



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

MURILO MONTENEGRO DE ALBUQUERQUE

**IMPACTO SOBRE MICROGERADORES FOTOVOLTAICOS DA ALTERAÇÃO DA
RESOLUÇÃO NORMATIVA 482/2012**

Recife
2019

MURILO MONTENEGRO DE ALBUQUERQUE

**IMPACTO SOBRE MICROGERADORES FOTOVOLTAICOS DA ALTERAÇÃO DA
RESOLUÇÃO NORMATIVA 482/2012**

Monografia apresentada ao curso de Engenharia Elétrica, como requisito parcial para a obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica, Centro de Tecnologia e Geociências da Universidade Federal de Pernambuco.

Orientador: Prof. Dr. Ronaldo Ribeiro Barbosa de Aquino.

Recife

2019

Catálogo na fonte
Bibliotecário Gabriel Luz, CRB-4 / 2222

A345i Albuquerque, Murilo Montenegro de.
Impacto sobre microgeradores fotovoltaicos da alteração da Resolução Normativa 482/2012 / Murilo Montenegro de Albuquerque – Recife, 2019.
96 f., figs., gráfs., tabs., siglas e símbolos.

Orientador: Prof. Dr. Ronaldo Ribeiro Barbosa de Aquino.
TCC (Graduação) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG. Departamento de Engenharia Elétrica, 2019.
Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Microgeração de energia. 3. Geração distribuída. 4. Energia solar fotovoltaica. 5. Sistema de compensação de energia. 6. Resolução Normativa 482/2012. I. Aquino, Ronaldo Ribeiro Barbosa de. (Orientador). II. Título.

UFPE

621.3 CDD (22. ed.)

BCTG/2019-329

MURILO MONTENEGRO DE ALBUQUERQUE

**IMPACTO SOBRE MICROGERADORES FOTOVOLTAICOS DA ALTERAÇÃO DA
RESOLUÇÃO NORMATIVA 482/2012**

Trabalho de Conclusão de Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito da disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso (EL403).

Aprovada em: 10/07/2019.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Ronaldo Ribeiro Barbosa de Aquino, D. Sc. (Orientador)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof^a. Milde Maria da Silva Lira, D. Sc.
Universidade Federal de Pernambuco

Prof^o. M. Sc. Jeydson Lopes d Silva
Universidade Federal de Pernambuco

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer à minha família, responsável por oferecer suporte financeiro e logístico que possibilitaram realizar o trabalho e diversas fases do curso com tranquilidade.

Agradecer também ao professor Ronaldo Ribeiro de Aquino pelas dicas e orientação ao longo do trabalho, as quais foram de extrema importância para a conclusão do mesmo.

Aos demais professores do curso o qual foram responsáveis pelas aulas e conhecimentos adquiridos ao longo de 5 anos.

A todos os meus colegas de curso os quais vem enfrentando as mesmas dificuldades ao longo dos últimos 5 anos e que se mostram solícitos nas horas de dúvidas e situações de extremo estresse.

A toda a equipe da ATP Solar, pelo 1 ano de convivência na qual estive trabalhando na mesma, responsável por boa parte dos conhecimentos adquiridos na área de Geração Distribuída.

Aos demais funcionários do departamento os quais contribuem para as aulas práticas e manutenção da qualidade de laboratórios e equipamentos.

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo discutir o impacto causado pela mudança no Sistema de Compensação de Energia vigente a partir da Resolução Normativa nº 482 de 2012. A mudança deve ocorrer nos próximos anos ocasionada pelo alto déficit gerado pela norma, que estabelece uma má remuneração da concessionária devido ao uso abusivo da rede elétrica. O trabalho utilizará os indicadores econômicos, tempo de Payback e Valor Presente Líquido para quantificar os diversos impactos que a alteração da REN 482/2012 irá trazer para os diferentes microgeradores fotovoltaicos, os quais são responsáveis pela grande maioria da potência instalada da Geração Distribuída. Também serão analisadas as diferentes alternativas de faturamento pela energia gerada na Geração Distribuída, com ênfase nas alternativas as quais a Agência Nacional de Energia Elétrica planeja utilizar, como divulgada na Análise de Impacto Regulatório no início de 2019.

Palavras-chave: Microgeração de energia. Geração distribuída. Energia solar fotovoltaica. Sistema de compensação de energia. Resolução Normativa 482/2012.

ABSTRACT

This work aims to discuss the impact caused by the change in the Energy Compensation System in force from the Normative Resolution 482 of 2012. The change must occur in the coming years due to the high deficit generated by the same due to the bad remuneration of the concessionaire due to the abusive use of the electricity grid. The work will use the economic indicators Payback time and Net Present Value to quantify the various impacts that the change of REN 482/2012 will bring to the different photovoltaic micro generators, which are responsible for the great majority of the installed power of the Distributed Generation. It will also analyze the different billing alternatives for the energy generated in the Distributed Generation, with emphasis on the alternatives that the National Electric Energy Agency plans to use, as disclosed in the Regulatory Impact Analysis at the beginning of 2019.

Keywords: Photovoltaic. Micro Generation. Distributed Generation. Solar Energy. Net-metering System. Normative Resolution 482/2012.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	-	Histórico de preço da tarifa na área de concessão da Celpe.....	22
Figura 2	-	Indicadores de qualidade de energia técnicos e comerciais.....	24
Figura 3	-	Horários de Ponta e Intermediários da CELPE.....	27
Figura 4	-	Estrutura da TUSD.....	29
Figura 5	-	Estrutura da TE.....	29
Figura 6	-	Esquema de residência com Sistema de GD.....	32
Figura 7	-	Níveis de irradiação solar no Brasil.....	34
Figura 8	-	Circuito equivalente de célula fotovoltaica.....	36
Figura 9	-	Curvas I-V e P-V de um módulo fotovoltaico.....	37
Figura 10	-	Contribuição dos clientes da GD nas diferentes alternativas (o colchete simboliza as parcelas a serem compensadas)	45
Figura 11	-	Evolução da Potência instalada de GD fotovoltaica.....	46

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 -	Quantidade de Sistemas Fotovoltaicos instalados por ano.....	18
Gráfico 2 -	Percentual nas modalidades dos clientes da GD.....	19
Gráfico 3 -	Efeito da irradiação solar na curva P-V.....	37
Gráfico 4 -	Efeito da irradiação solar na curva I-V.....	38
Gráfico 5 -	Efeito da temperatura na curva I-V.....	38
Gráfico 6 -	Curva de eficiência de um inversor fotovoltaico.....	39
Gráfico 7 -	Critério de diferencial para clientes na hora da compra.....	40
Gráfico 8 -	Geração de sistema fotovoltaico em dias críticos.....	42
Gráfico 9 -	Curva de demanda de um estabelecimento comercial.....	43
Gráfico 10 -	Curva de demanda de um estabelecimento residencial.....	44
Gráfico 11 -	Evolução temporal do VPL dos sistemas GD de compensação remota.....	47
Gráfico 12 -	Evolução temporal do VPL dos sistemas de GD de compensação local.....	48
Gráfico 13 -	Quantidade de empresas atuantes por UF.....	50
Gráfico 14 -	Número de sistemas fotovoltaicos conectados à rede em Pernambuco.....	51
Gráfico 15 -	Número de sistemas fotovoltaicos por modalidade.....	52
Gráfico 16 -	Potência instalada entre as diferentes modalidades de geração...	52
Gráfico 17 -	Quantidade de sistemas por subgrupo Tarifário.....	53
Gráfico 18 -	Sistemas por subgrupo tarifário no Autoconsumo remoto.....	56
Gráfico 19 -	Comportamento de geração de sistema de 6kW.....	60
Gráfico 20 -	Comportamento de geração para sistema de 20kW.....	61
Gráfico 21 -	Comportamento de geração de sistema de 8,5 kW.....	62
Gráfico 22 -	Comportamento de geração de sistema de 27,6kW.....	63
Gráfico 23 -	Preço do Sistema Fotovoltaico por nível de potência.....	70
Gráfico 24 -	Fluxos de Caixa das alternativas com TMA a 0% (UC Residencial - Geração Local)	73
Gráfico 25 -	Fluxo de Caixa das alternativas com TMA a 10% (UC Residencial – Geração Local)	75

Gráfico 26 - Fluxo de Caixa das alternativas com TMA a 0% (UC Comercial – Geração Local)	78
Gráfico 27 - Fluxo de Caixa das alternativas com TMA a 10% (UC Comercial – Geração Local)	80
Gráfico 28 - Fluxo de Caixa das alternativas com TMA a 0% (UC Residencial – Autoconsumo Remoto)	82
Gráfico 29 - Fluxo de Caixa das alternativas com TMA a 10% (UC Residencial – Autoconsumo Remoto)	84
Gráfico 30 - Fluxo de Caixa das alternativas com TMA a 0% (UC Comercial – Autoconsumo Remoto)	86
Gráfico 31 - Fluxo de Caixa das alternativas com TMA a 10% (UC Comercial – Autoconsumo Remoto)	88

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 -	Grupos de clientes da alta tensão.....	25
Tabela 2 -	Grupos de clientes da baixa tensão.....	26
Tabela 3 -	Cálculo do valor de energia para tarifas monômias e binômias.....	27
Tabela 4 -	Ranking de valores de tarifas de energia nacional.....	30
Tabela 5 -	Ranking de estados com mais potência fotovoltaica instalada.....	33
Tabela 6 -	Classificação de clientes da GD com múltiplas UCs de acordo com forma de faturamento da energia.....	34
Tabela 7 -	Resultados finais de simulação da ANEEL de compensação remota.....	47
Tabela 8 -	Resultados finais de simulação da ANEEL de compensação local.....	48
Tabela 9 -	Quantidade de sistemas por tipo de UC e por subgrupo tarifário.....	54
Tabela 10 -	Potência instalada por tipo de UC e por subgrupo tarifário.....	54
Tabela 11 -	Clientes típicos na modalidade de Geração Local.....	55
Tabela 12 -	Quantidade de sistemas por tipo de UC e por subgrupo tarifário no Autoconsumo remoto.....	56
Tabela 13 -	Potência instalada por tipo de UC e por subgrupo tarifário no Autoconsumo remoto.....	56
Tabela 14 -	Clientes típicos do Autoconsumo remoto em Pernambuco.....	57
Tabela 15 -	Sistemas típicos simulados para a Geração Local.....	60
Tabela 16 -	Sistemas simulados para o Autoconsumo Remoto.....	61
Tabela 17 -	Valores de tarifas do grupo B da CELPE.....	63
Tabela 18 -	Custos divulgados pela CELPE em fatura de energia para baixa tensão...	64
Tabela 19 -	Composição dos Encargos Setoriais.....	64
Tabela 20 -	Valor da energia considerando componentes.....	65
Tabela 21 -	Componentes do preço da energia.....	65
Tabela 22 -	Valor da Energia injetada na rede por Alternativa adotada.....	65
Tabela 23 -	Tabela 23: Consumos Simultâneos informados na CP 10-2018.....	66
Tabela 24 -	Degradação de sistemas fotovoltaicos por tipo de tecnologia dos módulos.	68
Tabela 25 -	Dados informados na CP-2018 do custo de manutenção de um sistema GD por ano.....	69
Tabela 26 -	Características do fluxo de caixa para os 4 casos analisados.....	70
Tabela 27 -	Economia com impostos do sistema de UC Residencial (Geração Local) .	72
Tabela 28 -	Economia de Energia com TMA nula para as 6 alternativas (UC Residencial – Geração Local)	72

Tabela 29 -	Tempos de Payback e VPL para as alternativas no cenário com TMA nula (UC Residencial – Geração Local)	73
Tabela 30 -	Economia com energia por alternativa no cenário com TMA a 10% (UC Residencial – Geração Local)	75
Tabela 31 -	Tempos de Payback e VPL para as alternativas no cenário com TMA a 10% (UC Residencial – Geração Local)	76
Tabela 32 -	Economia com impostos e custos para sistema de UC Comercial (Geração Local)	77
Tabela 33 -	Economia com energia por alternativa no cenário com TMA nula para UC Comercial (Geração Local)	77
Tabela 34 -	Tempos de Payback e VPL para as alternativas no cenário com TMA nula (UC Comercial – Geração Local)	79
Tabela 35 -	Economia com energia por alternativa no cenário com TMA a 10% para UC Comercial (Geração Local)	79
Tabela 36 -	Tempos de Payback e VPL para as alternativas no cenário com TMA a 10% (UC Comercial – Geração Local)	80
Tabela 37 -	Economia com impostos e custos no cenário com TMA nula para sistema de UC Residencial (Autoconsumo Remoto)	81
Tabela 38 -	Economia com energia por alternativa no cenário com TMA a 0% para UC Residencial (Autoconsumo Remoto)	82
Tabela 39 -	Tempos de Payback e VPL para as alternativas no cenário com TMA a 0% (UC Residencial – Autoconsumo Remoto)	83
Tabela 40 -	Economia com energia por alternativa no cenário com TMA a 10% para UC Residencial (Autoconsumo Remoto)	84
Tabela 41 -	Tempos de Payback e VPL para as alternativas no cenário com TMA a 10% (UC Residencial – Autoconsumo Remoto)	85
Tabela 42 -	Economia com impostos e custos no cenário com TMA nula para sistema de UC Comercial (Autoconsumo Remoto)	85
Tabela 43 -	Economia com energia por alternativa no cenário com TMA a 10% para UC Comercial (Autoconsumo Remoto)	86
Tabela 44 -	Tempos de Payback e VPL para as alternativas no cenário com TMA a 0% (UC Comercial – Autoconsumo Remoto)	87
Tabela 45 -	Economia com energia por alternativa no cenário com TMA a 10% para UC Comercial (Autoconsumo Remoto)	88
Tabela 46 -	Tempos de Payback e VPL para as alternativas no cenário com TMA a 0% (UC Comercial – Autoconsumo Remoto)	89

Tabela 47 -	Resultados para Alternativas 0, 1 e 3 no cenário com TMA a 0%	89
Tabela 48 -	Resultados para Alternativas 0, 1 e 3 no cenário com TMA a 10%	90
Tabela 49 -	Previsão de mudança de alternativa	92

LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E SÍMBOLOS

°C	Graus Celsius
A	Ampere
AIR	Análise de Impacto Regulatório
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
C	Coulomb
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CELPE	Companhia Elétrica de Pernambuco
CME	Custo Marginal de Expansão
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CP	Consulta Pública
ESS	Encargo de Serviço Social
GD	Geração Distribuída
GW	Giga Watt
I_{mp}	Corrente de máxima potência
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
K	Kelvin
kV	Quilo Volt
kW	Quilo Watt
kWh	Quilo Watt-hora
kWh/m ²	Quilo Watt-hora por metro quadrado
kWp	Quilo Watt-pico
MME	Ministério de Minas e Energia
MW	Mega Watt
MWh	Mega Watt-hora
MWp	Mega Watt-pico
ONS	Operador Nacional de Sistema
PIS	Programa de Integração Social
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
P&D_EE	Projeto e Desenvolvimento de Eficiência Energética

PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia
PRORET	Procedimentos de Regulação Tarifária
REN	Resolução Normativa
RTA	Revisão Tarifária Anual
RTE	Revisão Tarifária Extraordinária
RTP	Revisão Tarifária Periódica
SCE	Sistema de Compensação de Energia
TE	Tarifa de Energia
TFSEE	Tarifa de Fiscalização e Serviços de Energia Elétrica
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
UC	Unidade Consumidora
V	Volt
V_{mp}	Tensão de Máxima Potência
W	Watt
Wp	Watt-pico
Ω	Ohm

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	17
1.1	OBJETIVOS GERAIS.....	20
1.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	20
1.3	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO.....	20
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	21
3	TARIFA DE ENERGIA	22
3.1	DEFINIÇÃO DA TARIFA.....	22
3.2	ESTRUTURA TARIFÁRIA.....	24
3.3	TRIBUTOS SOBRE A ENERGIA ELÉTRICA.....	30
4	ASPECTOS GERAIS DA GD	32
4.1	ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	35
4.1.1	Módulos Fotovoltaicos	35
4.1.2	Inversor Fotovoltaico	38
5	METODOLOGIA	41
5.1	AUDIÊNCIA PÚBLICA 001/2019.....	41
5.2	ALTERNATIVAS DE VALORAÇÃO DE ENERGIA.....	44
5.3	CARACTERÍSTICADO MICROGERADOR PADRÃO EM PERNAMBUCO.....	49
5.3.1	Geração Local em Pernambuco	52
5.3.2	Autoconsumo Remoto em Pernambuco	55
5.4	INDICADORES ECONÔMICOS.....	57
5.5	FLUXO DE CAIXA DO SISTEMA FOTOVOLTAICO NA GD.....	59
5.5.1	Geração de Energia	59
5.5.2	Simultaneidade de Consumo de Energia Fotovoltaica	66
5.5.3	Degradação Natural do Sistema Fotovoltaico	67
5.5.4	Custo com Manutenção	68
5.5.5	Investimento Inicial	69
6	RESULTADOS OBTIDOS	71
6.1	SISTEMA PARA RESIDÊNCIA COM GERAÇÃO LOCAL.....	71
6.1.1	Cenário 1: TMA a 0% (Payback Simples)	71
6.1.2	Cenário 2: TMA a 10%	74

6.2	SISTEMA PARA UC COMERCIAL COM GERAÇÃO LOCAL.....	76
6.2.1	Cenário 1: TMA a 0%.....	76
6.2.2	Cenário 2: TMA a 10%.....	79
6.3	SISTEMA PARA UC RESIDENCIAL COM AUTOCONSUMO REMOTO	81
6.3.1	Cenário 1: TMA a 0%.....	81
6.3.2	Cenário 2: TMA a 10%.....	83
6.4	SISTEMA PARA UC COMERCIAL COM AUTOCONSUMO REMOTO..	85
6.4.1	Cenário 1: TMA a 0%.....	85
6.4.2	Cenário 2: TMA a 10%.....	87
6.5	SUMÁRIO DE RESULTADOS.....	89
7	CONCLUSÃO.....	91
7.1	SUGESTÃO DE NOVOS ESTUDOS.....	93
	REFERÊNCIAS.....	94

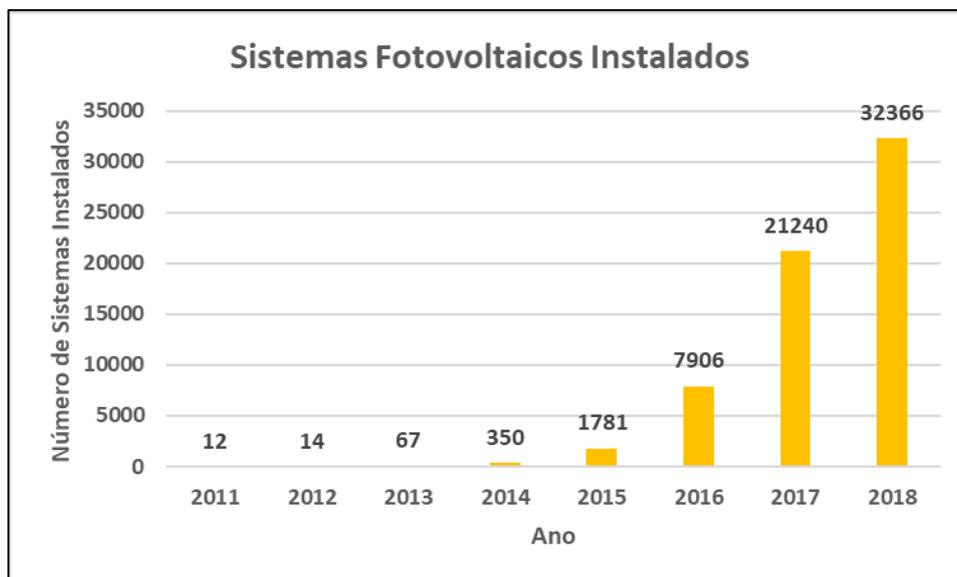
1 INTRODUÇÃO

A resolução Normativa Nº 482/2012 foi utilizada para impulsionar a instalação de sistemas fotovoltaicos no país. A Resolução Normativa foi resultado da Consulta Pública Nº 15/2010 e da Audiência Pública Nº 45/2011, em que foram debatidos os dispositivos legais a serem utilizados na conexão de sistemas de pequeno porte no sistema elétrico nacional (ANEEL, 2016). A resolução contou ainda com uma atualização no ano de 2016, realizada após a Audiência Pública Nº 26/2015, pois alguns estabelecimentos da resolução normativa original estavam em desacordo com as Condições Gerais de Fornecimento (REN Nº 414/2010) e o Procedimento de Conexão na rede de Distribuição de Energia Elétrica (PRODIST). A atualização (REN Nº 687/2015), tratou-se de uma readequação.

O módulo 3 do PRODIST estabelece as condições de acesso à rede elétrica, bem como os requisitos de projetos e as responsabilidades legais de ambas as partes. A seção 3.7 está voltada especificamente para os sistemas GD, sendo de fundamental importância para definir a documentação a ser apresentada e o processo burocrático a ser seguido frente à concessionária de energia, bem como as responsabilidades legais e os prazos a serem respeitados no processo em questão.

O impulsionamento de instalação de sistemas GD acarretado pela REN 482/2012 pode ser observado no Gráfico 1, obtido a partir da dados divulgados pela pesquisa GREENER no 2º semestre de 2018. O crescimento anual de sistemas instalados intensificou consideravelmente depois do ano de 2012. Segundo a pesquisa, a potência instalada de sistemas fotovoltaicos até o 2º semestre de 2018 chegará a ultrapassar o valor de 130 MWp.

Gráfico 1: Quantidade de Sistemas Fotovoltaicos instalados por ano

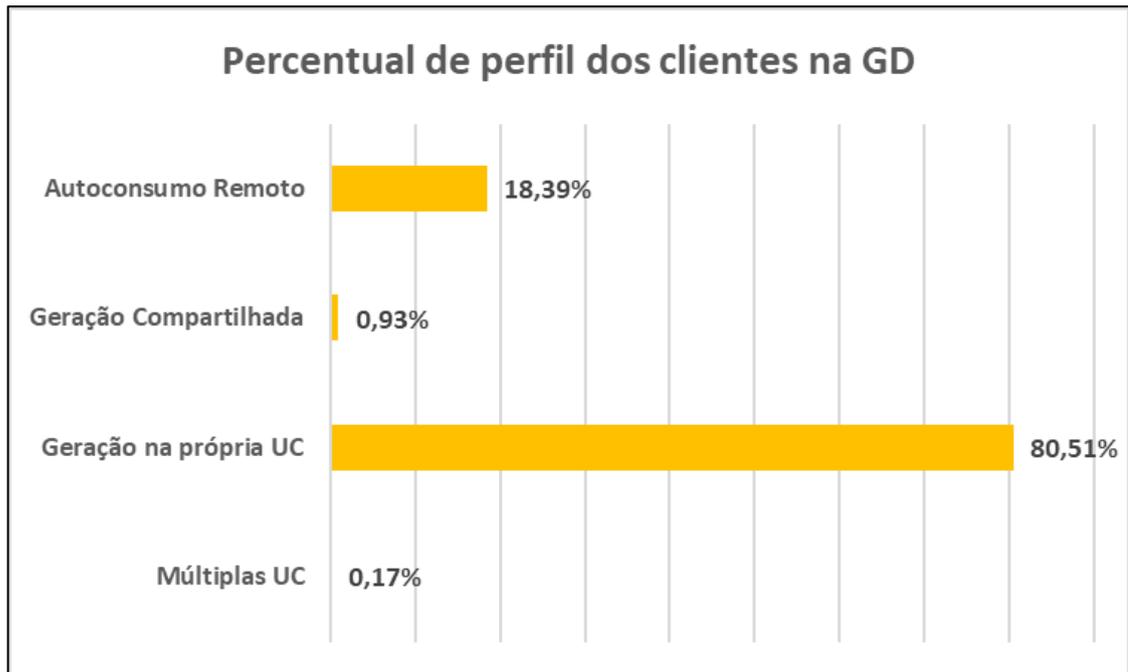


Fonte: O autor (2019)

A atual norma vigente, apesar de trazer grandes benefícios aos interessados em investir em sistemas fotovoltaicos de pequeno porte e consequentemente expandir o mercado de execução de projetos e prestação de serviços relacionados à área, está trazendo prejuízo para as concessionárias de energia. Isso ocorre porque pelo atual sistema de compensação, o microgerador fica isento de contribuir com os diversos encargos presentes na tarifa de energia e com a Tarifa de Utilização do Sistema de Distribuição. Pode-se considerar que os microgeradores utilizam a rede sem contribuir com as despesas da mesma

A situação se agrava quando consideramos o autoconsumo remoto, no qual uma residência recebe créditos de energia de um sistema fotovoltaico instalado em outra localidade. Segundo o Gráfico 2 obtido a partir da pesquisa GREENER do 2º semestre de 2018, aproximadamente 18,4% dos clientes da GD optaram pelo autoconsumo remoto. Isso representa aproximadamente 23,92 MWp instalados na rede atualmente.

