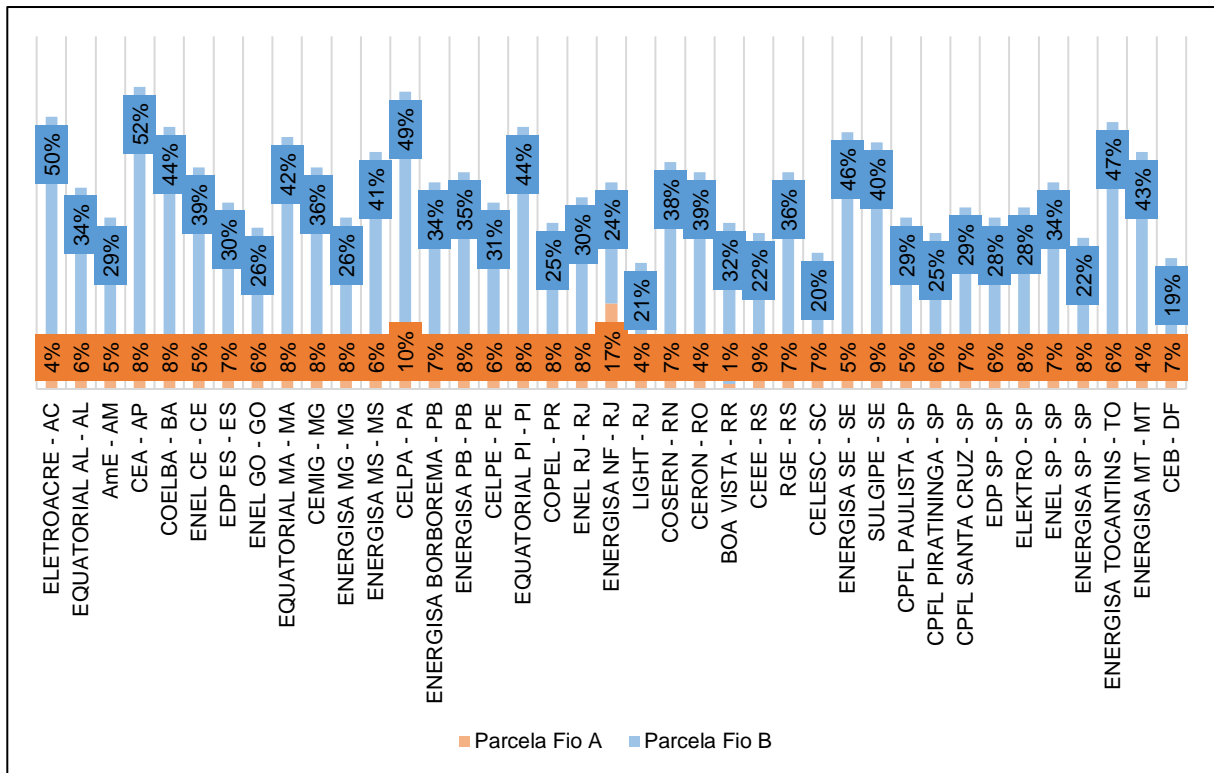
Fonte: ANEEL (2022).

## 2.5 Componentes Fio A e Fio B da TUSD

Analisando com mais detalhes a componente de “transporte” da TUSD, encontramos duas novas componentes: Fio A e Fio B. A componente Fio A é uma parte da composição da TUSD relacionada aos custos vinculados à manutenção e operação das linhas de transmissão. Já a componente Fio B está relacionada com os custos da utilização da infraestrutura da rede de distribuição da concessionária local até os empreendimentos.

Estas componentes são calculadas anualmente pelas concessionárias e revisadas pela ANEEL. Como estão associadas as operações de transmissão e distribuição de energia elétrica, sua variação está vinculada ao tamanho da área de concessão da concessionária e quantidade de pessoas que utilizam os serviços da distribuidora de energia. A proporção das componentes dentro de cada concessionária de energia elétrica pode ser observada no Gráfico 1.

Gráfico 1 – Proporção Nacional do Fio A e Fio B por Concessionária de Energia



Fonte: ANEEL (2022).

## 2.6 Fator de Simultaneidade

O fator de simultaneidade é um indicativo que correlaciona a energia gerada, consumida instantaneamente e injetada na rede, apresentada na Equação 1. No sistema de compensação 1 para 1, era descartado a análise da simultaneidade da energia que era gerada e consumida instantaneamente. Com a mudança, analisar o fator de simultaneidade de consumo será fundamental para o correto dimensionamento do sistema e análise do investimento no longo prazo.

$$Simultaneidade = \frac{Consumo\ Instantâneo}{Energia\ Gerada} \times 100\% \quad [1]$$

Este fator pode variar entre 0 e 1 e indica que quanto maior o consumo instantâneo de energia, maior será a simultaneidade e, por consequência, menor será o montante de energia injetada na rede elétrica. desta forma, menor será a consequência das alterações da regulação no retorno financeiro do investimento.

## 2.7 Resoluções Normativas

A Resolução Normativa N°482, de 17 de abril de 2012 (REN 482/2012) regulamenta o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) através da Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) de fontes renováveis de energia elétrica, como solar fotovoltaica, eólica, biomassa e hídrica.

Além de impulsionar o crescimento da GD no país, ela motivou novas discussões a respeito da remuneração de alguns componentes tarifários no faturamento dos consumidores com GD, principalmente por parte das distribuidoras (NETO, 2020).

No entanto, apesar do mercado ser regulado pela REN 482/2012, uma resolução normativa da ANEEL não é suficiente para trazer a segurança jurídica necessária para o crescimento sustentável da geração distribuída.

No ano de 2015, a Resolução Normativa n° 687, foi criada com o intuito de que seu Art. 1º Alterar o art. 2º da Resolução Normativa n° 482, principalmente no que tange a estabelecer que para ser um consumidor de energia solar, é preciso estar ativamente cadastrado no Ministério da Fazenda, seja por meio do Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou por meio do Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica (CNPJ), contribuindo para a identificação da quantidade de usuários nas regiões (ANEEL, 2015). A REN 687 foi um sucesso, e trouxe grandes melhorias para o ramo da energia solar. Então, veio como forma de atualizar e contribuir ainda mais para o desenvolvimento do setor (HCC, 2022).

dentro deste conceito, criou-se a “ABNT NBR 16690: padronização e segurança”, norma voltada às instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos, preenchendo lacunas que existiam na legislação vigente com o intuito de proporcionar maior ordenamento, segurança e eficiência do mercado. A ABNT NBR 16690 estabelece os requisitos de projeto das instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos, incluindo disposições sobre os condutores, dispositivos de proteção elétrica, dispositivos de manobra, aterramento e equipotencialização do arranjo fotovoltaico. O escopo da norma inclui todas as partes do arranjo fotovoltaico até, mas não incluindo, os dispositivos de armazenamento de energia, as unidades de condicionamento de

potência ou as cargas. Uma exceção é a de que disposições relativas a unidades de condicionamento de potência e/ou a baterias são abordadas apenas onde a segurança das instalações do arranjo fotovoltaico está envolvida (CANAL SOLAR, 2022).

As distribuidoras afirmavam que o modelo de compensação vigente não remunerava corretamente a utilização da rede de distribuição, podendo aumentar os custos de quem não possui geração própria. Por outro lado, os grupos interessados no crescimento da GD defendiam o modelo de compensação vigente e enfatizavam os 19 benefícios da expansão do setor (ANEEL, 2022). Em consequência disso a ANEEL apresentou cinco alternativas para essa problemática, cada uma delas indicando diferentes componentes tarifárias que seriam aplicadas no Sistema de Compensação de Energia Elétrica (ANEEL, 2022).

## **2.8 Lei 14.300 – Marco Legal da Geração Distribuída**

A Lei 14.300/2022, que cria o Marco Legal da Geração Distribuída (MLGD) foi publicada no dia 07/01/2022 no Diário Oficial da União. O Marco Legal representa uma estrutura legal e regulatória mais robusto, trazendo mais segurança jurídica, mais estabilidade e previsibilidade para o mercado e permitindo um avanço fundamental para o desenvolvimento das bases que vão permitir que o Brasil se insira em um novo patamar de sustentabilidade, competitividade e inovação.

### **2.8.1 Alteração do limite de potência instalada para fontes não despacháveis**

Para as fontes de energia não despacháveis (intermitentes, onde a energia é produzida e injetada instantaneamente na rede e não é possível ter o controle de geração, como a energia eólica e solar fotovoltaica), teve-se uma redução do limite da potência instalada GD, de 5 MW, como era na REN 482, para 3 MW.

### **2.8.2 Remoção da Duplicidade de cobrança**

Para consumidores do grupo B, havia uma “taxa mínima” cobrada via compensação financeira e via compensação de créditos de energia elétrica. A 14.300 trouxe a remoção da duplicidade de cobrança do custo de disponibilidade em forma

de crédito de energia para clientes que já possuem sistema instalado antes da homologação da nova Lei.

Como exemplo, considera-se um sistema residencial trifásico que já possui sistema homologado e tem direito adquirido. Ele possui um consumo registrado de 600 kWh/mês e injeta os mesmos 600 kWh/mês, como observado na Tabela 2. Na legislação anterior a 14.300, ocorria a compensação completa dos créditos e a cobrança adicional da taxa mínima referente ao padrão de entrada de energia. Já na 14.300, tem-se a compensação devida de 500 kWh/mês e registro de 100 kWh/mês no banco da concessionária de energia elétrica.

**Tabela 2** – Exemplo da remoção da duplicidade de cobrança

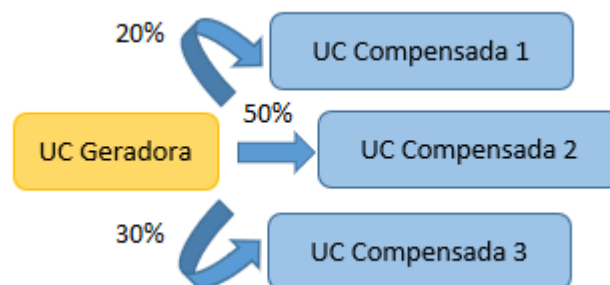
Mudança	Consumo Registrado	Energia Injetada	Taxa Mínima	Banco de Créditos
Antes da 14.300	600 kWh/mês	-600 kWh/mês	100 kWh/mês	0 kWh/mês
Após 14.300	600 kWh/mês	-500 kWh/mês	100 kWh/mês	100 kWh/mês

Fonte: Elaborado pelo Autor (2023)

### 2.8.3 Nova forma de distribuição dos créditos de energia elétrica

Antes da implementação da Lei 14.300, o cliente só poderia distribuir os créditos de energia elétrica de forma percentual pelas Unidades Consumidoras (UCs), como apresentado na Figura 2.

