

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ

VINÍCIUS HENRIQUE MIRANDA

**ANÁLISE DO IMPACTO ECONÔMICO DAS NOVAS PROPOSTAS DE
REGULAMENTAÇÃO DA ANEEL PARA MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA.
ESTUDO NA UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ (UTFPR),
CAMPUS PATO BRANCO (PB)**

PATO BRANCO

2021

VINÍCIUS HENRIQUE MIRANDA

**ANÁLISE DO IMPACTO ECONÔMICO DAS NOVAS PROPOSTAS DE
REGULAMENTAÇÃO DA ANEEL PARA MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA.
ESTUDO NA UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ (UTFPR),
CAMPUS PATO BRANCO (PB)**

**Analysis of the regulatory impact of ANEEL's new regulatory proposals for
micro and distributed minigeneration. Study at the Federal University of
Technology - Parana (UTFPR), campus Pato Branco (PB)**

Trabalho de conclusão de curso de graduação
apresentado como requisito para obtenção do título de
Bacharel em Engenharia Elétrica da Universidade
Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Orientador: Prof. Dr. Alexandre Batista de Jesus
Soares.

Coorientador: Prof. M.Sc. José Paulo de Barros Neto.

PATO BRANCO

2021



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

Esta licença permite remixe, adaptação e criação a partir do trabalho, para fins não comerciais, desde que sejam atribuídos créditos ao(s) autor(es). Conteúdos elaborados por terceiros, citados e referenciados nesta obra não são cobertos pela licença.

VINÍCIUS HENRIQUE MIRANDA

**ANÁLISE DO IMPACTO ECONÔMICO DAS NOVAS PROPOSTAS DE
REGULAMENTAÇÃO DA ANEEL PARA MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA.
ESTUDO NA UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ (UTFPR),
CAMPUS PATO BRANCO (PB)**

Trabalho de conclusão de curso de graduação
apresentado como requisito para obtenção do título de
Bacharel em Engenharia Elétrica da Universidade
Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Data de aprovação: 29 de novembro de 2021

Alexandre Batista de Jesus Soares
Doutorado
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

José Paulo de Barros Neto
Mestrado
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Fernando José Avancini Schenatto
Doutorado
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Ana Cristina Alves Silveira Lima
Mestrado
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

PATO BRANCO

2021

Dedico este trabalho aos meus pais, Paulo e Rosana, e ao meu irmão Augusto, pelo apoio durante todo o período da graduação.

AGRADECIMENTOS

Agradeço inicialmente a Deus pelo dom da vida, pela saúde e por me guiar nesse caminho.

Aos meus queridos pais, Paulo e Rosana, por todo amor, apoio, suporte e motivação durante todo esse período.

Ao meu irmão Augusto, por todo o companheirismo, conselhos e ajuda.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Alexandre Batista de Jesus Soares, pela oportunidade concedida, orientação e apoio, e ao meu coorientador Prof. M.Sc. José Paulo de Barros Neto.

Ao Prof. Dr. Géremi Gilson Dranka, pela colaboração na realização desse trabalho.

Por último, mas não menos importante, agradeço a todos os meus amigos e pessoas que contribuíram de alguma forma nessa minha jornada.

RESUMO

MIRANDA, Vinícius Henrique. **Análise do impacto econômico das novas propostas de regulamentação da ANEEL para micro e minigeração distribuída. Estudo na Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), campus Pato Branco (PB).** 2021. 71 f. Trabalho de Conclusão de Curso - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Pato Branco, 2021.

Em 2018, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) iniciou uma nova revisão da Resolução Normativa (REN) 482/2012, que regulamenta o mercado de Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) e o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) no Brasil. Como resultado do processo, foram feitas propostas de mudança no SCEE para Geração Distribuída (GD) Remota e Geração Distribuída Local, que se basearam em deixar de compensar alguma componente da tarifa de energia elétrica. Na proposta para GD local, a componente Fio B da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), que representa 28% da tarifa líquida na média brasileira, deixa de ser compensada. Dessa forma, a valoração da geração muda, tornando-se interessante e necessário um estudo para avaliar o impacto econômico que isso pode causar em novos projetos de MMGD. Com os dados de consumo e geração de energia elétrica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), *campus* Pato Branco (PB), que possui um sistema de minigeração fotovoltaica local, é realizada uma análise do impacto econômico com a possível mudança, avaliando alguns indicadores de viabilidade econômica, como o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o *payback* descontado, na regra atual e na nova regra proposta. Como resultados, obteve-se que o aumento do *payback* descontado devido à nova regra proposta pela ANEEL, até mesmo no cenário mais desfavorável de simultaneidade entre consumo e geração, não é significativo para alterar a viabilidade e atratividade do projeto fotovoltaico da UTFPR, *campus* PB. Também, a simultaneidade entre consumo e geração não foi um fator preponderante para a análise. Assim, novos projetos de GD local continuam sendo viáveis e atrativos para a nova regra proposta pela ANEEL.

Palavras-chave: ANEEL; REN 482; Sistema Fotovoltaico; Sistema de Compensação de Energia Elétrica; TUSD.

ABSTRACT

MIRANDA, Vinícius Henrique. **Analysis of the economic impact of ANEEL's new regulatory proposals for micro and mini distributed generation. Study at the Federal University of Technology - Parana (UTFPR), campus Pato Branco (PB).** 2021. 71 f. Course Conclusion Work - Electrical Engineering Course, Federal Technological University of Paraná. Pato Branco, 2021.

In 2018, the National Agency of Electric Energy (ANEEL) initiated a new review of Normative Resolution (REN) 482/2012, which regulates the Micro and Mini Distributed Generation (MMGD) market and the Compensation System of Electric Energy (SCEE) in the Brazil. As a result of the process, proposals were made to change the SCEE to Remote Distributed Generation (GD) and Local Distributed Generation, which were based on not compensating any component of the electricity tariff. In the proposal for GD local, the Wire B component of the Distribution System Use Tariff (TUSD), which represents 28% of the net tariff in the Brazilian average, is no longer compensated. Thus, the valuation of generation changes, making it interesting and necessary a study to assess the economic impact this can have on new MMGD projects. With electricity consumption and generation data from the Federal University of Technology - Parana (UTFPR), campus Pato Branco (PB), which has a local photovoltaic mini-generation system, an analysis of the economic impact of the possible change is carried out, evaluating some economic viability indicators, such as the Net Present Value (VPL), the Internal Rate of Return (TIR) and the discounted payback, in the current rule and in the new proposed rule. As a result, it was found that the increase in discounted payback due to the new rule proposed by ANEEL, even in the most unfavorable scenario of simultaneity between consumption and generation, is not significant to change the feasibility and attractiveness of the photovoltaic project at UTFPR, campus PB. Also, the simultaneity between consumption and generation was not a preponderant factor for the analysis. Thus, new GD local projects continue to be viable and attractive for the new rule proposed by ANEEL.

Keywords: ANEEL; REN 482; Photovoltaic System; Compensation System of Electric Energy; TUSD.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Matriz Elétrica Brasileira	17
Figura 2 - Exemplo de módulo fotovoltaico	23
Figura 3 - Participação da geração solar fotovoltaica na MMGD	25
Figura 4 - Estrutura da tarifa de energia elétrica	30
Figura 5 - Esquema simplificado de um sistema de GD conectado à rede elétrica...31	
Figura 6 - Dinâmica dos créditos de energia em tarifa horária, com fator de ajuste..33	
Figura 7 - Exemplo de aplicação do fator de ajuste	33
Figura 8 - Histórico de reajustes tarifários na COPEL Distribuição S/A	34
Figura 9 - Alternativas propostas pela ANEEL para compensação de energia elétrica em sistemas de GD	38
Figura 10 - Ilustração do funcionamento da bateria para micro GD	39
Figura 11 - Etapas até a aprovação do Marco Legal.....	40
Figura 12 - Explicação da cobrança gradual da TUSD - Fio B	42
Figura 13 - Linha do tempo para aplicação do PL 5829/2019	42
Figura 14 - UTFPR, <i>campus</i> PB, com o sistema de minigeração fotovoltaico	44
Figura 15 - Visualização dos dados da minigeração pela plataforma Solar View	47

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Evolução da potência instalada para micro e minigeração	18
Gráfico 2 - Evolução da fonte solar fotovoltaica no Brasil	26
Gráfico 3 - Consumo mensal de energia elétrica	46
Gráfico 4 - Geração mensal de energia elétrica	47
Gráfico 5 - Comparação do <i>payback</i> em todos os cenários	58

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Histórico de consumo de energia elétrica	45
Tabela 2 - Dados gerais utilizados para a análise.....	48
Tabela 3 - <i>Payback</i> do sistema fotovoltaico com simultaneidade de 35%, na regra atual.....	54
Tabela 4 - <i>Payback</i> do sistema fotovoltaico com simultaneidade de 35%, na alternativa 1	54
Tabela 5 - <i>Payback</i> do sistema fotovoltaico com simultaneidade de 55%, na regra atual.....	55
Tabela 6 - <i>Payback</i> do sistema fotovoltaico com simultaneidade de 55%, na alternativa 1	56
Tabela 7 - <i>Payback</i> do sistema fotovoltaico com simultaneidade de 75%, na regra atual.....	57
Tabela 8 - <i>Payback</i> do sistema fotovoltaico com simultaneidade de 75%, na alternativa 1	57
Tabela 9 - Entradas de caixa na regra atual para o Cenário 1	66
Tabela 10 - Entradas de caixa na alternativa 1 para o Cenário 1.....	66
Tabela 11 - Entradas de caixa na regra atual para o Cenário 2.....	67
Tabela 12 - Entradas de caixa na alternativa 1 para o Cenário 2.....	67
Tabela 13 - Entradas de caixa na regra atual para o Cenário 3.....	68
Tabela 14 - Entradas de caixa na alternativa 1 para o Cenário 3.....	68

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
AIR	Análise de Impacto Regulatório
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COFINS	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
CONFAZ	Conselho Nacional de Política Fazendária
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GC	Geração Centralizada
GD	Geração Distribuída
GE	Geração Eólica
GF	Geração Fotovoltaica
GSF	Geração Solar Fotovoltaica
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
INEE	Instituto Nacional de Eficiência Energética
IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i>
MME	Ministério de Minas e Energia
MMGD	Micro e Minigeração Distribuída
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PASEP	Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público
PB	Pato Branco
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PIS	Programa de Integração Social
PL	Projeto de Lei
REN	Resolução Normativa
RTA	Reajuste Tarifário Anual
RTE	Revisão Tarifária Extraordinária
RTP	Revisão Tarifária Periódica
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
TE	Tarifa de Energia

TFSEE	Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica
TIR	Taxa Interna de Retorno
TUSD	Tarifa de uso do Sistema de Distribuição
UTFPR	Universidade Tecnológica Federal do Paraná
VPL	Valor Presente Líquido

LISTA DE SÍMBOLOS

FC_n	Fluxo de caixa no período considerado
FC_0	Investimento inicial no projeto
FC_t	Valor presente das entradas de caixa
I_0	Investimento inicial realizado
kV	kilovolt
kW	kilowatt
kWh	kilowatt-hora
MW	megawatt
MWh	megawatt-hora
r	Taxa de desconto
t	Enésimo período no tempo
TWh	terawatt-hora
V	volt
W	watt

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
1.1	Problematização	19
1.2	Objetivo Geral	21
1.3	Objetivos Específicos	21
1.4	Organização do Trabalho	22
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	23
2.1	Aspectos Tecnológicos da Geração Fotovoltaica	23
2.2	Cenário da GSF na MMGD no Brasil	24
2.3	Regulação do Setor Elétrico Brasileiro	26
2.3.1	Resolução Normativa (REN) 482/2012	27
2.3.2	Resolução Normativa (REN) 687/2015	27
2.4	Grupos Consumidores	28
2.5	Modalidades Tarifárias	29
2.6	Estrutura da Tarifa de Energia Elétrica	30
2.7	Sistema de Compensação de Energia Elétrica	31
2.7.1	Faturamento para MMGD Local	32
2.7.2	Fator de Ajuste	32
2.8	Reajuste Tarifário	34
2.9	Impostos Incidentes na Tarifa de Energia Elétrica	35
2.10	Revisão da REN 482/2012	36
2.11	Uso de Baterias	39
2.12	Projeto de Lei 5829/2019	40
3	METODOLOGIA	43
3.1	Minigeração Distribuída Fotovoltaica da UTFPR, <i>campus</i> PB	43
3.2	Consumo e Geração de Energia Elétrica na UTFPR, <i>campus</i> PB	44
3.3	Dados Gerais Utilizados para a Análise	48
3.4	Cenários de Simultaneidade entre Consumo e Geração	49
3.5	Análise da Viabilidade Econômica	49
3.5.1	Valor Presente Líquido	50
3.5.2	Taxa Interna de Retorno	50
3.5.3	Payback	51
3.6	Valoração da Energia Elétrica Gerada	52
4	RESULTADOS	53

4.1	Cenário 1	53
4.2	Cenário 2	55
4.3	Cenário 3	56
4.4	Comparação dos Cenários	58
5	CONCLUSÃO	59
	REFERÊNCIAS.....	61
	APÊNDICE A - CÁLCULO DAS ENTRADAS DE CAIXA EM TODOS OS CENÁRIOS	65
	ANEXO A - HISTÓRICO DE CONSUMO E FATURAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA DA UTFPR, <i>CAMPUS</i> PATO BRANCO	69

1 INTRODUÇÃO

A energia solar continua sendo a fonte com maior expansão de capacidade instalada anualmente no mundo (IRENA, 2020). Essa tendência de crescimento também se aplica no Brasil, que possui uma localização geográfica com uma alta incidência de radiação solar e relativamente uniforme em todo território nacional, quando comparado a países onde a geração fotovoltaica está mais desenvolvida (MME/EPE, 2020).

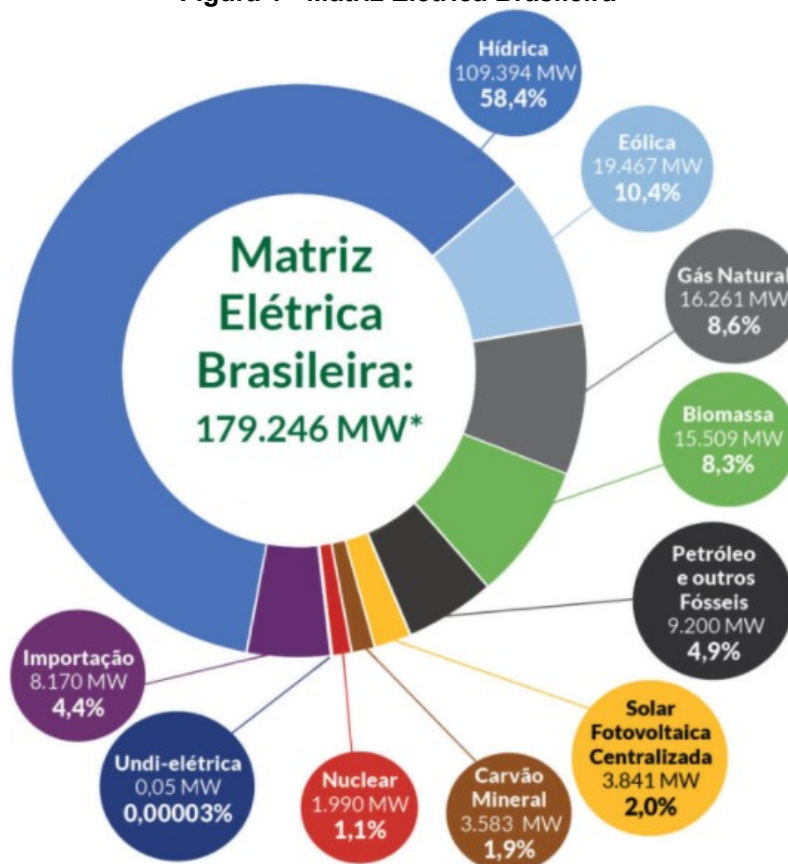
Em paralelo com o crescimento da capacidade instalada de geração, tem-se o crescimento na demanda por energia elétrica. O consumo de energia elétrica no Brasil deve crescer 3,7% ao ano até 2026, com a demanda passando de 516 terawatts-hora (TWh) para 714 TWh (EPE, 2017). Para atender toda essa demanda crescente da população brasileira, de forma eficaz e segura, faz-se necessário um sistema elétrico nacional bem preparado e planejado, com diferentes fontes de energia (GRIEBELER *et al*, 2016).

Levando em conta os preços decrescentes verificados nos últimos anos e a robustez tecnológica, a fonte solar fotovoltaica é uma alternativa com grande potencial para fornecimento de energia elétrica, inclusive contribuindo com compromissos nacionais de redução de gases de efeito estufa (MME/EPE, 2020).

A Figura 1 apresenta a Matriz Elétrica Brasileira, com dados atualizados do ano de 2021. Pode-se observar que a potência instalada total é de 179.246 megawatts (MW), sendo a fonte hídrica predominante na participação, com seus 109.394 MW de potência instalada (representa 58,4% do total), seguida da fonte eólica com 19.467 MW (representa 10,4%). A fonte solar fotovoltaica centralizada se apresenta com 2% na participação total (3.841 MW de potência instalada), tendo um crescimento destacável ao longo dos anos. Segundo a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR), desde 2019, a fonte solar fotovoltaica centralizada teve um crescimento de 42%.

A Matriz Elétrica Brasileira é predominante de geração centralizada (GC), ou seja, as grandes centrais geradoras situam-se afastadas dos centros de consumo. Para interligar as geradoras com os consumidores são utilizadas longas linhas de transmissão, que realizam o transporte da energia elétrica. Isso implica em altos custos de infraestrutura e operação (FERNANDES, 2012).

Figura 1 - Matriz Elétrica Brasileira



Fonte: Adaptado de ABSOLAR (2021)

Uma modalidade crescente e inversa a GC é a Geração Distribuída (GD). De acordo com o Instituto Nacional de Eficiência Energética (INEE), a Geração Distribuída é “*uma expressão usada para designar a geração elétrica realizada junto ou próxima do(s) consumidor(es), independente da potência, tecnologia e fonte de energia*”. Atualmente, as fontes de energia normalmente utilizadas são renováveis, e as formas mais presentes na GD são a Geração Fotovoltaica (GF), a Geração Eólica (GE), Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), motogeradores e cogeneradores.