Gráfico 2: Percentual nas modalidades dos clientes da GD



Fonte: GREENER (2018)

Esse custo atualmente está sendo assumido pelas concessionárias e futuramente será repassado para os diversos clientes os quais não estão incluídos no sistema de compensação nas futuras revisões tarifárias. Isso acarretará em um aumento desproporcional do preço da energia para esses clientes, gerando assim um faturamento inadequado para os mesmos. (ANEEL, 2019).

Devido a tal situação, vem-se buscando uma alternativa para equilibrar o faturamento de energia de ambos os clientes da concessionária (microgeradores e não-microgeradores), o que levou à realização da Consulta Pública 001/2019, visando encontrar uma solução que não acarrete em danos financeiros muito graves para os microgeradores. Após a CP 001/2019, a tendência é a alteração da REN 687/2015 para que os microgeradores assumam parte dos custos da TUSD, de modo a diminuir o prejuízo das concessionárias.

A alteração da norma reduzindo os benefícios daqueles os quais optam pela solução do Sistema de GD acarretará numa retração do mercado, pois menos investidores estarão dispostos a instalar o sistema com um custo de oportunidade mais elevado. Isso poderá ser observado nos indicadores econômicos, pois o tempo de Payback dos mesmos irá aumentar, enquanto o Valor Presente Líquido irá diminuir.

1.1 OBJETIVO GERAL

Este trabalho tem como objetivo geral mostrar no formato de dados numéricos os impactos a serem submetidos os novos microgeradores fotovoltaicos com a mudança da resolução normativa responsável pela remuneração dos mesmos, abordando em específico os possíveis novos sistemas de compensação de energia.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Como objetivo específico, esse trabalho mostra evidenciar o impacto da forma mais precisa para os microgeradores do estado de Pernambuco, dado que as condições de instalação e geração variam de estado para estado, não sendo possível unificar o tamanho do impacto para todo o território nacional.

1.3 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Esse trabalho é dividido em duas partes. Na primeira são apresentados de maneira teórica a composição da tarifa de energia, o significado e cenário atual da Geração Distribuída e a composição de um sistema fotovoltaico.

A segunda parte está direcionada para a discussão da mudança da norma e seus impactos, sendo abordado os motivos para a mudança da mesma e as possíveis alternativas. Em seguida são apresentados os resultados para todos os casos relevantes no cenário atual da GD.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Pode-se definir a revisão bibliográfica a partir das duas partes nas quais o trabalho está dividido.

A primeira parte é baseada em normas publicadas pela ANEEL as quais compõem o Procedimento de Regulação Tarifária (PRORET), para a elaboração do capítulo referente à Tarifa de Energia, enquanto no capítulo a respeito dos aspectos gerais da GD utilizam-se dados publicados pela ANEEL.

A segunda parte composta pela Metodologia utiliza-se diretamente informações contidas na AIR publicada pela ANEEL após a CP 0108/2018, a qual trata diretamente da questão da revisão da REN 482, explicando os motivos alegados pela concessionária para a alteração da norma. Posteriormente procura-se traçar o perfil dos sistemas típicos da região utilizando dados publicados diretamente pela ANEEL.

3 TARIFA DE ENERGIA

Será analisada agora a tarifa de energia.

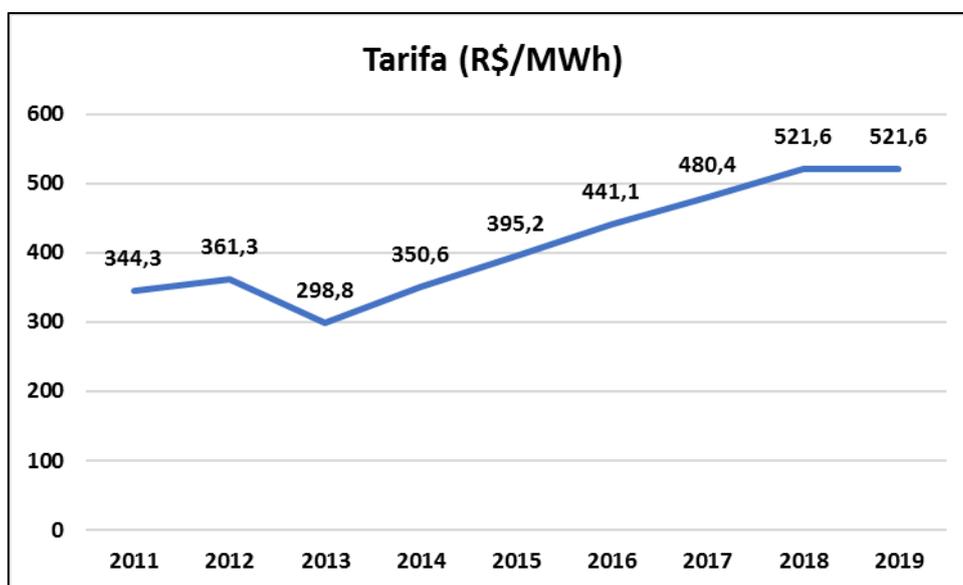
3.1 DEFINIÇÃO DA TARIFA

Para a compreensão da desvantagem financeira das concessionárias de energia no formato atual de faturamento da energia gerada na GD, é necessária a compreensão da estrutura da tarifa de energia, analisando todos os seus componentes.

A ANEEL é responsável pelo cálculo da tarifa, sempre na busca do equilíbrio entre o preço justo para o consumidor e as necessidades financeiras das distribuidoras de energia. Em muitos casos esse objetivo não é completamente atendido devido à assimetria de informação entre as empresas e a agência. As empresas reguladas podem manipular os dados de custos operacionais e de aquisição de energia de modo a fazer com que a revisão tarifária favoreça a seus interesses. (JANUZZI, 2018).

Nos últimos anos, o valor da tarifa possui uma tendência de crescimento. Segundo os dados da Figura 1 obtidos no banco de dados da ANEEL, houve um aumento de aproximadamente 51,4% em 8 anos.

Figura 1: Histórico de preço da tarifa na área de concessão da Celpe.



Fonte: O autor (2019).

Qualquer procedimento referente à alteração de tarifa ou alteração de filosofia na definição do valor de tarifa deve ser realizado respeitando as normas do PRORET (Procedimentos de Regulação Tarifária), dividido atualmente em 12 módulos. O PRORET reúne todas as Resoluções Normativas referentes a quaisquer valores de tarifas pelos diferentes tipos de empresas vinculadas ao serviço de fornecimento de energia (Permissionárias e Concessionárias).

A atualização de tarifa pode ser realizada com base na atualização dos valores de custo dos serviços prestados pelas empresas fornecedoras de energia ou mesmo por uma questão de incentivos referentes à cumprimentos de metas e melhoria na qualidade dos indicadores comerciais e técnicos de tais empresas (JANUZZI, 2018).

Existem mecanismos legais, os quais permitem a revisão da tarifa ao longo do tempo, com a finalidade de conservar o equilíbrio econômico-financeiro. Tal mecanismo pode ser a Revisão Tarifária Periódica (com valor de período definido por contrato, caracterizando assim um período tarifário), denominado RTP, a revisão periódica anual (RTA), tratando-se de um procedimento semelhante à RTP e ainda poderá ser realizada uma Revisão de Tarifa Extraordinária, prevista no Submódulo 2.9 do PRORET aprovado na REN 791/2017.

A Revisão Tarifária Periódica busca alterar o valor da tarifa com base na otimização da remuneração da empresa fornecedora de energia e serviços, bem como uma redução no custo da prestação de serviços, sendo realizada no final de cada ciclo tarifária, definido previamente em contrato. A Revisão Tarifária Anual, por outro lado, busca manter o equilíbrio econômico-financeiro durante o ciclo tarifário por meio de mudanças percentuais de menor intensidade no valor da tarifa, utilizando índices comerciais e técnicos dentro de um período de 12 meses (JANUZZI, 2018).

Ainda pode ser convocada uma Revisão Tarifária Extraordinária, quando a RTA e a RTP não conseguem de fato exercer seus objetivos. Segundo o tópico 3 do Submódulo 2.9 do PRORET, para que a RTE seja admitida, deve-se estar comprovada que o fato gerador seja a causa do desequilíbrio econômico-financeiro presente, além de evidenciar iniciativas proativas da empresa para atenuar tal desequilíbrio. Além disso, deve estar evidenciado que tal desequilíbrio não se origina de ineficiências empresariais (ANEEL, 2017).

A Figura 2 mostra os indicadores a serem levados em consideração na revisão de tarifa, bem como a Resolução Normativa referente a cada índice e seus parâmetros de referência.

Figura 2: Indicadores de qualidade de energia técnicos e comerciais

Sigla Indicador	Indicador	Definição	Padrões Estabelecidos para Atendimento	Distribuidoras Avaliadas	Regulamentação
Comerciais					
FER	Frequência Equivalente de Reclamação	Frequência equivalente de reclamações a cada mil unidades consumidoras	Valor máximo definido para cada Distribuidora	Todas	REN nº 574/2012
IASC	Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor	Resultado de pesquisa de avaliação do grau de satisfação do consumidor residencial com os serviços prestados	Valor mínimo de 70	Todas	
INS	Indicador de Nível de Serviço do Atendimento Telefônico	Relação das chamadas atendidas pelas chamadas recebidas menos abandonadas	Valor maior ou igual a 85%	Aquelas com mais de 60 mil unidades	Art. 188 da REN nº 414/2010
IAb	Indicador de Abandono do Atendimento Telefônico	Relação das chamadas abandonadas sobre recebidas menos abandonadas	Valor menor ou igual a 4%	Aquelas com mais de 60 mil unidades	Art. 188 da REN nº 414/2010
ICO	Indicador de Chamadas Ocupadas do Atendimento Telefônico	Relação das chamadas ocupadas sobre oferecidas	Valor menor ou igual a: 4% até 2014; 2% a partir de 2015	Aquelas com mais de 60 mil unidades	Art. 188 da REN nº 414/2010
Técnicos					
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	Tempo que uma UC ficou sem energia elétrica para certo período	Valor máximo definido para cada Distribuidora	Todas	Módulo 8 do PRODIST
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	Número de vezes que uma UC ficou sem energia elétrica para certo período	Valor máximo definido para cada Distribuidora	Todas	Módulo 8 do PRODIST

Fonte: ANEEL (2018)

3.1 ESTRUTURA TARIFÁRIA

Na tarifa de energia, tanto a remuneração da concessionária quanto os custos devido a políticas públicas referente a eficiência energética estão presentes. Portanto, deve-se entender a natureza heterogênea do valor o qual é cobrado para traçar um cenário envolvendo a geração distribuída.

O valor da tarifa pode ser entendido como a soma de duas grandes parcelas: Parcela A e Parcela B.

A Parcela A entende-se como o valor referente à custos não gerenciáveis, como a compra de energia de revenda, custos no processo de transmissão e os diversos encargos setoriais referentes aos programas públicos de eficiência energética (ANEEL,2017). O PRORET define o cálculo da parcela A como:

$$VPA = CE + CT + ES \quad (3.1)$$

Em que CE é o custo de aquisição de energia, CT é o custo de transmissão de energia e ES são os custos de encargos.

Já a Parcela B é referente a custos gerenciáveis, nos quais a empresa pode exercer um melhor controle sobre o mesmo através da eficiência na gestão e prestação de serviços (JANUZZI,2018). O PRORET define o valor da parcela B como:

$$VPB = (CAOM + CAA) \times (1 - P_m - MIQ) - OE \quad (3.2)$$

Em que estão presentes os custos de operação e manutenção (CAOM), custo anual de ativos (CAA), ajuste de valores de mercado (P_m), incentivos à qualidade de serviço (MIQ) e outras receitas envolvidas na prestação de serviço (OE).

Deve-se entender que o valor final a ser pago pelo cliente não se trata apenas da soma da parcela A e da parcela B, pois ainda deve-se considerar os tributos a serem pagos pela comercialização da energia.

Devido à existência de uma grande diversidade de clientes com necessidades distintas a serem supridas pela energia, existem diversas classes e subclasses de classificação de tarifas.

Primeiramente os clientes são divididos em clientes da alta tensão (Grupo A) e clientes da baixa tensão (Grupo B).

Os clientes do Grupo A são subdivididos de acordo com o nível de tensão do mesmo, visto que para ser considerado Grupo A basta ser fornecido com uma tensão acima de 2,3kV.

A Tabela 1 mostra os níveis de tensão do Grupo A, evidenciando que os grupos A4 e AS podem ser considerados como grupos de consumidores de média tensão.

Tabela 1: Grupos de clientes da alta tensão

GRUPO A	
SUBCLASSE	NÍVEL DE TENSÃO
A1	230kV ou mais
A2	De 88 a 138 kV
A3	69kV
A3a	De 30 a 44kV
A4	De 2,3 a 25kV
AS	Sistemas subterrâneos

Fonte: PROCEL (2011)

Já no Grupo B estão os consumidores de baixa tensão, os quais são subdivididos de acordo com as características estruturais do mesmo.

A Tabela 2 mostra todas as subclasses da baixa tensão. Todos os clientes da baixa possuem tarifa do tipo monômnia (não sofre interferência do horário fora-ponta), pois o valor a ser pago pela energia é calculado pela expressão:

$$\text{Valor a ser pago} = \text{Tarifa de energia} * \text{Consumo de energia (kWh)}$$

$$\text{Valor a ser pago} = \text{Tarifa de energia} * \text{Consumo de energia (kWh)} \quad (3.3)$$

Tabela 2: Grupos de clientes da baixa tensão

GRUPO B	
SUBCLASSE	NÍVEL DE TENSÃO
B1	Residencial
B2	Rural
B3	Demais Classes
B4	Iluminação Pública

Fonte: PROCEL (2011)

Os clientes no grupo B presentes na subclasse Branca (disponível para todas os subgrupos exceto o B4 e as unidades de baixa renda) tem seu valor de energia alterado de acordo com a hora do dia em que a energia é consumida.

Para os clientes do grupo A, deve-se levar em conta não apenas o consumo de energia, mas também o horário o qual a energia foi consumida. É definido o período

de ponta como o período de 3 horas diárias no qual a demanda pela energia é mais alta, tornando o preço da energia mais caro. Por isso, os clientes da média e alta tensão devem estabelecer uma demanda por contrato, para que a partir da mesma se calcule o consumo do mesmo no horário de ponta (PROCEL, 2011).

A Figura 3 demonstra o horário de ponta utilizado pela CELPE. Em alguns contratos, o valor da energia nos horários intermediários também pode ser diferenciado.

Figura 3: Horários de Ponta e Intermediários da CELPE

Distribuidora	Intermediario-1	PONTA	Intermediario-2
Celpe	16:30-17:29	17:30-20:29	20:30-21:29

Fonte: Base de dados da ANEEL (2019)

Os consumidores desse grupo se dividem em 3 modalidades de estrutura de tarifa: os clientes na estrutura tarifária convencional, os clientes na modalidade horo-sazonal verde e os clientes na modalidade horo-sazonal azul (PROCEL, 2011).

Para os clientes na estrutura tarifária convencional, o valor a ser pago pela energia é disposto em duas parcelas distintas: a parcela de consumo e a parcela de demanda, definida para qualquer horário do dia em qualquer estação. Ainda pode-se estabelecer uma terceira parcela a respeito da demanda de ultrapassagem, caso a demanda consumida seja superior à demanda contratada, como forma de penalidade.

Já na modalidade horo-sazonal verde, opcional para os clientes A3a, A4 e AS, define-se uma demanda para período seco e para período úmido, enquanto na modalidade horo-sazonal azul, obrigatória para os grupos A1, A2 e A3 e opcional, para os grupos A3a, A4 e AS, define-se duas demandas, uma para horário de ponta e outra para horário fora-ponta. Os cálculos referentes as parcelas dessas duas modalidades são similares ao cálculo na estrutura convencional, com algumas modificações para adequação ao modelo contratual. A Tabela 3 detalha todos os cálculos de consumo de energia no grupo A.

Tabela 3: Cálculo do valor de energia para tarifas monômias e binômias

CÁLCULO DE VALOR DA ENERGIA NO GRUPO A NAS DIFERENTES ESTRUTURAS TARIFÁRIAS				
MODALIDADE	Demanda Contratada	Parcela de Consumo	Parcela de Demanda	Parcela de Ultrapassagem
Estrutura convencional	Demanda única	Tarifa de ponta * Consumo na ponta + Tarifa fora ponta * Consumo na fora ponta	Demanda contratada * Tarifa de Demanda	Demanda medida * Tarifa de ultrapassagem
Estrutura horo-sazonal verde	Demanda de acordo com estação do ano	Tarifa de ponta * Consumo na ponta + Tarifa fora ponta * Consumo na fora ponta	Demanda contratada * Tarifa de Demanda	Demanda medida * Tarifa de ultrapassagem
Estrutura horo-sazonal azul	Demanda de acordo com hora do dia	Tarifa de ponta * Consumo na ponta + Tarifa fora ponta * Consumo na fora ponta	Demanda de ponta* Tarifa da demanda de ponta + Demanda de fora ponta*Tarifa de Demanda fora ponta	Demanda medida na ponta * Tarifa de ultrapassagem na ponta + Demanda medida na fora ponta * Tarifa de ultrapassagem na fora ponta

Fonte: PROCEL (2011)

A tarifa em si é composta por duas grandes parcelas: a Tarifa de Energia e a Tarifa sobre Utilização do Sistema de Distribuição. A taxa inicial é composta pelo preço de energia de revenda e pelos encargos associados à energia em si. Já a segunda parcela é responsável pela remuneração da empresa a qual realiza a distribuição e encargos referentes à prestação dos serviços (ANEEL, 2017).

A empresa responsável pela transmissão é remunerada através da Tarifa de Uso da rede de Transmissão, a qual está embutida na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD).

Pelo fato de a TUSD remunerar uma grande quantidade de custos de diferentes em diferentes pontos do sistema elétrico, o Submódulo 7.1 do PRORET divide a mesma em 4 partes: TUSD – Fio A, TUSD – Fio B, TUSD – Encargos e TUSD – Perdas.

A TUSD – Fio A agrega os custos referentes à transmissão e à distribuição, presentes na parcela A de custos não gerenciáveis como descrito anteriormente. Nessa parte da TUSD estão embutidos os custos da TUST, de novas conexões tanto da transmissão como da distribuição e o custo da utilização do sistema de distribuição por parte de outras concessionárias.

A TUSD – Fio B está relacionada com a remuneração de ativos da empresa de distribuição, além do custo da prestação de serviços de manutenção e administração no sistema de distribuição.

Na parcela da TUSD referentes à Encargos, estão presentes as contribuições obrigatórias à programas de incentivo à eficiência energética repassados para o consumidor, como já discutido anteriormente. Os programas beneficiados são: programa de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D_EE), Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE), Quota de Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (PROINFA).

Na TUSD – Perdas estão presentes a todos os tipos de perdas (Técnicas e Não-Técnicas), perdas Regulatórias e Receitas Irrecuperáveis (ANEEL, 2017). A Figura 4 representa de forma esquemática uma visão geral sobre a TUSD.

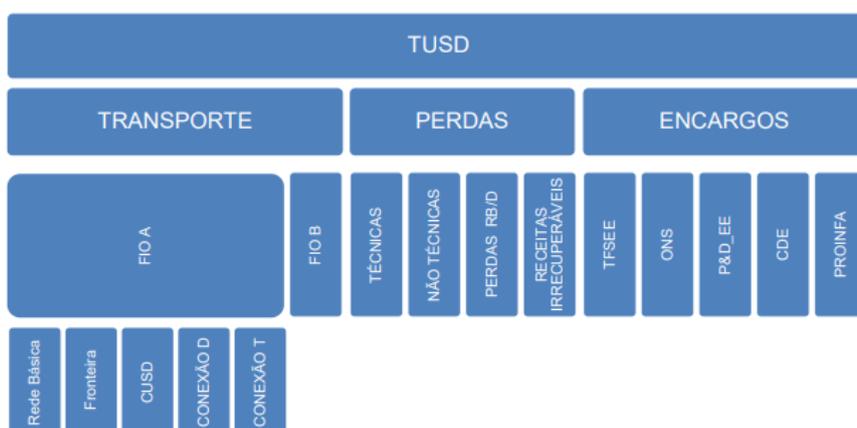
Já a Tarifa de Energia é dividida em 3 grandes partes: TE – Energia, TE – Transporte, TE – Encargos e TE – Perdas.

A TE energia está direcionada diretamente ao custo da energia e no preço de revenda para o consumidor, enquanto a TE – Transporte remunera as perdas no transporte da energia adquirida da usina de Itaipu.

Na TE – Encargos estão presentes as seguintes contribuições: Encargos de Serviços do Sistema (ESS), Encargo de Energia de Reserva (EER), Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D_EE) e Quota da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). Os encargos CDE e P&D_EE aparecem tanto na TUSD quanto na TE. Isso ocorre devido a base de cálculo das contribuições, a qual leva em conta tanto a energia comercializada quanto a prestação de serviços.

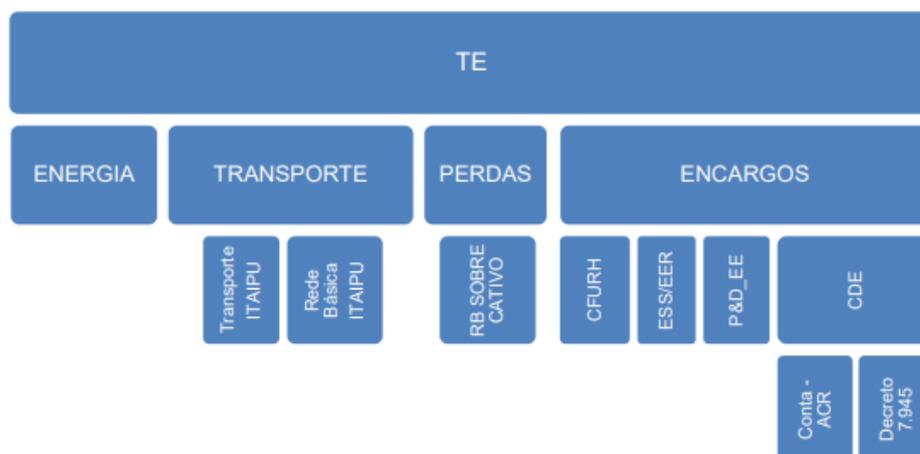
As perdas presentes na TE são definidas pela ANEEL como as perdas na rede básica devido ao mercado de referência. A Figura 5 esquematiza a estrutura da TE.

Figura 4: Estrutura da TUSD



Fonte: ANEEL (2016)

Figura 5: Estrutura da TE



Fonte: ANEEL (2016)

De acordo com o grupo e a modalidade o qual o consumidor está inserido, a TUSD e a TE assumem valores distintos. Isso ocorre pois os valores dessas duas parcelas da tarifa também são definidos de acordo com a modalidade de tarifa em que cliente está inserido.

A Tabela 4 mostra os valores de tarifas nos determinados postos tarifários nas distribuidoras mais caras do país e na distribuidora do estado de Pernambuco. A média nacional da tarifa convencional monômnia encontra-se em R\$ 0,522/kWh.

Tabela 4: Ranking de valores de tarifas de energia nacional

RANKING DE VALORES DAS TARIFAS (R\$/kWh)							
DISTRIBUIDORA	ESTADO	RANK	TARIFA CONVENCIONAL (MONÔMIA)	TARIFA BRANCA			
				PONTA	INTERMEDIÁRIA	FORA PONTA	
CERAL ARARUAMA	RJ	1	R\$ 0,870	R\$ 1,833	R\$ 1,222	R\$ 0,610	
CERCI	RJ	2	R\$ 0,819	R\$ 1,710	R\$ 1,144	R\$ 0,577	
CEDRI	SP	3	R\$ 0,784	R\$ 1,769	R\$ 1,173	R\$ 0,577	
CERES	RJ	4	R\$ 0,765	R\$ 1,736	R\$ 1,143	R\$ 0,550	
CERCOS	SE	5	R\$ 0,762	R\$ 1,597	R\$ 1,085	R\$ 0,574	
CELPE	PE	68	R\$ 0,522	R\$ 1,098	R\$ 0,695	R\$ 0,441	

Fonte: ANEEL (2019)

3.3 TRIBUTOS SOBRE A ENERGIA ELÉTRICA

A tarifa de energia não se trata do preço final a ser pago pelo consumidor. Isso ocorre devido aos impostos sobre a energia elétrica os quais aumentam o preço

consideravelmente. Atualmente são cobrados 3 tributos sobre a energia: ICMS, PIS e COFINS.