**Figura 2** – Distribuição de Créditos Pré-14.300

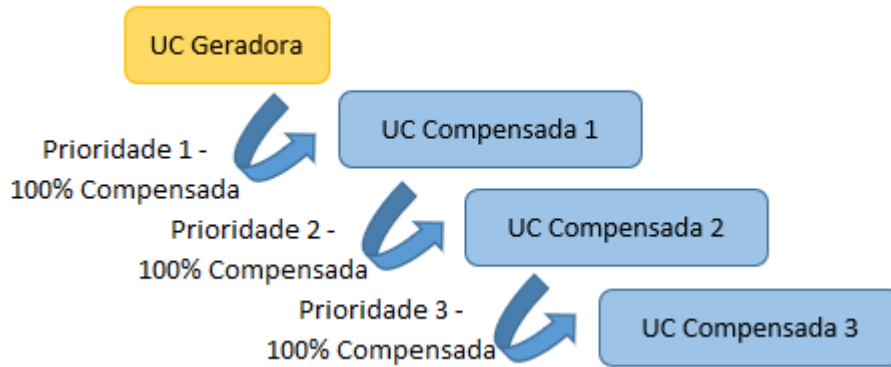


Fonte: Elaborado pelo Autor

A nova lei traz um sistema de “prioridade”, onde será possível definir uma ordem de compensação de energia, independente do consumo, como apresentado na Figura 3.



**Figura 3 – Distribuição de Créditos Pós-14.300**

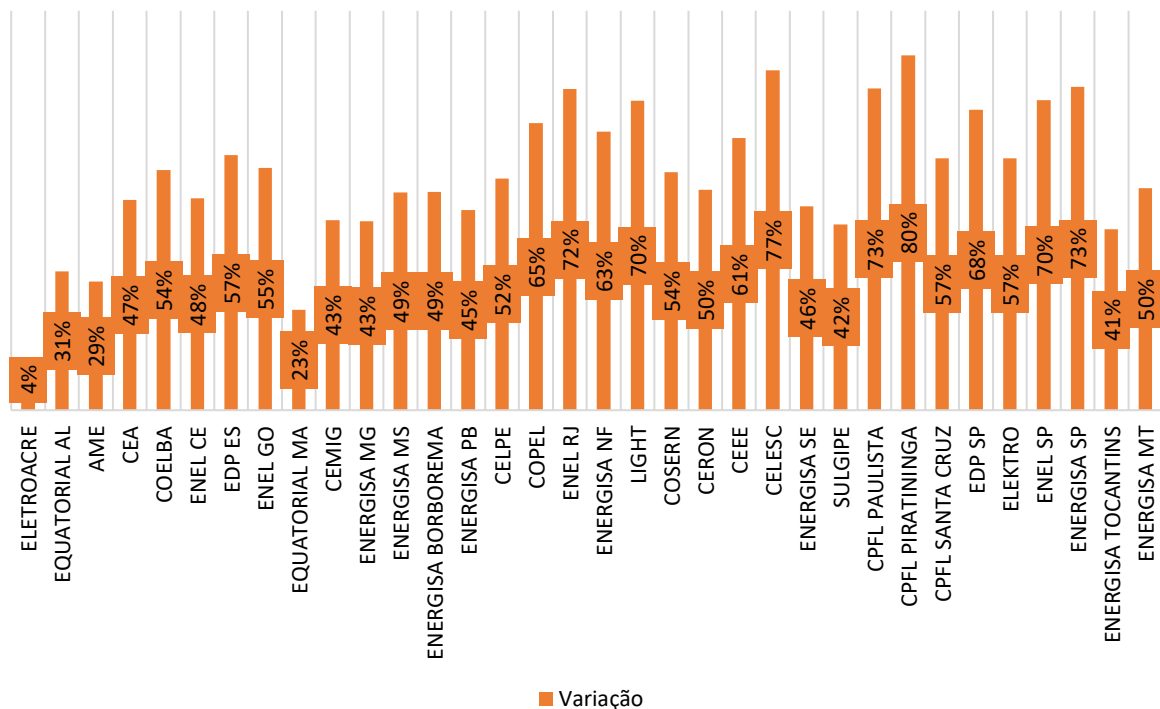


Fonte: Elaborado pelo Autor

**2.8.4 Alteração da Tarifa de demanda para Minigeração GD**

Para usinas de minigeração GD remotas, pertencente ao Grupo A, a tarifa referente a demanda contratada teve um desconto, além da mudança de nomenclatura de TUSDc (TUSD convencional) para TUSDg (TUSD geração). desta forma, tem-se uma redução da tarifa de demanda, como visto no Gráfico 2, para os empreendimentos de minigeração GD remotas.

**Gráfico 2 – Variação de Redução na Tarifa de demanda (TUSDg/TUSDc)**



Fonte: Elaborado pelo Autor.

### 2.8.5 Alteração no sistema de compensação de energia elétrica

A fim de explicar as mudanças trazidas por essa lei, inicialmente, separa-se as Unidades Consumidoras em 3 grupos:

Grupo 1 – “Direito Adquirido”: Para os consumidores que já possuem energia solar fotovoltaica instalada ou aqueles que realizaram a protocolização da entrada no pedido do micro e minigeração junto à distribuidora (solicitação de acesso) até dia 07/01/2023, têm-se o chamado período de vacância ou, juridicamente, direito adquirido. Para projetos que sigam as condições acima, serão válidas as regras atuais de compensação (Resolução Normativa n.º 482/2012), até o dia 31 de dezembro de 2045.

Durante os 18 primeiros meses de sua vigência, ou seja, até junho de 2023, teremos o chamado “Encontro de Contas”, evento na qual a ANEEL, junto ao governo (representado pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE), deverá realizar um cálculo e definir quais são os custos e benefícios que a geração distribuída traz para nossa sociedade. Esse cálculo vai orientar a forma de valoração dos créditos de energia após o aumento gradativo do percentual das componentes tarifárias referentes à TUSD Fio B.

Grupo 2 – “Regra de Transição 1”: Para projetos cuja solicitação de acesso ocorram após o dia 7 de janeiro de 2023, mas antes julho de 2023, teremos a regra de transição 1, como apresentada na Tabela 3. Para esses clientes, tem-se um sistema de compensação da Tarifa de Utilização do Sistema de Distribuição Fio B (TUSD Fio B), obrigando o pagamento parcial e gradativo da componente TUSD Fio B pelo período de 8 anos até completar o pagamento integral desta parcela e, após esse período, ficará sujeito às regras estabelecidas pela ANEEL no chamado “encontro de contas”.

**Tabela 3 – Funcionamento da Regra de Transição 1**

Após a entrada em vigência da Regra de Transição									
Ano	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Percentual	15%	30%	45%	60%	75%	90%	90%	90%	100%
Observações	Aumento gradativo do percentual das componentes tarifárias referentes à TUSD Fio B						Regra de Transição 1		Encontro de Contas

Fonte: Adaptada de GREENER (2022).

Grupo 3 – “Regra de Transição 2”: Para projetos cuja solicitação de acesso ocorram após o dia 1 de julho de 2023, teremos a regra de transição 2, como apresentada na Tabela 4. Para esses clientes, tem-se um sistema de compensação da Tarifa de Utilização do Sistema de Distribuição Fio B (TUSD Fio B), obrigando o pagamento parcial e gradativo da componente TUSD Fio B pelo período de 6 anos até completar o pagamento integral desta parcela e, após esse período, ficará sujeito as regras estabelecidas pela ANEEL no chamado “encontro de contas”.

**Tabela 4 – Funcionamento da Regra de Transição 2**

Após a entrada em vigência da Regra de Transição									
Ano	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Percentual	15%	30%	45%	60%	75%	90%	100%	100%	100%
Observações	Aumento gradativo do percentual das componentes tarifárias referentes à TUSD Fio B						Regra de Transição 2 Encontro de Contas		

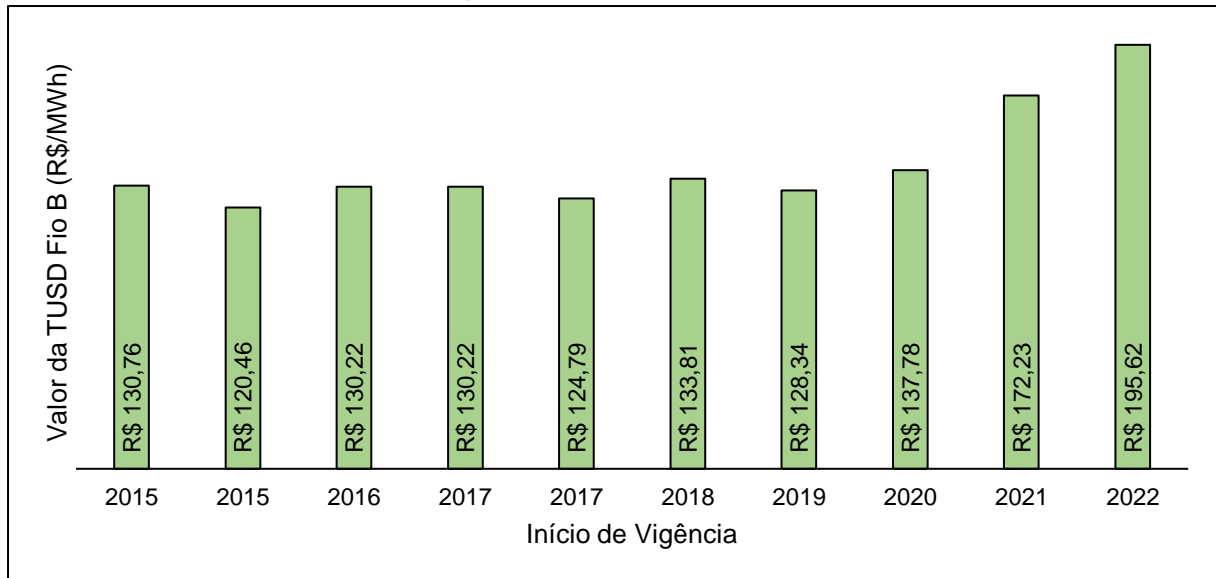
Fonte: Adaptada de GREENER (2022).

Resumindo, antes da Lei 14.300 havia um sistema de compensação total, ou seja, um sistema de compensação de 1 para 1 (o que era injetado na rede poderia ser consumido sem pagar taxas tarifárias). Com a nova legislação, a partir do dia 07/01/2023, um sistema de compensação parcial surge, onde o microgerador será responsável por pagar o Fio B, referente a distribuidora de energia. A nova tarifação irá interferir diretamente no dimensionamento dos sistemas de energia fotovoltaica e, por consequência, em seu retorno financeiro ao longo dos anos.

Afinal, existem grandes variações de concessionária para concessionária já que o valor da TUSD Fio B depende de uma análise de adensamento populacional de cada rede de concessão (calculado pela concessionária). Quanto mais otimizada a relação UCs (Unidades Consumidoras) x Área de concessão, mais barato deverá ser o valor da TUSD Fio B (CANAL SOLAR, 2022).

Exemplificando: a concessionária 1, Gráfico 3, possui dentro de sua área de concessão um grande volume de unidades consumidoras, fazendo com o que o custo total da TUSD Fio B seja diluído em muitas unidades, reduzindo assim o custo final da utilização da infraestrutura do sistema de distribuição entre todos os consumidores desta região.