Com o objetivo de diminuir as barreiras enfrentadas pela GD, em 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) por meio da Resolução Normativa (REN) nº 482 regulamentou o mercado de GD, estabelecendo as condições gerais para o acesso de Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) aos sistemas de distribuição de energia elétrica, além de caracterizar os sistemas de MMGD por potência instalada e criar o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), também conhecido como *net metering*.

Alguns anos após a implantação da REN 482/2012, a ANEEL identificou

itens da regulamentação que necessitavam ser aprimorados e alterados. Em 2015, a ANEEL aprimorou as regras aplicáveis da REN 482/2012 por meio da criação da REN nº 687. Esse processo visou diminuir os custos e o tempo para conexão e aumentar o público alvo, difundindo com maior teor a GD no Brasil.

Antes da REN 482/2012, o consumidor brasileiro estava em uma posição passiva no setor elétrico, pois a conexão de sistemas de GD era limitada. No entanto, a regulamentação atual, aliada com a redução dos custos das formas de GD, permitiu que os consumidores assumissem uma posição ativa no mercado de energia elétrica, caracterizada pela possibilidade de gerar sua própria energia elétrica por meio dos sistemas de GD. Desse modo, a nova regulamentação, em conjunto com outros benefícios, promoveu o interesse de um grupo de consumidores, contribuindo para o aumento e disseminação da GD (GREENER, 2018).

A resposta do mercado de energia elétrica brasileiro diante da regulamentação da micro e minigeração distribuída (REN 482/2012 e REN 687/2015) está sendo positiva, superando as projeções mais otimistas da ANEEL sobre potência instalada, como pode ser observado na Gráfico 1.

Gráfico 1 - Evolução da potência instalada para micro e minigeração



Fonte: ANEEL (2018, p. 9)

A previsão de 500 MW de potência instalada para MMGD foi atingida em outubro de 2018, mais de um ano antes do previsto pela ANEEL, que era final de 2019. A expectativa e dedução de que somente em 2024 a potência instalada de MMGD seria maior que 4.577 MW foi superada quase 3 anos antes, em setembro de 2021, com 7.018 MW, segundo a ABSOLAR (2021). Isso significa que o mercado de MMGD está aquecido e com crescimento exponencial.

Também, é observado nas curvas de carga do Sistema Interligado Nacional (SIN) um elevado desenvolvimento de GD em consumidores com grandes cargas, como forma de diminuir seu consumo no horário de ponta, evitando custos tarifários mais elevados.

Com dados fornecidos pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) e pela ANEEL, foram construídas novas curvas de carga do SIN e verificado um afundamento da demanda no horário de ponta (geralmente das 18h às 21h) que varia de 7 a 9 GW. Para esse afundamento da demanda, acredita-se que exista uma importante capacidade instalada de motogeradores em operação, devido a serem amplamente utilizados pelas indústrias e grandes comércios para operarem no horário de ponta (EPE, 2015).

Nos sistemas de MMGD no Brasil, a Geração Solar Fotovoltaica (GSF) é predominante, instalada em residências, comércios, indústrias, propriedades rurais e prédios públicos, sendo líder isolada do segmento. Estima-se que 99,9% de todas as conexões e 97,4% de toda fração de potência instalada de MMGD são da fonte solar fotovoltaica (ABSOLAR, 2021).

1.1 Problematização

Os benefícios proporcionados pela geração distribuída ao Sistema Elétrico de Potência (SEP) são inúmeros, podendo ser divididos pelos beneficiários, que são: os consumidores, as concessionárias, a sociedade em geral e o SIN. Para os consumidores, a GD proporciona um sistema com alta confiabilidade, energia de qualidade e uma alternativa para economia do consumo de energia elétrica da rede, que possui altas tarifas. Para as concessionárias, proporciona redução de perdas ativas e reativas nas redes e adiamento de investimentos em subestações e redes de transmissões, como também maior estabilidade da tensão elétrica e confiabilidade do sistema próximo as cargas (RODRIGUEZ, 2002).

A sociedade em geral se beneficia pela inserção de novas tecnologias de GD, pela diversificação da matriz energética brasileira, pelo desenvolvimento econômico local e por menos impactos ambientais, devido à baixa emissão de poluentes dos sistemas de GD (RODRIGUEZ, 2002).

Do ponto de vista do SIN, a inserção da GD reduz, em geral, o carregamento

das redes, ocasionando maior flexibilidade na operação. A redução das perdas técnicas é considerada como benefício adicional ao SEP, melhorando, em geral, o nível de tensão nos ramais e aumentando a eficiência energética do sistema como um todo (ROMAGNOLI, 2005).

Por outro lado, a geração distribuída também possui desvantagens. Do ponto de vista das concessionárias, o aumento de GD na rede de distribuição aumenta a complexidade de operação, a necessidade de alteração dos procedimentos de controle, proteção e operação de suas redes e a remuneração inadequada pelo uso do sistema elétrico (ANEEL, 2016a). Também, diminui a demanda de energia elétrica fornecida pela rede de distribuição, afetando o equilíbrio do mercado de energia elétrica brasileiro (ANEEL, 2018).

Neste contexto de vantagens e desvantagens do crescimento da GD no Brasil, a ANEEL iniciou uma nova revisão da REN 482/2012 e, no final de 2018, divulgou o seu Relatório de Análise de Impacto Regulatório (AIR) nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL. Este documento aborda a GD em todos os seus contextos, fazendo projeções do seu impacto futuro, sendo seu principal objetivo a mudança na valoração da energia elétrica injetada na rede, ou seja, o atual sistema de compensação.

Como solução para evitar um possível impacto tarifário de R\$70 bilhões no período de 2020-2035 aos demais consumidores sem GD, a ANEEL (2018) propõe mudança no sistema de compensação de energia, que atualmente compensa todas as componentes tarifárias da tarifa de energia elétrica. As alternativas apresentadas, que vão da alternativa 0 até a alternativa 5, seguem a lógica de deixar de compensar algumas componentes tarifárias. Essas alternativas compõem as propostas de mudança da ANEEL para GD local (geração e compensação no mesmo endereço) e GD remota (geração e compensação em endereços distintos).

Além da análise do impacto econômico realizada pela ANEEL utilizando indicadores mais simples, é perceptível que qualquer alteração do atual sistema de compensação de energia elétrica afetará diretamente a GD, alterando sua atratividade perante os consumidores. Como consequência, poderá ocorrer uma diminuição no número de conexões futuras e potência total instalada. Porém, por dados apresentados na AIR, é notório que se manter o atual sistema por longo prazo acarretará em prejuízos significativos para os demais consumidores sem geração distribuída.

Dessa forma, este trabalho realiza uma análise do impacto econômico da nova proposta de regulamentação da ANEEL para sistemas de minigeração distribuída local (proposta GD local). Após uma revisão dos principais indicadores de retorno e/ou risco utilizados na análise de projetos de investimentos, será aplicado à metodologia ao projeto de minigeração fotovoltaica local da UTFPR, *campus* PB, devido à sua importância e relevância para sociedade em geral, como também pela acessibilidade aos dados de um sistema de GD real.

Este trabalho também apresenta o possível Marco Legal da GD no Brasil, através do Projeto de Lei 5829/2019, que no presente momento (outubro de 2021) está tramitando no Senado Federal, aguardando votação.

1.2 Objetivo Geral

Avaliar o impacto econômico da nova proposta de regulamentação da ANEEL para compensação de energia elétrica no sistema de minigeração distribuída fotovoltaica local da UTFPR, *campus* PB.

1.3 Objetivos Específicos

- Caracterizar os sistemas de micro e minigeração distribuída;
- Analisar as novas propostas da ANEEL para a regulação da micro e minigeração distribuída no país;
- Caracterizar os principais indicadores de retorno e/ou risco utilizados na análise de projetos de investimentos;
- Aplicar a(s) metodologia(s) do(s) indicador(es) escolhido(s) no projeto de minigeração distribuída fotovoltaica local da UTFPR, *campus* PB;
- Caracterizar a composição da tarifa de energia elétrica, considerando as regras da concessionária COPEL;
- Realizar a aquisição de dados de consumo de energia elétrica da UTFPR, *campus* PB, e/ou utilizar estimativas com base em dados históricos;
- Analisar o(s) resultado(s) obtido(s) com o(s) indicador(es) escolhido(s) e determinar se o projeto de minigeração distribuída fotovoltaica local da UTFPR,

campus PB, possui viabilidade econômica na nova proposta de regulamentação da ANEEL para GD local;

1.4 Organização do Trabalho

Este trabalho é composto por cinco capítulos. No primeiro capítulo é apresentado a introdução, seguida da problematização e os objetivos geral e específicos.

No segundo capítulo é abordado a fundamentação teórica, uma revisão da literatura sobre micro e minigeração distribuída, regulamentações, estrutura tarifária e várias outras informações importantes para compreensão do trabalho.

O terceiro capítulo apresenta a metodologia utilizada para a análise da viabilidade econômica do projeto, abordando a unidade consumidora alvo do estudo, os indicadores de retorno de projeto de investimento e a valoração da energia elétrica gerada pelo sistema fotovoltaico.

No quarto capítulo tem-se o desenvolvimento e os resultados obtidos com as análises dos indicadores de investimento

O quinto capítulo apresenta as conclusões sobre o estudo realizado e resultados obtidos. As referências bibliográficas, apêndices e anexos pertinentes são apresentados no decorrer do último capítulo.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

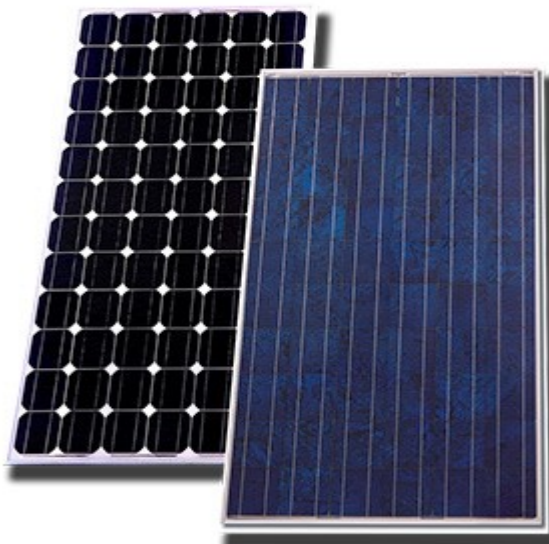
Este capítulo apresenta a fundamentação teórica referente ao tema de estudo, a fim de fixar o conhecimento e construir uma base sólida sobre micro e minigeração distribuída e o sistema de compensação de energia elétrica.

2.1 Aspectos Tecnológicos da Geração Fotovoltaica

A geração solar fotovoltaica é realizada através de elementos semicondutores fotossensíveis, como a célula solar, que converte a radiação solar em uma diferença de potencial nos seus terminais. Uma única célula solar pode produzir uma tensão entre 0,5 a 0,6 volts (V) e uma potência elétrica de até 5 watts (W). A circulação de corrente elétrica contínua é resultado da ligação desses terminais. Para uso prático, essas células são agrupadas em ligações série-paralelo, formando o módulo fotovoltaico (também conhecido como painel fotovoltaico), com tensão nominal de 12 a 24 V e potência variável conforme a quantidade de células agrupadas (EPE, 2018).

A Figura 2 apresenta exemplos de módulos fotovoltaicos. Suas dimensões é um fator variável, que depende da tensão e potência de saída.

Figura 2 - Exemplo de módulo fotovoltaico



Fonte: PORTAL SOLAR (2021)

Atualmente, o material utilizado em mais de 90% do mercado fotovoltaico para produzir as células é o silício cristalino, na forma monocristalino ou policristalino. O

restante é composto por outros materiais, como silício amorfo e telureto de cádmio. Cada tecnologia apresenta uma eficiência na conversão da energia solar para energia elétrica, que impacta diretamente na área ocupada para gerar a mesma energia (EPE, 2018).

Apesar da eficiência da célula fotovoltaica ser baixa, quando comparada a outras fontes de geração, sua fonte de geração, a energia solar, é um recurso virtualmente infinito. A vida útil dos módulos fotovoltaicos costuma ser de 25 anos, com 80% de eficiência durante esse período, com uma queda média na geração anual de 0,5%, devido a degradação natural da célula (MONTENEGRO, 2013). O inversor, equipamento que converte a corrente contínua dos painéis em corrente alternada, similar a da rede elétrica, costuma ter garantia de 10 anos, variando com o fabricante.

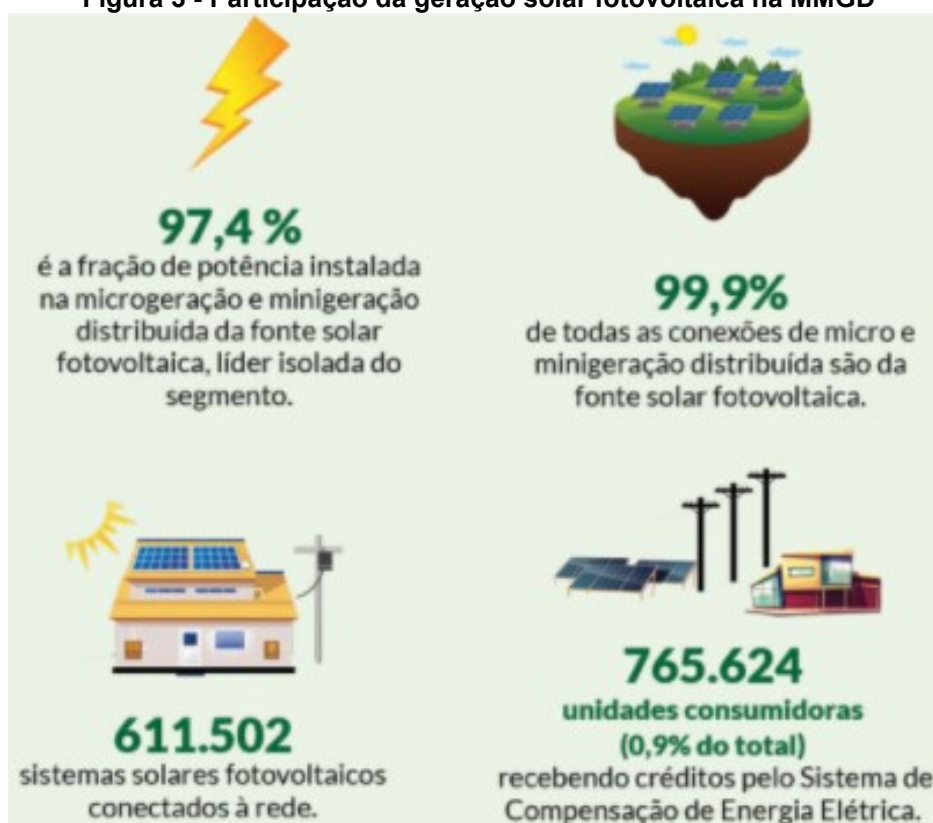
Os principais impactos ambientais dos sistemas fotovoltaicos estão associados à produção da sua matéria prima (célula solar) e ao seu descarte por completo. Durante sua operação, não emite poluentes significativos. A produção de energia elétrica com esse tipo de fonte de geração é limitada ao período diurno (cíclica solar) e possui uma variabilidade extrema, o que causa dificuldades técnicas para inserção em larga escala. Entretanto, os investimentos em sistemas fotovoltaicos devem reduzir mais de 30%, no período de 2020-2050 (EPE, 2018).

2.2 Cenário da GSF na MMGD no Brasil

A Geração Solar Fotovoltaica (GSF) é predominante nos sistemas de micro e minigeração distribuída no Brasil, sendo líder isolada no seguimento, segundo a ABSOLAR (2021). Seu sistema de geração está presente em residências, comércios, propriedades rurais, indústrias, prédios públicos e iluminação pública.

Na Figura 3 é apresentado dados com a participação da GSF na MMGD no Brasil, ressaltando sua predominância. Comparando esses dados atualizados com os dados apresentados pela ABSOLAR em 2019, verifica-se um crescimento exponencial da GSF no Brasil. A fração de potência instalada em MMGD da GSF passou de 90,7% para 97,4%, líder isolada no seguimento. O número de sistemas fotovoltaicos conectados à rede cresceu mais de 4 vezes em menos de 2 anos, subindo de 138.086 para 611.402 sistemas.

Figura 3 - Participação da geração solar fotovoltaica na MMGD



Fonte: Adaptado de ABSOLAR (2021)

A geração distribuída pela fonte solar fotovoltaica representa uma parcela de 65% (7.018 MW) do total instalado, sendo uma potência maior do que a instalada para geração nuclear (1.990 MW) e geração a carvão mineral (3.583 MW), da matriz elétrica brasileira, apresentada na Figura 1 no primeiro capítulo. No Gráfico 2, pode-se verificar a potência total instalada de geração distribuída e geração centralizada no Brasil, da fonte solar fotovoltaica.