O ICMS se trata do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços, sendo um imposto de esfera estadual, compondo 25% do preço final da energia.

O PIS trata-se do imposto de Programa de Integração Social, enquanto o COFINS trata-se da Contribuição para Financiamento de Seguridade Social. O PIS possui uma alíquota de 1,35% enquanto o COFINS possui uma alíquota de 6,21%.

O valor final a ser pago pelo consumidor é dado pela expressão:

$$Preço = \frac{Tarifa}{1 - PIS - COFINS - ICMS} \quad (3.3)$$

Os tributos sobre a tarifa acabam funcionando como um contra incentivo ao consumo de energia, e ao mesmo tempo um incentivo à geração distribuída, visto que aqueles os quais possuem sistemas fotovoltaicos ficam isentos do pagamento dos tributos. No estado de Pernambuco, por exemplo, os impostos compõem 32,56% do valor da energia.

4 ASPECTOS GERAIS DA GD

A Geração Distribuída vem cada vez mais se popularizando devido ao barateamento dos equipamentos, aumento de vida útil e maior acesso à informação.

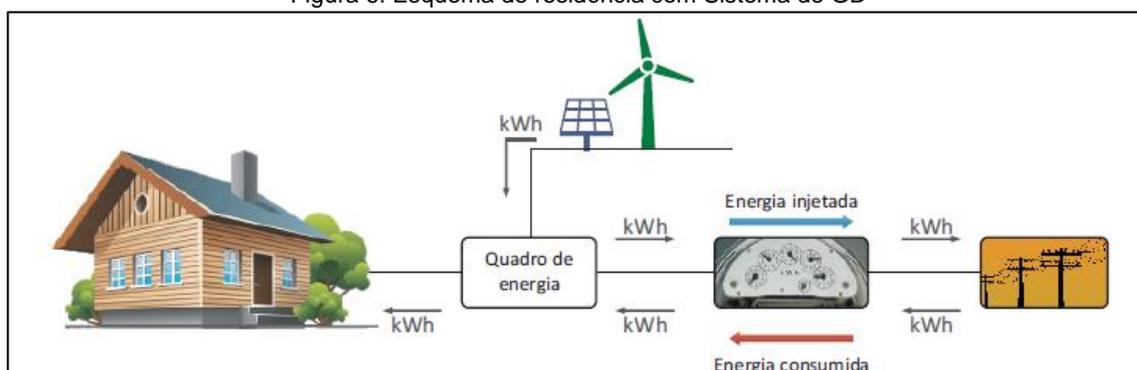
Pode-se entender como Geração Distribuída a geração realizada diretamente na rede a suprir apenas uma carga específica (JANUZZI, 2018). Os sistemas de Geração Distribuída podem utilizar diversas fontes de energia, sendo no Brasil as pequenas centrais hidrelétricas (PCH) e as células fotovoltaicas as mais populares (ANEEL, 2016).

A Geração Distribuída oferece vantagens como a diminuição da necessidade de expansão da rede ou construção de usinas térmicas por partes das geradoras e distribuidoras, uma economia a médio prazo por partes dos clientes investidores nessa solução, aumento de confiabilidade do sistema com a melhoria do desempenho deste nos períodos de carga pesada, além de benefícios ambientais como a redução de gases tóxicos (esse último ponto vem sendo discutido devido à poluição gerada pela fabricação dos equipamentos e na instalação de sistemas de geração distribuída).

Por outro lado, os sistemas de GD oferecem algumas desvantagens como o aumento de harmônicos na rede devido ao aumento do uso de equipamentos de eletrônica de potência, a maior complexidade na operação da rede com o surgimento de um fluxo bidirecional de energia, o qual dependendo da intensidade pode até levar à necessidade de intervenções estruturais na rede além de uma maior dificuldade na cobrança do uso da rede de energia (JANUZZI, 2018).

A Figura 6 mostra um esquema simplificado de uma UC com sistema de GD acoplado. Percebe-se a necessidade de utilização de um medidor bidirecional devido aos fluxos de energia injetada e energia consumida da rede.

Figura 6: Esquema de residência com Sistema de GD



Fonte: ANEEL (2015)

No Brasil, a opção pelas usinas fotovoltaicas é a mais escolhida entre aqueles os quais desejam instalar o seu sistema de autoprodução, devido às condições geográficas favoráveis.

A Figura 7 mostra o nível de irradiação na América do sul, evidenciando as condições propícias para a implantação de sistemas fotovoltaicos no país, bem como a condição favorável da região Nordeste do Brasil, dado os níveis de irradiação do mesmo.

Ainda que a região Nordeste apresente melhores índices de irradiação, a concentração de sistemas fotovoltaicos conectados à rede está na região Sudeste e Sul, como mostra a Tabela 5.

A Resolução Normativa responsável pelo impulsionamento da Geração Distribuída inicialmente foi a 482 de 2012, como já discutido anteriormente. A tal REN teve um período de duração de 3 anos, sendo atualizada e readequada em 2015, pela REN 687.

Tabela 5: Ranking de estados com mais potência fotovoltaica instalada

RANKING DE POTÊNCIA INSTALADA POR ESTADO		
POSIÇÃO	ESTADO	POTÊNCIA INSTALADA
1	MG	69.528 kWp
2	RS	45.218 kWp
3	SP	39.727 kWp
4	SC	18.990 kWp
5	CE	17.714 kWp
9	PE	9.025 kWp

Fonte: GREENER (2018)

A Resolução Normativa 687 do ano de 2015 regulamenta atualmente o procedimento de conexão e faturamento de energia proveniente de sistemas de GD. Na REN 687/2015, estão caracterizados como microgeradores sistemas de até 75kW e minigeradores sistemas de 75kW a 5MW (3MW para fontes hídricas).

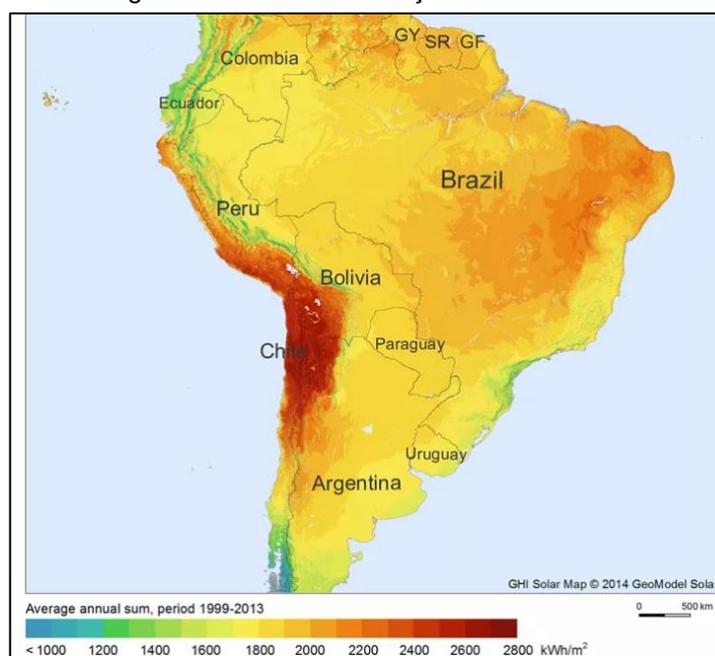
Na questão do faturamento, a Resolução Normativa opta pelo Sistema de Compensação de Energia (ou net-metering), em que o excedente de geração em um horário específico do dia permanece “armazenado” na rede, podendo ser utilizado em outro horário ou até mesmo em outro mês. O excedente também pode ser utilizado em outras unidades consumidoras, caracterizadas como UCs de geração compartilhada, autoconsumo remoto e empreendimentos com múltiplas UCs (ANEEL, 2016). A Tabela 6 detalha a característica de cada tipo de compensação de excedente.

Tabela 6: Classificação de clientes da GD com múltiplas UCs de acordo com forma de faturamento da

CLASSIFICAÇÃO DO CONSUMO EM MÚLTIPLAS UCs		
TIPO	CARACTERÍSTICA	CONDIÇÃO NECESSÁRIA PARA CONFIGURAÇÃO
Autoconsumo Remoto	Sistema GD longe da carga a ser suprida	Sistema e UC devem estar dentro da mesma área de concessão
Geração Compartilhada	Múltiplas UCs alimentadas pelo sistema fotovoltaicas através de união contratual	Todas as UCs devem estar dentro da mesma área de concessão
Empreendimento com Múltiplas Ucs	Múltiplas UCs unidas por uma área comum e todas com consumo independente	Não deve haver separação de UCs por via pública e a área comum deve conter consumo independente

Fonte: JANUZZI (2018)

Figura 7: Níveis de irradiação solar no Brasil



Fonte: GEO (2011)

O Sistema de Compensação de Energia constitui o grande problema para as concessionárias, no que se refere ao uso da rede. O microgerador isenta-se de arcar com custos presentes na tarifa relativos à serviços no sistema de distribuição, fazendo com que as distribuidoras sofram com déficit financeiro. Devido a isso, estuda-se uma mudança no Sistema de Compensação para a realização de uma remuneração mais justa entre distribuidora e consumidor.

4.1 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Será explicada a gora como funciona a energia fotovoltaica.

4.1.1 Módulos Fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos compõem a parte da instalação responsável pela produção de energia elétrica. São compostos por arranjos de células fotovoltaicas combinadas em série e em paralelo. A célula fotovoltaica pode ser entendida como um diodo de junção p-n, no qual a movimentação de cargas é ditada pela incidência de irradiação solar. Cada célula fotovoltaica tem a capacidade de produção aproximada de 1W de potência. A quantidade de células fotovoltaicas define a potência do módulo (PATEL, 2006).

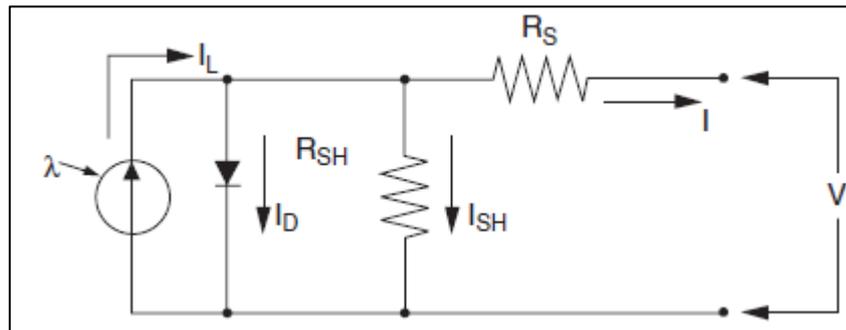
O processo de conversão de energia solar para energia elétrica ocorre quando os elétrons e prótons da camada de valência do material da célula absorve fótons quando a célula está exposta a irradiação solar, fazendo com que essas cargas iniciem uma corrente elétrica. O potencial que define o sentido da movimentação das cargas se origina na diferença da energia de Fermi na junção p-n entre materiais distintos da célula (CRESESB, 2011).

A tecnologia envolvida nas células fotovoltaicas pode ser de Silício Monocristalino, Silício Semicristalino, Silício Policristalino, células de filme fino (compostas por CuInSe_2 , CdTe ou GaAs), Células de Silício com Multijunção, e Silício Amorfo. As células de filme fino atingiram a eficiência recorde de 37% de produção de energia. Essas, entretanto, nem sempre são utilizadas devido ao alto custo.

O circuito equivalente de um módulo fotovoltaico é dado pela Figura 8, como uma fonte de corrente em paralelo com um diodo e duas resistências, sendo a resistência em paralelo com o diodo a representação da corrente de fuga do módulo, e a resistência em série a representação esquemática das perdas internas. A intensidade da fonte de corrente está relacionada com a intensidade de irradiação local, sendo a corrente de alimentação do circuito dada pela expressão:

$$I = I_L - I_D * \left(e^{\frac{q*V_{OC}}{A*k*T}} - 1 \right) - \frac{V_{OC}}{R_{sh}} \quad (4.1)$$

Figura 8: Circuito equivalente de célula fotovoltaica



Fonte: PATEL (2006)

Onde os parâmetros da equação são descritos a seguir:

- I – Corrente dos terminais do módulo fotovoltaico [A]
- I_L – Fotocorrente das células fotovoltaicas [A]
- I_D – Corrente de Saturação do diodo [A]
- Q – Carga do elétron ($1,6 \cdot 10^{-19}$) [C]
- A – Constante de curva
- k – Constante de Boltzmann ($1,38 \cdot 10^{-23}$) [J/°K]
- T – Temperatura em Kelvin [K]
- V_{oc} – Tensão de circuito aberto [V]
- R_{sh} – Resistência Shunt [Ω]

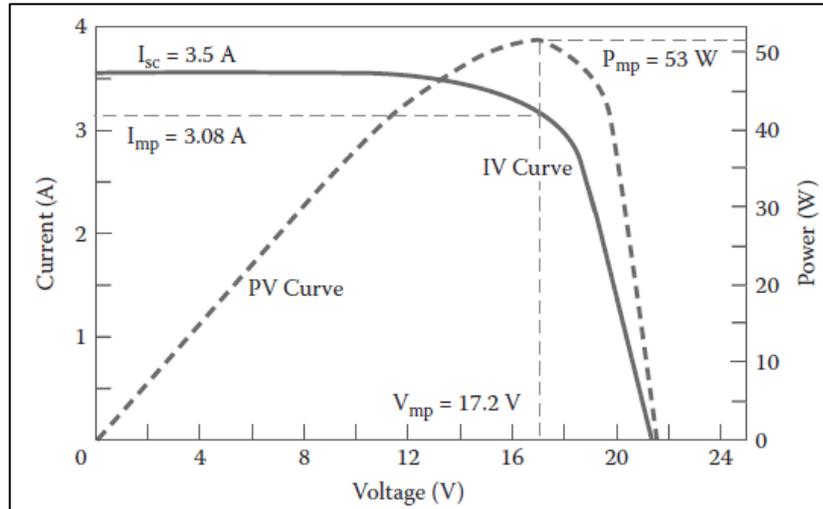
A tensão dos terminais em aberto da célula fotovoltaica é dada em função dos mesmos parâmetros e desprezando a corrente de fuga, pela expressão:

$$V = \frac{A * k * T}{Q} * \text{Log}\left(\frac{I_L}{I_D} - 1\right) \quad (4.2)$$

Percebe-se que a curva de tensão e corrente do módulo fotovoltaico não é linear obtendo um formato similar ao mostrado na Figura 9. O valor de corrente máximo obtido no módulo ocorre quando os terminais do mesmo estão curtos-circuitados, enquanto o valor de tensão máxima do mesmo ocorre com terminais em

aberto. Na figura também é mostrada a curva de potência do mesmo, na qual um pico nítido ocorre quando a tensão e a corrente assumem os valores de V_{mp} e I_{mp} .

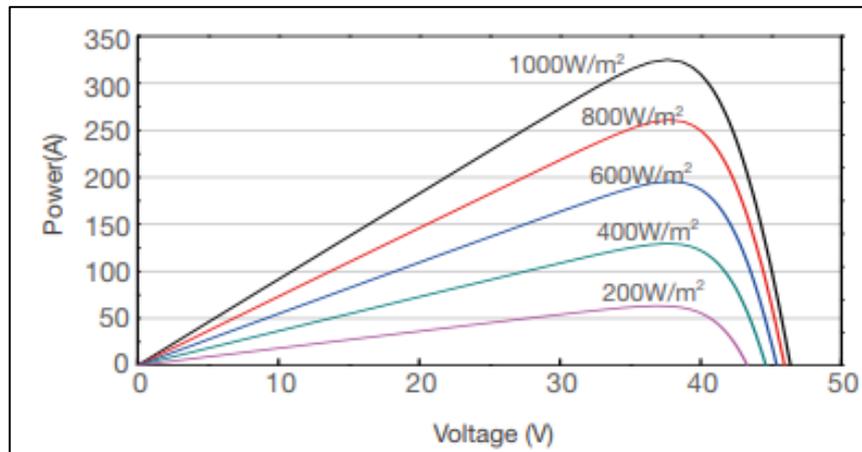
Figura 9: Curvas I-V e P-V de um módulo fotovoltaico



Fonte: PATEL (2006)

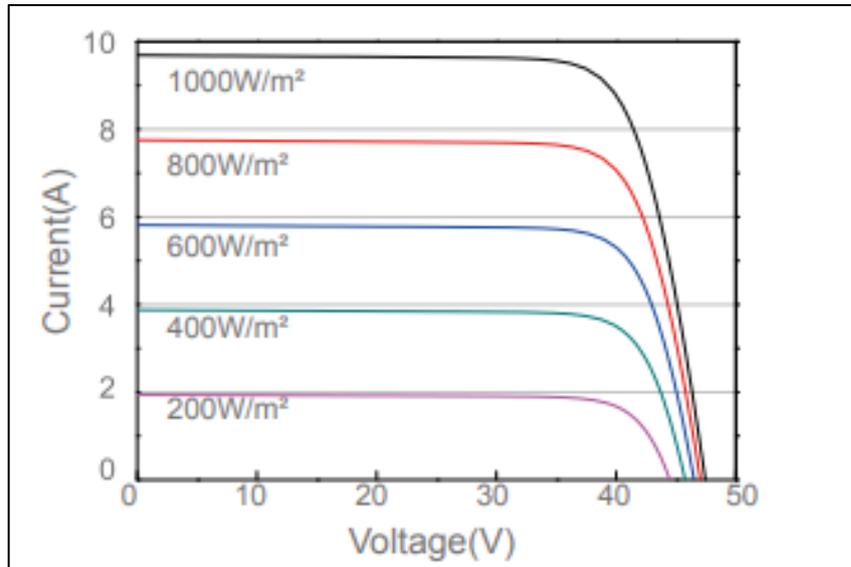
No projeto do sistema fotovoltaico, deve-se levar em conta os diversos fatores os quais prejudicam a eficiência da produção de energia. Pode-se citar a influência da temperatura (Gráfico 5), a variação das curvas características pela variação de irradiação solar (Gráficos 3 e 4) e a influência do ângulo de incidência da irradiação. Para esse último critério, existe a solução da instalação do tracking, um sistema de controle que permite a movimentação do módulo em sincronia com a movimentação do sol, porém, essa solução não é utilizada na maioria dos sistemas da geração distribuída, devido ao seu alto custo.

Gráfico 3: Efeito da irradiação solar na curva P-V



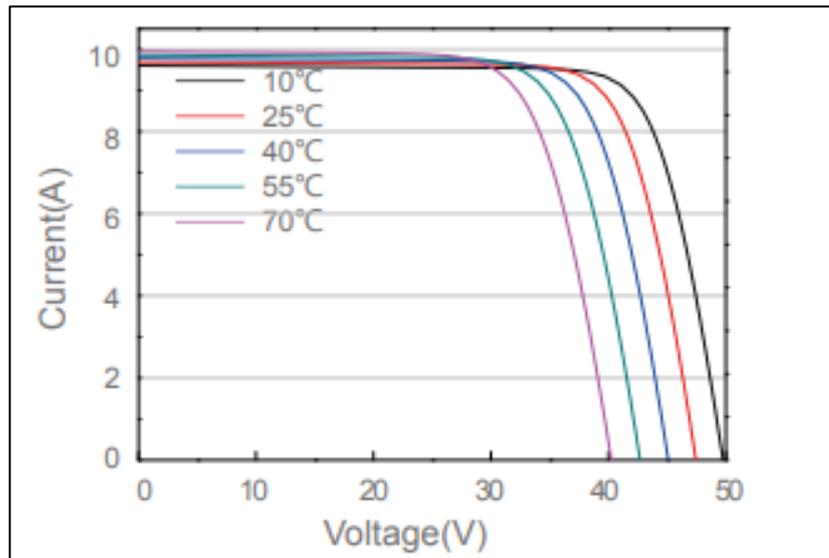
Fonte: Datasheet do equipamento JAP72S01 315-335/SC

Gráfico 4: Efeito da irradiação solar na curva I-V



Fonte: Datasheet do equipamento JAP72S01 315-335/SC

Gráfico 5: Efeito da temperatura na curva I-V



Fonte: Datasheet do equipamento JAP72S01 315-335/SC

4.1.2 Inversor Fotovoltaico

O inversor fotovoltaico é o equipamento voltado para a transformação do sinal de potência CC em um sinal CA próximo do sinal presente na rede. Trata-se do equipamento mais caro de um sistema fotovoltaico, componente chave para a

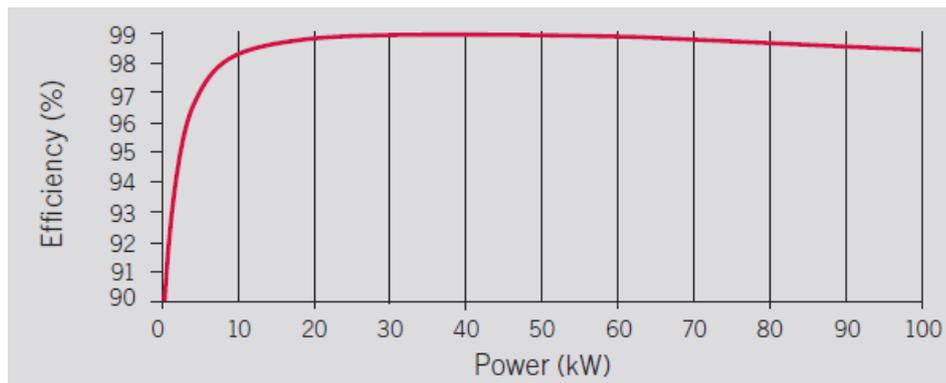
eficiência do mesmo. A potência nominal do mesmo, trata-se da máxima potência de saída, ocorrendo perda por limitação de potência quando a potência fornecida pelos módulos excede tal valor.

A qualidade do inversor está de certa forma ligada com a qualidade da conversão realizada. Um inversor mais barato possui uma eficiência menor e também alimenta com uma quantidade superior de harmônicos a rede elétrica. Essa quantidade de harmônicos varia de 2% a 35% (COTA, 2010).

A eficiência também diminui a depender da qualidade da conversão realizada. Um inversor o qual emite uma baixa quantidade de harmônicos possui uma eficiência acima de 90%, enquanto um inversor com baixa qualidade na conversão possui uma eficiência em média de 85% a 90%. No geral, a eficiência do inversor aumenta inicialmente para baixas potências, apresentando um leve decréscimo para valores próximos da potência nominal, como se pode visualizar no Gráfico 6.

Existem dois tipos de inversor fotovoltaico, sendo um deles o “Stand-alone Inverter” e o outro o “Grid-tie Inverter”. O primeiro é específico para o uso em sistemas isolados do SIN, sendo nesses projetos, utilizado um banco de baterias para o armazenamento da energia em momentos de alta geração e baixa carga. Já o segundo tipo trata-se de um modelo para uso em sistemas interligados com a rede, fazendo essa o papel da bateria anteriormente citado.

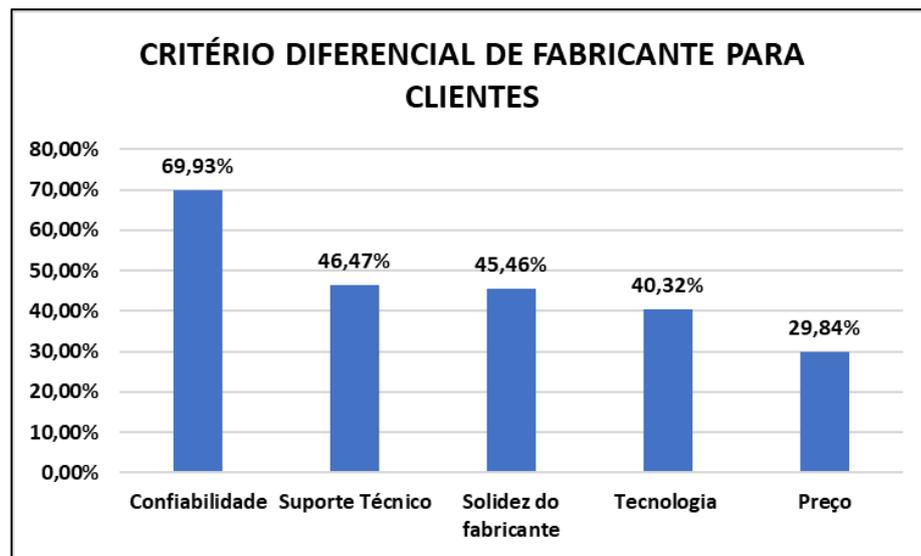
Gráfico 6: Curva de eficiência de um inversor fotovoltaico



Fonte: Datasheet do equipamento Ingecon sun 3play 100TL

Atualmente as fabricantes Fronius, ABB e Canadian lideram as vendas de inversores fotovoltaicos. Devido ao alto investimento que representa a aquisição ou substituição de um inversor, os critérios que estão decidindo a liderança no mercado são o de confiabilidade de suporte técnico, sendo a tecnologia e o preço respectivamente o quarto e quinto critérios no momento de escolha do inversor (Gráfico 7).