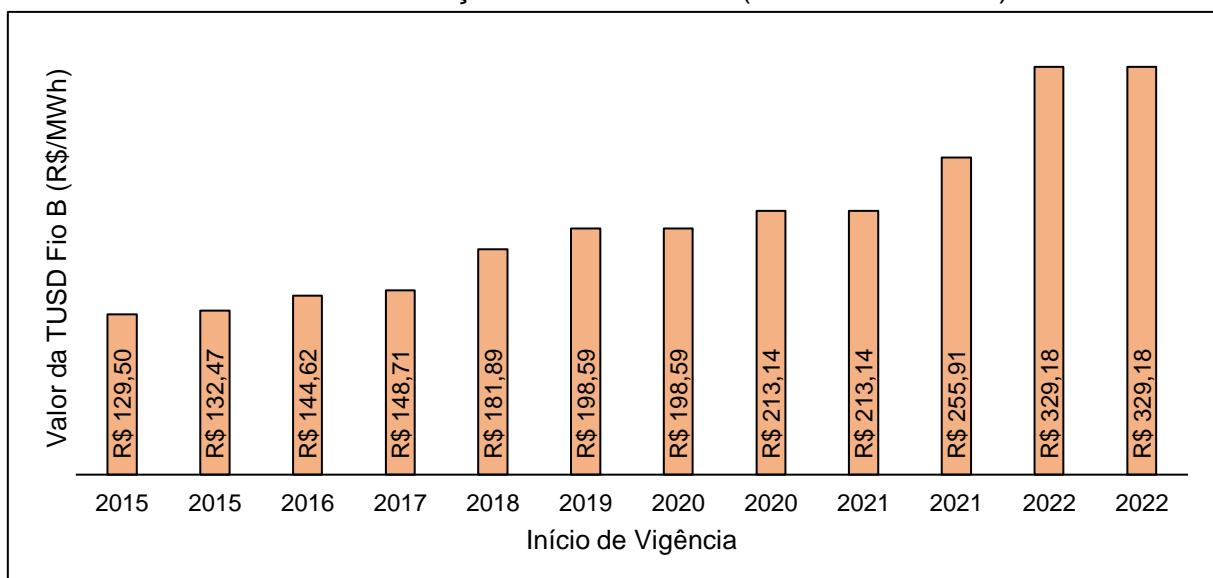
Gráfico 3 – Variação da TUSD Fio B (concessionária 1)



Fonte: ANEEL (2022).

Para a Concessionária 2, Gráfico 4, a relação de Unidades Consumidoras x Área de concessão é muito abrangente, fazendo com que exista uma quantidade menor de unidades consumidoras (se comparada com a concessionária 1) por uma área territorial muito grande. Isso impacta os custos finais de utilização da estrutura, sendo este mesmo custo dividido por poucas unidades consumidoras, aumentando, portanto, o valor final da TUSD Fio B.

Gráfico 4 – Variação da TUSD Fio B (Concessionária 2)



Fonte: ANEEL (2022).

### 2.8.6 Sistemas que não se enquadram na regra de transição

A Regra de Transição 1 e 2 não são válidas para todas as Unidades Consumidoras que realizem seu pedido de homologação. Há um caso especial para as unidades que sigam essas condições:

- Unidades de minigeração distribuída acima de 500 kW;
- fonte não despachável;
- modalidade de GD autoconsumo remoto ou geração compartilhada;
- um único titular detenha 25% ou mais do excedente de energia elétrica.

O faturamento de energia das unidades seguirá a seguinte tarifação:

- 100% do FIO B;
- 40% do FIO A;
- 100% dos encargos Pesquisa e desenvolvimento (P&D) e Eficiência Energética (EE) e Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE).

## 2.9 Payback

*Payback* tem como definição “o cálculo do retorno do investimento, ou seja, o tempo de retorno do investimento inicial até o momento no qual o ganho acumulado se iguala ao valor deste investimento”. O cálculo do tempo de *payback* é feito através de um fluxo de caixa, com o custo de investimento e receitas proveniente da economia na conta de luz, como visto na equação 2 (EPE, 2022)

Normalmente dado em meses ou anos, tem como principais vantagens o fato de ter uma fácil compreensão e aplicação. Além disso, fornece uma ideia do grau de liquidez e de risco do projeto, aumentando a segurança do investimento.

$$Payback = \frac{Investimento\ Inicial}{Ganho\ no\ Período} \quad [2]$$

### 3 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Para a execução dos estudos realizados neste trabalho, dados fundamentais para a construção dos estudos de Caso precisam ser levantados. Dados como localidade de instalação, classe de atendimento, classificação e levantamento anual de consumo são fundamentais. Além disso, é necessário entender e conhecer as condições de instalação do sistema (orientação e inclinação do telhado, distância do ponto de conexão e local de instalação dos equipamentos), já que estão diretamente associadas ao custo do projeto e, por consequência, interferem no *payback* a longo prazo.

A partir do levantamento de consumo e análise de todos os indicadores descritos acima, constrói-se o sistema ideal para suprir a demanda de energia analisada, sucedida de toda a análise de viabilidade técnica para implementação do sistema. Com os dados em mãos, utiliza-se de diversos indicadores financeiros (*payback* e retorno mensal) para realização da viabilidade financeira do projeto, permitindo um comparativo entre os dois sistemas de compensação de créditos (REN482/2012 e Lei 14.300/2022).

#### 3.1 Apresentação do Estudo de Caso

Tomando como pontapé inicial alguns cenários encontrados na sociedade, realiza-se estudos de caso e comparativos entre o impacto do consumo mensal de energia elétrica e da simultaneidade na conta de energia elétrica após a implementação do MLGD. Para as simulações, leva-se em consideração os dados de duas concessionárias distintas: concessionária 1, que atua em 223 cidades do Estado de São Paulo e cinco do Mato Grosso do Sul e a Concessionária 2, que atua em 74 cidades do Estado do Mato Grosso do Sul.

Tabela 5 – Apresentação dos estudos de caso

Item	Classificação	Consumo	Simultaneidade
Caso 1	Residencial Bifásica	600 kWh/Mês	8,33%
Caso 2	Residencial Trifásica	600 kWh/Mês	8,33%
Caso 3	Residencial Trifásica	600 kWh/Mês	50%
Caso 4	Residencial Trifásica	600 kWh/Mês	25%
Caso 5	Residencial Trifásica	1.000 kWh/Mês	25%
Caso 6	Comercial Trifásica	1.000 kWh/Mês	75%
Caso 7	Comercial Trifásica	3.000 kWh/Mês	75%
Caso 8	Comercial Trifásica	12.000 kWh/Mês	75%

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Para análise e comparativo dos estudos de Caso, considera-se, para todos os Casos, instalações fotovoltaicas englobadas na regra de transição 2. Além disso, não foi considerada a ação da inflação energética no estudo. Isso se deve ao fato que a inflação energética pode ser aplicada tanto nas parcelas de TE e TUSD quanto na parcela referente ao Fio B.

Tabela 6 – Apresentação da legenda para os estudos de caso

Legenda	Payback menor que o apresentado na referência (Pré-14.300)
	Payback maior que o apresentado na referência (Pré-14.300)

Fonte: Elaborado pelo Autor.

### 3.2 - Caso 1 – RB 600 - 8

Para o Caso 1, considera-se uma unidade consumidora residencial com padrão de entrada bifásico e consumo médio mensal de 600 kWh/mês. Esta residência possui um fator de simultaneidade de 8,33%. Esse fator de simultaneidade é encontrado em residências onde os membros saem de casa no período diurno e concentram seu consumo de energia no período noturno. Pode-se observar a análise completa do Caso 1 na Tabela 7, referente a concessionária 1, e na Tabela 8, referente a concessionária 2.

Tabela 7 – Análise do Caso 1 para concessionária 1

Concessionária 1	Pré 14.300	2023 (15%)	2024 (30%)	2025 (45%)	2026 (60%)	2027 (75%)	2028 (90%)	2029 (100%)
Investimento (R\$)	18.500	18.500	18.500	18.500	18.500	18.500	18.500	18.500
Valor da Conta s/ SFV (R\$)	565,61	565,61	565,61	565,61	565,61	565,61	565,61	565,61
Valor da Conta c/ SFV (R\$)	129,03	100,53	116,67	132,81	148,94	165,08	181,22	191,98
Compensação Financeira (R\$)	436,58	465,08	448,94	432,80	416,67	400,53	384,39	373,63
Payback (Meses)	42	40	41	43	44	46	48	50
Retorno Mensal (%)	2,36%	2,51%	2,43%	2,34%	2,25%	2,17%	2,08%	2,02%

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Tabela 8 – Análise do Caso 1 para concessionária 2

Concessionária 2	Pré 14.300	2023 (15%)	2024 (30%)	2025 (45%)	2026 (60%)	2027 (75%)	2028 (90%)	2029 (100%)
Investimento (R\$)	18.500	18.500	18.500	18.500	18.500	18.500	18.500	18.500
Valor da Conta s/ SFV (R\$)	676,73	676,73	676,73	676,73	676,73	676,73	676,73	676,73
Valor da Conta c/ SFV (R\$)	150,43	123,69	150,85	178,01	205,16	232,32	259,48	277,58
Compensação Financeira (R\$)	526,30	553,04	525,88	498,72	471,57	444,41	417,25	399,15
Payback (Meses)	35	33	35	37	39	42	44	46
Retorno Mensal (%)	2,84%	2,99%	2,84%	2,70%	2,55%	2,40%	2,26%	2,16%

Fonte: Elaborado pelo Autor.

### 3.3 - Caso 2 – RT 600 - 8

Para o Caso 2, considera-se uma unidade consumidora residencial com padrão de entrada trifásico e consumo médio mensal de 600 kWh/mês e o mesmo fator de simultaneidade do Caso anterior. O intuito desta análise é comparar o peso que a “taxa mínima” pré-14.300 impacta na relação dos novos projetos. A análise completa referente a concessionária 1 está na Tabela 9 e a análise referente a concessionária 2 na Tabela 10, respectivamente.



Tabela 9 – Análise do Caso 2 para concessionária 1

Concessionária 1	Pré 14.300	2023 (15%)	2024 (30%)	2025 (45%)	2026 (60%)	2027 (75%)	2028 (90%)	2029 (100%)
Investimento (R\$)	18.500	18.500	18.500	18.500	18.500	18.500	18.500	18.500
Valor da Conta s/ SFV (R\$)	565,61	565,61	565,61	565,61	565,61	565,61	565,61	565,61
Valor da Conta c/ SFV (R\$)	173,67	100,53	116,67	132,81	148,94	165,08	181,22	191,98
Compensação Financeira (R\$)	391,94	465,08	448,94	432,80	416,67	400,53	384,39	373,63
Payback (Meses)	47	40	41	43	44	46	48	50
Retorno Mensal (%)	2,12%	2,51%	2,43%	2,34%	2,25%	2,17%	2,08%	2,02%

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Tabela 10 – Análise do Caso 2 para concessionária 2

Concessionária 2	Pré 14.300	2023 (15%)	2024 (30%)	2025 (45%)	2026 (60%)	2027 (75%)	2028 (90%)	2029 (100%)
Investimento (R\$)	18.500	18.500	18.500	18.500	18.500	18.500	18.500	18.500
Valor da Conta s/ SFV (R\$)	676,73	676,73	676,73	676,73	676,73	676,73	676,73	676,73
Valor da Conta c/ SFV (R\$)	204,32	123,69	150,85	178,01	205,16	232,32	259,48	277,58
Compensação Financeira (R\$)	472,41	553,04	525,88	498,72	471,57	444,41	417,25	399,15
Payback (Meses)	39	33	35	37	39	42	44	46
Retorno Mensal (%)	2,55%	2,99%	2,84%	2,70%	2,55%	2,40%	2,26%	2,16%

Fonte: Elaborado pelo Autor.