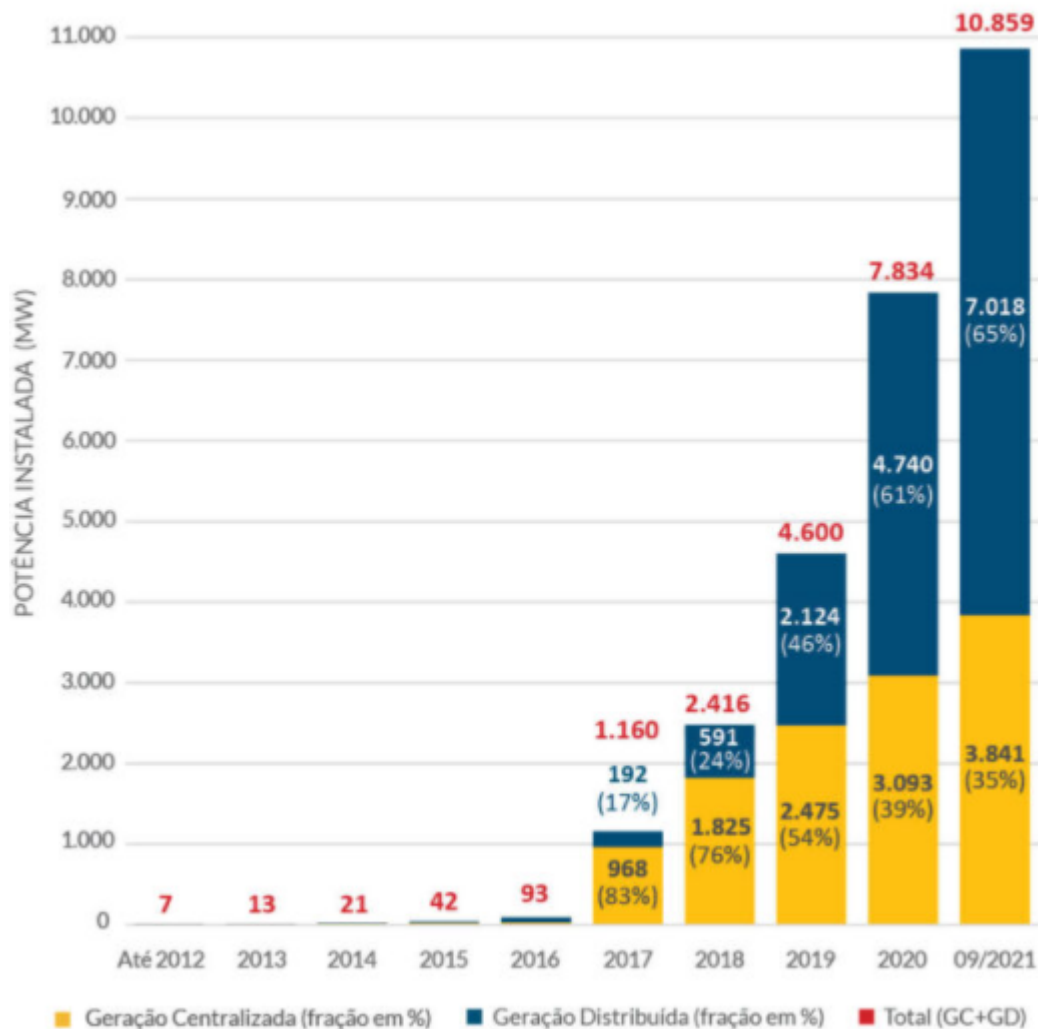
Outro fato destacável da Gráfico 2 é o crescimento expressivo da GD pela fonte solar fotovoltaica, a partir de 2019. Tal fato pode estar relacionado a nova revisão da REN 482/2012, iniciada pela ANEEL em 2018, sendo no final deste mesmo ano apresentada as novas propostas de regulamentação para MMGD, tendo como principal objetivo a valoração da energia elétrica injetada na rede de distribuição, ou seja, a alteração do atual sistema de compensação.

Assim, é coerente ter surgido uma rápida movimentação do mercado brasileiro para implementação de mais sistemas de micro e minigeração distribuída, antes da alteração da regulamentação vigente, conservando-se nas regras atuais.

Os cinco estados brasileiros com maiores participações em potência instalada na geração distribuída são: Minas Gerais (1.303,7 MW), São Paulo (888,1 MW), Rio

Grande do Sul (848,7 MW), Mato Grosso (533,7 MW) e Paraná (382,9 MW) (ABSOLAR, 2021).

Gráfico 2 - Evolução da fonte solar fotovoltaica no Brasil



Fonte: Adaptado de ABSOLAR (2021)

2.3 Regulação do Setor Elétrico Brasileiro

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é o órgão responsável por regular o setor elétrico brasileiro, por meio da Lei nº 9.427/1996 e do Decreto nº 2.335/1997. Suas atividades e competências englobam a concessão, permissão e autorização de serviços de energia elétrica, a regulação do setor (geração, transmissão, distribuição e comercialização), a fiscalização, a mediação e a pesquisa e desenvolvimento (P&D). Assim, a ANEEL é o órgão que regula a micro e

minigeração distribuída no Brasil.

2.3.1 Resolução Normativa (REN) 482/2012

Visando diminuir as barreiras enfrentadas pela GD, como implantação e conexão à rede elétrica, em 2012, a ANEEL por meio da REN nº 482 regulamentou o mercado de GD, estabelecendo as condições gerais para o acesso de micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica.

Dentre os vários itens abordados pela REN 482/2012, alguns com maior destaque são apresentados a seguir:

- i. A garantia de que qualquer consumidor brasileiro possa gerar sua própria energia elétrica e conectar o sistema de geração na rede de distribuição da concessionária;
- ii. A criação do sistema de compensação de energia elétrica, também conhecido como *net metering*;
- iii. A caracterização de microgeração, sendo uma central geradora de energia elétrica com potência instalada menor ou igual a 75 quilowatts (kW);
- iv. A caracterização de minigeração, sendo uma central geradora de energia elétrica com potência instalada superior que 75 kW e menor ou igual 1 MW;

2.3.2 Resolução Normativa (REN) 687/2015

Com a implantação da REN 482/2012, a ANEEL identificou, nos últimos anos, diversos pontos da regulamentação que necessitavam ser aprimorados. Em 2015, a ANEEL aprimorou as regras aplicáveis da REN 482/2012 por meio da criação da REN nº 687. Esse processo visou diminuir os custos e o tempo para conexão, compatibilizar o sistema de compensação de energia elétrica, melhorar as informações da fatura e aumentar o público alvo (ANEEL, 2015a).

Alguns itens importantes que podem ser destacados da REN 687/2015 são:

- i. Prazo total das etapas de responsabilidade da concessionária para conexão do sistema de GD à rede alterou de 82 para 34 dias corridos;

- ii. Novas modalidades de micro e minigeração distribuída, como autoconsumo remoto, geração compartilhada (consórcios ou cooperativas) e empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras (condomínios);
- iii. Validade do crédito de energia aumentou para 60 meses;
- iv. Redefinição do limite de minigeração, alterando de 1 MW para 5 MW (hidráulica 3 MW);

2.4 Grupos Consumidores

A ANEEL, através da REN 414/2010: atualizada até a REN 499/2012, caracteriza e separa os grupos consumidores conforme o nível de tensão fornecido, sendo Grupo A e Grupo B.

O Grupo A é composto pelas unidades consumidoras atendidas em tensão igual ou superior a 2,3 quilovolts (kV), ou atendidas por sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária.

O Grupo A é subdividido em seis subgrupos e sua modalidade tarifária é a binômia:

- i. A1 – atendido com tensão igual ou superior a 230 kV;
- ii. A2 – atendido com tensão entre 88 kV e 138 kV;
- iii. A3 – atendido com tensão igual a 69 kV;
- iv. A3a – atendido com tensão entre 30 kV e 44 kV;
- v. A4 – atendido com tensão de 2,3 kV a 25 kV;
- vi. AS – atendido com tensão inferior a 2,3 kV, por sistema subterrâneo;

O grupo B caracteriza-se pelas unidades consumidoras atendidas em tensão inferior a 2,3 kV, subdividido nos seguintes subgrupos:

- i. B1 – residencial;
- ii. B2 – rural;
- iii. B3 – demais classes;
- iv. B4 – iluminação pública;

A modalidade tarifária do grupo B é a monômia.

2.5 Modalidades Tarifárias

Segundo a Companhia Paranaense de Energia (COPEL), as modalidades tarifárias são divididas conforme o fornecimento de energia elétrica, demanda e horário, apresentadas a seguir (COPEL, 2019):

- Tarifa Monômnia: aplicada ao grupo B, unicamente ao consumo de energia elétrica ativa, independentemente das horas de utilização do dia;
- Tarifa Horária Branca: opcional para consumidores atendidos em baixa tensão (127 V, 220 V, 380 V e 440 V), exceto grupo B – baixa renda e B4. Aplica tarifas diferenciadas ao consumo na ponta, fora da ponta e intermediário, unicamente ao consumo de energia elétrica ativa;
- Tarifa Binômnia: aplicada ao grupo A, no consumo de energia elétrica ativa e a demanda faturável. Dividida em convencional e horária, engloba as componentes de energia e demanda, como também preços nos diversos horários de utilização do dia.
- Tarifa Convencional: aplicação de tarifas de consumo de energia elétrica e/ou demanda de potência, aos consumidores atendidos em tensão inferior a 69 kV com demanda contratada menor que 150 kW, independentemente das horas de utilização do dia;
- Tarifa Horária Azul: obrigatória para os consumidores A1, A2, A3 e opcional ao demais do grupo A. Aplicação de tarifas diferenciadas ao consumo na ponta e fora da ponta, como também a demanda na ponta e fora da ponta;
- Tarifa Horária Verde: Aplicação de tarifas diferenciadas para consumo na ponta e fora da ponta, e por uma única tarifa de demanda de potência, independente do horário de utilização.

O horário de ponta, também conhecido como horário de pico, engloba o período diário de 3 horas consecutivas, de segunda a sexta-feira, exceto finais de semana e feriados nacionais. O horário fora de ponta é o período diário de horas excluído as definidas no horário de ponta. O horário intermediário é o período de uma hora antes e uma hora posterior ao definido no horário de ponta (ANEEL, 2015b). Na concessionária COPEL Distribuição S/A, o horário de ponta é o período das 18 às 21 horas (COPEL, 2019).

2.6 Estrutura da Tarifa de Energia Elétrica

A tarifa de energia elétrica remunera os serviços que englobam a geração, transmissão, distribuição, comercialização e encargos setoriais. Uma remuneração adequada viabiliza a estrutura que mantém o serviço com qualidade e incentiva a eficiência (ANEEL, 2016b).

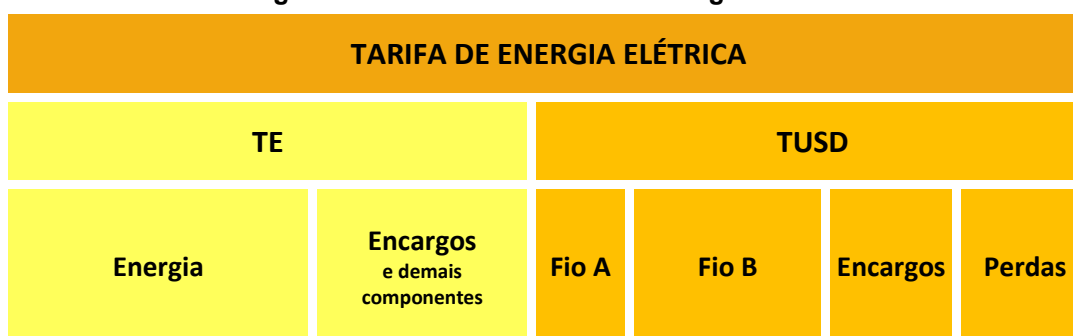
A estrutura da tarifa de energia elétrica é composta por duas tarifas, sendo elas: Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e Tarifa de Energia (TE). A TUSD é o valor monetário unitário determinado pela ANEEL, em R\$/MWh ou R\$/kWh, pela utilização do sistema de distribuição. A TE é o valor monetário unitário em R\$/MWh, referente ao consumo mensal de energia elétrica (ANEEL, 2017).

A TUSD é formada por algumas componentes tarifárias, sendo a TUSD - Fio A (custo pelo uso do sistema de distribuição e transmissão), TUSD - Fio B (custo pelo serviço prestado pela concessionária), TUSD - Encargos e TUSD - Perdas. A TE é formada pelas componentes TE - Energia, TE - Perdas, TE - Encargos e demais componentes (ANEEL, 2017).

O peso em porcentagem de cada componente tarifária na tarifa total de energia elétrica líquida (sem impostos) é variável para cada estado brasileiro e concessionária. A ANEEL (2018) apresenta uma média brasileira do peso dessas componentes, sendo TUSD - Fio B equivalente a 28%, TUSD - Fio A equivalente a 6%, TUSD - Encargos equivalente a 7%, TUSD - Perdas equivalente a 8%, TE - Encargos equivalente a 14% e TE - Energia equivalente a 37%.

De moral geral, a estrutura da tarifa pode ser representada como na Figura 4

Figura 4 - Estrutura da tarifa de energia elétrica



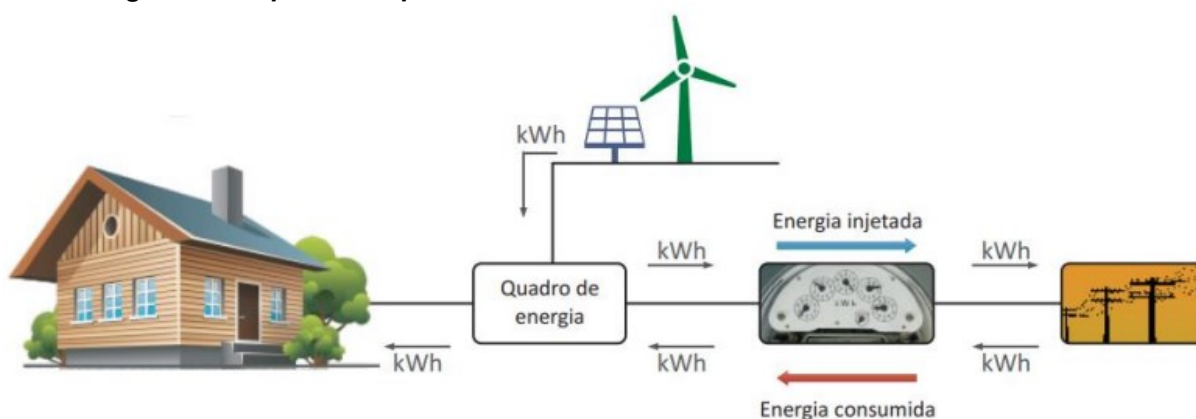
Fonte: Adaptado de ANEEL (2018)

2.7 Sistema de Compensação de Energia Elétrica

O Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) foi criado na REN 482/2012, permitindo que o excedente de energia elétrica gerada na unidade consumidora, através de sistemas de micro e minigeração distribuída, seja injetado na rede de distribuição. A Figura 5 apresenta um esquema simplificado de um sistema de GD conectado à rede elétrica.

A ilustração do sistema de GD apresentado na Figura 5 inclui um sistema eólico e fotovoltaico. De modo geral, nos períodos em que a geração de energia elétrica é superior ao consumo, o excedente é injetado na rede de distribuição, contabilizando créditos em energia (kWh). Nos momentos em que o consumo é maior do que a geração, a energia elétrica necessária é fornecida pela rede de distribuição, eliminando a necessidade de um sistema de armazenamento de energia. Assim, a rede de distribuição atua como uma bateria virtual, armazenando a energia injetada pelo cliente e devolvendo posteriormente conforme a demanda, na forma de abatimento do consumo pelos créditos gerados.

Figura 5 - Esquema simplificado de um sistema de GD conectado à rede elétrica



Fonte: Adaptado de ANEEL (2016a, p. 16)

Os créditos de energia gerados possuem validade de 60 meses. Podem abater o consumo na fatura de meses subsequentes, como também em outro posto tarifário ou em outras unidades consumidoras previamente cadastradas, como nas modalidades de autoconsumo remoto, geração compartilhada e empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras (condomínios) (ANEEL, 2016a).

Em 2015, como forma de incentivar o uso de fontes renováveis de energia, o Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ) criou o Convênio ICMS 16,

autorizando conceder isenção de ICMS sobre o crédito de energia utilizado para abater o consumo, ou seja, o faturamento sob o sistema de compensação de energia elétrica, em sistemas de MMGD com potência instalada igual ou menor a 1 MW.

Até o mês de julho de 2018, vinte estados brasileiros aderiram ao convênio. O estado do Paraná aderiu parcialmente, isentando o ICMS somente sobre a parcela TE da tarifa de energia elétrica, mas cobrando sobre a parcela TUSD.

2.7.1 Faturamento para MMGD Local

Para consumidores com sistemas de MMGD local, ou seja, consumo e geração no mesmo endereço, o crédito de energia gerado em determinado posto tarifário (fora de ponta, intermediário e ponta), quando houver, deve abater o consumo no mesmo posto. Caso ainda haja excedentes, os créditos devem compensar o consumo em outro posto tarifário, se houver (após um fator de ajuste), ficarem remanescentes para o próximo ciclo de faturamento ou um percentual dos créditos poderá abater o consumo de outra(s) unidade(s) consumidora(s) previamente cadastrada(s) pelo consumidor, no mesmo ciclo de faturamento (ANEEL, 2016).

Se a quantidade de energia injetada for maior que o consumo, será cobrado o custo de disponibilidade (30 kWh para ligação monofásica, 50 kWh para ligação bifásica e 100 kWh para ligação trifásica) para consumidores do grupo B. Os consumidores do grupo A serão faturados normalmente pela demanda (ANEEL, 2012).

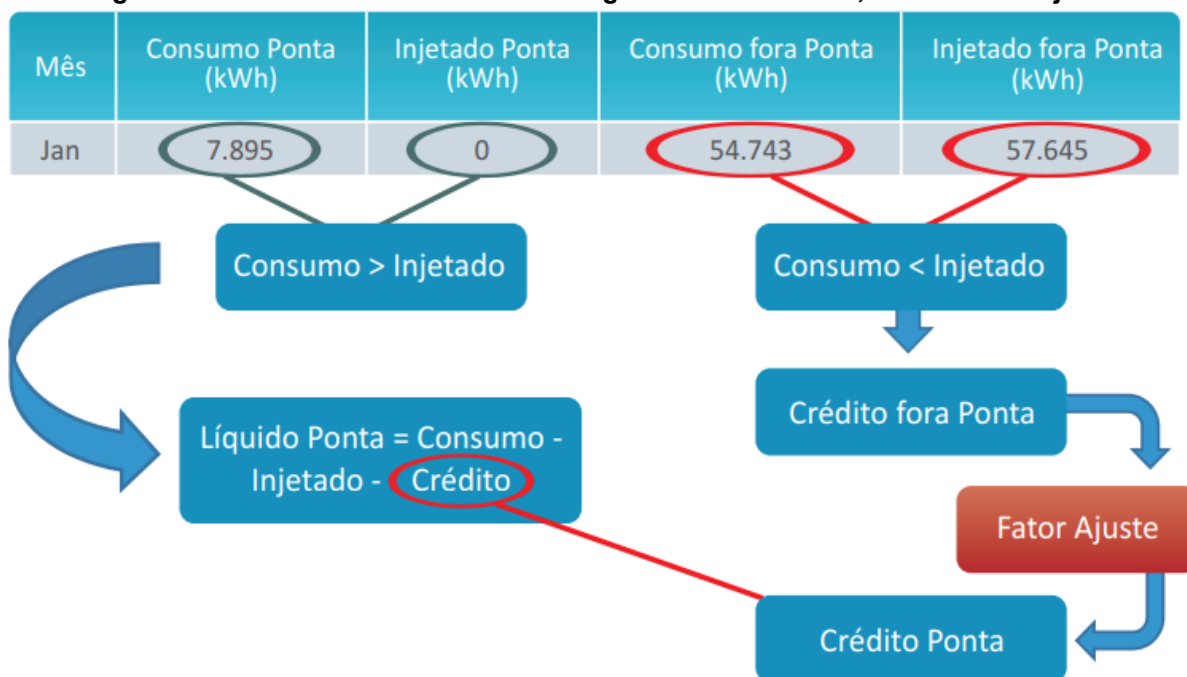
2.7.2 Fator de Ajuste

Esta subseção foi escrita com base na REN 482/2012 e ANEEL (2016a).