Gráfico 7: Critério de diferencial para clientes na hora da compra



Fonte: GREENER (2018)

5 METODOLOGIA

Essa seção é direcionada à discursão a respeito da Audiência Pública realizada no começo do ano de 2019 com o objetivo de encontrar soluções alternativas para o faturamento da energia vinda da rede pelos clientes da GD.

Além disso, serão apresentados os métodos para cálculo do impacto financeiro da mudança da REN 482, a qual será sofrida pelos novos clientes da GD, tendo como foco os clientes do estado de Pernambuco no ano de 2019.

5.1 AUDIÊNCIA PÚBLICA 001/2019

A Audiência Pública realizada no ano de 2019 teve como principal objetivo discutir os problemas da atual norma de SCE vigente e propor soluções.

Como já foi citado anteriormente, a REN 482 de 2012 foi publicada com o objetivo de incentivar o crescimento da GD, estabelecendo uma série de benefícios regulatórios para aqueles que optassem pela solução. Pela norma, foi estabelecido o Sistema de Compensação de Energia, em que a cada 1kWh gerado, recebe-se 1kWh de abatimento na conta de energia. Além disso, o proprietário do sistema GD fica isento de qualquer contribuição pelo uso do sistema elétrico, o qual funciona como o equivalente de uma bateria de rendimento 100% durante a operação do sistema, dado que pelo SCE, toda energia injetada na rede pode ser recuperada integralmente pelo cliente no consumo em horários fora da geração.

O primeiro problema do SCE apontado pelas concessionárias refere-se ao uso da rede por parte dos clientes da GD. Com SCE atual vigente, a concessionária não é remunerada por esses clientes enquanto esses utilizam a rede em grande escala, e de forma prejudicial, produzindo harmônicos e aumentando perdas devido ao surgimento do fluxo bidirecional.

Já o segundo problema está relacionado à remuneração desigual da concessionária, a qual repassará os custos para os demais consumidores se a atual Resolução Normativa for mantida, ocasionando em um grande crescimento do valor da tarifa dos demais clientes.

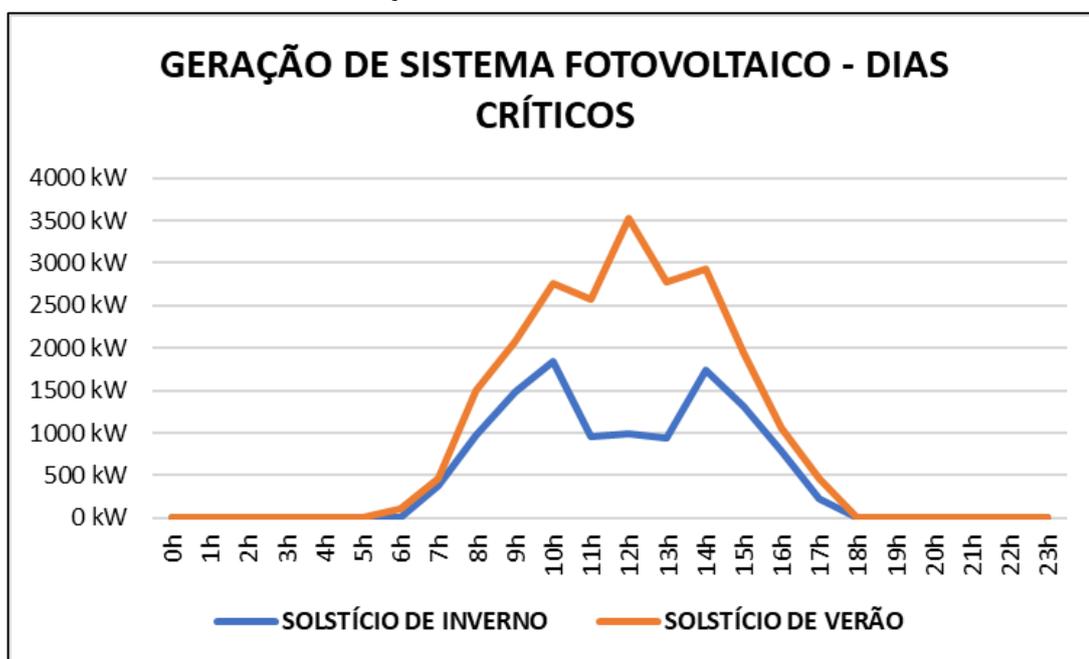
Deve-se destacar que, ainda que a energia injetada na rede pelos clientes da GD beneficie as concessionárias representando um alívio de cargas, nem toda a energia injetada consegue alimentar outras UCs, devido as perdas naturais do

sistema, nesse caso ainda agravadas devido ao fluxo bidirecional (JANUZZI, 2018). Portanto, mesmo havendo uma diminuição da demanda de geração solicitada pelos clientes à concessionária, alguma energia a mesma deve entregar aos clientes da GD pela rede sem ser remunerada.

A grande utilização da rede pelos sistemas GD interligados pode ser entendido a partir da visualização da curva de geração do sistema fotovoltaico. O sistema é dimensionado para produzir a quantidade de energia integral consumida pela UC nos 12 meses, porém a produção diária é concentrada nos horários em que a irradiação solar está presente, sendo toda energia consumida fora do horário originada na rede.

A geração de um sistema fotovoltaico típico foi simulada com a ajuda do software PVwatts (NREL, 2018), sendo considerado um sistema de 5kW localizado na cidade de Recife. Foi realizada uma simulação do desempenho do sistema anual com a coleta de dados de hora em hora. Os dados apresentados no Gráfico 8 representam o desempenho do sistema nos dias críticos do ano, o solstício de verão e o solstício de inverno, dado que são os dias de irradiação máxima e mínima no hemisfério sul, em que a cidade de Recife está localizada.

Gráfico 8: Geração de sistema fotovoltaico em dias críticos



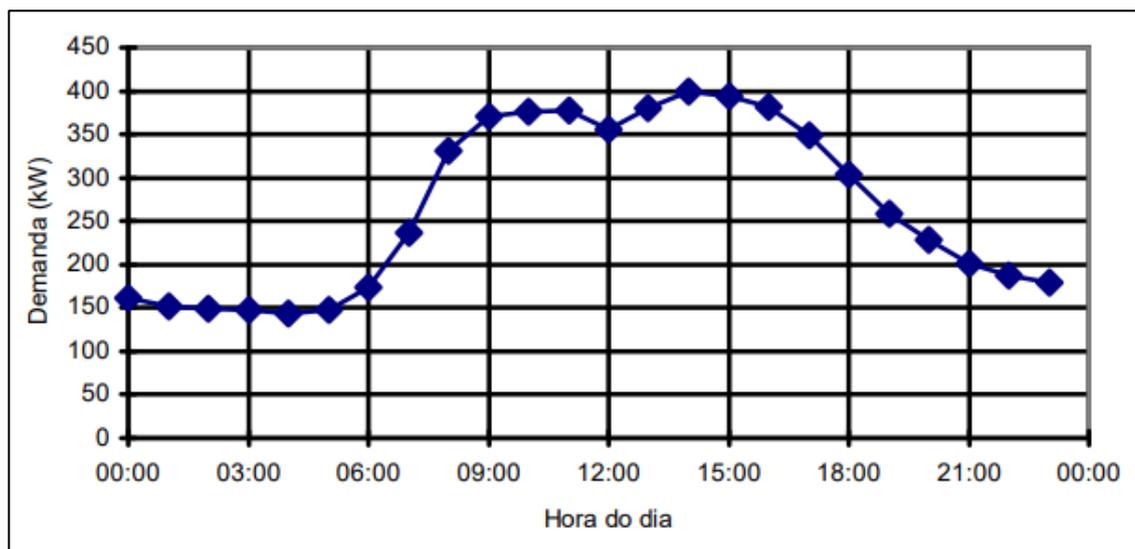
Fonte: O autor (2019)

Percebe-se que toda a geração de energia está concentrada entre os horários de 06:00h às 18:00h.

As curvas de demanda a serem apresentadas a seguir foram obtidas no artigo “O POTENCIAL DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS INTERLIGADOS À REDE ELÉTRICA EM ÁREAS URBANAS: DOIS ESTUDOS DE CASO” (CEMIG, 2004), dado que a CELPE não disponibiliza os dados em seu endereço eletrônico. As curvas obtidas referem-se à dois estabelecimentos situados em Florianópolis, sendo um de natureza comercial e o outro de natureza residencial. Dado que o horário comercial coincide em todo território nacional, o formato da curva se assemelha a de clientes do Nordeste, com a diferença nos valores absolutos.

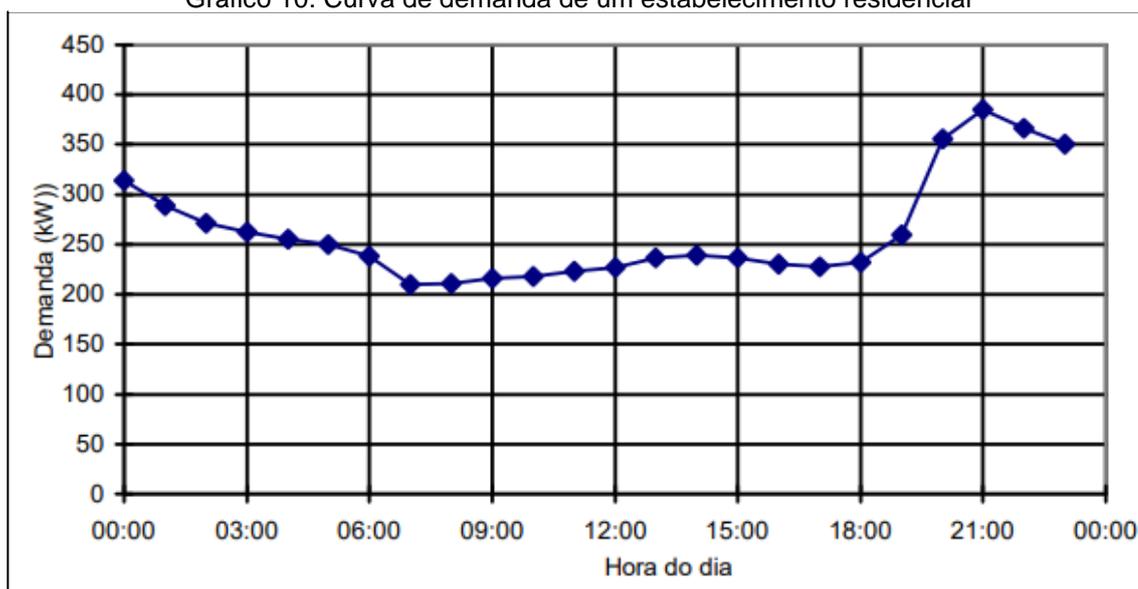
Pelas curvas dos Gráficos 9 e 10, percebe-se que em ambos os estabelecimentos ocorre consumo fora do horário de geração do sistema fotovoltaico, sendo ainda mais crítico no estabelecimento residencial, em que o pico de carga ocorre após o horário de irradiação solar. Um dos benefícios por parte da concessionária do aumento de sistemas fotovoltaicos é a redução do pico de demanda por parte dos clientes. Essa redução ocorre para os clientes comerciais, dado que o pico de carga dos mesmos ocorre no horário comercial, geralmente entre 8h e 18h de segunda a sábado. Portanto, tanto a geração local quanto o autoconsumo remoto utilizam de forma contínua a rede do SIN, o que explica a mudança da norma proposta pela ANEEL atingindo todos os tipos de clientes.

Gráfico 9: Curva de demanda de um estabelecimento comercial



Fonte: NREL, 2018

Gráfico 10: Curva de demanda de um estabelecimento residencial



Fonte: NREL, 2018

5.2 ALTERNATIVAS DE VALORAÇÃO DE ENERGIA

Para evitar o aumento excessivo da tarifa de energia para os clientes não-proprietários de clientes GD e equilibrar o faturamento da energia, a ANEEL estuda a implementação de 5 alternativas de faturamento da energia injetada na rede pelos clientes da GD. As alternativas constituem em repassar ao cliente da GD uma parcela da TUSD, fazendo com que esses arquem com os custos causados pelos seus respectivos fluxos de energia injetados na rede.

A Alternativa 0 do estudo corresponde a atual norma, em que o proprietário da GD fica isento de pagar qualquer parcela da Tarifa de Energia (TE) e da Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição (TUSD).

Na Alternativa 1, o proprietário deve arcar com todos os custos relacionados à TUSD – fio B, ou seja, os custos referentes à rede de distribuição utilizada pelos mesmos. Para clientes da região da CELPE, isso corresponde à aproximadamente 31% da tarifa.

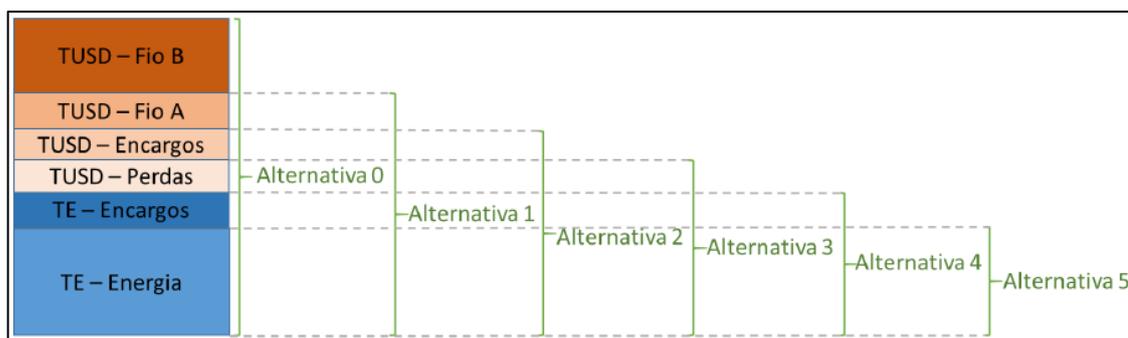
Na Alternativa 2, incide sobre o proprietário os valores referentes à TUSD – fio B e TUSD – fio A, fazendo com que boa parte dos custos de distribuição e transmissão tenham a contribuição dos clientes da GD, o que na região da CELPE significa 38% da tarifa.

Na Alternativa 3, além dos custos anteriores, o cliente da GD deve contribuir com a TUSD – Encargos, o que já somaria 45% da tarifa de contribuição.

As Alternativas 4 e 5 propõe a contribuição integral da TUSD por parte dos microgeradores, fazendo com que o valor da contribuição chegue próximo a 60% do valor da tarifa em ambas, com a diferença de que na Alternativa 5, o microgerador deve contribuir inclusive com os encargos da TE. Essas duas últimas alternativas praticamente inviabilizam a solução de GD para clientes do mercado fotovoltaico, mas ainda sim foram consideradas pela ANEEL na Audiência Pública.

A Figura 10 ilustra de forma esquemática e simplificada cada alternativa considerada na mudança do SCE.

Figura 10: Contribuição dos clientes da GD nas diferentes alternativas (o colchete simboliza as parcelas a serem compensadas)



Fonte: ANEEL (2019)

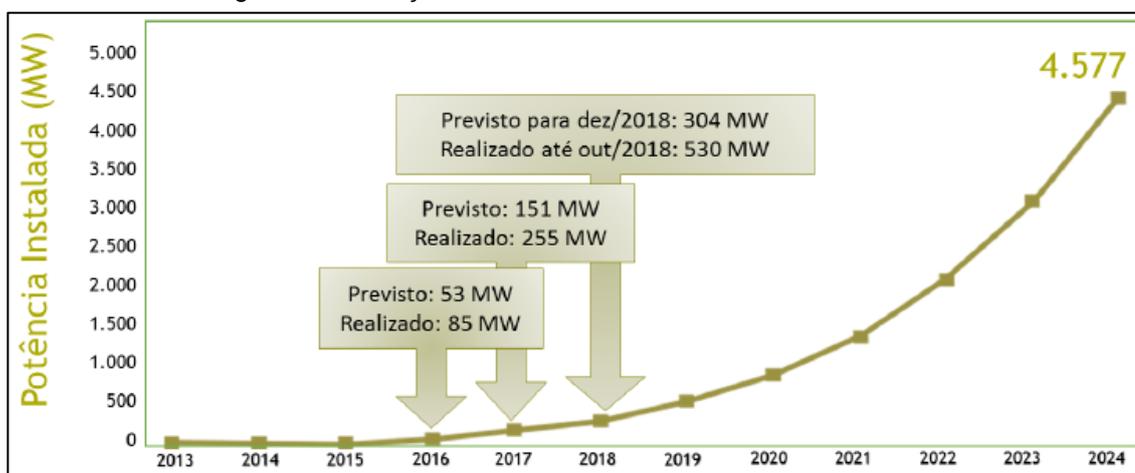
A ANEEL fez um estudo considerando o Valor Presente Líquido que a mesma conseguirá economizar com a mudança de alternativa, durante o período de 2012 a 2060, considerando o ano de 2025 como ano de troca de alternativa.

É importante ressaltar que não necessariamente o ano de 2025 será o ano da mudança do SCE. Segundo a ANEEL, a mudança deve ocorrer quando o mercado da geração distribuída estiver consolidado, evitando assim alterações bruscas no mercado instantaneamente. Em termos de valores de potência, a ANEEL possui dois valores de referência distintos para a mudança de norma para a compensação local e remota. No caso da compensação local, a ideia apresentada na Análise de Impacto Regulatório (AIR) é esperar que a potência instalada chegue a um valor de 3,365 GW ainda na REN vigente, e posteriormente adota-se a Alternativa 1. Já para a compensação remota, a AIR sugere que se realize a mudança quando a potência instalada atinja um valor de 1,25 GW e posteriormente uma nova mudança para a Alternativa 3, quando a potência instalada estiver na marca de 2,15 GW. Com essa

estratégia, estima-se que a potência instalada em 2035 seja de 17 GW para compensação local e 4,5 GW para compensação remota (ANEEL,2019).

Com esses valores de referência, estima-se que a alteração da REN ocorra em 2020 para a compensação remota e 2025 para a compensação local. Porém, a mudança deve ser adiantada visto que o crescimento de potência instalada de sistemas GD estão adiantados em relação à projeção da ANEEL, como mostra a Figura 11.

Figura 11: Evolução da Potência instalada de GD fotovoltaica.



Fonte: ANEEL (2018)

A ANEEL realizou um estudo com cada alternativa para estimar o déficit de cada concessionária e permissionária nos diferentes cenários, baseada no Valor Presente Líquido a ser repassado para os demais consumidores devido ao déficit causado pelos consumidores proprietários de sistemas GD.

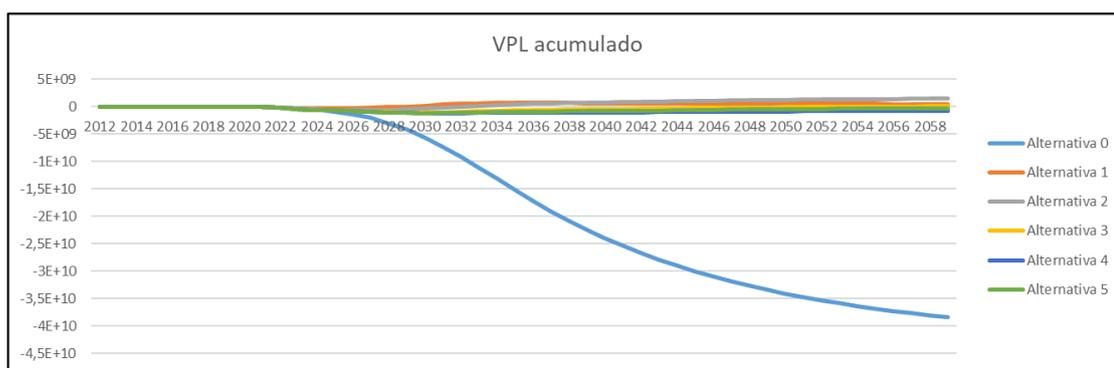
O Valor Presente Líquido trata-se de um índice da Engenharia Econômica muito utilizado na comparação de alternativas de investimentos. O VPL representa a receita total a ser obtida após um investimento em um determinado ano e um fluxo de caixa em anos subsequentes. No estudo da ANEEL não existe um investimento inicial, porém o método foi utilizado para a análise do fluxo de caixa gerado pelos sistemas GD na concessionária.

O Gráfico 11 representa a evolução temporal do VPL para os sistemas GD de autoconsumo remoto. Percebe-se que um grande déficit ocorre com a manutenção da regra atual, sendo a mudança da regra a solução evidente para a suavização do mesmo. Na simulação, o ano de mudança de regra utilizado foi o ano de 2025, sendo esse mesmo o ano de referência.

Os valores finais dos Valores Presentes Líquidos estão apresentados na Tabela 7, assim como o número total de sistemas instalados no final do período de 2012 a 2060.

O Gráfico 12 representa a evolução temporal do VPL para clientes com a utilização da compensação local, e na Tabela 8 os valores finais de simulação. A mudança de alternativa nessa simulação foi considerada no ano de 2025, sendo esse o ano de referência.

Gráfico 11: Evolução temporal do VPL dos sistemas GD de compensação remota



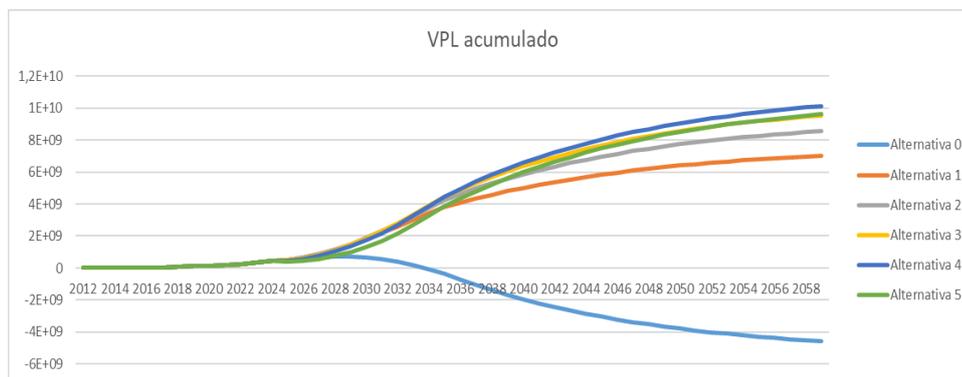
Fonte: Gráfico de autoria da ANEEL retirado do estudo realizado na CP 001/2019

Tabela 7: Resultados finais de simulação da ANEEL de compensação remota

VALORES FINAIS DA SIMULAÇÃO DA ANEEL		
COMPENSAÇÃO REMOTA		
ALETRNATIVA	VPL final	POTÊNCIA INSTALADA EM 2060
Alternativa 0	-R\$ 38.679,41 milhões	42.292
Alternativa 1	R\$ 483,01 milhões	16.326
Alternativa 2	R\$ 1.461,28 milhões	9.121
Alternativa 3	R\$ 72,87 milhões	3.642
Alternativa 4	-R\$ 759,49 milhões	1.362
Alternativa 5	-R\$ 296,51 milhões	1.362

Fonte: O autor (2019) baseadas em dados publicados pela ANEEL na CP 001/2019

Gráfico 12: Evolução temporal do VPL dos sistemas de GD de compensação local



Fonte: Gráfico de autoria da ANEEL retirado do estudo realizado na CP 001/2019

Tabela 8: Resultados finais de simulação da ANEEL de compensação local

VALORES FINAIS DA SIMULAÇÃO DA ANEEL		
COMPENSAÇÃO LOCAL		
ALETRNATIVA	VPL final	POTÊNCIA INSTALADA EM 2060
Alternativa 0	-R\$ 4.734 milhões	3.143.314
Alternativa 1	R\$ 6.965 milhões	2.313.128
Alternativa 2	R\$ 8.511 milhões	2.093.099
Alternativa 3	R\$ 9.493,00 milhões	1.896.020
Alternativa 4	R\$ 10.101,00 milhões	1.635.601
Alternativa 5	R\$ 9.598,00 milhões	1.222.367

Fonte: O autor (2019) baseadas em dados publicados pela ANEEL na CP 001/2019

Deve-se atentar para algumas considerações as quais foram utilizadas no estudo da ANEEL apresentado:

- O valor da tarifa utilizada foi de R\$ 475,00 por MWh, o que constituiu uma média dos valores de tarifas coletados;
- Foi considerado que todos os sistemas fotovoltaicos conectados à rede geram 10.159 MWh por ano;
- A valoração da energia evitada, composta pelo custo marginal de expansão (CME), considerado foi de R\$ 207,00 por MWh;
- O fator de correção monetário anual considerado foi de 8%;
- Utilizou-se o ano de 2025 como referência;

- As projeções anuais para cada adoção de alternativa foram distintas, baseadas em estudos estatísticos não divulgados;

Percebe-se também que na adoção da alternativa mais extrema, o déficit de novos clientes da GD é grande o suficiente para reduzir o VPL adquirido pela concessionária pela adoção de tal solução, tornando essa inviável por esse estudo.