### 3.4 – Comparativo entre Caso 1 e Caso 2

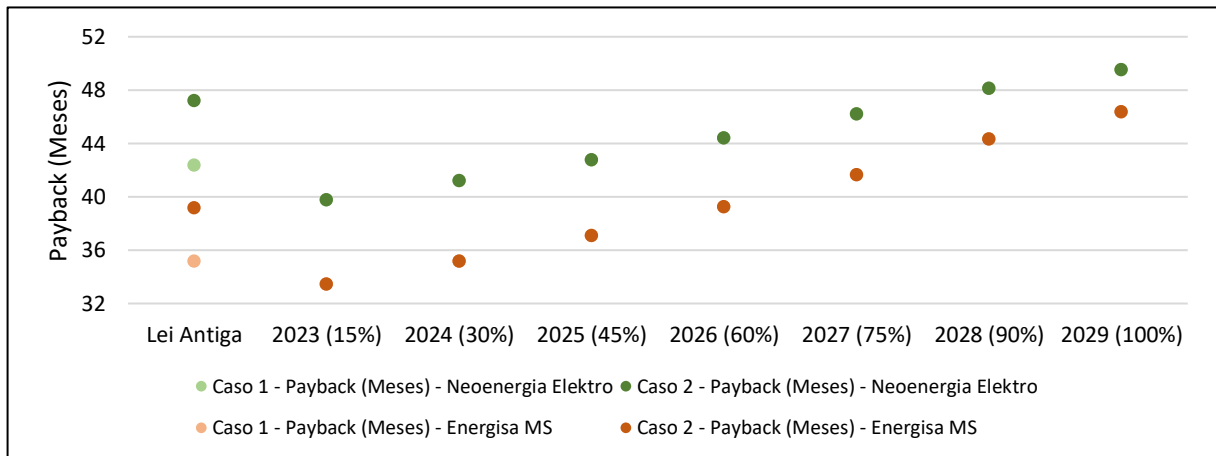
O comparativo entre o Caso 1 e Caso 2, Tabela 11, permitirá a análise que o padrão de entrada de energia elétrica tinha e terá no montante de energia elétrica que será pago após a instalação do sistema.

Tabela 11 – Resumo do comparativo entre Caso 1 e Caso 2

	Caso 1	Caso 2
Classificação	Residencial bifásico	Residencial trifásico
consumo médio mensal	600 kWh/mês	
Consumo Médio (Simultâneo)	50 kWh/mês	
Consumo Médio (Concessionária)	550 kWh/mês	
Simultaneidade	8,33%	

Fonte: Elaborado pelo Autor.

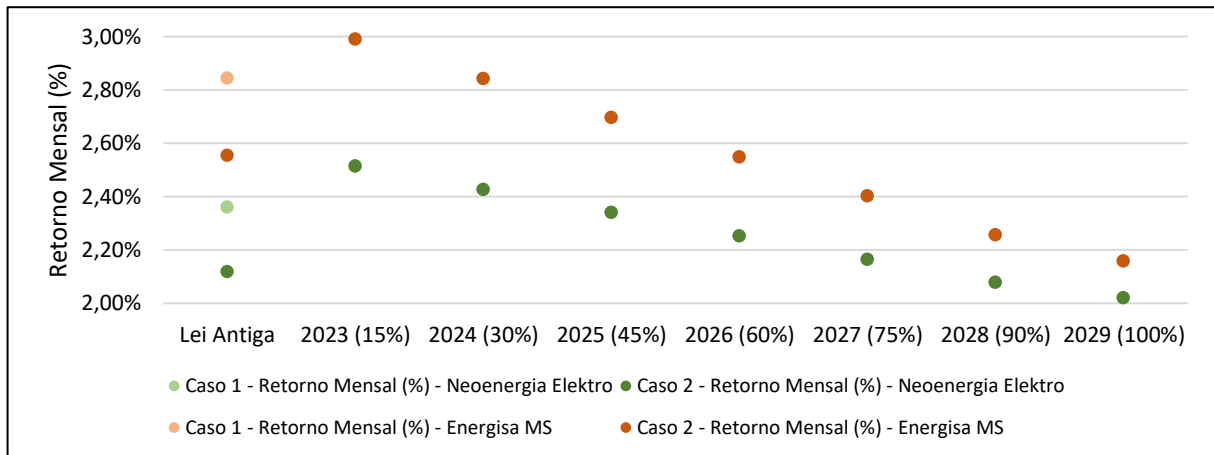
Evidentemente, observando o Gráfico 5, que o *payback* do sistema para o Caso em que o padrão de alimentação é bifásico cresceu consideravelmente quando comparado ao Caso de alimentação trifásico. Isso se deve, pois, a “taxa mínima” paga anteriormente a MLGD, no montante de 100 kWh/mês (trifásico) tinha um peso considerável na conta de energia, o que impactava diretamente o *payback* do sistema. Com a nova tarifação, o custo mínimo pago para a concessionária de energia reduziu, possibilitando uma implicação menor no *payback*.

Gráfico 5 – Comparativo do *payback* para o Caso 1 e Caso 2

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Pode-se observar que a conclusão observada acima é fortalecida quando analisamos o retorno mensal do investimento, como apresentado no Gráfico 6.

Gráfico 6 – Comparativo do Retorno Mensal para o Caso 1 e Caso 2



Fonte: Elaborado pelo Autor.

### 3.5 - Caso 3 – RT 600 - 50

Para o Caso 3, considera-se uma unidade consumidora residencial com padrão de entrada trifásico e consumo médio mensal de 600 kWh/mês. Além disso, projeta-se um fator de simultaneidade de 50%. Esse fator de simultaneidade é encontrado em residências onde grande parte dos membros ficam em casa no período diurno e concentram seu consumo de energia elétrica neste período. Na Tabela 12 e 13, pode-se observar a análise do Caso 3 para a concessionária 1 e para a Concessionária 2, respectivamente.

Tabela 12 – Análise do Caso 3 para concessionária 1

Concessionária 1	Pré 14.300	2023 (15%)	2024 (30%)	2025 (45%)	2026 (60%)	2027 (75%)	2028 (90%)	2029 (100%)
Investimento (R\$)	18.500	18.500	18.500	18.500	18.500	18.500	18.500	18.500
Valor da Conta s/ SFV (R\$)	565,61	565,61	565,61	565,61	565,61	565,61	565,61	565,61
Valor da Conta c/ SFV (R\$)	148,94	68,47	77,28	86,08	94,88	103,68	112,48	118,35
Compensação Financeira (R\$)	416,67	497,14	488,33	479,53	470,73	461,93	453,13	447,26
Payback (Meses)	44	37	38	39	39	40	41	41
Retorno Mensal (%)	2,25%	2,69%	2,64%	2,59%	2,54%	2,50%	2,45%	2,42%

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Tabela 13 – Análise do Caso 3 para concessionária 2

Concessionária 2	Pré 14.300	2023 (15%)	2024 (30%)	2025 (45%)	2026 (60%)	2027 (75%)	2028 (90%)	2029 (100%)
Investimento (R\$)	18.500	18.500	18.500	18.500	18.500	18.500	18.500	18.500
Valor da Conta s/ SFV (R\$)	676,73	676,73	676,73	676,73	676,73	676,73	676,73	676,73
Valor da Conta c/ SFV (R\$)	174,08	81,10	95,92	110,73	125,54	140,36	155,17	165,04
Compensação Financeira (R\$)	502,65	595,63	580,81	566,00	551,19	536,37	521,56	511,69
Payback (Meses)	37	31	32	33	34	34	35	36
Retorno Mensal (%)	2,72%	3,22%	3,14%	3,06%	2,98%	2,90%	2,82%	2,77%

Fonte: Elaborado pelo Autor.

### 3.6 – Comparativo entre Caso 2 e Caso 3

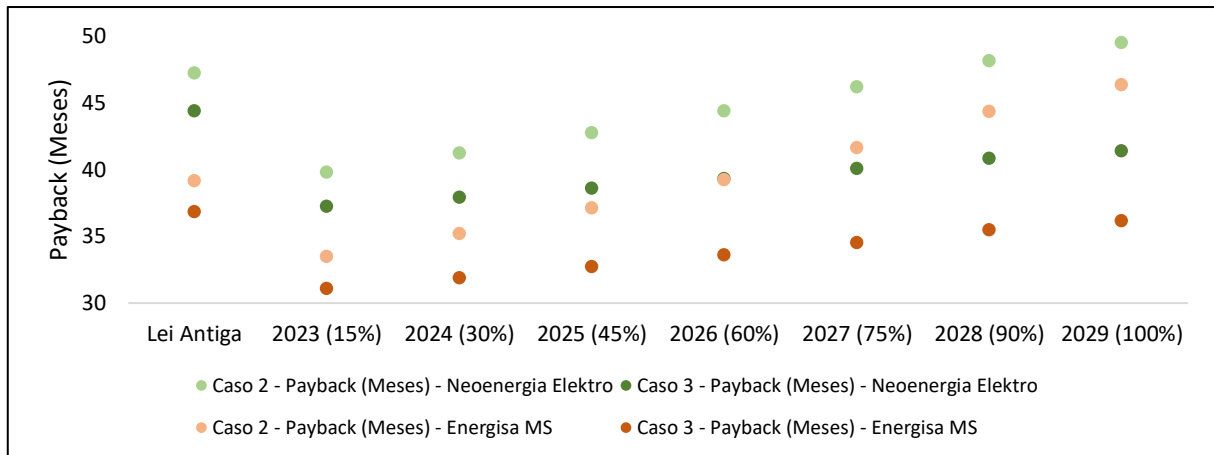
O comparativo entre o Caso 2 e Caso 3, apresentado na Tabela 14, permite a análise do efeito do fator de simultaneidade no montante de energia elétrica pago mensalmente e, conseqüentemente, no *payback* do sistema e no seu retorno mensal.

Tabela 14 – Resumo do comparativo entre Caso 2 e Caso 3

	Caso 2	Caso 3
Classificação	Residencial trifásico	
consumo médio mensal	600 kWh/mês	
Consumo Médio (Simultâneo)	50 kWh/mês	
Consumo Médio (Concessionária)	550 kWh/mês	
Simultaneidade	8,33%	50,00%

Fonte: Elaborado pelo Autor.