Para unidades consumidoras com tarifa horária, os créditos de energia gerado em certo posto tarifário (ponta e fora de ponta), devem abater o consumo prioritariamente no mesmo posto. Caso haja excedentes após o abatimento prioritário, este pode ser utilizado para abater o consumo em outro posto tarifário, após a aplicação de um fator de ajuste.

A Figura 6 apresenta a dinâmica utilizada com créditos em tarifa horária, com valores de consumo e injeção hipotéticos.

Figura 6 - Dinâmica dos créditos de energia em tarifa horária, com fator de ajuste



Fonte: ANEEL (2016a, p. 22)

Como a quantidade de energia (kWh) injetada no posto fora de ponta foi maior que o consumo fora ponta, haverá um excedente de crédito de energia. Esse excedente pode ser utilizado para abater o consumo ponta, após aplicação do fator de ajuste.

O fator de ajuste é a divisão do valor da componente TE - fora ponta pela TE - ponta, no caso de excedente originado no posto fora de ponta ou da TE - ponta pela TE - fora ponta, para excedente originado no posto de ponta. A Figura 7 apresenta um exemplo de fator de ajuste com valores TE da Enel Distribuição Ceará (antiga Companhia Energética do Ceará – Coelce), para o grupo A4.

Figura 7 - Exemplo de aplicação do fator de ajuste

Fator Ajuste	Subgrupo	TE - Coelce			
		Ponta (P)	Fora de Ponta (FP)	Relação	
		R\$/MWh	R\$/MWh	FP/P	P/FP
	A4 (2,3 a 25 kV)	345,99	212,93	0,62	1,62

Crédito ponta = $(\text{Injetado fora ponta} - \text{Consumo fora ponta}) \times \text{Fator Ajuste} = (57.645 - 54.743) \times 0,62 = 1.799 \text{ kWh}$

Fonte: ANEEL (2016a, p. 23)

Após a aplicação do fator de ajuste de 0,62, divisão da TE - fora ponta pela TE - ponta (excedente originado no posto fora de ponta), resultou em um crédito de ponta de 1.799 kWh para ser abatido no consumo ponta.

2.8 Reajuste Tarifário

Esta subseção foi escrita com base nas informações fornecida por COPEL (2021a), em seu site, na seção Taxas e Tarifas.

A tarifa de energia elétrica paga pelos consumidores finais, em virtude da utilização da energia elétrica, é regulada pela ANEEL. A tarifa é reajustada através da Revisão Tarifária Periódica (RTP), do Reajuste Tarifário Anual (RTA) e da Revisão Tarifária Extraordinária (RTE).

O histórico de reajustes tarifários ocorridos na COPEL Distribuição S/A no período 2014-2021 é apresentado na Figura 8. O valor médio do reajuste no período foi de 9,84%.

Figura 8 - Histórico de reajustes tarifários na COPEL Distribuição S/A

Resolução	Vigência	Motivo	Reajuste Médio
2886/2021	22/06/2021	Revisão Tarifária Periódica	9,89%
2704/2020	23/06/2020	Reajuste Tarifário Anual	0,41%
2559/2019	24/06/2019	Reajuste Tarifário Anual	3,41%
2402/2018	24/06/2018	Reajuste Tarifário Anual	15,99%
2255/2017	24/06/2017	Reajuste Tarifário Anual	5,85%
2214/2017	01/05/2017	Reversão do EER Angra III	-1,17%
2096/2016	24/06/2016	Revisão Tarifária Periódica	-12,87%
1897/2015	24/06/2015	Reajuste Tarifário Anual	15,32%
1858/2015	02/03/2015	Revisão Tarifária Extraordinária	36,79%
1763/2014	24/06/2014	Reajuste Tarifário Anual	24,86%

Fonte: COPEL (2021a)

A RTP determina a receita da concessionária, por prestar os serviços de energia elétrica, conforme mudanças ocorridas na estrutura de custos e de mercado das distribuidoras, como também os investimentos realizados no período. De modo

geral, o objetivo da RTP é reestabelecer o equilíbrio econômico-financeiro da concessão. Ocorre a cada três, quatro ou cinco anos, conforme o contrato de concessão, sendo para COPEL Distribuição S/A a cada 5 anos.

A RTA ocorre anualmente (exceto no ano da RTP) e proporciona um reajuste segundo a inflação, com apropriação de parte do ganho de eficiência obtido no período. Já a RTE pode ser solicitada pela concessionária a qualquer tempo, desde que ocorra um desequilíbrio econômico-financeiro significativo na concessão, por algum evento.

2.9 Impostos Incidentes na Tarifa de Energia Elétrica

A tarifa de energia elétrica é publicada pela ANEEL sem a incidência de impostos. Após a aplicação do imposto Estadual (ICMS) e do imposto Federal (PIS/PASEP e COFINS), têm-se o valor final da tarifa de energia.

A alíquota do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) é definida por lei estadual, sendo variável para cada estado brasileiro e Distrito Federal. É aplicado sobre o consumo, demanda, demanda de ultrapassagem e excedentes de reativos. No estado do Paraná, a alíquota do ICMS sobre o fornecimento de energia elétrica é de 29% (COPEL, 2019).

O Programa de Integração Social (PIS) junto do Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PASEP) e a Contribuição da Seguridade Social (COFINS) são tributos federais, cobrados pela União. As alíquotas do PIS e COFINS são variáveis e apuradas mensalmente, sendo aplicadas no tempo devido. As alíquotas em vigência a partir de 16/10/2021 são: 1,53% para PIS e 7,07% para COFINS (COPEL, 2021a).

A tarifa de energia elétrica com incidência de impostos é calculada em duas etapas, segundo COPEL (2021b). Primeiramente calcula-se a base de cálculo PIS/COFINS, determinado por (1).

$$\text{Base de cálculo PIS/COFINS} = \frac{\text{Valor da tarifa publicada pela ANEEL}}{1 - (\text{PIS} + \text{COFINS})} \quad (1)$$

Posteriormente, calcula-se a tarifa com imposto, determinado por (2).

$$\text{Tarifa com imposto} = \frac{\text{Base de cálculo PIS/COFINS}}{1 - \text{ICMS}} \quad (2)$$

2.10 Revisão da REN 482/2012

No final de 2018, a ANEEL divulgou o seu Relatório de Análise de Impacto Regulatório (AIR) nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, da nova revisão da REN 482/2012. Este documento analisa as condições atuais e futuras da micro e minigeração distribuída no Brasil, tendo como principal objetivo a valoração da energia elétrica injetada na rede, ou seja, o atual sistema de compensação.

Existe uma discussão das distribuidoras com os instaladores e consumidores interessados nesse mercado. De um lado, alega-se que o atual sistema de compensação não permite a remuneração correta pelo uso da rede. Por outro lado, alegam-se os benefícios da GD para o sistema elétrico e que o atual sistema de compensação é importante para o crescimento e consolidação do mercado de micro e minigeração distribuída no Brasil.

Nessa linha, segundo a ANEEL (2018), existem diversos estudos que indicam que esse sistema de compensação não é sustentável a longo prazo, pois eventuais custos da geração distribuída ao sistema elétrico são repassados de forma igualitária a todos consumidores. Assim, são propostas algumas alternativas para mudança do sistema de compensação.

Atualmente, o sistema de compensação de energia elétrica compensa todas as componentes tarifárias da tarifa de energia elétrica. Como apresentado na subseção 2.6, as componentes são divididas em duas parcelas:

- Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), que incluem Fio B (custo pelo serviço prestado pela concessionária), Fio A (custo pelo uso do sistema de distribuição e transmissão), encargos e perdas;
- Tarifa de Energia (TE), que contabiliza a parcela de encargos e energia;

As alternativas propostas seguem a lógica de deixar de compensar algumas componentes tarifárias, e são apresentadas a seguir:

- i. Alternativa 0: cenário atual, compensando todas as componentes tarifárias, ou seja, 100%;
- ii. Alternativa 1: deixa de compensar a TUSD – Fio B. Na média brasileira, passa a compensar somente 72%;

- iii. Alternativa 2: deixa de compensar a TUSD – Fio B e Fio A. Na média brasileira, passa a compensar somente 66%;
- iv. Alternativa 3: deixa de compensar a TUSD – Fio B, Fio A e Encargos. Na média brasileira, passa a compensar somente 59%;
- v. Alternativa 4: deixa de compensar todas as componentes da TUSD – Fio B, Fio A, Encargos e Perdas. Na média brasileira, passa a 7 compensar somente 51%;
- vi. Alternativa 5: deixa de compensar todas as componentes da TUSD – Fio B, Fio A, Encargos e Perdas, e a TE – Encargos. Na média brasileira, passa a compensar somente 37%;

Para uma melhor visão do cenário atual no Brasil, o regulador e o planejador do sistema elétrico deveriam desenvolver indicadores de sinais econômicos para a GD e GC. Esses indicadores deveriam se basear segundo o valor do gerador para o sistema. Por exemplo, um gerador instalado em uma região de alto carregamento da rede elétrica é bastante valioso para o sistema e traz benefícios acima da média. Porém, essa forma de valoração pela região e horário depende de um sistema complexo de preços e informações que ainda não estão ao alcance nacional (MME/EPE, 2018).

Dessa forma, a valoração pela dissociação da fatura de consumo da unidade é uma alternativa, ou seja, o modelo de compensação de energia dissociado das tarifas 100% volumétricas faz uma distribuição dos custos da rede, dos custos de programas setoriais e impostos do gerador de forma mais realista (MME/EPE, 2018).

O objetivo dessa revisão é proporcionar um crescimento sustentável a longo prazo, permitindo que o mercado de GD se desenvolva e consolide. As alternativas são apoiadas em experiências com GD em alguns estados norte-americanos, como Califórnia, Havaí, Nevada, Nova York, Massachusetts, Connecticut e Pensilvânia, e são apresentadas na Figura 9.

As simulações das alternativas foram realizadas pela ANEEL (2018), considerando o período de 2020-2035 e utilizando um conjunto de variáveis. São divididas entre geração distribuída local, que é caracterizada pela geração e compensação no mesmo endereço, e geração distribuída remota, que é caracterizada pela geração e compensação em endereços distintos. Conclui-se, segundo a ANEEL, que se o atual sistema de compensação de energia elétrica for mantido por tempo indefinido, pode gerar um impacto tarifário de R\$70 bilhões no período de 2020-2035

aos demais consumidores que não possuem GD. No entanto, é possível manter o cenário atual por mais um tempo.

Figura 9 - Alternativas propostas pela ANEEL para compensação de energia elétrica em sistemas de GD

		■ Compensada		□ Não compensada			
		Alternativa 0	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3	Alternativa 4	Alternativa 5
Componentes da tarifa	TUSD - Fio B	■	□	□	□	□	□
	TUSD - Fio A	■	■	□	□	□	□
	TUSD - Encargos	■	■	■	□	□	□
	TUSD - Perdas	■	■	■	■	□	□
	TE - Encargos	■	■	■	■	■	□
	TE - Energia	■	■	■	■	■	■

Fonte: Adaptado de GREENER (2019)

Sendo assim, são apresentadas as propostas que eliminam ou minimizam os impactos da GD no sistema elétrico e aos demais consumidores, e que permitem um crescimento e consolidação do mercado.

- i. GD local: manter a alternativa 0 até atingir 3,4 GW de potência instalada. Após, adotar a alternativa 1. Com essa proposta, estima-se que até 2035 tenha 17 GW de potência instalada em micro e minigeração distribuída local;
- ii. GD remota: Alterar para alternativa 1 quando atingir 1,25 GW de potência instalada. Em um segundo momento, alterar para alternativa 3 quando atingir 2,13 GW. Com essa proposta é estimado atingir 4,5 GW de potência instalada em micro e minigeração distribuída remota até 2035;

O cronograma da ANEEL previa que as propostas apresentadas entrariam em vigor em 2020, porém, não foi cumprido e posteriormente interrompido no decorrer de 2020 devido ao cenário de pandemia mundial.

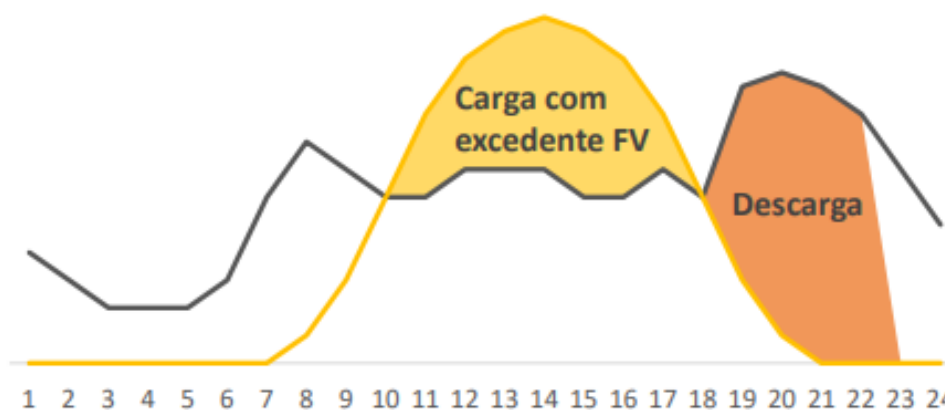
Neste contexto, o presente trabalho aborda um estudo do impacto da mudança no sistema de compensação para GD local, utilizando os dados da minigeração distribuída fotovoltaica da UTFPR, *campus* PB.

2.11 Uso de Baterias

No cenário Nacional, ainda há pouca utilização de baterias para armazenamento de energia elétrica gerada, com exceção de sistemas remotos. Não há uma regulamentação específica para utilização de baterias com injeção na rede e, na regulação da MMGD, pode-se utilizar a rede de distribuição como uma bateria virtual. Entretanto, com a expansão do mercado externo de baterias e reduções de até 89% nos preços, torna-se interessante para o armazenamento de energia excedente da GD e deslocamento do consumo (EPE, 2021)

Com as mudanças previstas no SCEE, as baterias podem ser utilizadas para evitar a injeção de energia na rede, diminuindo significativamente a quantidade de créditos de energia. A Figura 10 apresenta uma ilustração da aplicação da bateria em micro GD. A EPE (2021) realizou simulações para o uso de baterias e das alternativas de compensação de energia propostas pela ANEEL, encontrando valores de VPL negativo para o investimento na maioria das alternativas. Assim, no cenário atual, não se vê viabilidade econômica para o investimento em baterias para o autoconsumo em micro GD.

Figura 10 - Ilustração do funcionamento da bateria para micro GD



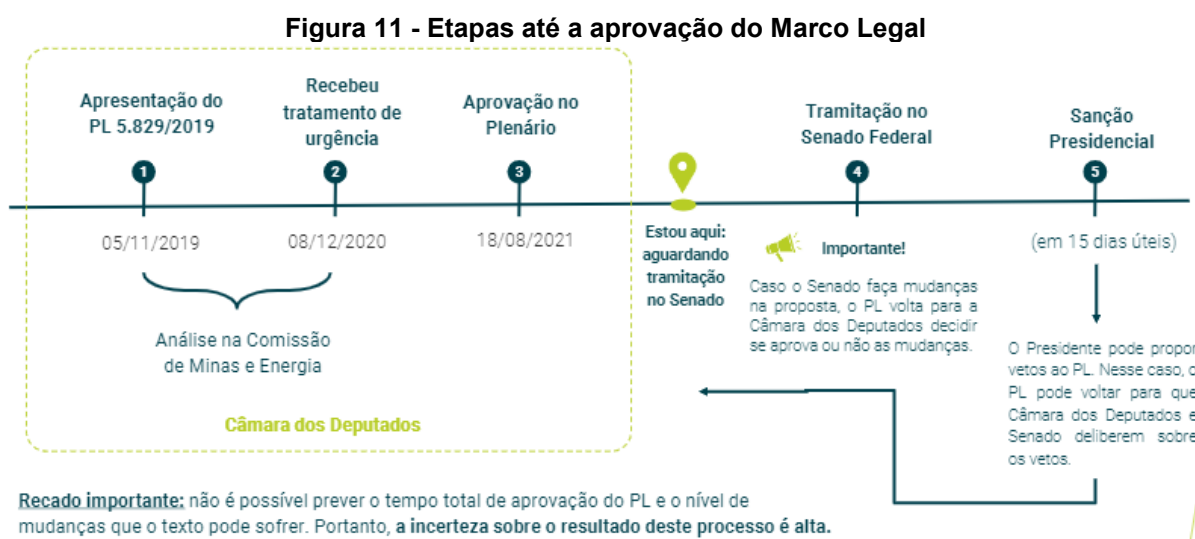
Fonte: EPE (2021, p. 15)

Para consumidores do subgrupo A4 com modalidade tarifária horária verde, a utilização de baterias para o atendimento no horário de ponta é viável economicamente para unidades consumidoras com alto fator de carga na ponta. Porém, quando comparada a geradores a diesel tradicional para o atendimento no horário de ponta, o investimento em baterias não tem viabilidade econômica (EPE, 2021).