Além disso, deve-se destacar que o estudo apresentado não representa nenhum valor preciso dos déficits das concessionárias do país, visto que cada uma possui suas características de mercado distintas, o que pode ser notado pelas grandes diferenças nos valores de tarifa entre as áreas de concessões. O estudo, portanto, oferece uma ordem de grandeza do efeito no valor do VPL das concessionárias.

Com a primeira mudança de alternativa proposta pela ANEEL, o VPL total da concessionária saltaria de R\$ 43,41 bilhões negativos para um valor positivo de R\$ 7,128 bilhões.

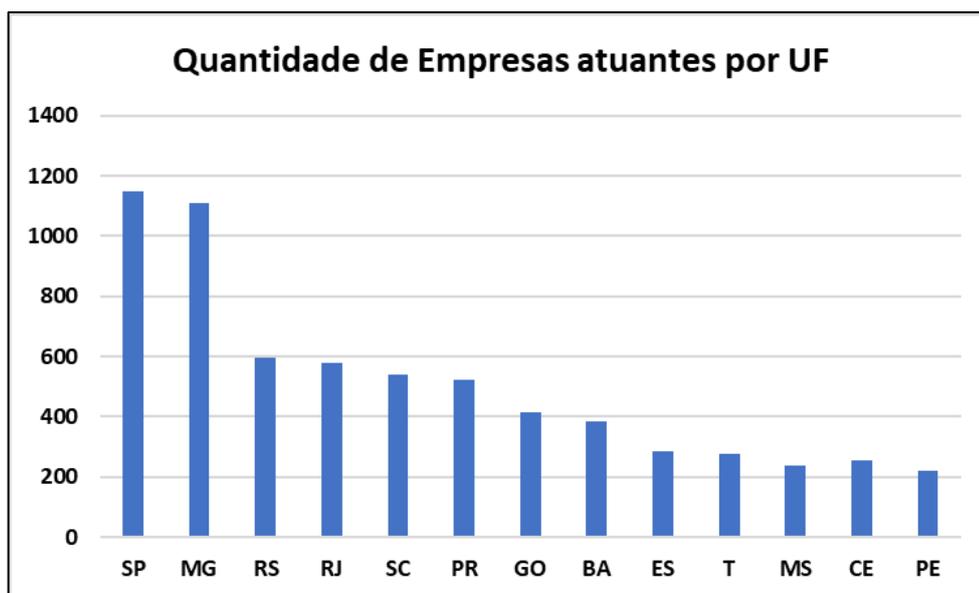
5.3 CARACTERÍSTICAS DO MICROGERADOR PADRÃO EM PERNAMBUCO

Para o cálculo do impacto econômico sofrido pelos microgeradores devido à iminente mudança da REN 482, deve-se inicialmente caracterizar em que subgrupo de consumidores os proprietários de GD estão inseridos, definindo assim a que valores de tarifas os mesmos estão submetidos.

Será utilizado como referência os microgeradores do estado de Pernambuco, os quais estão situados na área de concessão da CELPE. Sendo assim, os valores de alíquotas referentes à ICMS, PIS e COFINS a serem utilizadas nesse estudo serão os aplicados ao estado de Pernambuco.

O estado de Pernambuco não está entre os protagonistas do mercado fotovoltaico. Segundo a pesquisa GREENER de 2018, o estado é apenas o 14º estado com mais empresas atuantes na área de sistemas fotovoltaicos de GD como mostra o Gráfico 13.

Gráfico 13: Quantidade de empresas atuantes por UF



Fonte: O autor (2019)

Ainda de acordo com a pesquisa GREENER de 2018, apenas 0,68% das empresas atuantes no mercado de GD do país possuem sede no estado de Pernambuco, o que indica a fraca atuação do estado na área.

O estado, porém, acompanha o ritmo do país no crescimento de clientes dispostos a realizar esse tipo de investimento. O Gráfico 14 mostra a quantidade de sistemas fotovoltaicos conectados desde a primeira conexão do estado em 2013, um ano após a implementação da REN 482.

Para a caracterização dos clientes do estado, deve-se também analisar a quantidade de sistemas instalados e o tipo de UC a qual está vinculada ao sistema fotovoltaico.

Inicialmente foram analisadas as formas em que as diversas modalidades de geração se fazem presentes no cenário do estado. Como as estratégias de alteração da norma difere para cada modalidade, é importante definir quais delas estão mais presentes no estado em quantidade absoluta e potência instalada.

Gráfico 14: Número de sistemas fotovoltaicos conectados à rede em Pernambuco

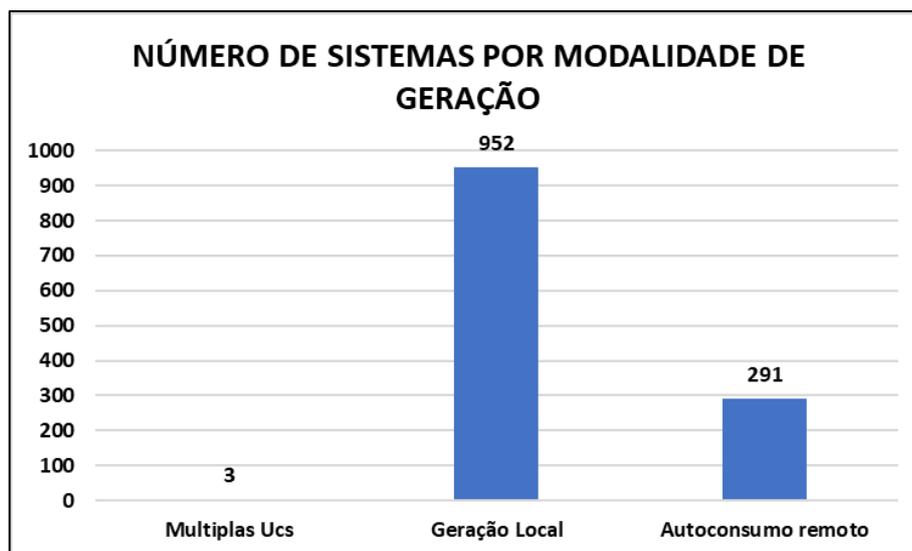


Fonte: O autor (2019) com base em dados da ANEEL

O Gráfico 15 mostra a presença das diferentes modalidades em números de sistemas absolutos, não considerando a potência instalada de cada sistema. Percebe-se que ocorre uma grande concentração de clientes na modalidade de geração local, sendo o autoconsumo uma segunda modalidade com mais sistemas com uma quantidade inferior a um terço da quantidade de sistemas da modalidade anteriormente citada. Essa diferença, porém, não se reflete quando é analisado o valor de potência instalada.

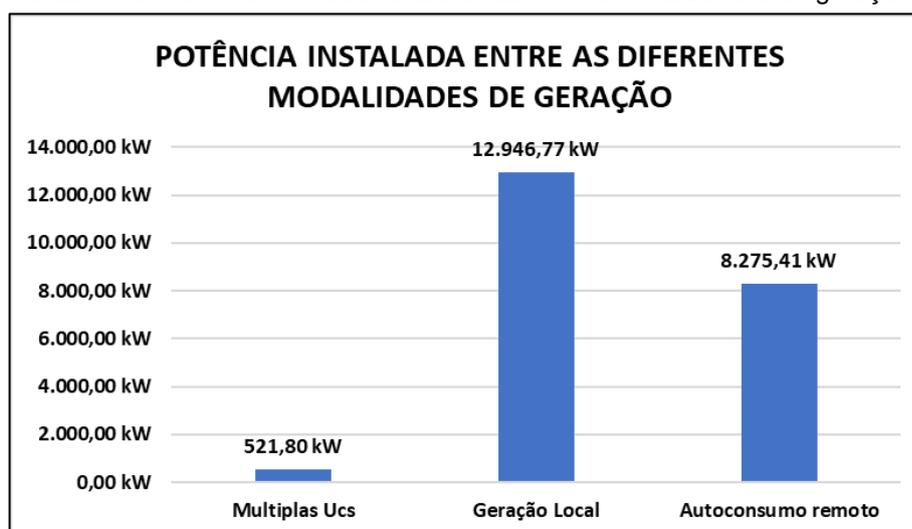
O Gráfico 16 apresenta os valores de potência instalada nas modalidades. Devido ao alto valor de potência instalada em ambas as modalidades (Geração Local e Autoconsumo remoto), deve-se analisar os dois casos de microgeradores, pois a retração do mercado de ambas modalidades acarretarão em impactos significativos na rede pernambucana.

Gráfico 15: Número de sistemas fotovoltaicos por modalidade



Fonte: O autor (2019) com base nos dados da ANEEL

Gráfico 16: Potência instalada entre as diferentes modalidades de geração



Fonte: O autor (2019) com base em dados da ANEEL

A análise a seguir tratará das duas modalidades de formas separadas, visando a simplificação na interpretação dos resultados. Portanto, serão definidos valores de tarifas e potências típicas distintas para cada modalidade, o que pode ocasionar em valores de Payback muito diferentes para cada.

5.3.1 Geração Local em Pernambuco

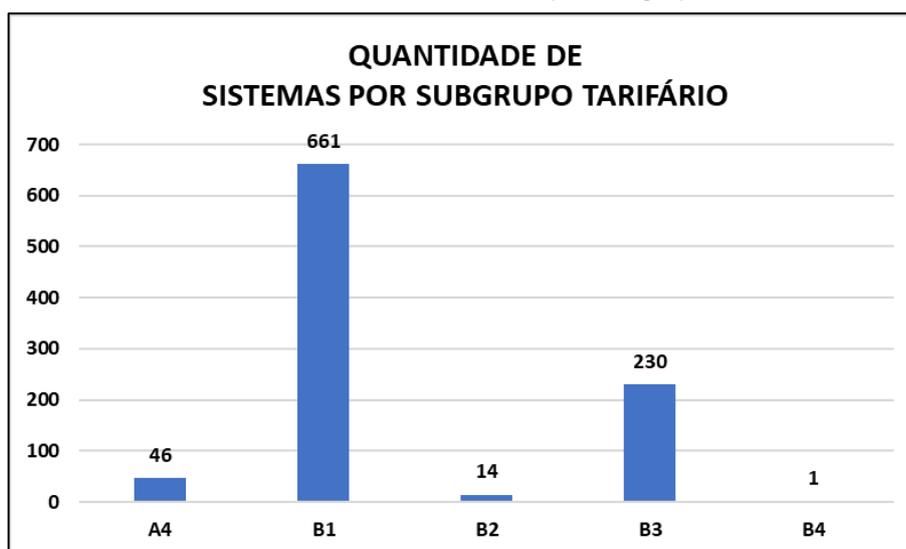
Para a Geração Local em Pernambuco, serão realizadas análises referentes ao subgrupo tarifário de cada microgerador e o tipo de UC.

O subgrupo tarifário está relacionado ao valor de tarifa a qual a UC está submetida, o que influencia diretamente nos indicadores econômicos. Uma tarifa mais alta ocasiona em um Payback mais rápido e um VPL maior. Devido à essas consequências, entende-se que as UCs submetidas à altas tarifas estão mais dispostas a instalar um sistema fotovoltaico.

O tipo de UC será considerado com o objetivo de restringir o universo de estudo aos casos significativos. Os tipos a serem analisados serão as UCs comerciais, residenciais e industriais. Segundo a pesquisa GREENER realizada no primeiro semestre de 2019, o preço do kWp para sistemas instalados em UCs residenciais tende a ser mais alto, enquanto para sistemas em indústrias, o kWp atinge seu melhor preço.

O Gráfico 17 mostra a quantidade de sistemas instalados por subgrupo tarifário em Pernambuco.

Gráfico 17: Quantidade de sistemas por subgrupo Tarifário



Fonte: O autor (2019) baseada em dados da ANEEL

Pelo gráfico está evidente que a grande maioria dos sistemas fotovoltaicos de GD em Pernambuco estão conectados na baixa tensão, nos subgrupos B1 e B3 (93% dos sistemas conectados). Portanto, a análise de microgeradores com geração local será baseada nesses dos subgrupos.

A Tabela 9 detalha a quantidade de sistemas fotovoltaicos conectados por subgrupo tarifário e tipo de UC. A Tabela 10 realiza o mesmo detalhamento utilizando valores de potências instaladas.

Tabela 9: Quantidade de sistemas por tipo de UC e por subgrupo tarifário

		SUBGRUPOS TARIFÁRIOS					TOTAL
		A4	B1	B2	B3	B4	
TIPOS DE UNIDADES CONSUMIDORAS	Residencial	0	660	0	2	0	662
	Comercial	24	1	0	210	0	235
	Industrial	10	0	0	10	0	20
	TOTAL	34	661	0	222	0	

Fonte: O autor (2019) baseada em dados da ANEEL

Tabela 10: Potência instalada por tipo de UC e por subgrupo tarifário

		SUBGRUPOS TARIFÁRIOS					TOTAL
		A4	B1	B2	B3	B4	
TIPOS DE UNIDADES CONSUMIDORAS	Residencial	0,00 kW	3.886,38 kW	0,00 kW	17,02 kW	0,00 kW	3.903,40 kW
	Comercial	2.233,90 kW	3,84 kW	0,00 kW	4.076,90 kW	0,00 kW	6.314,64 kW
	Industrial	1.660,20 kW	0,00 kW	0,00 kW	258,34 kW	0,00 kW	1.918,54 kW
	TOTAL	3.894,10 kW	3.890,22 kW	0,00 kW	4.352,26 kW	0,00 kW	

Fonte: O autor (2019) baseada em dados da ANEEL

A partir dos dados apresentados nas duas tabelas, é possível perceber a característica distinta de cada sistema GD para diferentes tipos de UC. O setor residencial, por mais que domine o setor em quantidade absoluta (73% dos sistemas GD instalados) possui apenas 32,16% da potência total instalada dos sistemas de compensação local.

Pode-se notar que o número de sistemas fotovoltaicos em UCs de natureza industrial, assim como seu valor de potência instalada estão muito abaixo dos valores apresentados pelos outros tipos de UC. Portanto, o estudo do impacto econômico será focado nas UCs comerciais e residenciais.

Foi calculado o valor de potência médio no estado de Pernambuco para esses dois tipos de UCs com sistemas de GD a partir da expressão:

$$P_{méd} = \frac{\text{Total de potência instalada no respectivo subgrupo tarifário}}{\text{Total de sistemas no respectivo subgrupo tarifário}} \quad (5.1)$$

Como os valores de potência dos sistemas fotovoltaicos são dados pela potência do inversor, o que está restrito a valores comerciais, o resultado de $P_{\text{méd}}$ foi arredondado para um valor possível, dado que não existe inversor com valores de potência nominais diversos.

Com isso, obteve-se as características de sistemas fotovoltaicos típicos no estado de Pernambuco na modalidade de Geração Local. Os resultados estão exibidos na Tabela 11.

Tabela 11: Clientes típicos na modalidade de Geração Local

SISTEMAS TÍPICOS NA MODALIDADE DE GERAÇÃO LOCAL		
Tipo de UC	$P_{\text{méd}}$	Subgrupo tarifário
Residencial	6kW	B1 - residencial
Comercial	20kW	B3 - comercial

Fonte: O autor (2019)

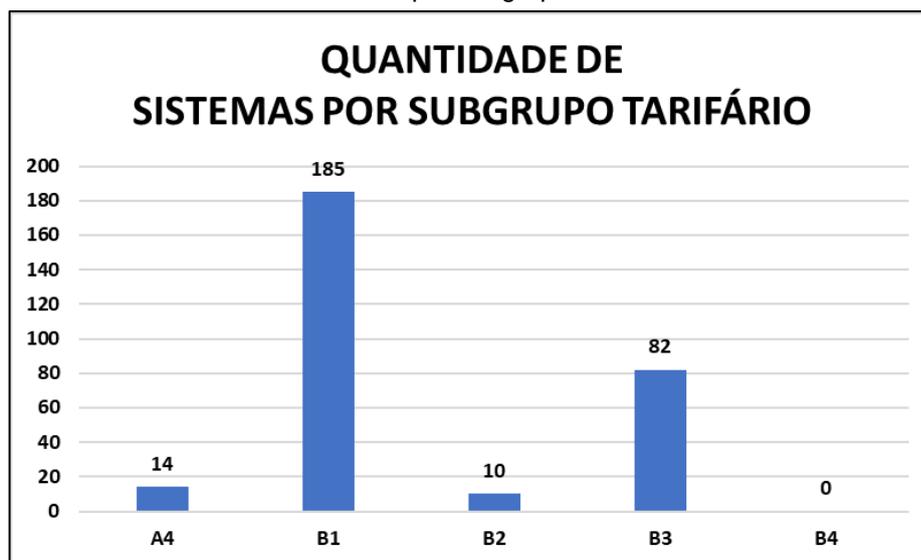
5.3.2 Autoconsumo Remoto em Pernambuco

O Gráfico 18 indica a quantidade de sistemas do Autoconsumo remoto no estado por subgrupo tarifário.

Mais uma vez, existe uma concentração no número de sistemas instalados em UCs submetidas às tarifas do grupo B1 e B3. Porém, a característica de potência instalada difere nessa modalidade de geração. A potência instalada na alta tensão em UCs industriais nessa modalidade possui quantidade significativa em relação aos outros tipos de UC, portanto devem ser consideradas.

A Tabela 12 faz novamente o cruzamento de dados em termos do número absolutos de sistemas instalados por tipo de UC e por subgrupo tarifário, enquanto a Tabela 13 faz o mesmo cruzamento de dados em termos do número de potência instalada pelas mesmas características.

Gráfico 18: Quantidade de sistemas por subgrupo tarifário no Autoconsumo remoto



Fonte: O autor (2019) baseada em dados da ANEEL

Tabela 12: Quantidade de sistemas por tipo de UC e por subgrupo tarifário no Autoconsumo remoto

		SUBGRUPOS TARIFÁRIOS					TOTAL
		A4	B1	B2	B3	B4	
TIPOS DE UNIDADES CONSUMIDORAS	Residencial	0	185	0	0	0	185
	Comercial	6	0	0	78	0	84
	Industrial	5	0	0	4	0	9
	TOTAL	11	185	0	82	0	

Fonte: O autor (2019) baseada em dados da ANEEL

Tabela 13: Potência instalada por tipo de UC e por subgrupo tarifário no Autoconsumo remoto

		SUBGRUPOS TARIFÁRIOS					TOTAL
		A4	B1	B2	B3	B4	
TIPOS DE UNIDADES CONSUMIDORAS	Residencial	0,00 kW	1.454,19 kW	0,00 kW	0,00 kW	0,00 kW	1.454,19 kW
	Comercial	518,50 kW	0,00 kW	0,00 kW	1.879,74 kW	0,00 kW	2.398,24 kW
	Industrial	1.327,00 kW	0,00 kW	0,00 kW	122,50 kW	0,00 kW	1.449,50 kW
	TOTAL	1.845,50 kW	1.454,19 kW	0,00 kW	2.002,24 kW	0,00 kW	

Fonte: O autor (2019) baseada em dados da ANEEL

A partir da análise dos dados apresentados, percebe-se que no Autoconsumo remoto do estado o setor industrial possui uma presença mais significativa se comparada a presença do mesmo setor na modalidade de Geração Local. Porém, as categorias de clientes residenciais e comerciais ainda são as duas mais relevantes, dado que a quantidade de sistemas instalados nas mesmas possui um valor muito mais elevado.

Utilizando a mesma fórmula para cálculo de potência média do sistema, foram determinadas as características típicas dos microgeradores fotovoltaicos do Autoconsumo remoto no estado de Pernambuco, apresentadas na Tabela 14.

Tabela 14: Clientes típicos do Autoconsumo remoto em Pernambuco

SISTEMAS TÍPICOS NA MODALIDADE DE AUTOCONSUMO REMOTO		
Tipo de UC	P _{méd}	Subgrupo tarifário
Residencial	7,6kW	B1 - residencial
Comercial	25kW	B3 - comercial

Fonte: O autor (2019)

5.4 INDICADORES ECONÔMICOS

Para a análise do impacto no mercado pernambucano da alteração da Resolução Normativa Nº 482 de 2012 do ponto de vista do microgerador, deve-se utilizar como referência indicadores econômicos os quais traduzem o impacto em um valor numérico, com o qual realiza-se a análise com mais facilidade.

Os indicadores econômicos estão diretamente ligados com a tomada de decisão a respeito da realização ou não de um investimento, e são analisados em paralelo com uma análise técnica a respeito do mesmo. Os investidores em sistemas GD normalmente estão preocupados com dois aspectos muito importantes: o valor do investimento no projeto e o tempo de amortização do mesmo.

Os métodos a serem utilizados nesse trabalho serão os métodos de Payback descontado e Valor Presente Líquido.

O método do Payback descontado está diretamente ligado ao conceito de amortização do valor investido ao longo do tempo. Por definição o Payback trata-se do tempo de retorno do capital investido através das receitas obtidas com o projeto ao longo do tempo (LIMA, 2011).

A determinação do tempo de Payback é realizada a partir do fluxo de caixa do projeto, um fluxo no qual as despesas associadas ao projeto assumem valores negativos, enquanto a receita assume valor positivo. Seu valor é definido como o tempo do momento do investimento até o momento em que o valor presente associado ao projeto é nulo.

Como o conceito de Payback está relacionado com o fluxo de caixa ao longo do tempo, deve ser considerada a desvalorização do dinheiro com o passar dos anos, a partir da definição da taxa mínima de atratividade.

A taxa mínima de atratividade (TMA) é representada por um ganho percentual mínimo que o investidor deve obter ao longo de um ano para que o investimento seja considerado viável. Na TMA devem estar valores fixos como o custo de oportunidade, como também dados subjetivos, como valores relacionados ao risco de investimento.

Para a obtenção do valor de uma determinada quantia movimentada em um tempo futuro, utiliza-se a equação:

$$VP = \frac{V}{(1 + TMA)^n} \quad (5.2)$$

Em que V é o valor movimentado e n é a quantidade de períodos de tempo de distância da data do investimento inicial, nesse trabalho, n representará a quantidade de anos.

Na análise realizada no trabalho, serão analisados diferentes valores de TMA para cada alternativa, começando a partir do valor de TMA 0% até o valor de 10%, que atualmente representa a soma da taxa SELIC com a inflação. A taxa SELIC (Sistema Especial de Liquidação e Custódia) representa o ganho do investimento em uma aplicação segura (análogo ao custo de oportunidade), portanto é muito utilizada como referência.

Considerar a TMA como um valor nulo é um método economicamente errado, porém é utilizado por muitas das empresas presentes no mercado de venda de sistemas fotovoltaicos, responsáveis pela elaboração de propostas comerciais e venda de sistemas GD.

Portanto, apesar de falso do ponto de vista acadêmico, esse cenário deve ser considerado, visto que possui relevância igual ao cenário com inflação e taxa SELIC.

O Valor Presente Líquido é outro indicador econômico, no qual seu valor representa o valor total obtido com um investimento após um determinado período de tempo. Como já citado anteriormente, esse indicador é pouco utilizado em propostas comerciais de sistemas GD, dado que os investidores tem mais interesse no tempo em que o projeto se paga do que com o ganho real em economia de energia até o fim da vida útil do sistema.

5.5 FLUXO DE CAIXA DO SISTEMA FOTOVOLTAICO NA GD

Nessa seção serão definidos os parâmetros que irão compor o fluxo de caixa de um projeto fotovoltaico de GD típico no estado de Pernambuco, para a posterior análise de impacto financeiro.

Também serão apresentados os critérios os quais foram levados em conta nas escolhas dos respectivos parâmetros.

5.5.1 Geração de Energia

A geração de energia do sistema fotovoltaico típico será baseada no software PVSyst, o qual é mais utilizado por empresas no mercado de sistemas fotovoltaicos, com uma configuração próxima da ótima para a região.

Devido a localização do sistema no hemisfério sul, o mesmo deve ficar com a face para o norte geográfico verdadeiro para o melhor aproveitamento do recurso solar disponível (CRESESB, 2011).

Para a escolha da inclinação do módulo, é recomendado para sistemas que não utilizam tracker um ângulo de inclinação igual à latitude para otimização do recurso solar, sendo que para um melhor desempenho no inverno deve-se escolher um ângulo maior que a latitude, e para um melhor desempenho no verão deve-se escolher um ângulo menor que a latitude (COTA, 2010).

Através de análises de simulações no PVSyst, foi encontrada a melhor geração para uma inclinação de 8°.