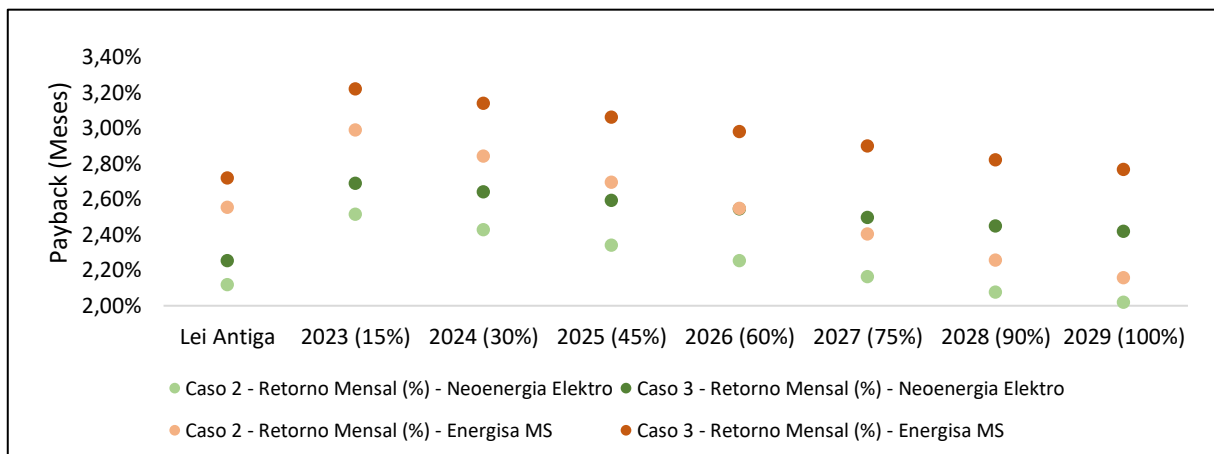
Analisando o Gráfico 7, entende-se que com o aumento da simultaneidade, temos uma curva de *payback* atenuada. desta forma, fica claro que com um fator de simultaneidade maior, para a lei 14.300, tem-se baixa consequência no retorno do investimento.

Gráfico 7 – Comparativo do *payback* para o Caso 2 e Caso 3

Fonte: Elaborado pelo Autor.

A partir do Gráfico 8, observa-se que com o aumento da simultaneidade do sistema, o retorno mensal apresenta um crescimento associado. Além disso, nitidamente que para a análise do Caso 2 e 3, a 14.300 trouxe um benefício para cliente que queiram gerar sua própria energia via fonte de energia solar fotovoltaica.

Gráfico 8 – Comparativo do Retorno Mensal para o Caso 2 e Caso 3



Fonte: Elaborado pelo Autor.

### 3.7 - Caso 4 – RT 600 - 25

Agora, para o Caso 4, considera-se uma unidade consumidora residencial com padrão de entrada trifásico e consumo médio mensal de 600 kWh/mês. O fator de simultaneidade adotado foi de 25%. Na Tabela 15 e 16, tem-se análise geral do Caso 4 para a concessionária 1 e para a Concessionária 2, respectivamente.

Tabela 15 – Análise do Caso 4 para concessionária 1

Concessionária 1	Pré 14.300	2023 (15%)	2024 (30%)	2025 (45%)	2026 (60%)	2027 (75%)	2028 (90%)	2029 (100%)
Investimento (R\$)	18.500	18.500	18.500	18.500	18.500	18.500	18.500	18.500
Valor da Conta s/ SFV (R\$)	565,61	565,61	565,61	565,61	565,61	565,61	565,61	565,61
Valor da Conta c/ SFV (R\$)	163,78	100,53	116,67	132,81	148,94	165,08	181,22	191,98
Compensação Financeira (R\$)	401,83	465,08	448,94	432,80	416,67	400,53	384,39	373,63
Payback (Meses)	46	40	41	43	44	46	48	50
Retorno Mensal (%)	2,17%	2,51%	2,43%	2,34%	2,25%	2,17%	2,08%	2,02%

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Tabela 16 – Análise do Caso 4 para concessionária 2

Concessionária 2	Pré 14.300	2023 (15%)	2024 (30%)	2025 (45%)	2026 (60%)	2027 (75%)	2028 (90%)	2029 (100%)
Investimento (R\$)	18.500	18.500	18.500	18.500	18.500	18.500	18.500	18.500
Valor da Conta s/ SFV (R\$)	676,73	676,73	676,73	676,73	676,73	676,73	676,73	676,73
Valor da Conta c/ SFV (R\$)	192,22	106,66	128,88	151,10	173,31	195,53	217,75	232,57
Compensação Financeira (R\$)	484,51	570,07	547,85	525,63	503,42	481,20	458,98	444,16
Payback (Meses)	38	32	34	35	37	38	40	42
Retorno Mensal (%)	2,62%	3,08%	2,96%	2,84%	2,72%	2,60%	2,48%	2,40%

Fonte: Elaborado pelo Autor.

### 3.8 - Caso 5 – RT 1000 - 25

Para o Caso 5, considera-se agora uma unidade consumidora residencial com padrão de entrada trifásico e consumo médio mensal de 1.000 kWh/mês e o mesmo fator de simultaneidade do Caso anterior. O intuito desta análise é aferir o impacto que um consumo mais elevado pode trazer no *payback* e retorno mensal do investimento. A análise completa referente a concessionária 1 está na Tabela 17 e a análise referente a concessionária 2 na Tabela 18, respectivamente.

Tabela 17 – Análise do Caso 5 para concessionária 1

Concessionária 1	Pré 14.300	2023 (15%)	2024 (30%)	2025 (45%)	2026 (60%)	2027 (75%)	2028 (90%)	2029 (100%)
Investimento (R\$)	35.000	35.000	35.000	35.000	35.000	35.000	35.000	35.000
Valor da Conta s/ SFV (R\$)	922,69	922,69	922,69	922,69	922,69	922,69	922,69	922,69
Valor da Conta c/ SFV (R\$)	193,45	126,18	148,19	170,19	192,20	214,20	236,21	250,88
Compensação Financeira (R\$)	729,24	796,51	774,50	752,50	730,49	708,49	686,48	671,81
Payback (Meses)	48	44	45	47	48	49	51	52
Retorno Mensal (%)	2,08%	2,28%	2,21%	2,15%	2,09%	2,02%	1,96%	1,92%

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Tabela 18 – Análise do Caso 5 para concessionária 2

Concessionária 2	Pré 14.300	2023 (15%)	2024 (30%)	2025 (45%)	2026 (60%)	2027 (75%)	2028 (90%)	2029 (100%)
Investimento (R\$)	35.000	35.000	35.000	35.000	35.000	35.000	35.000	35.000
Valor da Conta s/ SFV (R\$)	1.107,89	1.107,89	1.107,89	1.107,89	1.107,89	1.107,89	1.107,89	1.107,89
Valor da Conta c/ SFV (R\$)	228,52	157,76	194,79	231,83	268,86	305,89	342,92	367,61
Compensação Financeira (R\$)	879,37	950,13	913,10	876,06	839,03	802,00	764,97	740,28
Payback (Meses)	40	37	38	40	42	44	46	47
Retorno Mensal (%)	2,51%	2,71%	2,61%	2,50%	2,40%	2,29%	2,19%	2,12%

Fonte: Elaborado pelo Autor.

### 3.9 – Comparativo entre Caso 4 e Caso 5

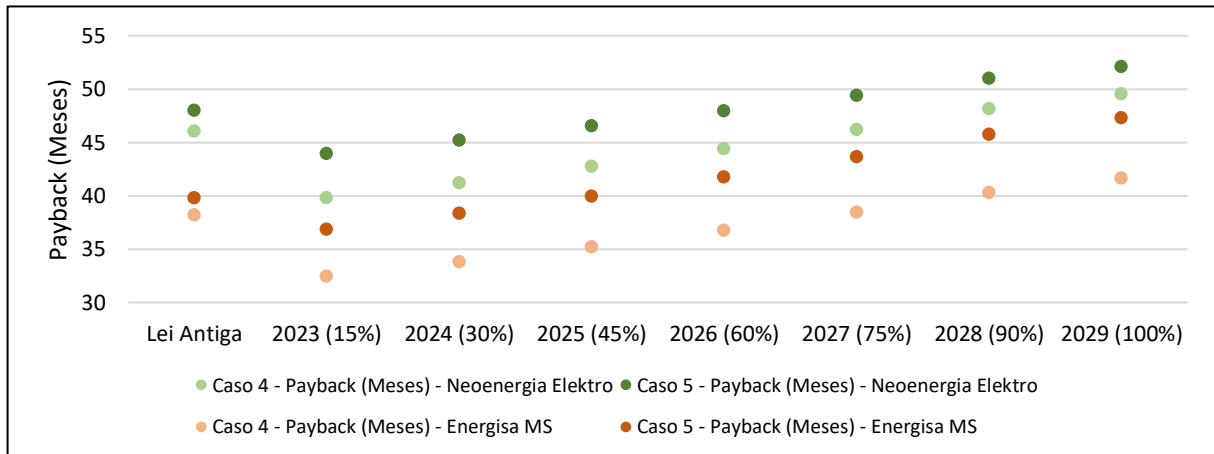
O intuito, agora, é realizar um comparativo entre o Caso 4 e Caso 5, Tabela 19, a fim de entender a sequela que um aumento de consumo de energia elétrica mensal terá na conta de energia elétrica pós 14.300.

Tabela 19 – Resumo do comparativo entre Caso 4 e Caso 5

	Caso 4	Caso 5
Classificação	Residencial trifásico	
consumo médio mensal	600 kWh/mês	1000 kWh/mês
Consumo Médio (Simultâneo)	150 kWh/mês	250 kWh/mês
Consumo Médio (Concessionária)	450 kWh/mês	750 kWh/mês
Simultaneidade	25,00%	

Fonte: Elaborado pelo Autor.