2.12 Projeto de Lei 5829/2019

Em 2018, a ANEEL iniciou a revisão da REN 482/2012, que regulamenta a MMGD e o sistema de compensação de energia elétrica. Entre 2018 e 2019, realizou consultas públicas e debates sobre as propostas apresentadas para a revisão, com uma previsão que entrassem em vigor em 2020. Porém, como resultado dos debates na época, foi identificada a necessidade de um Marco Legal da MMGD e do SCEE no Brasil, que traria uma segurança jurídica para o mercado. Assim, foi criado o Projeto de Lei (PL) 5829/2019, que em agosto de 2021 avançou no Congresso Nacional, passando pela aprovação na Câmara dos Deputados. Agora aguarda tramitação no Senado Federal (GREENER, 2021).

O Marco legal da GD representa uma regulação mais robusta, trazendo não só segurança jurídica, como também mais previsibilidade e estabilidade para o mercado. A Figura 11 apresenta as etapas e processos do PL até a sua aprovação.



Fonte: Adaptado de GREENER (2021)

A versão atual que segue em tramitação no Senado Federal é o substitutivo nº 8 (PRLP n.8 – PL 5829/2019), do Deputado Lafayette de Andrada. O texto do PL 5829/2019 traz muitos itens iguais ao da REN 482/2012, mas também outros com mudanças pontuais, positivas e negativas. Alguns itens destacáveis são apresentados a seguir.

- i. Alteração da potência instalada de minigeração, sendo maior que 75 kW e menor ou igual a 5 MW para fontes despacháveis e menor que 3 MW para as fontes não despacháveis;

- ii. Compensação de energia elétrica não compensa a TUSD – Fio B para todas as modalidades. No autoconsumo remoto com potência maior que 500 kW ou geração compartilhada em que um único titular detenha mais de 25% da participação, não compensa a TUSD – Fio B, 40% da TUSD – Fio A, a Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) e a Pesquisa e Desenvolvimento (P&D);
- iii. O custo de disponibilidade para projetos com direito adquirido (projetos antes da mudança) deixa de ser cobrado em duplicidade;
- iv. A demanda contratada para o grupo A com minigeração remota passa a ser faturada pela TUSD geração. A diferença entre TUSD demanda e TUSD geração depende da concessionária loca, podendo chegar a uma redução de até 80% no valor;
- v. Possibilidade de os créditos de energia serem comprados pelas concessionárias de energia e permissionárias;
- vi. Garantia de fiel cumprimento para minigeração distribuída em projetos acima de 500 kW, com exceções;
- vii. Permanência na regra atual do SCEE até 31 de dezembro de 2045 para sistemas de MMGD que protocolarem solicitação de acesso antes do início da nova regra;
- viii. Período de 12 meses para transição das regras atuais para as novas regras, após publicação da lei. Projetos protocolados após o início da nova regra (depois do período de transição), pagará TUSD – Fio B de forma gradual por 6 anos, até chegar em 100%. Existe diferenças para as modalidades de GD;

A Figura 12 detalha o pagamento gradual da TUSD – Fio B na transição do PL 5829/2019, considerando uma previsão de aprovação e publicação da lei até 31 de dezembro de 2021.

Após a aprovação e publicação da lei (se ocorrer), o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) terá até 6 meses para estabelecer as diretrizes para valoração dos custos e benefícios da micro e minigeração distribuída, e a ANEEL terá até 18 meses para estabelecer os cálculos da valoração dos benefícios. Assim, somente após esse período será estabelecido as novas regras tarifárias. A Figura 13 apresenta uma linha do tempo do PL 5829/2019 para aplicação das novas regras.

Figura 12 - Explicação da cobrança gradual da TUSD - Fio B
Após a entrada em vigência da regra (12 meses após a publicação da lei):

2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
15%	30%	45%	60%	75%	90%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Período de transição: aumento gradativo do percentual das componentes tarifárias relativas à TUSD Fio B.

O consumidor que **solicitar acesso após** a entrada em vigência da regra e se enquadrar nas **modalidades de compensação** listadas **à direita**, entram na **regra de transição**, em que:

- Aplica-se a nova regra do custo de disponibilidade
- Aplica-se a nova regra para faturamento da demanda contratada de usina remota: paga com a TUSDg
- Compensação: **pagamento parcial e gradativo da componente TUSD Fio B** pelo período de **6 anos** até completar o pagamento **integral**.

- Micro GD
- Mini GD
- Geração compartilhada
- EMUC
- Autoconsumo remoto **limitado até 500 kW** de potência instalada

Fonte: Adaptado de GREENER (2021)

Figura 13 - Linha do tempo para aplicação do PL 5829/2019



Fonte: Adaptado de GREENER (2021)

O PL 5829/2019 segue em tramitação no Senado Federal, não sendo possível prever quando será aprovado e qual o nível de mudanças o texto pode sofrer. Espera-se que a lei seja publicada até final de dezembro de 2021, com as novas regras entrando em vigor em 2022. Assim, as propostas da ANEEL para revisão da REN 482/2012 seriam sobrepostas por esse PL.

3 METODOLOGIA

Com a iminente mudança da regulamentação vigente para MMGD, torna-se interessante e necessário um estudo para avaliar o impacto econômico que isso pode causar em novos sistemas de GD. Para o desenvolvimento do trabalho, utiliza-se os dados de geração e consumo de energia elétrica da UTFPR, *campus* PB, a tarifa de energia elétrica vigente (outubro de 2021), os impostos incidentes vigentes na tarifa de energia elétrica (outubro de 2021), o reajuste médio anual da tarifa de energia elétrica para a COPEL Distribuição S/A e a proposta de mudança da ANEEL para GD local, onde deixa de compensar a componente TUSD – Fio B na compensação de energia elétrica, ou seja, a alternativa 1.

A análise consiste em calcular as entradas de caixa (ou fluxos de caixa) que somente o sistema de minigeração fotovoltaica proporciona, na regra atual e na regra proposta pela ANEEL (alternativa 1), sem alterações na demanda faturada. Com as entradas de caixa, calcula-se os indicadores de viabilidade econômica, em ambas as regras, comparando o impacto causado.

3.1 Minigeração Distribuída Fotovoltaica da UTFPR, *campus* PB

A Universidade Tecnológica Federal do Paraná, *campus* Pato Branco, inaugurou em março de 2020 sua usina de minigeração fotovoltaica, com potência instalada de 420 kW (pico) e capacidade de geração de até 581 MWh por ano. Esse sistema foi implantado através do Projeto Prioritário de Eficiência Energética e Estratégico de P&D: “Eficiência Energética e Minigeração em Instituições Públicas de Educação Superior”, junto a COPEL (UTFPR, 2020). O Investimento total foi de R\$1.331.788,55.

A Figura 14 apresenta uma visão aérea da UTFPR, *campus* PB, com o sistema de minigeração, sendo as áreas destacadas em vermelho a localização dos 1236 painéis fotovoltaicos instalados. O projeto aproveitou as áreas das coberturas das edificações de alguns blocos da universidade, que não são sombreadas, gerando energia de modo permanente. Após um ano da sua inauguração, em março de 2021, a usina de minigeração fotovoltaica contabiliza saldo positivo de energia (UTFPR, 2021).

Figura 14 - UTFPR, *campus* PB, com o sistema de minigeração fotovoltaico



Fonte: Adaptado de UTFPR (2020)

A medição e verificação foi realizada entre os meses de março e dezembro de 2020. Nesse período o *campus* PB esteve em regime especial de funcionamento, devido a pandemia mundial, ocorrendo uma redução significativa no consumo de energia elétrica, com o faturamento sendo praticamente da demanda contratada e dos impostos. De qualquer forma, até dezembro de 2020, a economia proporcionada pelo sistema de minigeração fotovoltaico já tinha ultrapassado os 170 mil reais (UTFPR, 2021).

3.2 Consumo e Geração de Energia Elétrica na UTFPR, *campus* PB

O histórico de consumo de energia elétrica da UTFPR, *campus* PB, no período de janeiro de 2019 a fevereiro de 2021, é apresentado na Tabela 1. Esses dados foram retirados das faturas de energia elétrica fornecidas pela universidade.

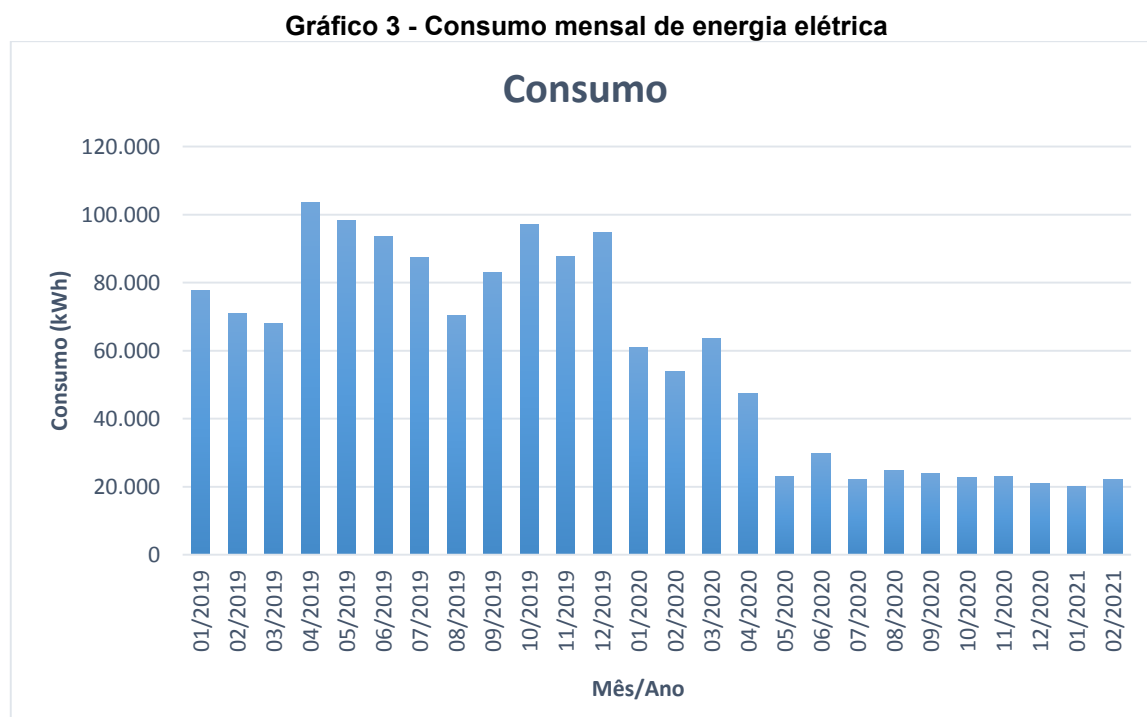
Pode-se observar na Tabela 1, pelas médias dos períodos, que o consumo de energia elétrica teve uma queda expressiva do ano de 2019 para 2020, fruto principal de um regime especial de funcionamento iniciado em março de 2020 (suspensão das aulas presenciais), devido a pandemia mundial e suas restrições.

Tabela 1 - Histórico de consumo de energia elétrica

Mês/Ano	Valor da Fatura	Consumo (kWh)		
		Total	Ponta	Fora de Ponta
01/2019	R\$ 65.519,40	77.779	8.465	69.314
02/2019	R\$ 55.436,91	70.932	5.302	65.630
03/2019	R\$ 53.123,74	67.880	6.039	61.841
04/2019	R\$ 82.259,00	103.437	14.661	88.776
05/2019	R\$ 78.571,24	98.262	13.527	84.735
06/2019	R\$ 75.704,46	93.720	12.884	80.836
07/2019	R\$ 71.420,12	87.430	13.052	74.378
08/2019	R\$ 57.655,21	70.216	8.790	61.426
09/2019	R\$ 70.445,97	83.065	11.837	71.228
10/2019	R\$ 82.156,59	97.067	14.285	82.782
11/2019	R\$ 71.633,51	87.792	11.584	76.208
12/2019	R\$ 78.747,76	94.710	12.988	81.722
01/2020	R\$ 52.029,37	61.017	6.769	54.248
02/2020	R\$ 44.584,81	53.753	4.451	49.302
03/2020	R\$ 50.187,61	63.532	6.384	57.148
04/2020	R\$ 34.369,71	47.382	7.754	39.628
05/2020	R\$ 11.106,31	22.946	2.768	20.178
06/2020	R\$ 20.674,68	29.737	4.150	25.587
07/2020	R\$ 18.080,56	22.218	2.796	19.422
08/2020	R\$ 18.593,80	24.770	3.709	21.061
09/2020	R\$ 12.255,30	23.919	3.333	20.586
10/2020	R\$ 12.195,78	22.662	3.536	19.126
11/2020	R\$ 11.996,78	23.077	3.573	19.504
12/2020	R\$ 11.674,73	20.922	3.015	17.907
01/2021	R\$ 11.405,38	19.975	3.095	16.880
02/2021	R\$ 11.551,91	22.088	2.828	19.260
Média no período 2019	R\$ 70.222,83	86.024,17	11.117,83	74.906,33
Média no período 2020	R\$ 24.812,45	34.661,25	4.353,17	30.308,08

Fonte: Autoria própria

Para uma melhor visualização, os dados de consumo mensal são apresentados no Gráfico 3. O ANEXO A contém o histórico de consumo e faturamento de energia elétrica da UTFPR, *campus* PB, no período considerado.



Fonte: Autoria própria

A quantidade mensal de energia elétrica gerada pela usina de minigeração fotovoltaica da UTFPR, *campus* PB, pode ser conferida de modo público pela plataforma da SOLAR VIEW (2021). Além dos dados de geração diária, mensal, anual e total, também é apresentado a economia estimada em reais, a potência instantânea, o status da geração, o tempo e a temperatura no local, as árvores cultivadas, o carbono evitado, entre outros.

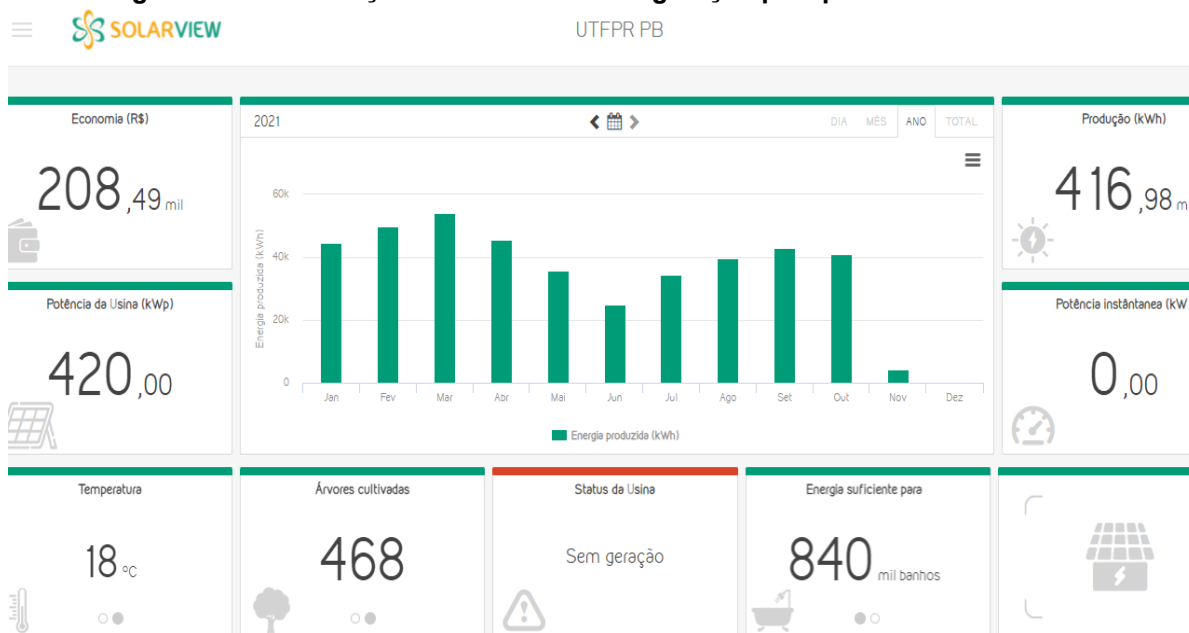
A Figura 15 apresenta a tela inicial do modo público para a minigeração da UTFPR, *campus* PB, na plataforma Solar View. A plataforma apresenta os dados de geração a partir do mês de março de 2020, porém, no gráfico de energia produzida, ao acessar a guia total, é apresentado um montante de geração antes do monitoramento, com valor de 110.815 kWh. Possivelmente a plataforma da Solar View iniciou a exibição dos dados de geração da UTFPR, *campus* PB, na inauguração da usina de minigeração, em março de 2020.

O Gráfico 4 exhibe os dados de geração mensal de energia elétrica. Pode-se observar a variação, sendo que até outubro de 2021, a maior geração ocorreu no mês

de dezembro de 2020, com 62.359 kWh, e a menor em junho de 2021, com 24.824 kWh. Outro fato destacável é a diferença de geração nos meses de março de 2020 e março de 2021.