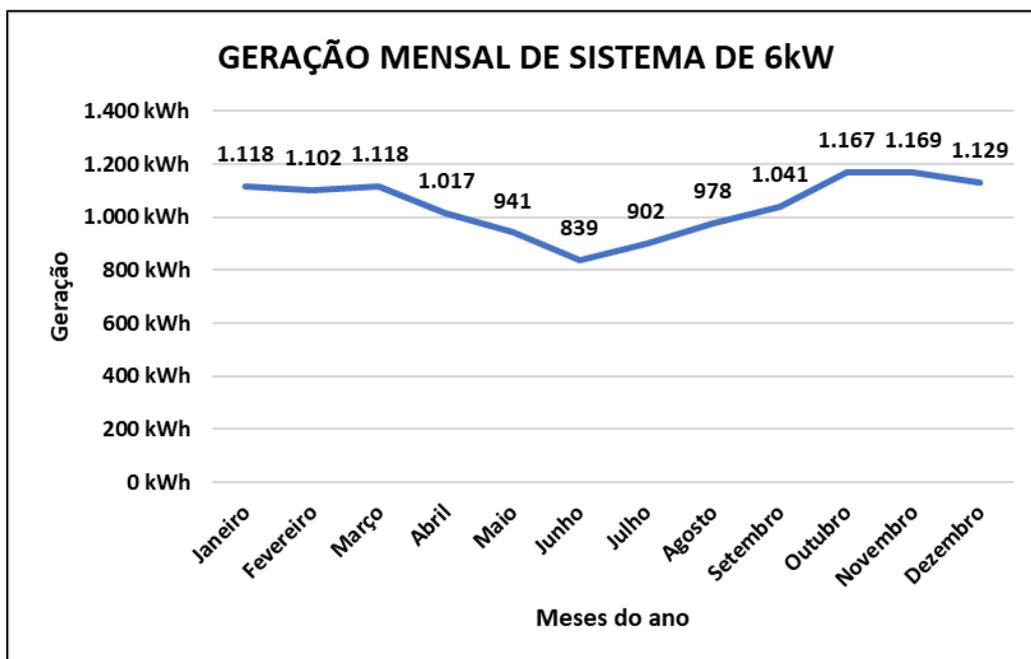
A Tabela 15 apresenta as características dos sistemas típicos de Geração Local para os tipos Residencial e Comercial, enquanto os Gráficos 19 e 20 apresentam as gerações dos sistemas.

Tabela 15: Sistemas típicos simulados para a Geração Local

SISTEMAS TÍPICOS DE GERAÇÃO LOCAL		
	LOCALIZAÇÃO	RECIFE - PE
	RESIDENCIAL	COMERCIAL
AZIMUTE	0 N	0 N
INCLINAÇÃO	8	8
MÓDULOS FV	CS1V - 250MS (Canadian)	CS1V - 250MS (Canadian)
INVERSOR	PVI-6000-TL-OUTD (ABB)	TRIO-20.0-TL-OUTD-400 (ABB)
POTÊNCIA DC	7,5 kWp	24 kWp
POTÊNCIA AC	6 kW	20 kW
AC/DC	1,25	1,2
GERAÇÃO ANUAL	12.495 kWh	40.345 kWh

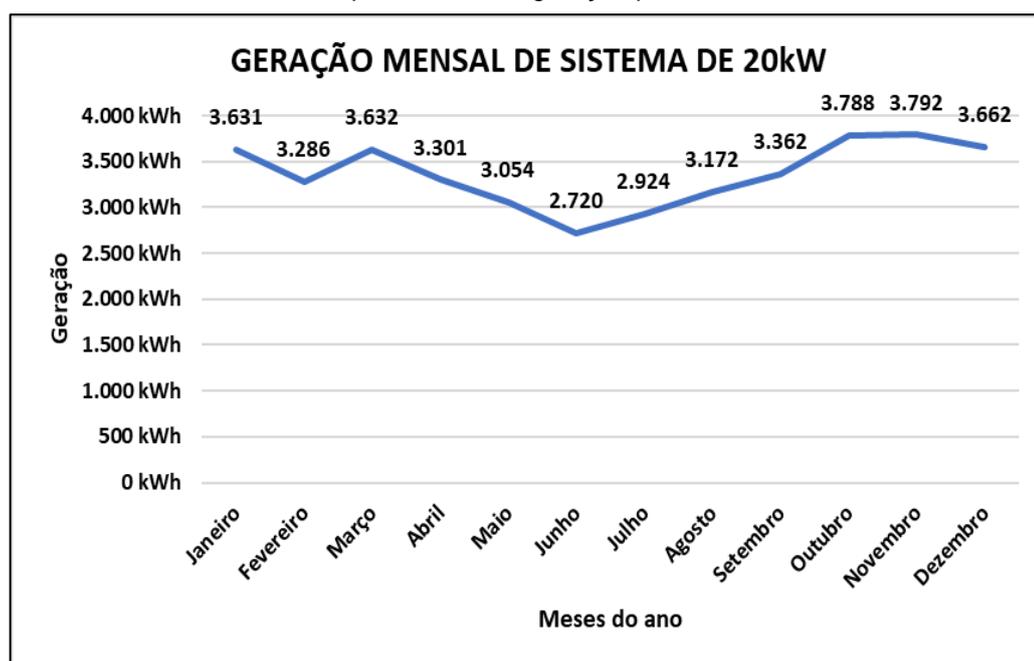
Fonte: O autor (2019)

Gráfico 19: Comportamento de geração de sistema de 6kW



Fonte: O autor (2019)

Gráfico 20: Comportamento de geração para sistema de 20kW



Fonte: O autor (2019)

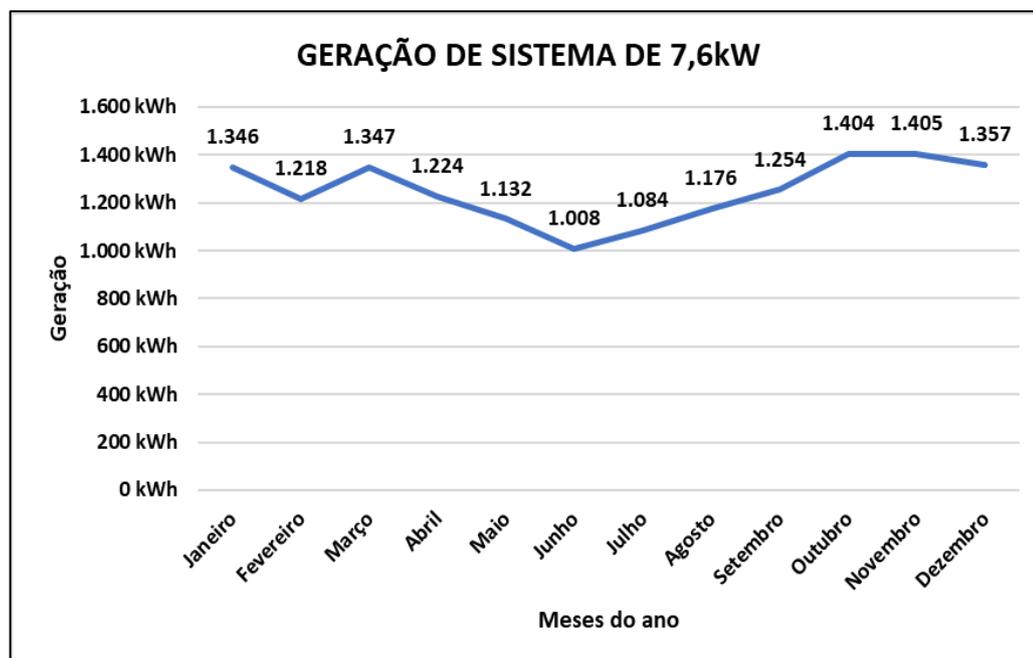
O mesmo procedimento foi utilizado para a coleta de dados referentes aos sistemas do Autoconsumo Remoto. A Tabela 16 apresenta os dados dos sistemas residenciais e comerciais simulados, enquanto os Gráficos 21 e 22 apresentam os respectivos comportamentos das gerações.

Tabela 16: Sistemas simulados para o Autoconsumo Remoto

SISTEMAS TÍPICOS DE AUTOCONSUMO REMOTO		
	LOCALIZAÇÃO	RECIFE - PE
	RESIDENCIAL	COMERCIAL
AZIMUTE	0 N	0 N
INCLINAÇÃO	8	8
MÓDULOS FV	CS1V - 250MS (Canadian)	CS1V - 250MS (Canadian)
INVERSOR	UNO-7.6-OUTD (ABB)	TRIO-27.6-TL-OUTD-400 (ABB)
POTÊNCIA DC	9,0 kWp	30 kWp
POTÊNCIA AC	7,6 kW	27,6 kW
AC/DC	1,18	1,09
GERAÇÃO ANUAL	14.955 kWh	50.478 kWh

Fonte: O autor (2019)

Gráfico 21: Comportamento de geração de sistema de 8,5 kW



Fonte: O autor (2019)

Percebe-se que os comportamentos de geração são similares, apresentando pior geração no mês de junho, enquanto sua melhor geração encontra-se no mês de novembro.

Isso ocorre pois todos estão sendo considerados na cidade de Recife, portanto estão sujeitos às mesmas condições de irradiação solar.

De acordo com a Meteonorm 7.2 (base de dados meteorológicos do PVSyst), a irradiação solar em Recife tem um valor de 199,4 kWh/m² no mês de novembro na cidade, enquanto no mês de junho apresenta valor de 125,2 kWh/m².

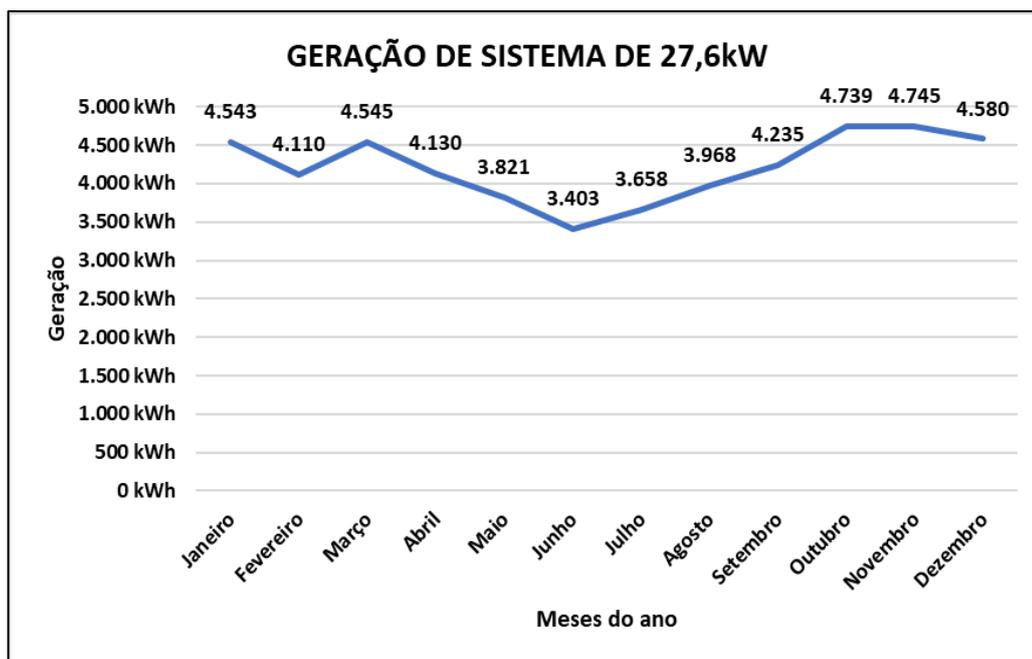
Os dados a serem utilizados nos fluxos de caixa em relação à geração de energia no primeiro ano serão aqueles apresentados nas tabelas 5.9 e 5.10.

A geração de energia dos sistemas GD aparece no fluxo de caixa com valor positivo e como o valor em dinheiro da energia economizada pela geração. Esse valor é calculado pela expressão:

$$\text{Valor economizado} = \text{Energia gerada} * \text{Tarifa de energia} \quad (5.3)$$

Para a definição do valor economizado, foram consultados os valores de tarifas da CELPE. A Tabela 17 apresenta os valores atuais das tarifas de energia para os principais subgrupos do grupo B de tarifas.

Gráfico 22: Comportamento de geração de sistema de 27,6kW



Fonte: O autor (2019)

Tabela 17: Valores de tarifas do grupo B da CELPE

VALORES DE TARIFAS DE ENERGIA - GRUPO B							
B1	VALOR	B2	VALOR	B3	VALOR	B4	VALOR
Residencial	R\$0,5216	Rural	R\$0,3651	Comercial	R\$0,5216	Iluminação Pública	R\$0,3129
Residencial Baixa Renda	R\$0,5216	Rural Irrigante	R\$0,3651	Poder Público	R\$0,5216		
Indígenas e Quilombolas	R\$0,5216	Irrigante (Insc. Estadual)	R\$0,3651	Serviço Público	R\$0,4433		

Fonte: O autor (2019) baseada em dados da CELPE

Também foram analisados os valores da TE e da TUSD que compõem a tarifa de energia. Para isso, foi consultado o informativo tarifário de 2018 divulgado pelo Ministério de Minas e Energia (MME), para a consulta da contribuição de cada encargo para o valor de encargos setoriais totais. A Tabela 19 mostra a participação média percentual de cada encargo nos Encargos Setoriais divulgados na conta de energia, enquanto a Tabela 18 apresenta os componentes de formação da tarifa da CELPE.

Tabela 18: Custos divulgados pela CELPE em fatura de energia para baixa tensão

CUSTOS DIVULGADOS PELA CELPE EM FATURA PARA BAIXA TENSÃO		
Custo divulgado	Componente Tarifário	Percentual
ENCARGOS	TE- Encargos e TUSD - Encargos	7,80%
DISTRIBUIÇÃO	TUSD - Fio B	30,96%
TRANSMISSÃO	TUSD - Fio A	6,42%
PERDAS	TUSD - Perdas e TE - Perdas	12,75%
ENERGIA DE REVENDA	TE - Energia	42,06%

Fonte: O autor (2019) baseada em dados do livro “Geração Distribuída e Eficiência Energética” (JANUZZI, 2018) e dados da ANEEL

Tabela 19: Composição dos Encargos Setoriais

ENCARGOS SETORIAIS	
ENCARGOS	PERCENTUAL
ESS	11,76%
P&D	4,53%
CDE	73,50%
PROINFA	9,64%
OUTROS	0,57%

Fonte: O autor (2019) baseada nos dados do Informativo Tarifário anual do MME (2018)

Com essas informações é possível traçar um cenário de valores de tarifas da TE e da TUSD próximas da realidade da tarifa CELPE aplicada atualmente no estado de Pernambuco. Essa especificação será considerada nos estudos das alternativas distintas da atual (Alternativa 0) e será fator determinante no impacto do tempo de Payback. A Tabela 21 indica os valores dos componentes tarifários aproximados da CELPE atualmente, enquanto a Tabela 20 indica o valor de energia a ser compensado incluindo os componentes tributários no preço da energia (PIS, COFINS e ICMS). Os dados referentes às alíquotas e preço de energia foram obtidos diretamente da CELPE em seu endereço eletrônico.

É importante ressaltar que independente da alternativa adotada pela ANEEL na atualização da REN 482/2012, as componentes tributárias continuarão isentas de pagamento, sendo essa isenção um benefício permanente no Sistema de Compensação adotado. Sendo assim, as componentes tributárias devem ser consideradas, dado que o montante economizado com impostos constitui um valor significativo e positivo do fluxo de caixa final.

Tabela 20: Valor da energia considerando componentes

Componente Tarifário	Percentual	Valor	
		Tarifa B1	Tarifa B3
TE - Energia	42,06%	R\$0,2194	R\$ 0,2194
TE - Encargos	4,00%	R\$0,0209	R\$ 0,0209
TUSD - Fio A	6,42%	R\$0,0335	R\$ 0,0335
TUSD - Fio B	30,96%	R\$0,1615	R\$ 0,1615
TUSD - Encargos	3,80%	R\$0,0198	R\$ 0,0198
TUSD - Perdas	12,76%	R\$0,0666	R\$ 0,0666
TOTAL	100,00%	R\$0,5216	R\$ 0,5216

Fonte: O autor (2019)

Tabela 21: Componentes do preço da energia

COMPONENTE	Alíquota	Valor	
		Subgrupo B1	Subgrupo B3
TARIFA	-	R\$ 0,5216	R\$ 0,5216
ICMS	25%	R\$ 0,1934	R\$ 0,1934
PIS	1,35%	R\$ 0,0104	R\$ 0,0104
COFINS	6,24%	R\$ 0,0483	R\$ 0,0483
PREÇO FINAL	-	R\$ 0,7734	R\$ 0,7734

Fonte: O autor (2019)

O fluxo de caixa referente à produção de energia será dado, portanto, pela associação com o valor em kWh gerado pelo sistema anualmente com o devido valor de tarifa dada pela alternativa adotada, somada com as componentes tributárias. A Tabela 22 indica os valores do kWh gerado e injetado na rede por alternativa.

Tabela 22: Valor da Energia injetada na rede por Alternativa adotada

Alternativa	Valor da Energia
Alternativa 0	R\$ 0,7734
Alternativa 1	R\$ 0,6119
Alternativa 2	R\$ 0,5784
Alternativa 3	R\$ 0,5586
Alternativa 4	R\$ 0,4921
Alternativa 5	R\$ 0,4712

Fonte: O autor (2019)

5.5.2 Simultaneidade de Consumo de Energia

Para a elaboração do fluxo de caixa, a energia consumida pela UC instantaneamente e a energia abatida no formato de créditos em horários distintos ao horário de geração devem ser faturadas de maneira distinta.

Isso ocorre, pois, a redução do valor de energia gerada irá afetar apenas a parcela de energia que se “armazena” na rede, dado que o funcionamento da rede para sistemas de GD on-grid funcionam de maneira análoga a uma bateria.

Essa distinção, no entanto, não deve ser realizada nos casos do Autoconsumo remoto, dado que a utilização da rede é obrigatória nesses casos, já que a energia é gerada em um espaço físico separado da UC.

Sendo assim, nas UCs com geração própria, a energia fotovoltaica consumida nos horários de irradiação solar serão faturadas com o valor integral da energia atual (R\$ 0,7734). Já a energia consumida pela UC fora desses horários, serão faturadas com os valores estabelecidos para cada alternativa, segundo a Tabela 5.16.

Para a determinação do valor percentual de energia consumida, foram utilizados os valores informados à ANEEL na Consulta Pública 10-2018, apresentadas na Tabela 23. Os colaboradores da CP 10-2018 foram constituídos por associações e empresas de naturezas público e privadas as quais forneceram dados voluntariamente, os quais foram utilizados na elaboração final da Audiência Pública 001-2019 (ANEEL, 2019).

Tabela 23: Consumos Simultâneos informados na CP 10-2018

COLABORADOR	CONSUMO SIMULTÂNEO
ABGD	50%
ABSOLAR	45%
CCEC	40%
Concemig	50%
CSRenováveis	60%
ECO	60%
CPFL	39%
Órigo Energia	45%
Sindi Energia	60%
MÉDIA	50%

Fonte: O autor (2019) baseada nos dados da ANEEL

O valor utilizado no cálculo de Payback para sistemas GD com Geração Local será a média aritmética de todos os valores informados, sendo, portanto, 50% da energia gerada. Como trata-se de uma grande parcela da energia gerada, espera-se que o impacto da troca de alternativa para a os sistemas de Geração Local seja menor se comparado ao impacto sofrido pelos clientes do Autoconsumo Remoto.

5.5.3 Degradação Natural do Sistema Fotovoltaico

Para a projeção da economia de energia propiciada pelo sistema GD de forma mais assertiva ao longo de uma década, deve-se considerar a degradação natural dos equipamentos.

A degradação é constituída pela perda de eficiência do sistema ao longo do tempo, o que diminui de forma significativa o fluxo financeiro da energia e assim, aumenta o risco do projeto (NREL, 2012).

O componente determinante para a degradação e diminuição da geração trata-se do módulo fotovoltaico, o qual é o componente mais exposto a condições climáticas adversas e variações de temperatura. Além disso, a tecnologia utilizada para a fabricação do módulo também é determinante para o valor de degradação.

Para a determinação do valor de degradação a ser utilizado nesse trabalho, foram consultados os dados divulgados pelo NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY no artigo “Photovoltaic Degradation Rates — An Analytical Review” de 2012. A Tabela 24 mostra os dados de degradação encontrados por tipo de tecnologia. Os índices “pré” e “pós” fazem referência a dados obtidos por tecnologias antes e depois dos anos 2000.

A partir dos dados apresentados, percebe-se que para tecnologias datadas do período pós-2000, o pior resultado de degradação encontrado é com a tecnologia CIGS, a qual apresenta degradação de 0,96% de geração por ano pelo sistema. Para efeitos de simplificação de cálculos, será utilizado o valor de 1% de geração por ano para a elaboração dos fluxos de caixa deste trabalho.

Tabela 24: Degradação de sistemas fotovoltaicos por tipo de tecnologia dos módulos

Technology	Configuration	Number of references		No. of Data Points		Median Exposure time (years)		R _d median (%/year)	
		Pre	Post	Pre	Post	Pre	Post	Pre	Post
a-Si	Module	10	12	45	31	7	2	0.96	0.87
	System	14	9	21	14	5	4	1.30	0.95
CdTe	Module	3	4	7	6	3	2	3.33	0.40
	System	3	2	3	6	10	3	0.69	0.30
CIGS	Module	2	6	20	10	8	3	1.44	0.96
	System	1	5	1	5	4	6	3.50	0.02
mono-Si	Module	31	11	1133	55	21	3	0.47	0.36
	System	19	13	42	37	7	5	0.90	0.23
multi-Si	Module	15	9	409	36	10	3	0.61	0.64
	System	6	8	5	21	9	5	0.60	0.59

Fonte: (NREL,2012)

5.5.4 Custo com Manutenção

Os custos com a manutenção dos sistemas fotovoltaicos também devem ser considerados dado que as manutenções preventivas são fundamentais para garantir a continuidade do bom funcionamento do sistema. No geral as intervenções realizadas em manutenções preventivas são simples, como limpeza dos módulos, teste de valores de tensão e corrente de funcionamento, retirada de vegetação causadora de sombreamento e verificação das conexões elétricas e da estrutura de sustentação dos módulos, entre outras. (CRESESB, 2014).

Tais atividades, porém, devem ser realizadas com uma grande frequência para a minimização da degradação dos equipamentos e possíveis perdas dos mesmos, resultando com que o custo de manutenção seja considerável, fazendo com que esse apareça com valor negativo no fluxo de caixa dos sistemas analisados.

Para a definição do valor de referência para custo de manutenção, foram consultadas novamente as contribuições da CP 10-2018, realizadas por entidades com atividades ligadas direta e indiretamente ao mercado de GD. Os valores informados estão na forma percentual representando uma fração do valor do investimento inicial no projeto. A Tabela 25 apresenta todos os dados informados.