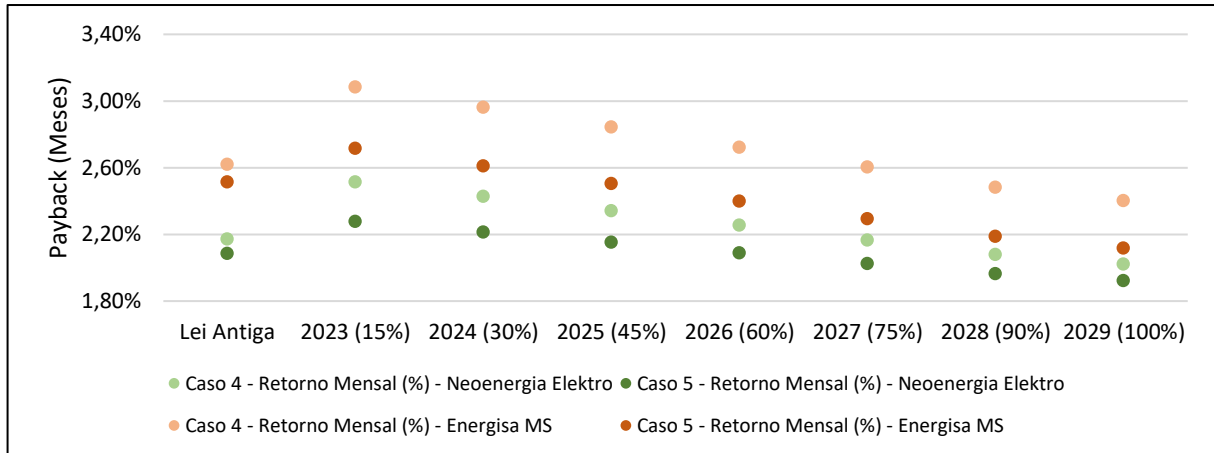
Realizando o comparativo entre o *payback* do Caso 4 e Caso 5, apresentado no Gráfico 9, observa-se que o aumento do consumo de energia elétrica interfere negativamente no retorno do investimento. Isso se deve pois, quanto maior o consumo de energia elétrica registrado na concessionária, maior será o peso da Fio B na conta de energia mensal e, por consequência, uma queda acentuada no retorno mensal do investimento, como visto no Gráfico 10. Isso fica ainda mais evidente quando se analisa o Gráfico de *payback* para a Concessionária 2, onde o Fio B é mais elevado.

Gráfico 9 – Comparativo do *payback* para o Caso 4 e Caso 5

Fonte: Elaborado pelo Autor.



Gráfico 10 – Comparativo do Retorno Mensal para o Caso 4 e Caso 5



Fonte: Elaborado pelo Autor.

### 3.10 - Caso 6 – CT 1000 - 75

No Caso 6, inicia-se a análise dos empreendimentos comerciais, onde encontraremos maiores fatores de simultaneidade. Considera-se, portanto, uma unidade consumidora comercial com padrão de entrada trifásico e consumo médio mensal de 1000 kWh/mês, com fator de simultaneidade de 75%. Analisando a Tabela 20 e 21, vê-se o panorama geral do sistema para a concessionária 1 e concessionária 2.

Tabela 20 – Análise do Caso 6 para concessionária 1

Concessionária 1	Pré 14.300	2023 (15%)	2024 (30%)	2025 (45%)	2026 (60%)	2027 (75%)	2028 (90%)	2029 (100%)
Investimento (R\$)	35.000	35.000	35.000	35.000	35.000	35.000	35.000	35.000
Valor da Conta s/ SFV (R\$)	922,69	922,69	922,69	922,69	922,69	922,69	922,69	922,69
Valor da Conta c/ SFV (R\$)	143,99	62,06	69,40	76,73	84,07	91,40	98,74	103,63
Compensação Financeira (R\$)	778,70	860,63	853,29	845,96	838,62	831,29	823,95	819,06
Payback (Meses)	45	41	41	41	42	42	42	43
Retorno Mensal (%)	2,22%	2,46%	2,44%	2,42%	2,40%	2,38%	2,35%	2,34%

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Tabela 21 – Análise do Caso 6 para concessionária 2

Concessionária 2	Pré 14.300	2023 (15%)	2024 (30%)	2025 (45%)	2026 (60%)	2027 (75%)	2028 (90%)	2029 (100%)
Investimento (R\$)	35.000	35.000	35.000	35.000	35.000	35.000	35.000	35.000
Valor da Conta s/ SFV (R\$)	1.107,89	1.107,89	1.107,89	1.107,89	1.107,89	1.107,89	1.107,89	1.107,89
Valor da Conta c/ SFV (R\$)	168,03	72,59	84,93	97,28	109,62	121,96	134,31	142,54
Compensação Financeira (R\$)	939,86	1.035,30	1.022,96	1.010,61	998,27	985,93	973,58	965,35
Payback (Meses)	37	34	34	35	35	35	36	36
Retorno Mensal (%)	2,69%	2,96%	2,92%	2,89%	2,85%	2,82%	2,78%	2,76%

Fonte: Elaborado pelo Autor.

### 3.11 – Comparativo entre Caso 5 e Caso 6

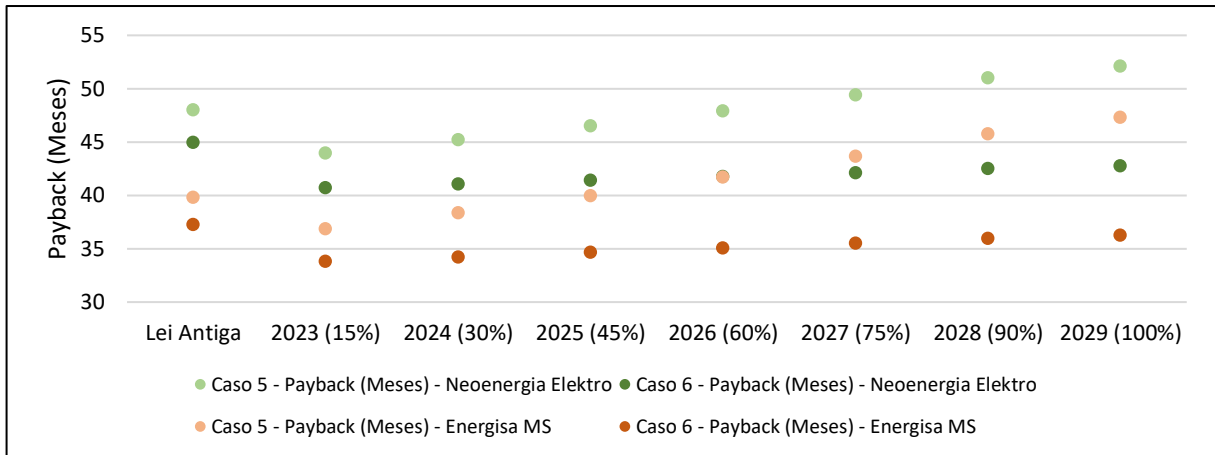
O objetivo da comparação entre o Caso 5 e 6, Tabela 22, é novamente entender o impacto que a simultaneidade tem no retorno do investimento, mas agora com um empreendimento comercial, cuja simultaneidade considerada é 75% (alta).

Tabela 22 – Resumo do comparativo entre Caso 5 e Caso 6

	Caso 5	Caso 6
Classificação	Residencial trifásico	Comercial trifásico
consumo médio mensal	1000 kWh/mês	1000 kWh/mês
Consumo Médio (Simultâneo)	250 kWh/mês	750 kWh/mês
Consumo Médio (Concessionária)	750 kWh/mês	250 kWh/mês
Simultaneidade	25,00%	75,00%

Fonte: Elaborado pelo Autor.

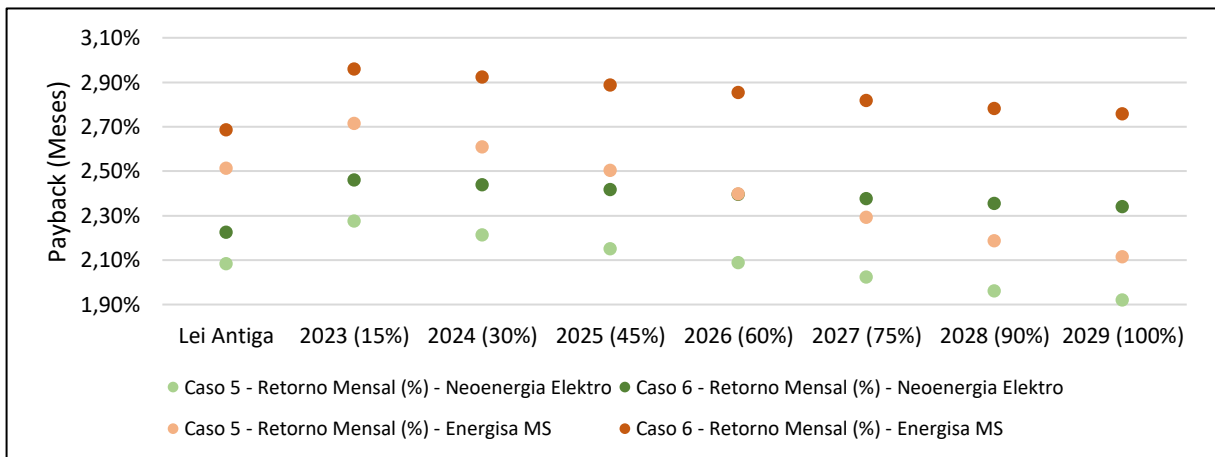
Novamente, é conclusivo que o efeito da simultaneidade é diretamente proporcional à redução do *payback* do sistema. Isso é evidenciado, principalmente, no Gráfico 11, quando se analisa o ano de 2029, onde 100% da Fio B foi contemplado na fatura de energia elétrica. Para esses Casos, observa-se uma redução de 10 a 12 meses no *payback* do sistema alterando a simultaneidade de 25% para 75%.

Gráfico 11 – Comparativo do *payback* para o Caso 5 e Caso 6

Fonte: Elaborado pelo Autor.

No Caso do retorno mensal, como observado no Gráfico 12, vê-se um aumento de 0,42% a 0,64% de aumento alterando a simultaneidade de 25% para 75%.

Gráfico 12 – Comparativo do Retorno Mensal para o Caso 5 e Caso 6



Fonte: Elaborado pelo Autor.

### 3.12 - Caso 7 – CT 3000 - 75

No Caso 7, analisa-se uma unidade consumidora comercial de médio porte com padrão de entrada trifásico e consumo médio mensal de 3.000 kWh/mês. Manteve-se o fator de simultaneidade do Caso 6 para comparação, novamente, da consequência do aumento de consumo de energia elétrica no *payback* e retorno mensal do sistema. Pode-se observar a análise completa do Caso 7 na Tabela 23, referente a concessionária 1, e na Tabela 24, referente a concessionária 2.

Tabela 23 – Análise do Caso 7 para concessionária 1

Concessionária 1	Pré 14.300	2023 (15%)	2024 (30%)	2025 (45%)	2026 (60%)	2027 (75%)	2028 (90%)	2029 (100%)
Investimento (R\$)	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
Valor da Conta s/ SFV (R\$)	2.708,06	2.708,06	2.708,06	2.708,06	2.708,06	2.708,06	2.708,06	2.708,06
Valor da Conta c/ SFV (R\$)	193,45	126,18	148,19	170,19	192,20	214,20	236,21	250,88
Compensação Financeira (R\$)	2.514,61	2.581,88	2.559,87	2.537,87	2.515,86	2.493,86	2.471,85	2.457,18
Payback (Meses)	40	39	39	39	40	40	40	41
Retorno Mensal (%)	2,51%	2,58%	2,56%	2,54%	2,52%	2,49%	2,47%	2,46%

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Tabela 24 – Análise do Caso 6 para concessionária 2

Concessionária 2	Pré 14.300	2023 (15%)	2024 (30%)	2025 (45%)	2026 (60%)	2027 (75%)	2028 (90%)	2029 (100%)
Investimento (R\$)	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
Valor da Conta s/ SFV (R\$)	3.263,66	3.263,66	3.263,66	3.263,66	3.263,66	3.263,66	3.263,66	3.263,66
Valor da Conta c/ SFV (R\$)	228,52	157,76	194,79	231,83	268,86	305,89	342,92	367,61
Compensação Financeira (R\$)	3.035,14	3.105,90	3.068,87	3.031,83	2.994,80	2.957,77	2.920,74	2.896,05
Payback (Meses)	33	32	33	33	33	34	34	35
Retorno Mensal (%)	3,04%	3,11%	3,07%	3,03%	2,99%	2,96%	2,92%	2,90%

Fonte: Elaborado pelo Autor.