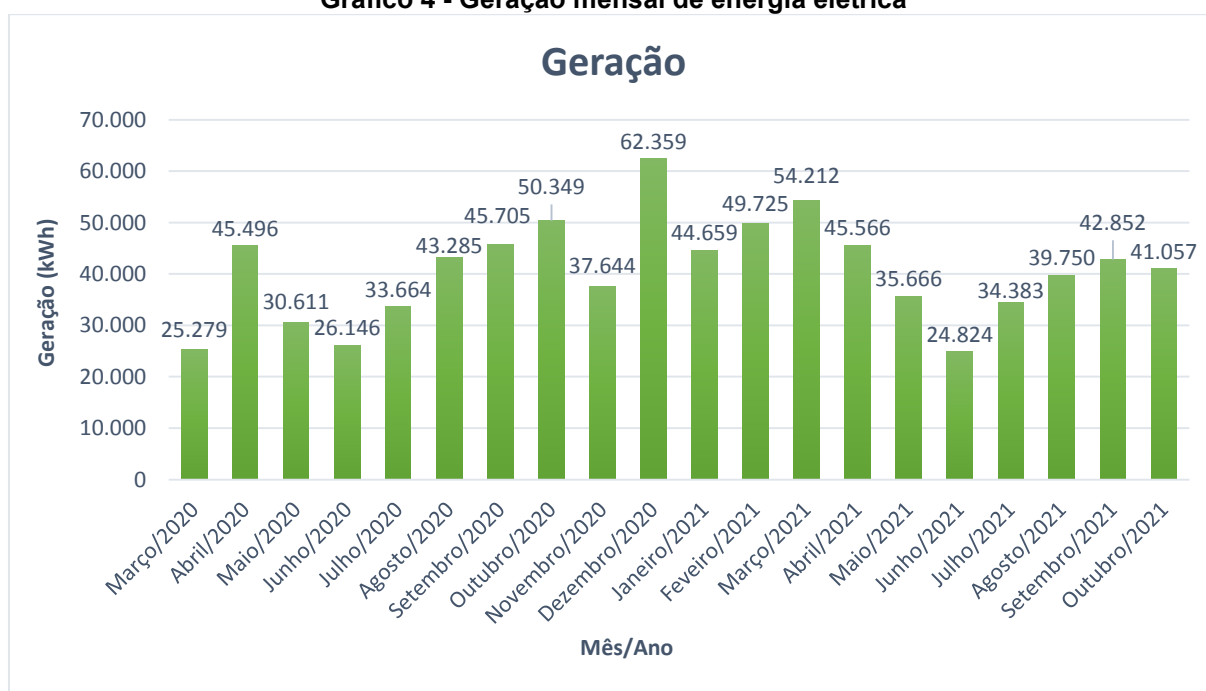
A média (aritmética) de geração mensal, calculada para o período de um ano, considerando os meses de abril de 2020 a março de 2021, é de 43.654 kWh.

Figura 15 - Visualização dos dados da minigeração pela plataforma Solar View



Fonte: SOLAR VIEW (2021)

Gráfico 4 - Geração mensal de energia elétrica



Fonte: Adaptado com os dados de SOLAR VIEW (2021)

3.3 Dados Gerais Utilizados para a Análise

Os dados gerais utilizados para análise são apresentados na Tabela 2.

Tabela 2 - Dados gerais utilizados para a análise			
UTFPR - campus Pato Branco			
Dados do Consumo			
Subgrupo	A4 (2,3 kV a 25 kV)		
Modalidade tarifária	Horária VERDE		
Demanda Contratada	450	kW	
Consumo Mensal Médio	86.024	kWh	
Faturamento Mensal Médio	70.222,83	R\$	
Consumo Anual Médio	1.032.290	kWh	
Faturamento Anual Médio	842.673,96	R\$	
Dados da Geração			
Potência Instalada	420	kWp	
Geração Mensal Média	43.654	kWh	
Geração Anual Média	523.848	kWh	
Investimento no projeto	1.331.786,55	R\$	
Custo Manutenção Anual	1% do investimento		
Queda na Geração Anual	0,50	%	
COPEL Distribuição S/A			
Tarifária Horária VERDE - Líquida			
Fora de Ponta	Demanda	17,07	R\$/kWh
	TE	0,27536	R\$/kWh
	TUSD	0,08260	R\$/kWh
Ponta	Demanda	17,07	R\$/kWh
	TE	0,43787	R\$/kWh
	TUSD	0,95922	R\$/kWh
Reajuste Tarifário Anual Médio	9,84	%	
Tributos			
ICMS	29,00	%	
PIS	1,53	%	
COFINS	7,07	%	

Fonte: Autoria própria

O dado de consumo médio é o do período de 2019, devido a ter sido o último ano com consumo normal, e o dado da geração média é a do período de um ano,

considerando abril de 2020 a março de 2021. Ambos dados podem ser conferidos na subseção 3.2. A tarifa de energia elétrica para o subgrupo A4 na modalidade horária verde é a vigente pela resolução homologatória 2.886, de 22 de junho de 2021, para COPEL Distribuição S/A. Os valores de tributos são segundo COPEL (2021a).

3.4 Cenários de Simultaneidade entre Consumo e Geração

A UTFPR, *campus* Pato Branco, está localizada na área de concessão da concessionária COPEL Distribuição S/A. Como a geração de energia elétrica dessa unidade consumidora se iniciou no mesmo mês em que foi imposto um regime especial de funcionamento, devido a pandemia mundial, não é possível definir a simultaneidade de consumo e geração de energia elétrica com o seu histórico de faturamento. A simultaneidade define o quanto de energia elétrica gerada é consumida instantaneamente pela unidade consumidora, não sendo injetada na rede elétrica e não gerando créditos que posteriormente abateriam o consumo pelo sistema de compensação. Em um regime normal de funcionamento da universidade, a simultaneidade pode ser definida pelo histórico de faturamento junto com os dados de geração de energia elétrica.

Dessa forma, para a análise, são utilizados alguns cenários de simultaneidade, definidos como desfavorável, intermediário e favorável para a unidade consumidora. Os cenários são:

- Cenário 1: 35% de simultaneidade, desfavorável, pois 65% da energia gerada é injetada na rede, gerando créditos, que são penalizados na regra proposta pela ANEEL para GD local (Alternativa 1);
- Cenário 2: 55% de simultaneidade, intermediário;
- Cenário 3: 75% de simultaneidade, favorável, pois somente 25% da energia gerada é injetada na rede, gerando créditos;

3.5 Análise da Viabilidade Econômica

A análise da viabilidade econômica utiliza indicadores que demonstram se o investimento em um projeto é viável ou não, comparando os retornos que podem ser obtidos. Essa análise serve como base para tomada de decisão do investidor, se suas

expectativas são atendidas. Entre vários indicadores existentes, alguns comumente utilizados são o Valor Presente Líquido (VPL), o *Payback* (PB) e a Taxa Interna de Retorno (TIR). Esses indicadores são utilizados na análise do presente trabalho.

3.5.1 Valor Presente Líquido

O Valor Presente Líquido (VPL) pode ser considerado um indicador econômico sofisticado de análise de capital, pois considera o valor do dinheiro no tempo. O fluxo de caixa do projeto é descontado a uma taxa específica, que pode ser chamada de taxa de desconto, sendo o valor desta taxa o retorno mínimo que um projeto precisa ter para manter o valor de mercado inalterado (GITMAN, 2010).

A equação matemática para o cálculo do VPL é apresentada em (3), sendo FC_0 o investimento inicial do projeto, FC_t o valor presente das entradas de caixa, r a taxa de desconto e t o t -ésimo período no tempo em que o dinheiro será investido no projeto (GITMAN, 2010).

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+r)^t} - FC_0 \quad (3)$$

Para tomada de decisão, se o VPL calculado para o período for maior que zero, significa que a empresa obterá um retorno maior do que o custo de capital. Têm-se então que se $VPL > 0$, o projeto é viável, se $VPL < 0$, o projeto não é viável;

Na análise elaborada neste trabalho, para o valor da taxa de desconto, também conhecida como a taxa mínima de atratividade, é utilizado o valor da taxa básica de juros da economia brasileira, conhecida como a taxa do Sistema Especial de Liquidação e Custódia (SELIC), que atualmente está 7,75% (BCB, 2021).

3.5.2 Taxa Interna de Retorno

A Taxa Interna de Retorno (TIR) é considerada a taxa de desconto que iguala o VPL de um projeto de investido a zero, ocorrendo então que o valor presente das entradas de caixa é igual ao valor do investimento. Calculada em um período definido,

a TIR representa a taxa composta de retorno anual que se obteria com o projeto (GITMAN, 2010).

Basicamente, a TIR é o valor r de (3), que faz com que o VPL seja igual a zero. Matematicamente, pode ser calculada conforme apresentado em (4) (GITMAN, 2010).

$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1 + TIR)^t} - FC_0 \quad (4)$$

Se a TIR for maior que o custo de capital da empresa ou maior que o valor r utilizado para o cálculo do VPL, o projeto é viável. Se for menor, o projeto não é viável.

3.5.3 Payback

O *Payback*, segundo GITMAN (2010), é o “tempo necessário para que a empresa recupere seu investimento inicial em um projeto, calculado com suas entradas de caixa”. Na análise, existem dois tipos de *payback*, o simples e o descontado. O *payback* simples não considera o valor do dinheiro no tempo, sendo apenas identificado o número de períodos necessários para igualar o investimento inicial com as entradas de caixa, apresentando assim uma análise superficial. Já o *payback* descontado utiliza uma taxa de desconto para obter os valores no presente das entradas de caixa (EICK, 2010).

Matematicamente, o *payback* descontado pode ser representado por (5), onde n é o período de tempo analisado, FC_n é o fluxo de caixa no período e I_0 é o investimento inicial realizado.

$$\sum_{t=0}^n FC_n = I_0 \quad (5)$$

O *payback* descontado é associado ao VPL, ou seja, é o período de tempo para que o somatório das entradas de caixa descontada a uma taxa de desconto seja igual ao investimento inicial.

3.6 Valoração da Energia Elétrica Gerada

Para se obter as entradas de caixa que são utilizadas nos cálculos dos indicadores da análise da viabilidade econômica, deve-se fazer a valoração da energia elétrica gerada pela minigeração fotovoltaica da UTFPR, *campus* PB, a cada ano, para a regra atual e para a regra proposta pela ANEEL (alternativa 1). O valor da tarifa de energia elétrica deve ser atualizado anualmente pelo reajuste médio anual da COPEL Distribuição S/A, assim como a quantidade anual de energia elétrica gerada pelo sistema deve ser atualizada pela queda da geração anual.

A valoração pode ser dividida em duas etapas, sendo a primeira pelo bônus que a geração produz e a segunda pelo ônus. Ao final, as entradas de caixas obtidas pela valoração da energia elétrica gerada são os bônus menos os ônus produzidos pelo sistema, a cada ano. As etapas são:

- i. O bônus é calculado pelo consumo simultâneo e os créditos de energia gerados, que juntos são a energia elétrica total gerada pelo sistema, utilizando-se a tarifa de energia elétrica com impostos, pois esse montante é evitado no faturamento;
- ii. O ônus, para a regra atual, é a cobrança de ICMS (29%) sobre a parcela TUSD dos créditos gerados e utilizados para abatimento do consumo, e o custo de manutenção anual. Além desses ônus, para a nova regra proposta com a alternativa 1, não há a compensação da TUSD – Fio B, que segundo ANEEL (2018), representa 28% da tarifa líquida, na média brasileira.

4 RESULTADOS

Os resultados obtidos com os indicadores escolhidos para a análise da viabilidade econômica, nos três cenários de simultaneidade propostos, na regra atual e na regra proposta pela ANEEL para GD local (alternativa 1), são apresentados neste capítulo.

Os cálculos foram realizados até se obter um VPL maior que zero (quando o projeto se torna viável), com as premissas de que toda geração no mês é utilizada, não gerando créditos excedentes para os meses subsequentes, como também não há geração significativa no posto de ponta (segundo histórico de faturamento), ou seja, toda geração é calculada para o posto fora de ponta.

4.1 Cenário 1

O Cenário 1 se caracteriza por um consumo simultâneo de 35%. Assim, da geração anual média de 523.848 kWh, 183.347 kWh são consumidos instantaneamente após a geração e 340.501 kWh são injetados na rede de distribuição, gerando créditos de energia.

As valorações da geração para se obter as entradas de caixa no cenário 1, podem ser conferidas no APÊNDICE A. A Tabela 3 apresenta o resultado dos indicadores para a regra atual e a Tabela 4 o resultado para a alternativa 1 proposta pela ANEEL.

Pode-se observar na Tabela 3 que o VPL se torna positivo no ano 6, indicando um *payback* descontado maior que 5 anos e menor que 6 anos. Para esse período, a TIR do sistema fotovoltaico obtida através do *software* Excel é de 12,10%, superior à taxa de desconto de 7,75%, sendo um indicativo de viabilidade econômica do projeto na regra atual.

Na Tabela 4, o VPL também se torna positivo no ano 6, porém com um valor quantitativo consideravelmente menor. O *payback* descontado se mantém maior que 5 anos e menor que 6 anos, mas com uma alta proximidade de 6 anos. A TIR do sistema fotovoltaico para esse período, obtida através do *software* Excel, é de 7,78%, muito próxima da taxa de desconto.

Tabela 3 - Payback do sistema fotovoltaico com simultaneidade de 35%, na regra atual

TIR	12,10%		
Taxa de Desconto	7,75%		
Ano	Entradas de Caixa	Valor Presente	Valor Presente Líquido (VPL)
0	-R\$ 1.331.786,55	-R\$ 1.331.786,55	-R\$ 1.331.786,55
1	R\$ 254.237,65	R\$ 235.951,41	-R\$ 1.095.835,14
2	R\$ 289.931,87	R\$ 249.724,64	-R\$ 846.110,49
3	R\$ 318.106,20	R\$ 254.284,74	-R\$ 591.825,75
4	R\$ 348.898,15	R\$ 258.838,90	-R\$ 332.986,85
5	R\$ 382.550,91	R\$ 263.392,16	-R\$ 69.594,69
6	R\$ 419.330,29	R\$ 267.949,26	R\$ 198.354,57

Fonte: Autoria própria

Tabela 4 - Payback do sistema fotovoltaico com simultaneidade de 35%, na alternativa 1

TIR	7,78%		
Taxa de Desconto	7,75%		
Ano	Entradas de Caixa	Valor Presente	Valor Presente Líquido (VPL)
0	-R\$ 1.331.786,55	-R\$ 1.331.786,55	-R\$ 1.331.786,55
1	R\$ 220.109,62	R\$ 204.278,07	-R\$ 1.127.508,48
2	R\$ 252.633,08	R\$ 217.598,38	-R\$ 909.910,10
3	R\$ 277.342,05	R\$ 221.699,08	-R\$ 688.211,02
4	R\$ 304.346,68	R\$ 225.787,27	-R\$ 462.423,75
5	R\$ 333.860,26	R\$ 229.867,90	-R\$ 232.555,85
6	R\$ 366.115,88	R\$ 233.945,61	R\$ 1.389,76

Fonte: Autoria própria

Considerando o período da análise em meses, o *payback* descontado da regra atual para a alternativa 1, teve um aumento de 8 meses ou 12,50%, passando de 5 anos e 4 meses (64 meses) para 6 anos (72 meses). Levando em consideração que esse é o cenário desfavorável para a unidade consumidora, um aumento de 12,5% no tempo de retorno não altera significativamente a atratividade do projeto.

Vale ressaltar que a vida útil dos módulos de um sistema fotovoltaico costuma ser de 25 anos, com eficiência de 80% (MONTENEGRO, 2013). As análises elaboradas nesse trabalho são realizadas até se obter um VPL positivo. Nesse caso, como o VPL ficou positivo no ano 6, ainda haveriam mais 19 anos de entradas de caixa produzidas pela geração, com VPL positivo, aumentando consideravelmente o valor final da TIR para cada análise. Essa ressalva é válida para os três cenários.

4.2 Cenário 2

O Cenário 2 se caracteriza pela simultaneidade de 55% entre o consumo e geração de energia elétrica. Considerando uma geração anual média de 523.848 kWh, 288.116 kWh são consumidos instantaneamente e 235.732 kWh são injetados na rede de distribuição, gerando créditos de energia.

As valorações da geração para se obter as entradas de caixa no cenário 2, podem ser conferidas no APÊNDICE A. A Tabela 5 apresenta o resultado dos indicadores para a regra atual e a Tabela 6 o resultado para a alternativa 1 proposta pela ANEEL.

Na Tabela 5, o VPL se torna positivo no ano 6, indicando um *payback* descontado maior que 5 anos e menor que 6 anos. Para esse mesmo período, a TIR do sistema fotovoltaico obtida através do *software* Excel é de 12,53%, superior à taxa de desconto de 7,75%, sendo um indicativo de viabilidade econômica do projeto na regra atual.

Tabela 5 - *Payback* do sistema fotovoltaico com simultaneidade de 55%, na regra atual

TIR	12,53%		
Taxa de Desconto	7,75%		
Ano	Entradas de Caixa	Valor Presente	Valor Presente Líquido (VPL)
0	-R\$ 1.331.786,55	-R\$ 1.331.786,55	-R\$ 1.331.786,55
1	R\$ 257.772,37	R\$ 239.231,90	-R\$ 1.092.554,65
2	R\$ 293.795,00	R\$ 253.052,04	-R\$ 839.502,62
3	R\$ 322.328,24	R\$ 257.659,71	-R\$ 581.842,90
4	R\$ 353.512,45	R\$ 262.262,14	-R\$ 319.580,77
5	R\$ 387.593,92	R\$ 266.864,35	-R\$ 52.716,42
6	R\$ 424.841,83	R\$ 271.471,10	R\$ 218.754,68

Fonte: Autoria própria

Na Tabela 6, o VPL também se torna positivo no ano 6, com o *payback* descontado maior que 5 anos e menor que 6 anos. A TIR do sistema para esse período, obtida através do *software* Excel, é de 9,59%, decaindo em relação a TIR da regra atual, mas se mantendo maior que a taxa de desconto de 7,75%, indicando também uma viabilidade econômica do projeto.

Tabela 6 - Payback do sistema fotovoltaico com simultaneidade de 55%, na alternativa 1

TIR	9,59%		
Taxa de Desconto	7,75%		
Ano	Entradas de Caixa	Valor Presente	Valor Presente Líquido (VPL)
0	-R\$ 1.331.786,55	-R\$ 1.331.786,55	-R\$ 1.331.786,55
1	R\$ 234.145,27	R\$ 217.304,20	-R\$ 1.114.482,35
2	R\$ 267.972,75	R\$ 230.810,78	-R\$ 883.671,58
3	R\$ 294.106,90	R\$ 235.100,41	-R\$ 648.571,17
4	R\$ 322.669,12	R\$ 239.380,24	-R\$ 409.190,93
5	R\$ 353.885,00	R\$ 243.655,25	-R\$ 165.535,68
6	R\$ 388.001,09	R\$ 247.930,11	R\$ 82.394,42

Fonte: Autoria própria

Considerando o período da análise em meses, o *payback* descontado da regra atual para a alternativa 1, passa de 5 anos e 3 meses (63 meses) para 5 anos e 9 meses (69 meses), um aumento de 6 meses ou 9,52%. Como este é o cenário intermediário para a unidade consumidora, o aumento de 9,52% no tempo de retorno não inviabiliza a atratividade do projeto.