Tabela 25: Dados informados na CP-2018 do custo de manutenção de um sistema GD por ano

COLABORADOR	CUSTO DE MANUTENÇÃO
ABGD	2%
ABSOLAR	1%
Alsol	1,25%
Cemig	2%
Compartsol	1%
Concemig	2%
CSRenováveis	3%
ECO	3%
EDP	0,5%
CPFL	2%
FIEC	3%
Órigo Energia	2,25%
Sindi Energia	3%
MÉDIA	2%

Fonte: O autor (2019) baseada nos dados da ANEEL

5.5.5 Investimento Inicial

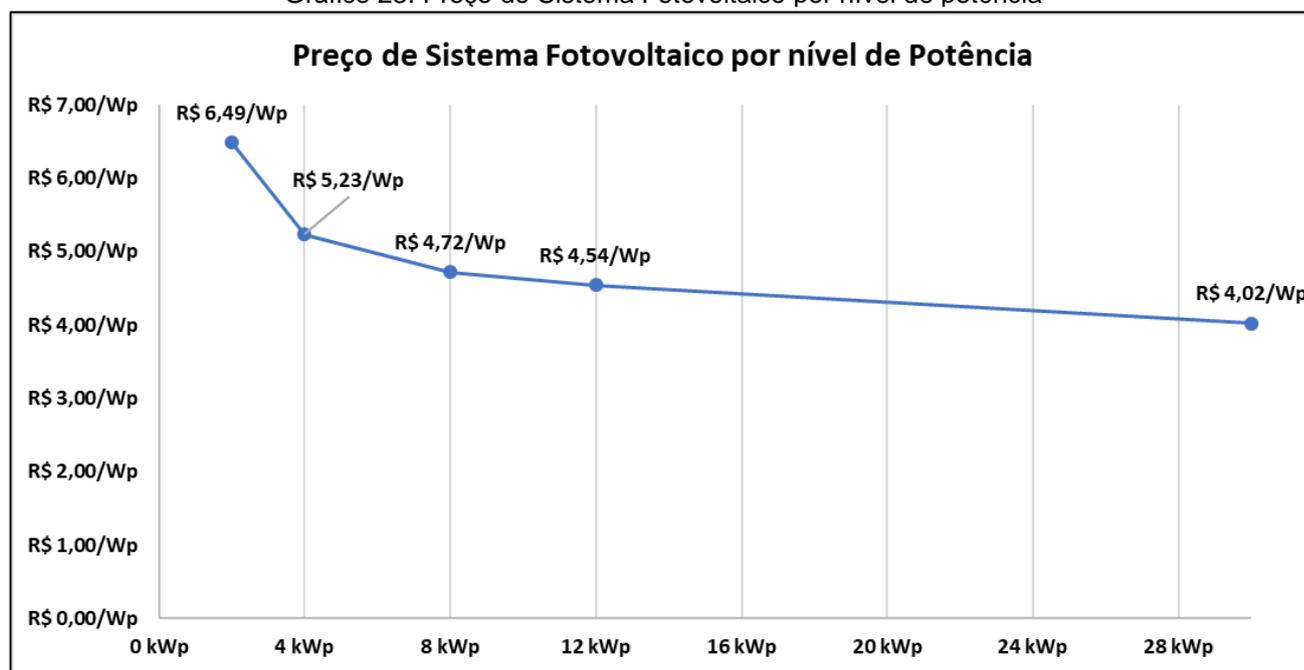
Por fim, é necessário definir um valor para o investimento inicial de um sistema fotovoltaico para completar o fluxo monetário dos projetos. Para isso, foi consultado o preço do Wp no mercado nacional. Esse valor varia com a potência do sistema, quanto maior o sistema menor o preço do Wp.

É importante ressaltar também que será considerado o preço final do cliente, composto por preço dos equipamentos e preço de integração. O preço de integração está relacionado com os serviços de transporte, instalação e comissionamento do sistema fotovoltaico e constitui cerca de 40% do valor final para sistemas em residências e 39% para sistemas em estabelecimentos comerciais. A relação da variação de preço com o aumento da potência indica que ambas as grandezas não crescem na mesma proporção. Infere-se que apesar da mão de obra e tempo de execução aumentarem para um projeto de maior potência, o custo por Wp acaba

diminuindo, fazendo com que os projetos maiores apresentem valores mais competitivos.

O Gráfico 23 mostra o valor por nível de potência do sistema fotovoltaico, levando em consideração os níveis de potência de interesse no trabalho.

Gráfico 23: Preço do Sistema Fotovoltaico por nível de potência



Fonte: O autor (2019) baseada na pesquisa GREENER do 1º semestre de 2019

Com os valores estabelecidos, é possível estimar para cada um dos 4 sistemas analisados o valor do investimento inicial no fluxo de caixa. A Tabela 26 apresenta o resumo das características consideradas no fluxo de caixa para os 4 investimentos analisados. Para os valores os quais não foram explicitados no gráfico, foi realizada uma aproximação por interpolação linear.

Tabela 26: Características do fluxo de caixa para os 4 casos analisados

Modalidade de Geração	Tipo de UC	Potência	Preço	Investimento Inicial	Consumo Simultâneo	Degradação do Sistema	Custo de Manutenção
Geração Local	Residencial	7,5	4,78	35850	50%	1%	2%
Geração Local	Comercial	24	4,19	100560			
Autoconsumo Remoto	Residencial	9	4,67	42030	0%		
Autoconsumo Remoto	Comercial	30	4,02	120600			

Fonte: O autor (2019)

6 RESULTADOS OBTIDOS

Nessa seção serão analisados os resultados dos impactos da alteração do Sistema de Compensação previsto na REN 482/2012 sobre os quatro sistemas fotovoltaicos previamente estabelecidos.

Serão apresentados os resultados dos fluxos de caixa para a posterior interpretação sobre as mudanças ocorridas com as alterações de alternativas.

Foram considerados cenários com taxas mínimas de atratividades diferentes. O cenário com TMA de 10% trata-se do cenário mais próximo da realidade, levando em consideração o valor da inflação e da taxa SELIC atual. Apesar disso, foi estudado os cenários com TMA nula, o qual é muito utilizado nas propostas comerciais de empresas que negociam esse tipo de solução.

6.1 SISTEMA PARA RESIDÊNCIA COM GERAÇÃO LOCAL

Serão avaliados os sistemas para residências com geração local.

6.1.1 Cenário 1: TMA a 0% (Payback Simples)

Foi considerado um sistema com inversor de 6 kW conectado a 30 módulos de potência 250 Wp, somando um total de 7,5 kWp para o mesmo.

A Tabela 27 mostra os dados relativos à geração, os quais não mudam com as alternativas, sendo esses o consumo simultâneo, a economia com tributos (ICMS/PIS/COFINS) e os custos.

A economia com impostos entra no fluxo de caixa com valor positivo, sendo esse somado com a economia com energia. A Tabela 28 mostra a economia com energia em todas as alternativas, sendo esse o ponto fundamental da mudança de alternativa.

Percebe-se que já ocorre uma perda de 15% de economia com a adoção da Alternativa 1, valor já significativo, podendo essa perda chegar a 30% no caso da adoção da alternativa mais extrema.

Tabela 27: Economia com impostos do sistema de UC Residencial (Geração Local)

Ano	Energia gerada	Consumo Simultâneo	Economia com Impostos (ICMS/PIS/COFINS)	Custos agregados ao sistema
2019	12.495,00 kWh	6.247,50 kWh	R\$ 3.150,89	R\$ 36.567,00
2020	12.370,05 kWh	6.185,03 kWh	R\$ 3.119,39	R\$ 717,00
2021	12.246,35 kWh	6.123,17 kWh	R\$ 3.088,19	R\$ 717,00
2022	12.123,89 kWh	6.061,94 kWh	R\$ 3.057,31	R\$ 717,00
2023	12.002,65 kWh	6.001,32 kWh	R\$ 3.026,74	R\$ 717,00
2024	11.882,62 kWh	5.941,31 kWh	R\$ 2.996,47	R\$ 717,00
2025	11.763,79 kWh	5.881,90 kWh	R\$ 2.966,50	R\$ 717,00
2026	11.646,16 kWh	5.823,08 kWh	R\$ 2.936,84	R\$ 717,00
2027	11.529,69 kWh	5.764,85 kWh	R\$ 2.907,47	R\$ 717,00
2028	11.414,40 kWh	5.707,20 kWh	R\$ 2.878,40	R\$ 717,00
2029	11.300,25 kWh	5.650,13 kWh	R\$ 2.849,61	R\$ 717,00
		TOTAL	R\$ 32.977,81	R\$ 43.737,00

Fonte: O autor (2019)

Tabela 28: Economia de Energia com TMA nula para as 6 alternativas (UC Residencial – Geração Local)

Ano	Economia com Energia					
	Alternativa 0	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3	Alternativa 4	Alternativa 5
2019	R\$ 6.517,39	R\$ 5.508,50	R\$ 5.299,29	R\$ 5.175,46	R\$ 4.759,65	R\$ 4.629,30
2020	R\$ 6.452,22	R\$ 5.453,41	R\$ 5.246,30	R\$ 5.123,71	R\$ 4.712,05	R\$ 4.712,05
2021	R\$ 6.387,70	R\$ 5.398,88	R\$ 5.193,84	R\$ 5.072,47	R\$ 4.664,93	R\$ 4.664,93
2022	R\$ 6.323,82	R\$ 5.344,89	R\$ 5.141,90	R\$ 5.021,74	R\$ 4.618,28	R\$ 4.618,28
2023	R\$ 6.260,58	R\$ 5.291,44	R\$ 5.090,48	R\$ 4.971,53	R\$ 4.572,10	R\$ 4.572,10
2024	R\$ 6.197,97	R\$ 5.238,53	R\$ 5.039,57	R\$ 4.921,81	R\$ 4.526,38	R\$ 4.526,38
2025	R\$ 6.136,00	R\$ 5.186,14	R\$ 4.989,18	R\$ 4.872,59	R\$ 4.481,12	R\$ 4.481,12
2026	R\$ 6.074,64	R\$ 5.134,28	R\$ 4.939,29	R\$ 4.823,87	R\$ 4.436,31	R\$ 4.436,31
2027	R\$ 6.013,89	R\$ 5.082,94	R\$ 4.889,89	R\$ 4.775,63	R\$ 4.391,94	R\$ 4.391,94
2028	R\$ 5.953,75	R\$ 5.032,11	R\$ 4.840,99	R\$ 4.727,87	R\$ 4.348,02	R\$ 4.348,02
2029	R\$ 5.894,21	R\$ 4.981,79	R\$ 4.792,58	R\$ 4.680,59	R\$ 4.304,54	R\$ 4.304,54
TOTAL	R\$ 68.212,16	R\$ 57.652,92	R\$ 55.463,31	R\$ 54.167,28	R\$ 49.815,34	R\$ 49.684,99

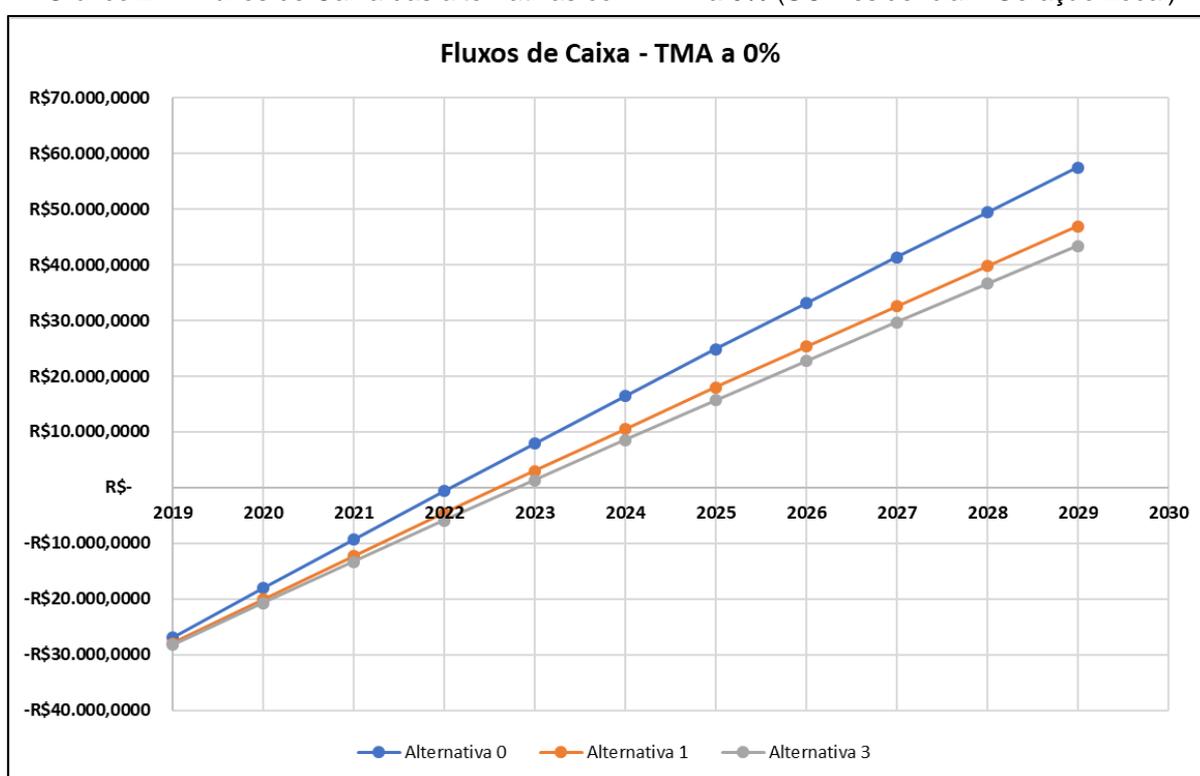
Fonte: O autor (2019)

Com esses dados, foram montados os fluxos de caixa para as diferentes alternativas no cenário com Payback Simples. Serão apresentados os gráficos de fluxo de caixa referentes à Alternativa 0 (solução atual) e das Alternativas 1 e 3 (cogitadas a serem adotadas de acordo com a ANEEL) no Gráfico 24, sendo posteriormente os resultados de Payback e VPL de todas as alternativas discutidos.

Os gráficos mostram uma pequena variação no quarto ano de geração para o tempo de Payback. A variação do VPL, porém, é mais significativa, pois o fluxo positivo na segunda solução apresenta como valor final um valor aproximadamente R\$ 10.000,00 abaixo da solução anterior.

Os resultados obtidos para todas as Alternativas possíveis foram agregados para serem apresentados em conjunto com a redução observada, para uma melhor análise. A Tabela 29 mostra todos os valores de Payback e de VPL no final de uma década.

Gráfico 24: Fluxos de Caixa das alternativas com TMA a 0% (UC Residencial - Geração Local)



Fonte: O autor (2019)

Tabela 29: Tempos de Payback e VPL para as alternativas no cenário com TMA nula (UC Residencial – Geração Local)

TMA A 0%				
ALTERNATIVA	TEMPO DE PAYBACK	% DE AUMENTO	VPL	DIFERENÇA
Alternativa 0	4,07	-	R\$ 57.452,98	-
Alternativa 1	4,61	12,89%	R\$ 46.893,73	-R\$ 10.559,24
Alternativa 2	4,73	15,76%	R\$ 44.704,12	-R\$ 12.748,85
Alternativa 3	4,81	17,77%	R\$ 43.408,09	-R\$ 14.044,88
Alternativa 4	5,00	22,06%	R\$ 39.773,16	-R\$ 17.679,82
Alternativa 5	5,12	25,21%	R\$ 38.925,81	-R\$ 18.527,17

Fonte: O autor (2019)

De acordo com os resultados obtidos, percebe-se que o tempo de Payback para os sistemas residenciais de Geração Local no cenário com TMA nula continuará dentro do quarto ano de geração, passando apenas para o quinto nas alternativas mais extremas, as quais não fazem parte do plano da ANEEL para os próximos anos. Porém, a mudança de alternativa acarretará em um sistema aproximadamente 13% mais caro, dado que será o mesmo investimento para um tempo de Payback oferecido 13% maior.

Além disso, os sistemas conectados na nova regra apresentarão uma redução de lucro de R\$ 10.559,24 nos 10 anos iniciais com o cenário adotado, o que é indicado na redução do VPL visualizada.

6.1.2 Cenário 2: TMA a 10%

Esse cenário é o mais próximo do cenário atual, dado que a última taxa Selic divulgada foi de 6,5% e a inflação de 3,75% (Banco do Brasil, 2019). Esses valores serão utilizados como referência ao longo de toda a análise de resultados referentes aos indicadores econômicos.

Essa mudança de cenário tem influência direta nos valores de Payback e VPL obtidos, assim como na variação dos mesmos na troca de alternativa. Tal alteração tem um efeito no mercado discreto inicialmente, dado que esse cenário não é utilizado nas propostas comerciais da maioria dos sistemas de GD. Porém trata-se do cenário mais relevante dentre os 2 analisados.

Percebe-se que com a consideração da TMA não nula ocorre uma grande diminuição do valor economizado ao longo da década, evidenciando a influência da TMA nos valores dos indicadores econômicos os quais serão posteriormente analisados.

Os valores referentes aos custos e economia com tributos serão considerados os mesmos, com a devida correção monetária.

Percebe-se que ocorre uma diminuição considerável nesse cenário, o que influencia no valor de Payback e VPL final. A Tabela 30 apresenta as economias com energia também com correção monetária.

Tabela 30: Economia com energia por alternativa no cenário com TMA a 10% (UC Residencial – Geração Local)

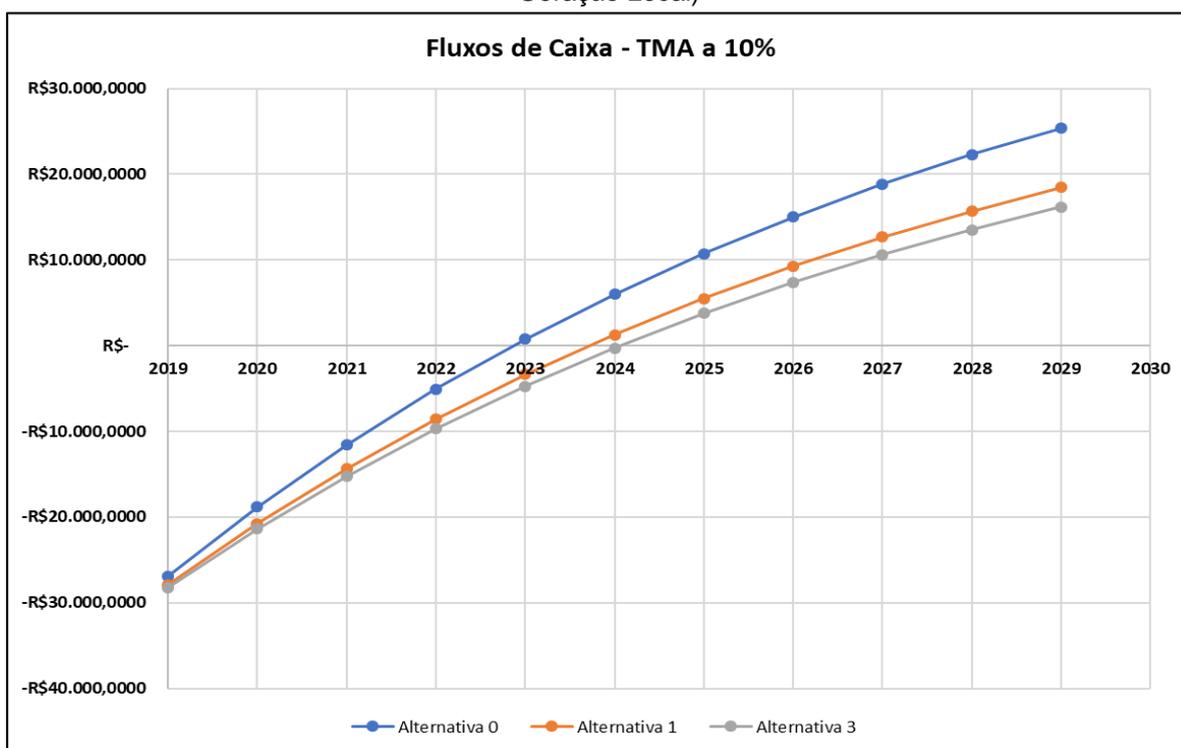
Ano	Economia com Energia					
	Alternativa 0	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3	Alternativa 4	Alternativa 5
2019	R\$ 6.517,39	R\$ 5.508,50	R\$ 5.299,29	R\$ 5.175,46	R\$ 4.759,65	R\$ 4.629,30
2020	R\$ 5.865,65	R\$ 4.957,65	R\$ 4.769,36	R\$ 4.657,91	R\$ 4.283,69	R\$ 4.283,69
2021	R\$ 5.279,09	R\$ 4.461,88	R\$ 4.292,43	R\$ 4.192,12	R\$ 3.855,32	R\$ 3.855,32
2022	R\$ 4.751,18	R\$ 4.015,70	R\$ 3.863,18	R\$ 3.772,91	R\$ 3.469,79	R\$ 3.469,79
2023	R\$ 4.276,06	R\$ 3.614,13	R\$ 3.476,87	R\$ 3.395,62	R\$ 3.122,81	R\$ 3.122,81
2024	R\$ 3.848,45	R\$ 3.252,71	R\$ 3.129,18	R\$ 3.056,06	R\$ 2.810,53	R\$ 2.810,53
2025	R\$ 3.463,61	R\$ 2.927,44	R\$ 2.816,26	R\$ 2.750,45	R\$ 2.529,47	R\$ 2.529,47
2026	R\$ 3.117,25	R\$ 2.634,70	R\$ 2.534,63	R\$ 2.475,41	R\$ 2.276,53	R\$ 2.276,53
2027	R\$ 2.805,52	R\$ 2.371,23	R\$ 2.281,17	R\$ 2.227,87	R\$ 2.048,87	R\$ 2.048,87
2028	R\$ 2.524,97	R\$ 2.134,11	R\$ 2.053,05	R\$ 2.005,08	R\$ 1.843,99	R\$ 1.843,99
2029	R\$ 2.272,47	R\$ 1.920,70	R\$ 1.847,75	R\$ 1.804,57	R\$ 1.659,59	R\$ 1.659,59
TOTAL	R\$ 44.721,65	R\$ 37.798,74	R\$ 36.363,18	R\$ 35.513,46	R\$ 32.660,22	R\$ 32.529,88

Fonte: O autor (2019)

Os valores relativos aos custos agregados do sistema também sofrem redução com a TMA não nula. O valor investido, porém, é considerado igual, dado que o mesmo se apresenta no ano inicial do fluxo de caixa.

Assim como na alternativa anterior, serão apresentados os fluxos de caixa referentes às alternativas cogitadas para uso pela ANEEL, no Gráfico 25.

Gráfico 25: Fluxo de Caixa das alternativas com TMA a 10% (UC Residencial – Geração Local)



Fonte: O autor (2019)

Percebe-se que o tempo de Payback encontra-se próximo da conclusão do quinto ano de geração, com aproximadamente um ano de diferença em relação ao cenário anterior.

Percebe-se também que ambas as alternativas apresentam aumentos significativos em relação à Alternativa 0, mostrando que a mudança de regra possui um impacto econômico significativo para esse tipo de cliente.

A Tabela 31 apresenta os tempos de Payback com a devida variação percentual e o VPL obtido nas diversas alternativas, com a diferença em relação à alternativa atual calculada.

Tabela 31: Tempos de Payback e VPL para as alternativas no cenário com TMA a 10% (UC Residencial – Geração Local)

TMA A 10%				
ALTERNATIVA	TEMPO DE PAYBACK	% DE AUMENTO	VPL	DIFERENÇA
Alternativa 0	4,87	-	R\$ 25.370,10	-
Alternativa 1	5,73	17,66%	R\$ 18.447,19	-R\$ 6.922,91
Alternativa 2	5,93	21,77%	R\$ 17.011,63	-R\$ 8.358,48
Alternativa 3	6,07	24,64%	R\$ 16.161,92	-R\$ 9.208,19
Alternativa 4	6,39	31,21%	R\$ 14.025,67	-R\$ 11.344,43
Alternativa 5	6,62	35,93%	R\$ 13.178,33	-R\$ 12.191,78

Fonte: O autor (2019)

Percebe-se que para o caso do VPL, os valores são menores no relativo à diferença das novas alternativas para a alternativa atual, porém a diminuição possui valor bastante alto percentualmente, chegando próximo a 36% na alternativa mais extrema.

No caso do Payback, percebe-se que os clientes terão um tempo superior a 6 anos para a Alternativa 3, a qual será utilizada no futuro pela ANEEL. Tal resultado tem um resultado muito significativo dado que o sistema se torna 25% mais caro para os novos geradores.

6.2 SISTEMA PARA UC COMERCIAL COM GERAÇÃO LOCAL

Será analisado agora um sistema para UC comercial com GD local.

6.2.1 Cenário 1: TMA a 0%

Foram calculados os indicadores econômicos para um sistema típico de UC Comercial no estado de Pernambuco, na modalidade de Geração Local. A Tabela 32 e 33 apresentam a economia com impostos e com energia respectivamente para um sistema de 24 kWp conectado a um inversor de 20kW. O Gráfico 26 apresentam o fluxo de caixa para as alternativas 0, 1 e 3.

Pode-se notar que o tempo de Payback do sistema diminui em cerca de 6 meses em relação ao sistema para residência, devido à queda do preço do Wp para sistemas com potências mais elevadas.