### 3.13 – Comparativo entre Caso 6 e Caso 7

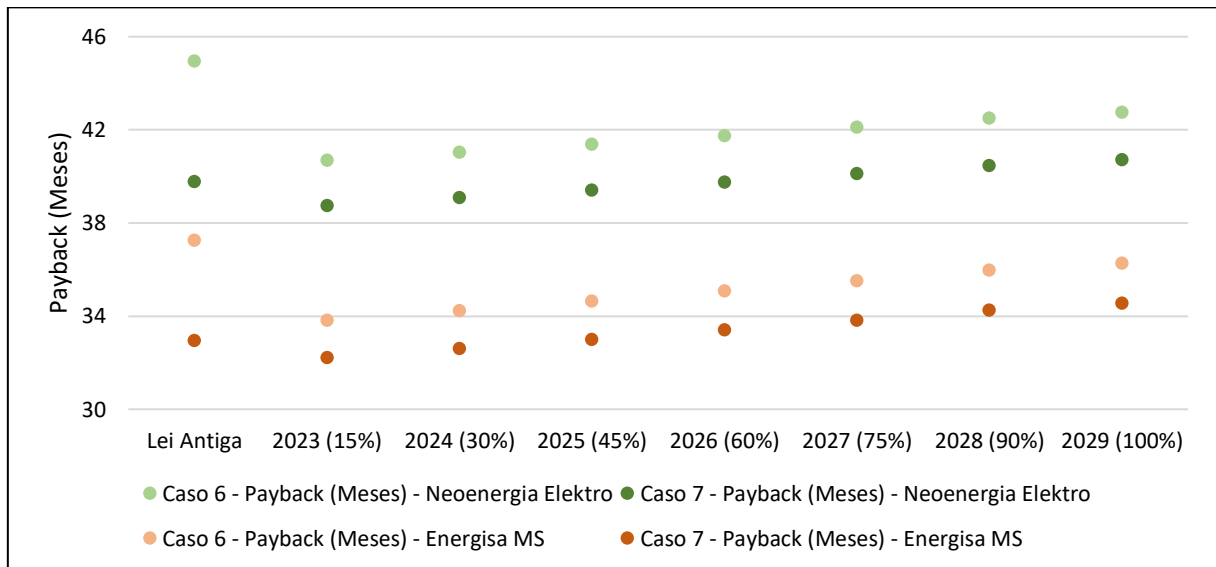
O foco agora é realizar um comparativo entre o Caso 6 e Caso 7, Tabela 25, onde o aumento de consumo de energia elétrica cresceu consideravelmente. desta forma, analisa-se o impacto que um aumento de consumo de energia elétrica mensal na conta de energia elétrica pós 14.300.

Tabela 25 – Resumo do comparativo entre Caso 6 e Caso 7

	Caso 6	Caso 7
Classificação	Residencial trifásico	
consumo médio mensal	1000 kWh/mês	3000 kWh/mês
Consumo Médio (Simultâneo)	750 kWh/mês	2250 kWh/mês
Consumo Médio (Concessionária)	250 kWh/mês	750 kWh/mês
Simultaneidade	75,00%	

Fonte: Elaborado pelo Autor.

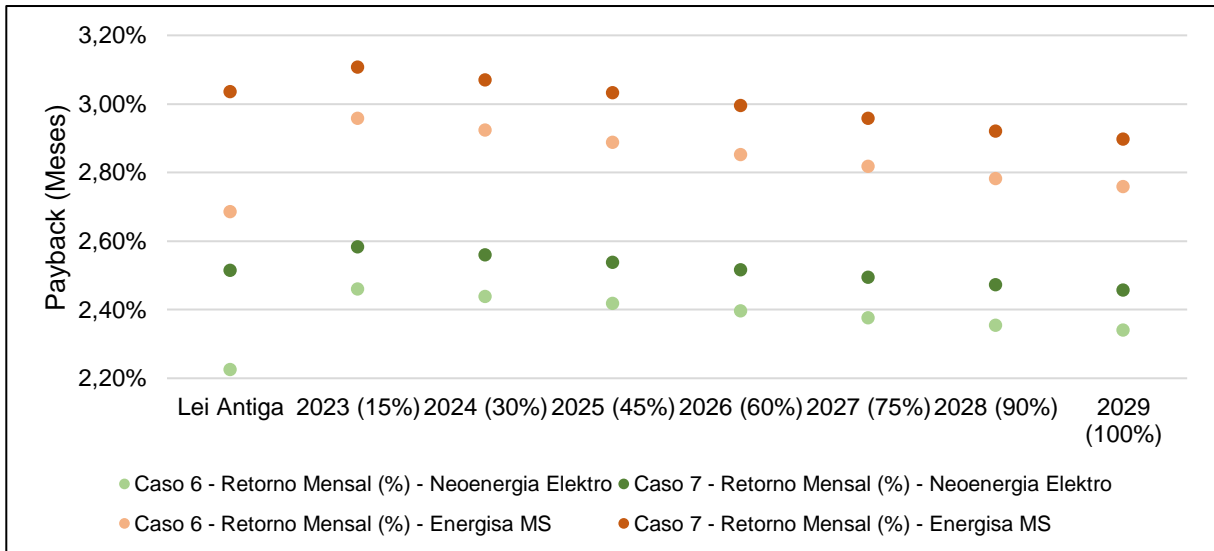
Analisando o Gráfico 13, percebe-se que o *payback* do sistema, novamente, cresceu em função do aumento de consumo de energia elétrica. Mas, para este Caso, quando se compara o panorama pré-14.300 e pós-14300, um ponto que chama a atenção é a correlação mais estreita entre os Casos com a nova lei. Isso se deve pois o valor mínimo pago na conta de energia tem relação direta com consumo de energia e não mais a uma taxa mínima fixa a ser paga para a concessionária local.

Gráfico 13 – Comparativo do *payback* para o Caso 6 e Caso 7

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Esta correlação mais estreita também pode ser observada no Gráfico 14, onde se analisa o retorno mensal do sistema.

Gráfico 14 – Comparativo do Retorno Mensal para o Caso 6 e Caso 7



Fonte: Elaborado pelo Autor.

### 3.14 – Caso 8 – CT 12000 - 75

Agora, considerando uma unidade consumidora comercial de grande porte, onde o consumo médio mensal é 12.000 kWh/mês e o padrão de entrada trifásico. A simultaneidade para este Caso é 75%. Na Tabela 26 e 27, pode-se observar a análise do Caso 8 para a concessionária 1 e para a Concessionária 2, respectivamente.

Tabela 26 – Análise do Caso 8 para concessionária 1

Concessionária 1	Pré 14.300	2023 (15%)	2024 (30%)	2025 (45%)	2026 (60%)	2027 (75%)	2028 (90%)	2029 (100%)
Investimento (R\$)	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000
Valor da Conta s/ SFV (R\$)	10.742,23	10.742,23	10.742,23	10.742,23	10.742,23	10.742,23	10.742,23	10.742,23
Valor da Conta c/ SFV (R\$)	415,98	414,73	502,75	590,77	678,79	766,81	854,83	913,51
Compensação Financeira (R\$)	10.326,25	10.327,50	10.239,48	10.151,46	10.063,44	9.975,42	9.887,40	9.828,72
Payback (Meses)	39	39	39	39	40	40	40	41
Retorno Mensal (%)	2,58%	2,58%	2,56%	2,54%	2,52%	2,49%	2,47%	2,46%

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Tabela 27 – Análise do Caso 8 para concessionária 2

Concessionária 2	Pré 14.300	2023 (15%)	2024 (30%)	2025 (45%)	2026 (60%)	2027 (75%)	2028 (90%)	2029 (100%)
Investimento (R\$)	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000
Valor da Conta s/ SFV (R\$)	12.964,63	12.964,63	12.964,63	12.964,63	12.964,63	12.964,63	12.964,63	12.964,63
Valor da Conta c/ SFV (R\$)	500,70	541,04	689,17	837,30	985,43	1.133,56	1.281,69	1.380,45
Compensação Financeira (R\$)	12.463,93	12.423,59	12.275,46	12.127,33	11.979,20	11.831,07	11.682,94	11.584,18
Payback (Meses)	32	32	33	33	33	34	34	35
Retorno Mensal (%)	3,12%	3,11%	3,07%	3,03%	2,99%	2,96%	2,92%	2,90%

Fonte: Elaborado pelo Autor.

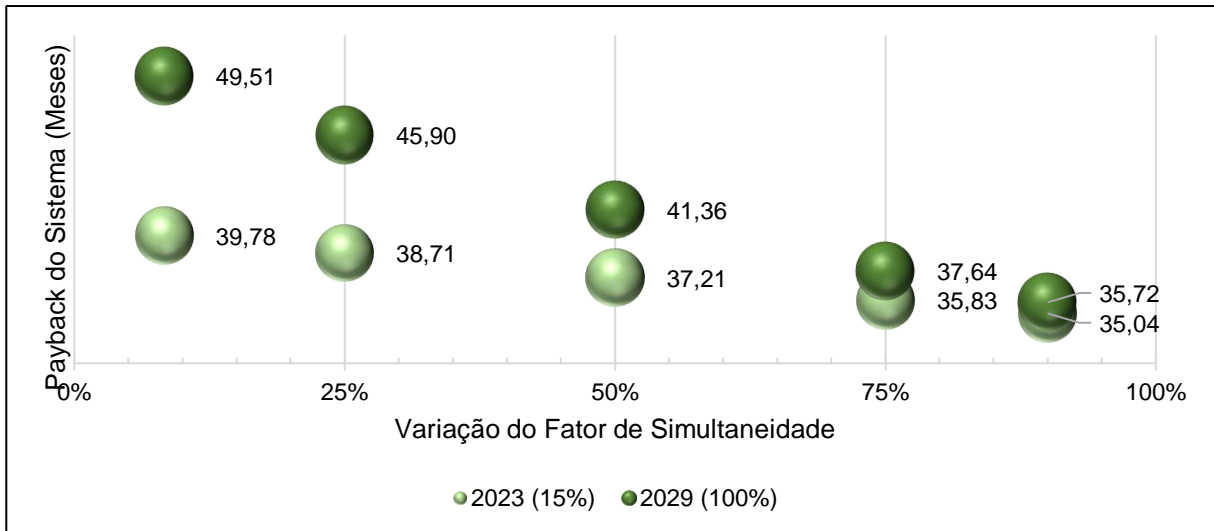
Como averiguado pelas Tabelas 26 e 27, apesar de um aumento do *payback* para quase todos os anos analisados, é pertinente salientar que esse aumento foi na cada de 2 a 3 meses. Levando em consideração que o planejamento de retorno do investimento está em torno de 40 meses e a “vida útil” do sistema em 25 anos, tem-se um crescimento não significativo (5%). Esse argumento é reiterado quando se coloca em pauta a baixíssima redução do retorno mensal do sistema.