4.3 Cenário 3

O Cenário 3, definido como favorável, se caracteriza pela simultaneidade de 75% entre o consumo e geração de energia elétrica. Com uma geração anual média de 523.848 kWh, 392.886 kWh são consumidos instantaneamente pela unidade consumidora e 130.962 kWh são injetados na rede elétrica de distribuição, gerando créditos de energia.

As valorações da geração para se obter as entradas de caixa no cenário 3, também podem ser conferidas no APÊNDICE A. O resultado dos indicadores para a regra atual é apresentado na Tabela 7 e o resultado para a alternativa 1 proposta pela ANEEL é apresentado na Tabela 8.

Analisando a Tabela 7, o VPL se torna positivo no ano 6, indicando um *payback* descontado maior que 5 anos e menor que 6 anos. Para esse mesmo período, a TIR do sistema fotovoltaico obtida através do *software* Excel é de 12,96%, superior à taxa de desconto de 7,75%, sendo um indicativo de viabilidade econômica do projeto na regra atual.

Tabela 7 - Payback do sistema fotovoltaico com simultaneidade de 75%, na regra atual

TIR	12,96%		
Taxa de Desconto	7,75%		
Ano	Entradas de Caixa	Valor Presente	Valor Presente Líquido (VPL)
0	-R\$ 1.331.786,55	-R\$ 1.331.786,55	-R\$ 1.331.786,55
1	R\$ 261.307,09	R\$ 242.512,38	-R\$ 1.089.274,17
2	R\$ 297.658,12	R\$ 256.379,43	-R\$ 832.894,74
3	R\$ 326.550,28	R\$ 261.034,69	-R\$ 571.860,06
4	R\$ 358.126,75	R\$ 265.685,37	-R\$ 306.174,69
5	R\$ 392.636,92	R\$ 270.336,53	-R\$ 35.838,15
6	R\$ 430.353,37	R\$ 274.992,93	R\$ 239.154,78

Fonte: Autoria própria

Na Tabela 8, o VPL também se torna positivo no ano 6, com o *payback* descontado maior que 5 anos e menor que 6 anos. A TIR do sistema fotovoltaico para esse período, obtida através do *software* Excel, é de 11,35%, se mantendo maior que a taxa de desconto, indicando também uma viabilidade econômica do projeto.

Tabela 8 - Payback do sistema fotovoltaico com simultaneidade de 75%, na alternativa 1

TIR	11,35%		
Taxa de Desconto	7,75%		
Ano	Entradas de Caixa	Valor Presente	Valor Presente Líquido (VPL)
0	-R\$ 1.331.786,55	-R\$ 1.331.786,55	-R\$ 1.331.786,55
1	R\$ 248.180,92	R\$ 230.330,32	-R\$ 1.101.456,23
2	R\$ 283.312,43	R\$ 244.023,17	-R\$ 857.433,05
3	R\$ 310.871,76	R\$ 248.501,74	-R\$ 608.931,31
4	R\$ 340.991,57	R\$ 252.973,21	-R\$ 355.958,11
5	R\$ 373.909,75	R\$ 257.442,59	-R\$ 98.515,52
6	R\$ 409.886,29	R\$ 261.914,61	R\$ 163.399,09

Fonte: Autoria própria

Considerando o período da análise em meses, o *payback* descontado da regra atual para a alternativa 1, passa de 5 anos e 2 meses (62 meses) para 5 anos e 7 meses (67 meses), um aumento de 5 meses ou 8,06%. Como este é o cenário favorável para a unidade consumidora, o aumento de 8,06% no tempo de retorno não altera a atratividade do projeto.

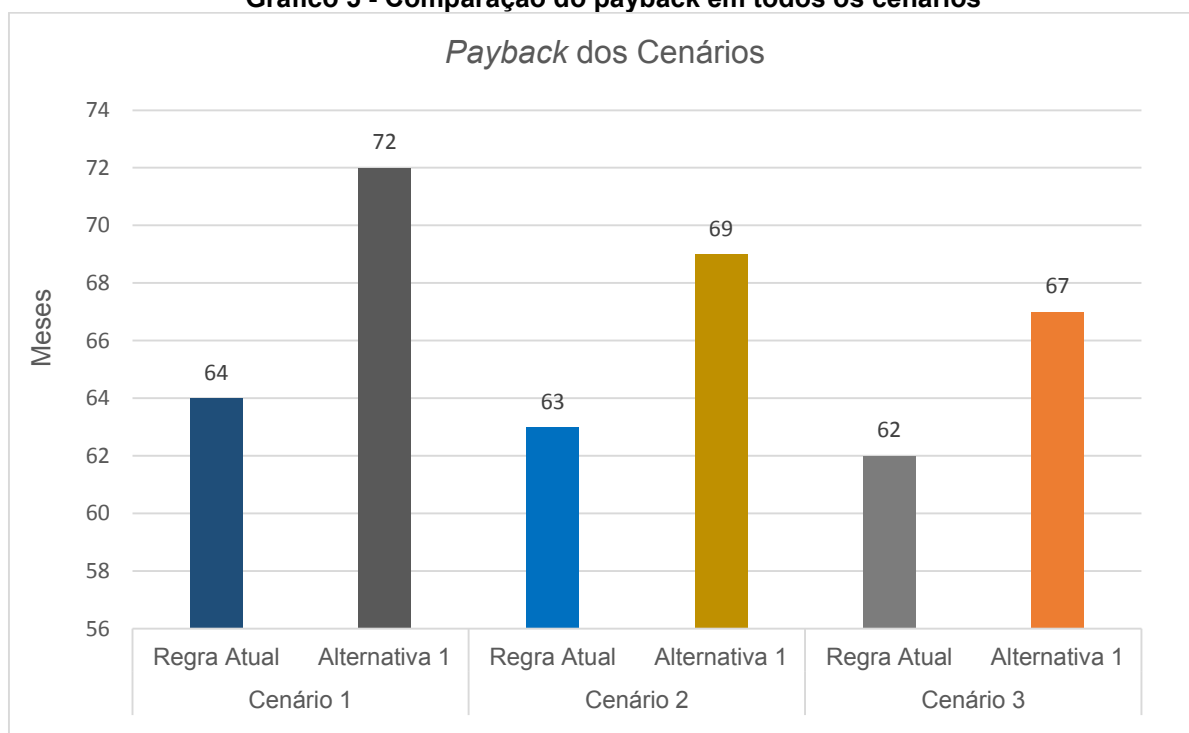
4.4 Comparação dos Cenários

Com a análise do impacto econômico nos três cenários, na regra atual e na alternativa 1 proposta pela ANEEL para GD local, percebe-se que em todos ocorreram um aumento no *payback* descontado. Isso já era esperado, visto que na alternativa 1 não há a compensação da TUSD – Fio B, ou seja, a valoração do crédito de energia gerado é menor. O Gráfico 5 apresenta uma comparação dos *payback* nos cenários.

A TIR se manteve acima da taxa de desconto nos três cenários, sendo no cenário 1, com a alternativa 1, o maior decaimento da mesma. Entretanto, considerando que esses valores da TIR são para o período analisado até o VPL se tornar positivo e que todos obtiveram um VPL positivo no ano 6, o valor final da TIR será consideravelmente maior para um período de 25 anos (expectativa de funcionamento), indicando uma viabilidade econômica do projeto nos três cenários.

Mesmo com o aumento do *payback* descontado nos três cenários para a alternativa 1, sendo o mais acentuado no cenário 1, com 12,5% de aumento, o sistema de minigeração fotovoltaica da UTFPR, *campus* Pato Branco, não perde sua atratividade ou viabilidade econômica.

Gráfico 5 - Comparação do *payback* em todos os cenários



Fonte: Autoria própria

5 CONCLUSÃO

O presente estudo teve como objetivo avaliar o impacto econômico da nova proposta de regulamentação da ANEEL para compensação de energia elétrica no sistema de minigeração distribuída fotovoltaica local da UTFPR, *campus* PB. O estudo foi realizado utilizando-se dados reais de consumo e geração de energia elétrica da unidade consumidora.

Conforme exposto no trabalho, em 2018, a ANEEL iniciou uma nova revisão da REN 482/2012, que regulamenta a MMGD e o SCEE no Brasil. Como resultado do processo, foram feitas propostas de mudança no SCEE para GD remota e GD local, que se basearam em deixar de compensar alguma componente da tarifa de energia elétrica. Na proposta para GD local, composta da alternativa 1, a componente TUSD – Fio B, que representa 28% da tarifa líquida na média brasileira, deixa de ser compensada. Assim, a valoração da geração muda, podendo alterar a atratividade do projeto.

Como não foi possível determinar a simultaneidade de consumo e geração com o histórico de faturamento da unidade consumidora, cenários de simultaneidade foram utilizados (35%, 55% e 75%). A valoração da geração de energia elétrica gerada pelo sistema fotovoltaico nos cenários considerados ocorreu em duas etapas, sendo a primeira pelo bônus proporcionado e a segunda pelo ônus, levando em consideração a tarifa de energia elétrica vigente, o reajuste médio anual da tarifa de energia elétrica, os impostos incidentes e a proposta da ANEEL. Assim, foi calculado as entradas de caixa para cada cenário, na regra atual e na alternativa 1, e posteriormente a análise de viabilidade econômica, no período até o VPL se tornar positivo.

Como resultado para uma mudança do SCEE com a alternativa 1 proposta pela ANEEL, o cenário 1 (35% de simultaneidade) apresentou um aumento de 12,50% no *payback* descontado do projeto, passando de 64 meses para 72 meses, e a TIR de 12,10% para 7,78%. No cenário 2 (55% de simultaneidade), o *payback* descontado teve um aumento de 9,52%, passando de 63 meses para 69 meses, e a TIR de 12,53% para 9,59%. Por último, o *payback* descontado no cenário 3 (75% de simultaneidade) aumentou 8,06%, passando de 62 meses para 67 meses, e TIR de 12,96% para 11,35%.

Levando em consideração que os valores obtidos para TIR são para o período até o VPL se tornar positivo, e que para os três cenários ocorreu no ano 6, o valor final da TIR será consideravelmente maior para um período de 25 anos (expectativa de funcionamento do sistema fotovoltaico), indicando uma viabilidade econômica do projeto nos três cenários com as duas regras. Além disso, o aumento do *payback* descontado na alternativa 1, para os três cenários, não causa um impacto considerável para alterar a atratividade do projeto. Dessa forma, o sistema de minigeração fotovoltaica da UTFPR, *campus* Pato Branco, continua sendo viável na alternativa 1 proposta pela ANEEL.

Também, vale destacar que a simultaneidade entre o consumo e a geração de energia elétrica, na unidade consumidora, não foi um fator preponderante para alterar a viabilidade econômica do projeto na alternativa 1. Para as demais alternativas propostas, possivelmente a simultaneidade se torna, gradualmente, o fator fundamental para a viabilização dos projetos, visto que os créditos de energia gerados pela energia injetada na rede de distribuição sofrem maior penalização.

Outro fato interessante é o valor da taxa de desconto, que neste trabalho se baseou na taxa SELIC. Com uma alta variabilidade no decorrer do tempo, pode alterar significativamente os resultados das análises. Como exemplo, segundo BCB (2021), em janeiro de 2021 a taxa SELIC era de 2%, contra 7,75% em novembro de 2021, um aumento de 387% em menos de 1 ano.

O presente trabalho também contribui com os outros *campi* da UTFPR e outras unidades consumidoras assemelhadas, que futuramente possam ter a intenção de instalar um sistema de minigeração fotovoltaica, demonstrando que a alteração da regra atual do sistema de compensação de energia elétrica para a alternativa 1 proposta pela ANEEL não altera a atratividade e viabilidade do projeto.

Para trabalhos futuros, sugere-se os seguintes estudos: i) análise da viabilidade econômica para sistemas de geração distribuída que se enquadrem na proposta GD remota; ii) análise do impacto das demais alternativas apresentadas pela ANEEL; iii) levantamento da curva de carga da UTFPR, *campus* PB, para definição da simultaneidade entre consumo e geração, em regime de funcionamento normal da universidade; iv) análise da viabilidade econômica das propostas apresentadas no PL 5829/2019.

REFERÊNCIAS

ABSOLAR, Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. **Infográfico ABSOLAR**. 2019. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/deixeasolarcrescer/wp-content/uploads/2019/12/ohvQK.pdf>. Acesso em: 14 de julho de 2020.

ABSOLAR, Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. **Infográfico ABSOLAR**. 2021. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em: 02 de outubro de 2021.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa 414/2010**: atualizada até a REN 499/2012. Condições gerais de fornecimento de energia elétrica. Diário Oficial Da União. Seção. Brasília: ANEEL, 2012.

_____. **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. Diário Oficial Da União. Seção 1, n. 76, pag. 53, Brasília, 2012.

_____. **Resolução Normativa nº 687 de 24 de novembro de 2015**. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Diário Oficial Da União. Seção 1, n. 230, pag. 45, Brasília, 2015a.

_____. **Postos tarifários**. 2015b. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/postos-tarifarios>. Acesso em: 12 de fevereiro de 2020.

_____. **Micro e Minigeração Distribuída: Sistema de Compensação de Energia Elétrica**. Cadernos temáticos ANEEL. 2. ed. Brasília: ANEEL, 2016a.

_____. **A tarifa de Energia Elétrica**. 2016b. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/tarifas>. Acessado em: 12 de fevereiro de 2020.

_____. **Módulo 7: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição. Submódulo 7.1 Procedimentos Gerais**. 2017. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2017775_Proret_Submod_7_1_V24.pdf. Acesso em: 12 de fevereiro de 2020.

_____. **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. Brasília: Pré-Participação Pública. v. 1. 2018.

BCB, Banco Central do Brasil. **Taxa Selic**. Outubro, 2021. Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/taxaselic>. Acesso em: 31 de outubro de 2021.

BRASIL. **Projeto de Lei n. 5829, de 05 de novembro de 2019**. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS); altera as Leis nºs 10.848, de 15 de março de 2004, e 9.427, de 26 de dezembro de 1996; e dá outras providências. Brasília: Casa Civil, 2019. Disponível em:

<https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=222815>
1. Acesso em: 18 de agosto de 2021

CONFAZ, Conselho Nacional de Política Fazendária. **Convênio ICMS 16, de 22 de abril de 2015.** Disponível em: https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2015/CV016_15. Acesso em: 25 de janeiro de 2021.

COPEL, Companhia Paranaense de Energia. **Informações Úteis.** Junho, 2019. Disponível em: https://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2F5d546c6fdeabc9a1032571000064b22e%2Fb2f4a2f0687eb6cf03257488005939b9#_Section1. Acesso em: 1 de agosto de 2020.

COPEL, Companhia Paranaense de Energia. **Taxas e Tarifas.** Outubro, 2021a. Disponível em: <https://www.copel.com/hpcweb/copel-distribuicao/taxas-tarifas/>. Acesso em: 10 de outubro de 2021.

COPEL, Companhia Paranaense de Energia. **Tarifas Vigentes.** Julho, 2021b. Disponível em: <https://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Faltatensao%2Fpagcopel2.nsf%2Fdocs%2F56242463F0DFB7F403257F09007358CB>. Acesso em: 10 de outubro de 2021.

EICK, Guilherme. **Viabilidade Econômica e Financeira de uma Pequena Central Hidrelétrica no Brasil.** 69 p. Monografia (Graduação em Ciências Econômicas) — Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2010.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **NOTA TÉCNICA DEA 01/15.** Estimativa da Capacidade Instalada de Geração Distribuída no SIN: Aplicações no Horário de Ponta. Rio de Janeiro: EPE, 2015.

_____. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2026.** Ministério De Minas e Energia. Empresa De Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2017.

_____. **NOTA TÉCNICA PR 07/18.** Premissas e Custos da Oferta de Energia Elétrica, no horizonte 2050. Rio de Janeiro: EPE, 2018.

_____. **Micro e Minigeração Distribuída e Baterias.** Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2031. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2021.

FERNANDES, Tatiane C. D. C. **Aplicação de técnicas de estimação modal para análise da estabilidade a pequenas perturbações de sistemas de distribuição com geração distribuída.** 2012. Dissertação - Escola de engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, São Carlos, 2012.

GITMAN, Lawrence J. **Princípios de Administração Financeira.** 12ª edição. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2010.

GREENER. **Estudo Estratégico – Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída – 2º Semestre de 2018.** 2018. Disponível em: <https://www.greener.com.br/relatorios/estudo-estrategico-mercado-fotovoltaico-de-geracao-distribuida-2o-semester-2018/>. Acesso em: 13 de outubro de 2021.

GREENER. **Visão Greener: Impactos da mudança na minuta da RN 482.** Outubro, 2019. Disponível em: https://www.greener.com.br/greener_artigos/impactos-da-mudanca-na-minuta-da-rn-482/. Acesso em: 15 de janeiro de 2020.

GREENER. **Análise do Marco Legal da Geração Distribuída, Aprovado na Câmara dos Deputados.** Agosto, 2021. Disponível em: <https://www.greener.com.br/estudo/analise-do-marco-legal-da-geracao-distribuida-agosto-2021/>. Acesso em: 19 de agosto de 2021.

GRIEBELER, Diane Ines, et al. **Análise Para Implantação De Sistema Fotovoltaico De Geração De Energia Em Uma Agroindústria De Santo Cristo/Rs.** Santa Maria/RS, agosto. 2016.

INEE, Instituto Nacional de Eficiência Energética. **O que é Geração Distribuída.** Disponível em: http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp. Acesso em: 18 de setembro de 2020.

IRENA, International Renewable Energy Agency. **Renewable Capacity Highlights.** 2020. Disponível em: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Mar/IRENA_RE_Capacity_Highlights_2020.pdf?la=en&hash=B6BDF8C3306D271327729B9F9C9AF5F1274FE30B. Acesso em: 22 de setembro de 2021.

MONTENEGRO. **Avaliação do retorno do investimento em sistemas fotovoltaicos integrados a residências unifamiliares urbanas no Brasil.** Dissertação de Mestrado—Florianópolis, SC: Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, UFSC, 2013.

MME/EPE, Ministério de Minas e Energia/Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2027.** Brasília: MME/EPE, 2018.

MME/EPE, Ministério de Minas e Energia/Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Nacional de Energia 2050.** Brasília: MME/EPE, 2020.