### 3.15 – Comparação do Impacto da Simultaneidade para um mesmo sistema

Neste tópico, leva-se em consideração um sistema de residencial bifásico, onde o consumo médio mensal é 600 kWh/mês. O objetivo é analisar o resultado de diferentes simultaneidades dentro de um mesmo sistema de geração de energia.

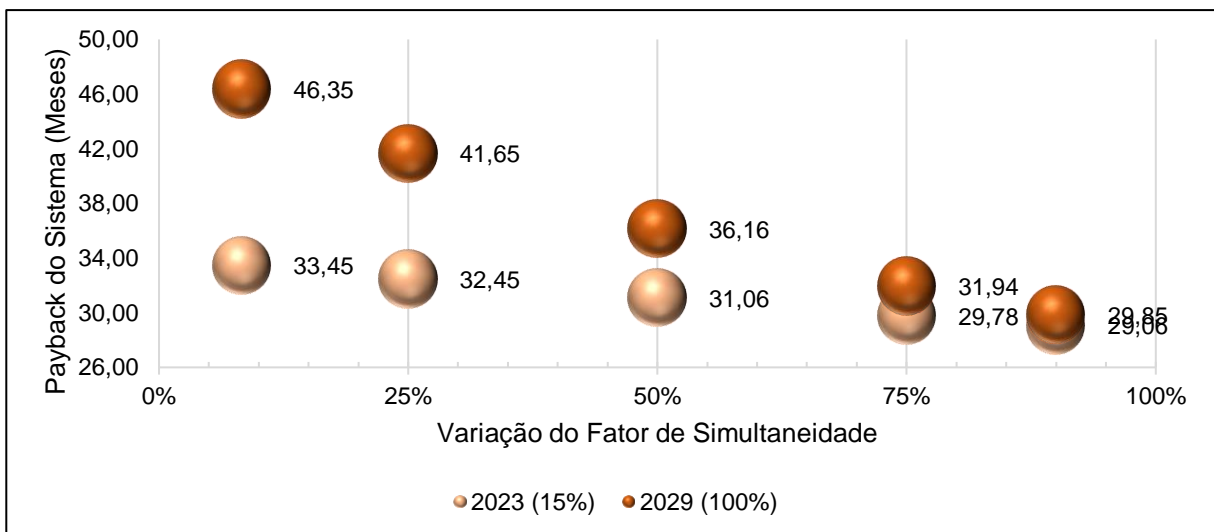
Para isso, realiza-se a estimativa de retorno do investimento em duas hipóteses: para um cliente que realiza a instalação do sistema em 2023 (15% do Fio B), no Gráfico 15, e para um cliente que realiza a instalação do sistema em 2029 (100% do Fio B), no Gráfico 16. Além disso, varia-se a concessionária local para análise da implicação que o elevado preço das tarifas que constitui a conta de energia impactam no sistema ao longo dos anos.

Gráfico 15 – *Payback* do sistema instalado na concessionária 1 e o impacto da variação do fator de simultaneidade



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Gráfico 16 – *Payback* do sistema instalado na Concessionária 2 e o impacto da variação do fator de simultaneidade



Fonte: Elaborado pelo Autor.

É evidente, analisando os Gráficos acima, o peso que o fator de simultaneidade traz ao sistema. Para um fator de simultaneidade próximo a 0%, tem-se um aumento no *payback* de 10 meses para a concessionária 1 e de 13 meses para a Concessionária 2. Porém, quando se aproxima de uma simultaneidade de 100%, não se tem, basicamente, nenhuma variação do *payback* do sistema, tanto ele sendo instalado em 2023 como em 2029.



## 4 CONCLUSÕES

Apesar da forma que a Lei 14.300/2022 foi apresentada ao público, como sendo a “taxação do sol”, é evidente que o Marco Legal da Geração Distribuída (MLGD) trouxe diversos benefícios para a geração distribuída no Brasil. Além de uma estrutura legal e regulatória, ela é uma resposta para as lacunas que existiam nas normas que a antecederam.

Pelos estudos de Casos, nitidamente, vê-se o impacto do fator de simultaneidade no retorno do investimento. Por exemplo, observando o Gráfico 11 e analisando o ano de 2029, onde 100% da Fio B será abrangido na fatura de energia elétrica, observa-se uma redução de 10 a 12 meses no *payback* do sistema alterando a simultaneidade de 25% para 75%. Em contrapartida, em sistemas cuja simultaneidade é relativamente baixa, como acontece no Caso 1, temos um aumento de quase um ano no *payback* do sistema.

Fica claro também o efeito que o consumo de energia elétrica tem no *payback* do sistema e no seu retorno mensal. Tal efeito acontece porque quanto maior o consumo de energia elétrica registrado na concessionária (consumo de energia onde o sistema não é autossuficiente), maior será a incidência da Fio B na conta de energia mensal e, por consequência, menor a economia mensal do sistema, levando a uma queda atenuada no retorno mensal do investimento, como visto no Gráfico 10. Isso fica ainda mais evidente quando se analisa o Gráfico de *payback* para a Concessionária 2, onde o Fio B é mais elevado.

Conclui-se que, apesar da “taxação do sol”, é possível perceber que para grande parte das simulações, tem-se uma redução do *payback* e um aumento do retorno do investimento quando o investimento é realizado antes de 2026. Quando isso não acontece, é nítido que o aumento do prazo do *payback* é relativamente pequeno quando se leva em consideração a “vida útil” de 25 anos do sistema.

## REFERÊNCIAS

- ABRACEL, ABRACEEL (Brasil). Conta de luz sobe mais que o dobro da inflação no mercado cativo. 2022. Disponível em: <https://abraceel.com.br/blog/2022/01/conta-de-luz-sobe-mais-que-odobro-da-inflacao-no-mercado-cativo/>. Acesso em: 05 dez. 2022.
- ANEEL. “Caderno temático ANEEL: Micro e Minigeração Distribuída (Sistema de Compensação de Energia Elétrica)” - 2 edições – Brasília, maio 2016;
- ANEEL. Resolução Normativa Nº 482 - Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasília, 2012<sup>a</sup>. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/atren2012482.pdf>. Acesso em: 05 dez. 2022.
- ANEEL, Resolução Normativa Nº 687 - Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasília, 2015. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. Acesso em 06/12/2022.
- ANEEL. Anexo III Resolução Normativa Nº 956 PRODIST – Módulo 3 - Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasília, 2021;
- BADRA, Matheus. Lei 14.300: principais mudanças do Marco Legal da GD. Canal Solar - 12 de jan. de 2022. Disponível em: < <https://canalsolar.com.br/lei-14-300-principais-mudancas-do-marco-legal-da-gd>>. Acesso em: 30 de jul. de 2022.
- BONDARIK, R. PILATTI, L.A., HORST, D.J. Uma visão geral sobre o potencial de geração de energias renováveis no Brasil. *Interciencia*, 43(10):680-688, 2018.
- BRASIL. Lei n.º 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). Diário Oficial da República Federativa do Brasil. Brasília, DF.
- CANAL SOLAR. Proposta de revisão da norma NBR 16690: aterramento de usinas fotovoltaicas. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/proposta-de-revisao-da-norma-nbr16690-aterramento-de-usinas-fotovoltaicas/>. Acesso em 06/12/2022.
- CARSTENS, D.D.S., CUNHA, S.K. Challenges and opportunities for the growth of solar photovoltaic energy in Brazil. *Energy Policy*, Volume 125, February 2019, Pages 396-404.
- CARVALHO, D.W. Efetividade dos incentivos fiscais concedidos ao Sistema de Compensação de Energia Solar como forma de estímulo ao desenvolvimento sustentável. Dissertação I para obtenção do título de Mestre em Direito da Empresa e dos Negócios, pelo Programa de Pós-Graduação em Direito da Universidade do Vale do Rio dos Sinos – UNISINOS, 2018.
- CRESESB – CEPEL. “Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos.” - Rio de Janeiro/RJ, 2014p., 1999.

FARIA JR., H., TRIGOSO, F.B.M., CAVALCANTI, J.A.M. Review of distributed generation with photovoltaic grid connected systems in Brazil: Challenges and prospects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 75, August 2017, Pages 469-475.

FERREIRA, A., KUHN, S.S., FAGNANI, K.C., Economic overview of the use and production of photovoltaic solar energy in Brazil. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 81: 181-191.

GARLET, T.B.; RIBEIRO, J.L.D.; SAVIAN, F. de S.; SILUK, J.C.M. Competitiveness of the value chain of distributed generation of photovoltaic energy in Brazil. *Energy for Sustainable development*, Volume 71, december 2022, Pages 447-461.

GREENER - ESTUDO ESTRATÉGICO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA. Disponível em: < <https://www.greener.com.br/sumario-executivo-estudo-de-geracao-distirbuida-2o-sem-2021>>. Acesso em: 30 de jul. de 2022.

HCC ENERGIA SOLAR. RN 687: Entenda agora o que muda na energia solar. Disponível em: <https://hccenergiasolar.com.br/rn-687-entenda-agora-o-que-muda-na-energia-solar/>. Acesso em: 06/12/2022.

INFOGRÁFICO ABSOLAR Nº 39 – Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. Disponível em: < <https://www.absolar.org.br/arquivos/>>. Acesso em: 30 de jul. de 2022.

NETO, J.V.; Estudo dos impactos na viabilidade econômico-financeira a partir dos impactos na revisão da norma sobre a geração distribuída fotovoltaica. In: VII Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS 2018. 2020.

RIGO, P.D., SILUK, J.C.M., LACERDA, D.P., SPELLMEIER, J.P. Competitive business model of photovoltaic solar energy installers in Brazil. *Renewable Energy*, Volume 181, January 2022, Pages 39-50.

SILVA, E.C. da; MESSIAS BRUNO, D.; FLORIAN, F. Energia fotovoltaica: sistema on grid (sistema conectado à rede elétrica). *RECIMA21 - Revista Científica Multidisciplinar* - ISSN 2675-6218, 3(1), e3112365. <https://doi.org/10.47820/recima21.v3i1.2365>

STECANELLA, P.A.J.; CAMARGOS, R.S.C.; VIEIRA, D.; DOMINGUES, E.G.; FERREIRA FILHO, A.L. A methodology for determining the incentive policy for photovoltaic distributed generation that leverages its technical benefits in the distribution system. *Renewable Energy*, Volume 199, November 2022, Pages 474-485.

YU, S.; HAN, R.; ZHANG, J. Reassessment of the potential for centralized and distributed photovoltaic power generation in China: On a prefecture-level city scale. *Energy*, Volume 262, Part A, 1 January 2023, 125436.