PORTAL SOLAR. **Modelos de Placa Solar.** 2021. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/modelos-de-placa-solar.html>. Acesso em: 30 de janeiro de 2021.

RODRIGUEZ, Carlos R. C. **Mecanismos Regulatórios, Tarifários e Econômicos na Geração Distribuída: O caso dos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede.** 2002. 135 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2002.

ROMAGNOLI, Henrique C. **Identificação de barreiras à geração distribuída no marco regulatório atual do setor elétrico brasileiro.** 2005. 127 f. Dissertação

(Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2005.

SOLAR VIEW. **Monitoramento unidade pública**. UTFPR PB. 2021. Disponível em: <https://my.solarview.com.br/monitoramento-unidade-publica/14585?und=19635>. Acesso em: 01 de novembro de 2021.

UTFPR, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. **Eficiência Energética e P&D. campus Pato Branco. Março, 2020.** Disponível em: <http://www.utfpr.edu.br/noticias/pato-branco/inauguracoes>. Acesso em: 15 de julho de 2020.

UTFPR, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. **Eficiência Energética. campus Pato Branco. Março, 2021.** Disponível em: <https://portal.utfpr.edu.br/noticias/pato-branco/eficiencia-energetica-3>. Acesso em: 5 de abril de 2021.

APÊNDICE A - Cálculo das entradas de caixa em todos os cenários

Cálculo das Entradas de Caixa em Todos os Cenários

As tabelas apresentadas aqui foram calculadas com a metodologia apresentada na Seção 3.

Tabela 9 - Entradas de caixa na regra atual para o Cenário 1

Investimento no Projeto	R\$ 1.331.786,55		Queda na Geração Anual		0,50%			
Custo de Manutenção Anual	R\$ 13.317,87		ICMS		29%			
Reajuste Tarifário Médio	9,84%		PIS + COFINS		8,60%			
Ano	Tarifa de Energia Elétrica				Geração Anual Média (kWh)	Consumo Simult. (kWh)	Crédito Gerado (kWh)	Entradas de Caixa (R\$)
	Fora de Ponta (R\$/kWh)							
	S/ Impostos		C/ Impostos					
	TE	TUSD	TE	TUSD				
1	0,27536	0,08260	0,40976	0,12292	523.848	183.347	340.501	254.237,65
2	0,30246	0,09073	0,46608	0,13981	521.229	182.430	338.799	289.931,87
3	0,33222	0,09966	0,51194	0,15357	518.623	181.518	337.105	318.106,20
4	0,36491	0,10946	0,56231	0,16868	516.030	180.610	335.419	348.898,15
5	0,40081	0,12023	0,61764	0,18528	513.449	179.707	333.742	382.550,91
6	0,44025	0,13206	0,67842	0,20351	510.882	178.809	332.073	419.330,29

Fonte: Autoria própria

Tabela 10 - Entradas de caixa na alternativa 1 para o Cenário 1

Peso da TUSD - Fio B na Tarifa de Energia Elétrica Líquida					28%			
Investimento no Projeto	R\$ 1.331.786,55		Queda na Geração Anual		0,50%			
Custo de Manutenção Anual	R\$ 13.317,87		ICMS		29%			
Reajuste Tarifário Médio	9,84%		PIS + COFINS		8,60%			
Ano	Tarifa de Energia Elétrica				Geração Anual Média (kWh)	Consumo Simult. (kWh)	Crédito Gerado (kWh)	Entradas de Caixa (R\$)
	Fora de Ponta (R\$/kWh)							
	S/ Impostos		C/ Impostos					
	TE	TUSD	TE	TUSD				
1	0,27536	0,08260	0,40976	0,12292	523.848	183.347	340.501	220.109,62
2	0,30246	0,09073	0,46608	0,13981	521.229	182.430	338.799	252.633,08
3	0,33222	0,09966	0,51194	0,15357	518.623	181.518	337.105	277.342,05
4	0,36491	0,10946	0,56231	0,16868	516.030	180.610	335.419	304.346,68
5	0,40081	0,12023	0,61764	0,18528	513.449	179.707	333.742	333.860,26
6	0,44025	0,13206	0,67842	0,20351	510.882	178.809	332.073	366.115,88

Fonte: Autoria própria

Tabela 11 - Entradas de caixa na regra atual para o Cenário 2

Investimento no Projeto	R\$ 1.331.786,55		Queda na Geração Anual		0,50%			
Custo de Manutenção Anual	R\$ 13.317,87		ICMS		29%			
Reajuste Tarifário Médio	9,84%		PIS + COFINS		8,60%			
Ano	Tarifa de Energia Elétrica				Geração Anual Média (kWh)	Consumo Simult. (kWh)	Crédito Gerado (kWh)	Entradas de Caixa (R\$)
	Fora de Ponta (R\$/kWh)							
	S/ Impostos		C/ Impostos					
	TE	TUSD	TE	TUSD				
1	0,27536	0,08260	0,40976	0,12292	523.848	288.116	235.732	257.772,37
2	0,30246	0,09073	0,46608	0,13981	521.229	286.676	234.553	293.795,00
3	0,33222	0,09966	0,51194	0,15357	518.623	285.242	233.380	322.328,24
4	0,36491	0,10946	0,56231	0,16868	516.030	283.816	232.213	353.512,45
5	0,40081	0,12023	0,61764	0,18528	513.449	282.397	231.052	387.593,92
6	0,44025	0,13206	0,67842	0,20351	510.882	280.985	229.897	424.841,83

Fonte: Autoria própria

Tabela 12 - Entradas de caixa na alternativa 1 para o Cenário 2

Peso da TUSD - Fio B na Tarifa de Energia Elétrica Líquida								28%
Investimento no Projeto	R\$ 1.331.786,55		Queda na Geração Anual		0,50%			
Custo de Manutenção Anual	R\$ 13.317,87		ICMS		29%			
Reajuste Tarifário Médio	9,84%		PIS + COFINS		8,60%			
Ano	Tarifa de Energia Elétrica				Geração Anual Média (kWh)	Consumo Simult. (kWh)	Crédito Gerado (kWh)	Entradas de Caixa (R\$)
	Fora de Ponta (R\$/kWh)							
	S/ Impostos		C/ Impostos					
	TE	TUSD	TE	TUSD				
1	0,27536	0,08260	0,40976	0,12292	523.848	288.116	235.732	234.145,27
2	0,30246	0,09073	0,46608	0,13981	521.229	286.676	234.553	267.972,75
3	0,33222	0,09966	0,51194	0,15357	518.623	285.242	233.380	294.106,90
4	0,36491	0,10946	0,56231	0,16868	516.030	283.816	232.213	322.669,12
5	0,40081	0,12023	0,61764	0,18528	513.449	282.397	231.052	353.885,00
6	0,44025	0,13206	0,67842	0,20351	510.882	280.985	229.897	388.001,09

Fonte: Autoria própria

Tabela 13 - Entradas de caixa na regra atual para o Cenário 3

Investimento no Projeto	R\$ 1.331.786,55		Queda na Geração Anual		0,50%			
Custo de Manutenção Anual	R\$ 13.317,87		ICMS		29%			
Reajuste Tarifário Médio	9,84%		PIS + COFINS		8,60%			
Ano	Tarifa de Energia Elétrica				Geração Anual Média (kWh)	Consumo Simult. (kWh)	Crédito Gerado (kWh)	Entradas de Caixa (R\$)
	Fora de Ponta (R\$/kWh)							
	S/ Impostos		C/ Impostos					
	TE	TUSD	TE	TUSD				
1	0,27536	0,08260	0,40976	0,12292	523.848	392.886	130.962	261.307,09
2	0,30246	0,09073	0,46608	0,13981	521.229	390.922	130.307	297.658,12
3	0,33222	0,09966	0,51194	0,15357	518.623	388.967	129.656	326.550,28
4	0,36491	0,10946	0,56231	0,16868	516.030	387.022	129.007	358.126,75
5	0,40081	0,12023	0,61764	0,18528	513.449	385.087	128.362	392.636,92
6	0,44025	0,13206	0,67842	0,20351	510.882	383.162	127.721	430.353,37

Fonte: Autoria própria

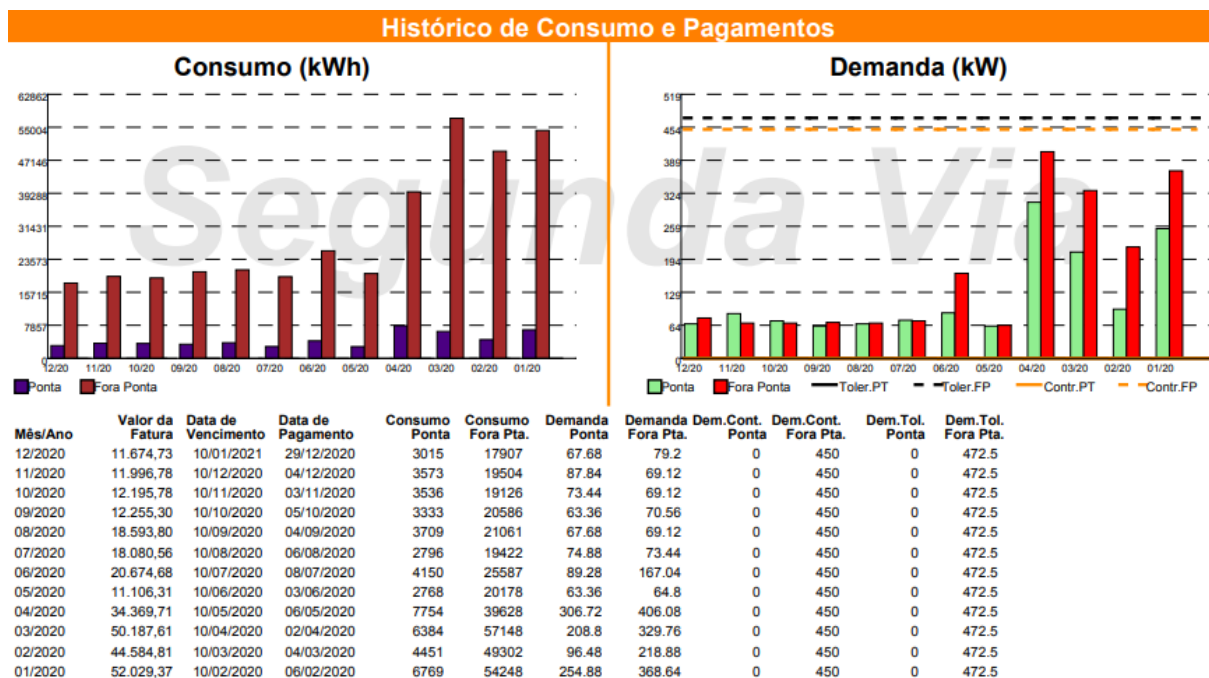
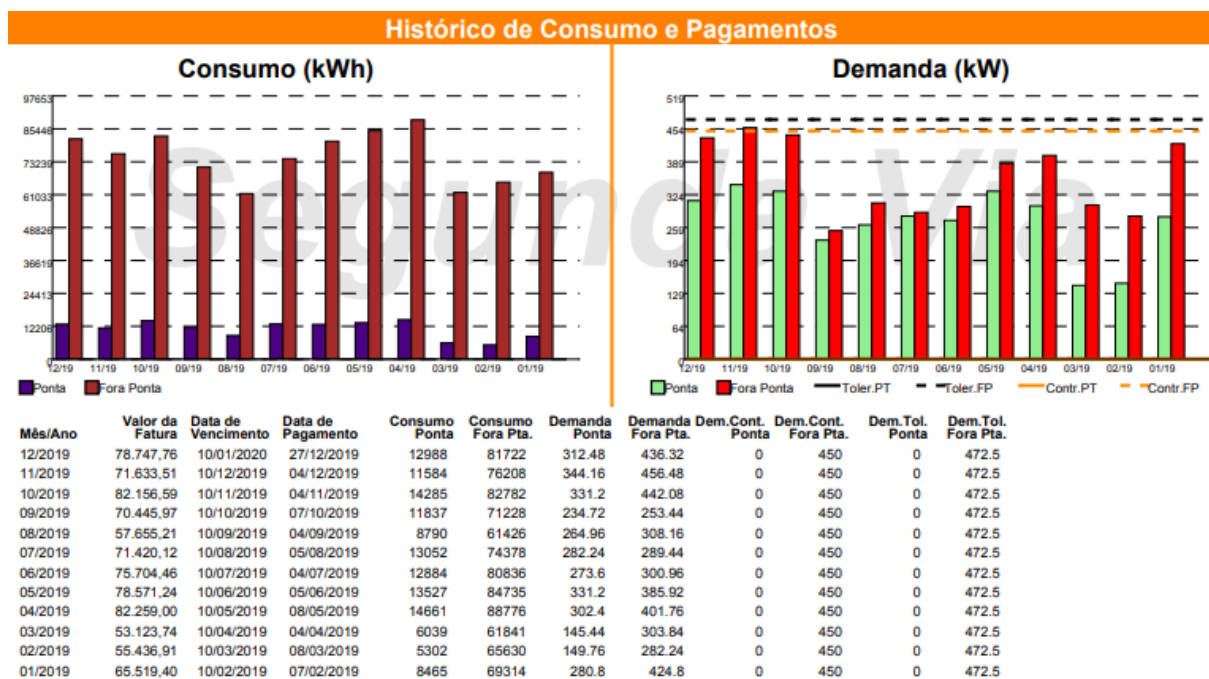
Tabela 14 - Entradas de caixa na alternativa 1 para o Cenário 3

Peso da TUSD - Fio B na Tarifa de Energia Elétrica Líquida								28%
Investimento no Projeto	R\$ 1.331.786,55		Queda na Geração Anual		0,50%			
Custo de Manutenção Anual	R\$ 13.317,87		ICMS		29%			
Reajuste Tarifário Médio	9,84%		PIS + COFINS		8,60%			
Ano	Tarifa de Energia Elétrica				Geração Anual Média (kWh)	Consumo Simult. (kWh)	Crédito Gerado (kWh)	Entradas de Caixa (R\$)
	Fora de Ponta (R\$/kWh)							
	S/ Impostos		C/ Impostos					
	TE	TUSD	TE	TUSD				
1	0,27536	0,08260	0,40976	0,12292	523.848	392.886	130.962	248.180,92
2	0,30246	0,09073	0,46608	0,13981	521.229	390.922	130.307	283.312,43
3	0,33222	0,09966	0,51194	0,15357	518.623	388.967	129.656	310.871,76
4	0,36491	0,10946	0,56231	0,16868	516.030	387.022	129.007	340.991,57
5	0,40081	0,12023	0,61764	0,18528	513.449	385.087	128.362	373.909,75
6	0,44025	0,13206	0,67842	0,20351	510.882	383.162	127.721	409.886,29

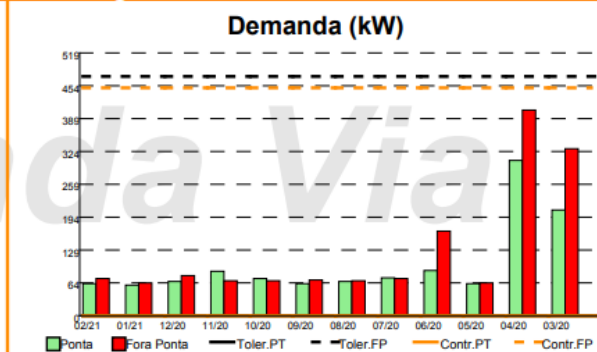
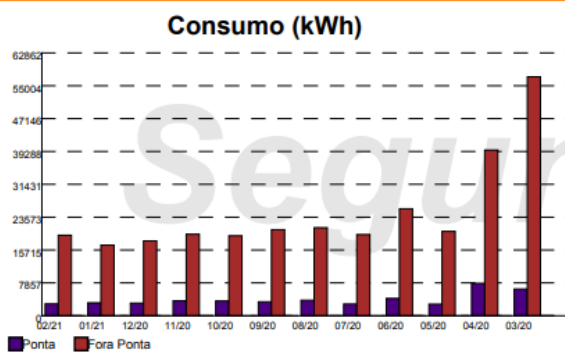
Fonte: Autoria própria

**ANEXO A - Histórico de Consumo e Faturamento de Energia Elétrica da
UTFPR, *campus* Pato Branco**

Histórico de consumo e faturamento de energia elétrica do período de janeiro de 2019 a fevereiro de 2021.



Histórico de Consumo e Pagamentos



Mês/Ano	Valor da Fatura	Data de Vencimento	Data de Pagamento	Consumo Ponta	Consumo Fora Pta.	Demanda Ponta	Demanda Fora Pta.	Dem.Cont. Ponta	Dem.Cont. Fora Pta.	Dem.Tol. Ponta	Dem.Tol. Fora Pta.
02/2021	11.551,91	10/03/2021		2828	19260	63.36	73.44	0	450	0	472.5
01/2021	11.405,38	10/02/2021	03/02/2021	3095	16880	60.48	64.8	0	450	0	472.5
12/2020	11.674,73	10/01/2021	29/12/2020	3015	17907	67.68	79.2	0	450	0	472.5
11/2020	11.996,78	10/12/2020	04/12/2020	3573	19504	87.84	69.12	0	450	0	472.5
10/2020	12.195,78	10/11/2020	03/11/2020	3536	19126	73.44	69.12	0	450	0	472.5
09/2020	12.255,30	10/10/2020	05/10/2020	3333	20586	63.36	70.56	0	450	0	472.5
08/2020	18.593,80	10/09/2020	04/09/2020	3709	21061	67.68	69.12	0	450	0	472.5
07/2020	18.080,56	10/08/2020	06/08/2020	2796	19422	74.88	73.44	0	450	0	472.5
06/2020	20.674,68	10/07/2020	08/07/2020	4150	25587	89.28	167.04	0	450	0	472.5
05/2020	11.106,31	10/06/2020	03/06/2020	2768	20178	63.36	64.8	0	450	0	472.5
04/2020	34.369,71	10/05/2020	06/05/2020	7754	39628	306.72	406.08	0	450	0	472.5
03/2020	50.187,61	10/04/2020	02/04/2020	6384	57148	208.8	329.76	0	450	0	472.5