Tabela 32: Economia com impostos e custos para sistema de UC Comercial (Geração Local)

Ano	Energia gerada	Consumo Simultâneo	Economia com Impostos (ICMS/PIS/COFINS)	Custos agregados ao sistema
2019	40.345,00 kWh	20.172,50 kWh	R\$ 10.173,90	R\$ 102.571,20
2020	39.941,55 kWh	19.970,78 kWh	R\$ 10.072,16	R\$ 2.011,20
2021	39.542,13 kWh	19.771,07 kWh	R\$ 9.971,44	R\$ 2.011,20
2022	39.146,71 kWh	19.573,36 kWh	R\$ 9.871,72	R\$ 2.011,20
2023	38.755,25 kWh	19.377,62 kWh	R\$ 9.773,00	R\$ 2.011,20
2024	38.367,69 kWh	19.183,85 kWh	R\$ 9.675,27	R\$ 2.011,20
2025	37.984,02 kWh	18.992,01 kWh	R\$ 9.578,52	R\$ 2.011,20
2026	37.604,18 kWh	18.802,09 kWh	R\$ 9.482,74	R\$ 2.011,20
2027	37.228,13 kWh	18.614,07 kWh	R\$ 9.387,91	R\$ 2.011,20
2028	36.855,85 kWh	18.427,93 kWh	R\$ 9.294,03	R\$ 2.011,20
2029	36.487,29 kWh	18.243,65 kWh	R\$ 9.201,09	R\$ 2.011,20
TOTAL			R\$ 106.481,78	R\$ 122.683,20

Fonte: O autor (2019)

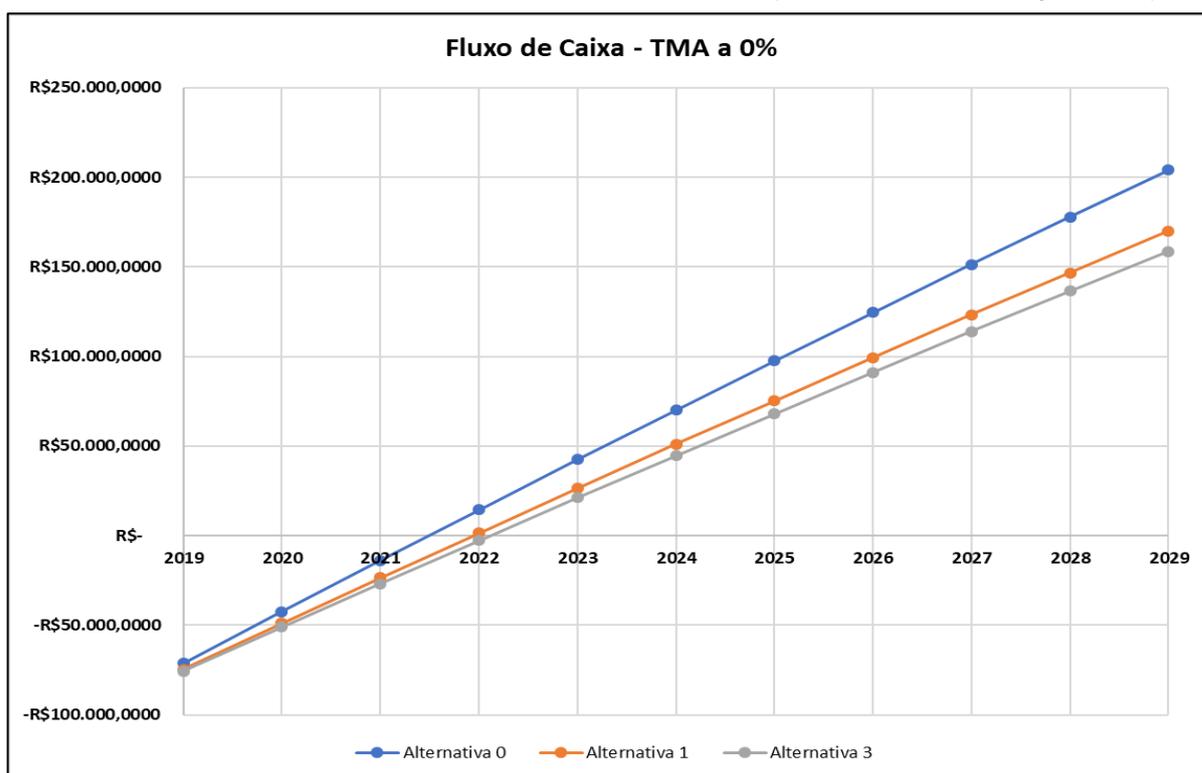
Tabela 33: Economia com energia por alternativa no cenário com TMA nula para UC Comercial (Geração Local)

Ano	Economia com Energia					
	Alternativa 0	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3	Alternativa 4	Alternativa 5
2019	R\$ 21.043,95	R\$ 17.786,35	R\$ 17.110,8374	R\$ 16.711,0023	R\$ 15.368,3981	R\$ 14.947,52
2020	R\$ 20.833,51	R\$ 17.608,48	R\$ 16.939,7290	R\$ 16.543,8923	R\$ 15.214,7142	R\$ 15.214,71
2021	R\$ 20.625,18	R\$ 17.432,40	R\$ 16.770,3317	R\$ 16.378,4533	R\$ 15.062,5670	R\$ 15.062,57
2022	R\$ 20.418,93	R\$ 17.258,08	R\$ 16.602,6284	R\$ 16.214,6688	R\$ 14.911,9414	R\$ 14.911,94
2023	R\$ 20.214,74	R\$ 17.085,50	R\$ 16.436,6021	R\$ 16.052,5221	R\$ 14.762,8219	R\$ 14.762,82
2024	R\$ 20.012,59	R\$ 16.914,64	R\$ 16.272,2361	R\$ 15.891,9969	R\$ 14.615,1937	R\$ 14.615,19
2025	R\$ 19.812,46	R\$ 16.745,49	R\$ 16.109,5137	R\$ 15.733,0769	R\$ 14.469,0418	R\$ 14.469,04
2026	R\$ 19.614,34	R\$ 16.578,04	R\$ 15.948,4186	R\$ 15.575,7462	R\$ 14.324,3514	R\$ 14.324,35
2027	R\$ 19.418,20	R\$ 16.412,26	R\$ 15.788,9344	R\$ 15.419,9887	R\$ 14.181,1079	R\$ 14.181,11
2028	R\$ 19.224,01	R\$ 16.248,14	R\$ 15.631,0451	R\$ 15.265,7888	R\$ 14.039,2968	R\$ 14.039,30
2029	R\$ 19.031,77	R\$ 16.085,65	R\$ 15.474,7346	R\$ 15.113,1309	R\$ 13.898,9038	R\$ 13.898,90
TOTAL	R\$ 220.249,68	R\$ 186.155,03	R\$ 179.085,01	R\$ 174.900,27	R\$ 160.848,34	R\$ 160.427,46

Fonte: O autor (2019)

Também se percebe que o tempo de Payback para essa classe de cliente apresenta-se menor do que para a classe residencial mesmo após a mudança de alternativa, o que comprova que a instalação de um sistema fotovoltaico continuará sendo mais vantajosa para os maiores consumidores de energia, mesmo após a alteração da regra.

Gráfico 26: Fluxo de Caixa das alternativas com TMA a 0% (UC Comercial – Geração Local)



Fonte: O autor (2019)

A partir da análise visual dos gráficos, nota-se que o impacto absoluto sobre o tempo de Payback é aproximadamente o mesmo, sendo menor que 1 ano na primeira mudança de regra.

A Tabela 34 traz todos os valores de Payback e VPL para sistemas dimensionados para UCs comerciais com Geração Própria.

Tabela 34: Tempos de Payback e VPL para as alternativas no cenário com TMA nula (UC Comercial – Geração Local)

TMA A 0%				
ALTERNATIVA	TEMPO DE PAYBACK	% DE AUMENTO	VPL	DIFERENÇA
Alternativa 0	3,49	-	R\$ 204.048,26	-
Alternativa 1	3,94	32,09%	R\$ 169.953,61	-R\$ 34.094,65
Alternativa 2	4,04	35,53%	R\$ 162.883,59	-R\$ 41.164,66
Alternativa 3	4,11	37,82%	R\$ 158.698,85	-R\$ 45.349,41
Alternativa 4	4,26	43,27%	R\$ 144.646,92	-R\$ 59.401,34
Alternativa 5	4,37	46,70%	R\$ 144.226,04	-R\$ 59.822,22

Fonte: O autor (2019)

6.2.2 Cenário 2: TMA a 10%

A seguir serão apresentados os resultados para o cenário com TMA a 10%, para sistemas dimensionados para UCs comerciais com Geração Local.

A Tabela 35 mostra a economia de energia nas diversas alternativas nesse cenário. Percebe-se uma redução mais agressiva no valor, se comparado aos sistemas de menor potência.

O Gráfico 27 apresenta os fluxos de caixa das Alternativas 0, 1 e 3. Apesar dos valores um pouco maiores, o sistema continuará se pagando dentro do quarto ano para as 3 propostas.

A Tabela 36 apresenta todos os valores de tempo de Payback e VPL nesse cenário.

Tabela 35: Economia com energia por alternativa no cenário com TMA a 10% para UC Comercial (Geração Local)

Ano	Economia com Energia					
	Alternativa 0	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3	Alternativa 4	Alternativa 5
2019	R\$ 21.043,95	R\$ 17.786,35	R\$ 17.110,84	R\$ 16.711,00	R\$ 15.368,40	R\$ 14.947,52
2020	R\$ 18.939,56	R\$ 16.007,71	R\$ 15.399,75	R\$ 15.039,90	R\$ 13.831,56	R\$ 13.831,56
2021	R\$ 17.045,60	R\$ 14.406,94	R\$ 13.859,78	R\$ 13.535,91	R\$ 12.448,40	R\$ 12.448,40
2022	R\$ 15.341,04	R\$ 12.966,25	R\$ 12.473,80	R\$ 12.182,32	R\$ 11.203,56	R\$ 11.203,56
2023	R\$ 13.806,94	R\$ 11.669,62	R\$ 11.226,42	R\$ 10.964,09	R\$ 10.083,21	R\$ 10.083,21
2024	R\$ 12.426,24	R\$ 10.502,66	R\$ 10.103,78	R\$ 9.867,68	R\$ 9.074,89	R\$ 9.074,89
2025	R\$ 11.183,62	R\$ 9.452,39	R\$ 9.093,40	R\$ 8.880,91	R\$ 8.167,40	R\$ 8.167,40
2026	R\$ 10.065,26	R\$ 8.507,16	R\$ 8.184,06	R\$ 7.992,82	R\$ 7.350,66	R\$ 7.350,66
2027	R\$ 9.058,73	R\$ 7.656,44	R\$ 7.365,65	R\$ 7.193,54	R\$ 6.615,59	R\$ 6.615,59
2028	R\$ 8.152,86	R\$ 6.890,80	R\$ 6.629,09	R\$ 6.474,18	R\$ 5.954,03	R\$ 5.954,03
2029	R\$ 7.337,57	R\$ 6.201,72	R\$ 5.966,18	R\$ 5.826,77	R\$ 5.358,63	R\$ 5.358,63
TOTAL	R\$ 144.401,37	R\$ 122.048,04	R\$ 117.412,75	R\$ 114.669,13	R\$ 105.456,32	R\$ 105.035,44

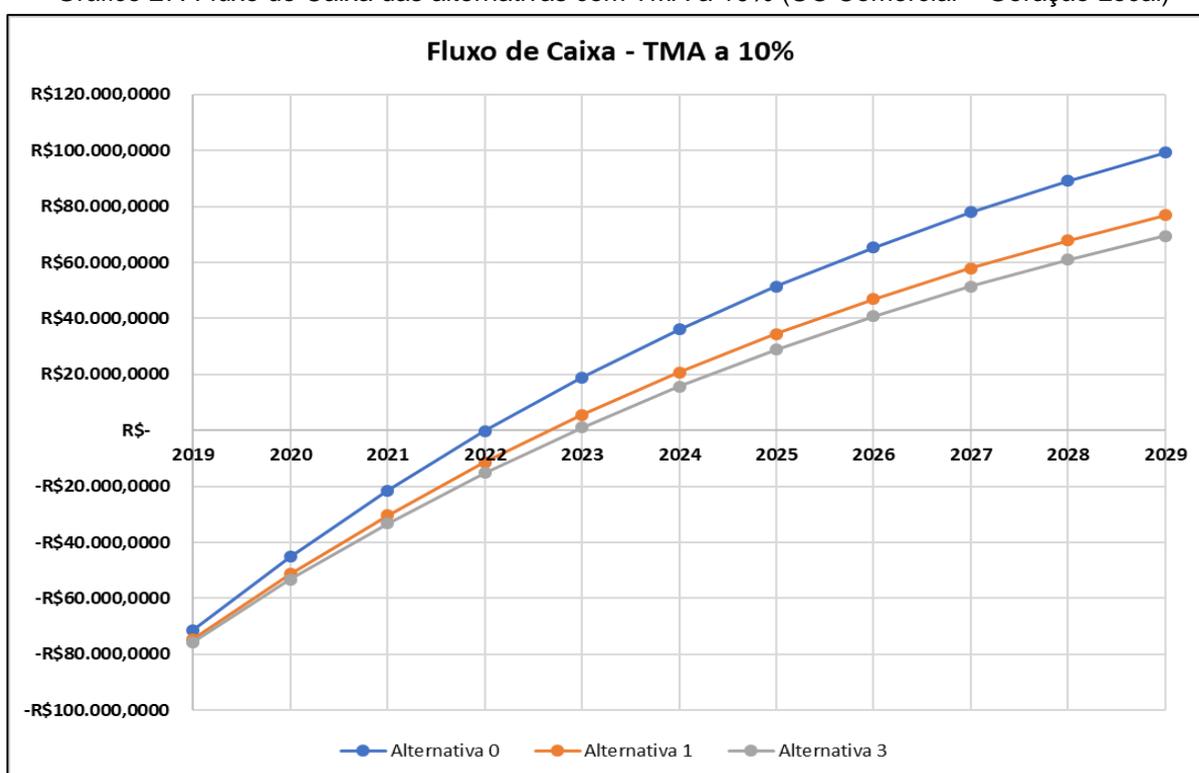
Fonte: O autor (2019)

Na utilização da Alternativa 3, o Payback ocorre muito próximo da conclusão do quinto ano de geração, identificando um aumento de aproximadamente 25% em relação à Alternativa 0.

Analisando a Tabela 36, percebe-se que o VPL terá um decréscimo de aproximadamente R\$ 30.000,00 por década para os sistemas instalados após a adoção da Alternativa 3. Tal número é bastante expressivo e representa uma diminuição de aproximadamente 30% da economia por década.

Além disso, pela variação do tempo de Payback percebe-se que o encarecimento do preço dos sistemas em 17% já na primeira mudança de regra.

Gráfico 27: Fluxo de Caixa das alternativas com TMA a 10% (UC Comercial – Geração Local)



Fonte: O autor (2019)

Tabela 36: Tempos de Payback e VPL para as alternativas no cenário com TMA a 10% (UC Comercial – Geração Local)

TMA A 10%				
ALTERNATIVA	TEMPO DE PAYBACK	% DE AUMENTO	VPL	DIFERENÇA
Alternativa 0	4,01	-	R\$ 99.284,42	-
Alternativa 1	4,68	16,71%	R\$ 76.931,09	-R\$ 22.353,33
Alternativa 2	4,83	20,45%	R\$ 72.295,80	-R\$ 26.988,62
Alternativa 3	4,93	22,94%	R\$ 69.552,18	-R\$ 29.732,24
Alternativa 4	5,17	28,93%	R\$ 62.350,57	-R\$ 36.933,85
Alternativa 5	5,35	33,42%	R\$ 59.918,49	-R\$ 39.365,93

Fonte: O autor (2019)

Nessa seção serão apresentados os resultados referentes aos sistemas de consumidores com geração remota. Esse tipo de cliente será mais afetado pela alteração da norma, dado que para esses casos não existirá o consumo simultâneo, o que ameniza o impacto para os clientes já analisados.

6.3 SISTEMA PARA UC RESIDENCIAL COM AUTOCONSUMO REMOTO

Será analisado agora um sistema residencial na geração remota.

6.3.1 Cenário 1: TMA a 0%

A Tabela 37 apresenta os dados com a economia com impostos e os custos para um típico sistema para residências com Autoconsumo Remoto, enquanto a Tabela 38 apresenta a economia com energia para os mesmos.

Tabela 37: Economia com impostos e custos no cenário com TMA nula para sistema de UC Residencial (Autoconsumo Remoto)

Ano	Energia gerada	Consumo Simultâneo	Economia com Impostos (ICMS/PIS/COFINS)	Custos agregados ao sistema
2019	14.955,00 kWh	0,00 kWh	R\$ 3.771,24	R\$ 102.571,20
2020	14.805,45 kWh	0,00 kWh	R\$ 3.733,53	R\$ 2.011,20
2021	14.657,40 kWh	0,00 kWh	R\$ 3.696,19	R\$ 2.011,20
2022	14.510,82 kWh	0,00 kWh	R\$ 3.659,23	R\$ 2.011,20
2023	14.365,71 kWh	0,00 kWh	R\$ 3.622,64	R\$ 2.011,20
2024	14.222,06 kWh	0,00 kWh	R\$ 3.586,41	R\$ 2.011,20
2025	14.079,84 kWh	0,00 kWh	R\$ 3.550,55	R\$ 2.011,20
2026	13.939,04 kWh	0,00 kWh	R\$ 3.515,04	R\$ 2.011,20
2027	13.799,65 kWh	0,00 kWh	R\$ 3.479,89	R\$ 2.011,20
2028	13.661,65 kWh	0,00 kWh	R\$ 3.445,09	R\$ 2.011,20
2029	13.525,03 kWh	0,00 kWh	R\$ 3.410,64	R\$ 2.011,20
TOTAL			R\$ 39.470,44	R\$ 122.683,20

Fonte: O autor (2019)

Percebe-se um aumento do valor economizado com tributos. Esse é um aumento natural, dado que o sistema possui uma potência maior, gerando mais energia.

Com relação ao decréscimo do valor economizado com energia, percebe-se uma diminuição muito mais agressiva nesse caso, em que o consumo simultâneo é 0 kWh.

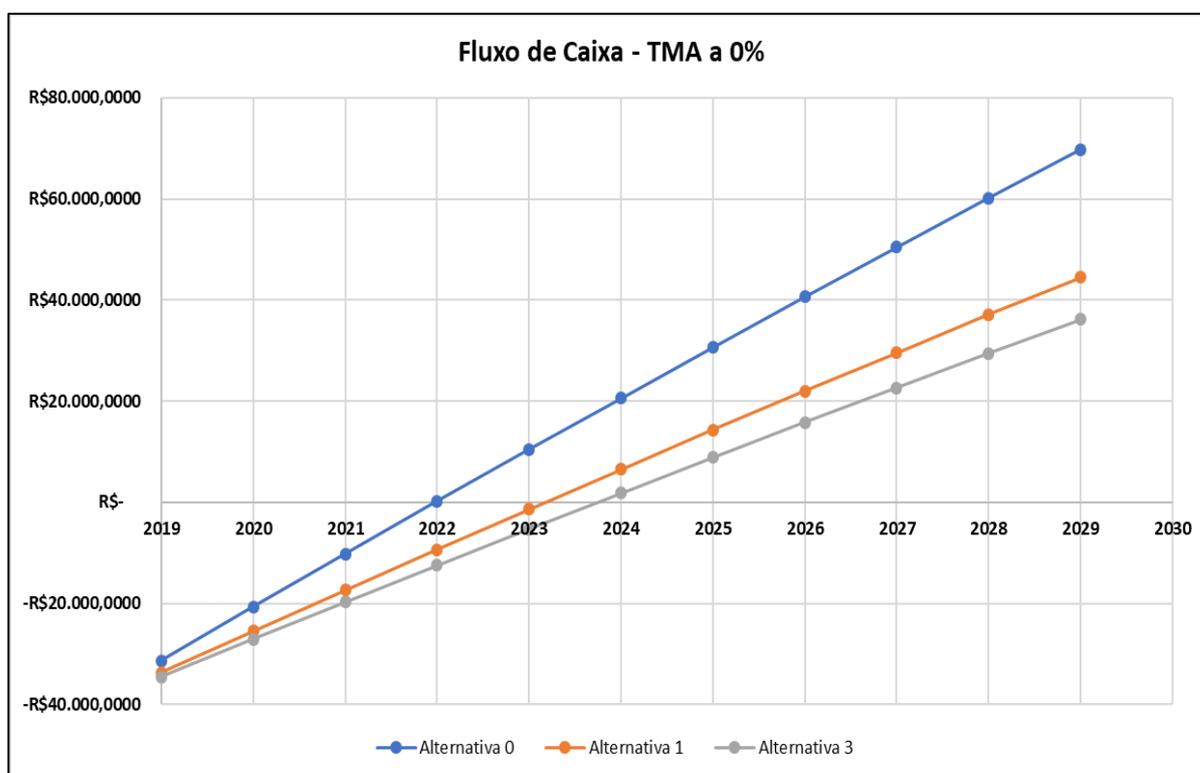
Tabela 38: Economia com energia por alternativa no cenário com TMA a 0% para UC Residencial (Autoconsumo Remoto)

Ano	Economia com Energia					
	Alternativa 0	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3	Alternativa 4	Alternativa 5
2019	R\$ 7.800,53	R\$ 5.385,48	R\$ 4.884,69	R\$ 4.588,27	R\$ 3.592,92	R\$ 3.280,90
2020	R\$ 7.722,52	R\$ 5.331,63	R\$ 4.835,84	R\$ 4.542,39	R\$ 3.556,99	R\$ 3.556,99
2021	R\$ 7.645,30	R\$ 5.278,31	R\$ 4.787,49	R\$ 4.496,96	R\$ 3.521,42	R\$ 3.521,42
2022	R\$ 7.568,84	R\$ 5.225,53	R\$ 4.739,61	R\$ 4.451,99	R\$ 3.486,21	R\$ 3.486,21
2023	R\$ 7.493,16	R\$ 5.173,27	R\$ 4.692,21	R\$ 4.407,47	R\$ 3.451,35	R\$ 3.451,35
2024	R\$ 7.418,22	R\$ 5.121,54	R\$ 4.645,29	R\$ 4.363,40	R\$ 3.416,83	R\$ 3.416,83
2025	R\$ 7.344,04	R\$ 5.070,33	R\$ 4.598,84	R\$ 4.319,77	R\$ 3.382,67	R\$ 3.382,67
2026	R\$ 7.270,60	R\$ 5.019,62	R\$ 4.552,85	R\$ 4.276,57	R\$ 3.348,84	R\$ 3.348,84
2027	R\$ 7.197,90	R\$ 4.969,43	R\$ 4.507,32	R\$ 4.233,80	R\$ 3.315,35	R\$ 3.315,35
2028	R\$ 7.125,92	R\$ 4.919,73	R\$ 4.462,25	R\$ 4.191,46	R\$ 3.282,20	R\$ 3.282,20
2029	R\$ 7.054,66	R\$ 4.870,54	R\$ 4.417,63	R\$ 4.149,55	R\$ 3.249,38	R\$ 3.249,38
TOTAL	R\$ 81.641,69	R\$ 56.365,42	R\$ 51.124,02	R\$ 48.021,64	R\$ 37.604,16	R\$ 37.292,14

Fonte: O autor (2019)

O Gráfico 28 apresenta os fluxos de caixa nesse cenário para o sistema com Autoconsumo Remoto para as alternativas 0, 1 e 3 respectivamente.

Gráfico 28: Fluxo de Caixa das alternativas com TMA a 0% (UC Residencial – Autoconsumo Remoto)



Fonte: O autor (2019)

Para a Alternativa 0, não há diferença entre o tempo de Payback do sistema em questão com o sistema com Geração Local, dado que as potências são próximas e que a energia consumida da rede possui valor igual à energia consumida simultaneamente.

A grande diferença, porém, ocorre com as outras alternativas. Percebe-se que já na adoção da Alternativa 1, os sistemas terão um acréscimo de mais de 1 ano de geração no tempo de Payback, indicando uma elevação de preço superior a 25% de forma imediata, enquanto que para a Geração local, o acréscimo era próximo de 17%.

A Tabela 39 apresenta respectivamente os valores de Payback e VPL encontrados para todas as 6 alternativas.

Tabela 39: Tempos de Payback e VPL para as alternativas no cenário com TMA a 0% (UC Residencial – Autoconsumo Remoto)

TMA A 0%				
ALTERNATIVA	TEMPO DE PAYBACK	% DE AUMENTO	VPL	DIFERENÇA
Alternativa 0	4	-	R\$ 69.835,53	-
Alternativa 1	5,17	29,25%	R\$ 44.559,26	-R\$ 25.276,27
Alternativa 2	5,51	37,75%	R\$ 39.317,87	-R\$ 30.517,66
Alternativa 3	5,74	43,50%	R\$ 36.215,48	-R\$ 33.620,05
Alternativa 4	6,51	62,75%	R\$ 26.638,61	-R\$ 43.196,93
Alternativa 5	6,71	67,75%	R\$ 25.485,98	-R\$ 44.349,55

Fonte: O autor (2019)

6.3.2 Cenário 2: TMA a 10%

Para o cenário com a TMA a 10%, percebe-se um agravamento ainda maior do tempo de Payback. A Tabela 40 apresenta a economia com energia para as diversas alternativas, enquanto o Gráfico 29 apresenta os fluxos de caixa para as alternativas 0, 1 e 3, podendo-se perceber que o tempo adicional no Payback do mesmo pela primeira troca de alternativa aproxima-se de 2 anos de geração.

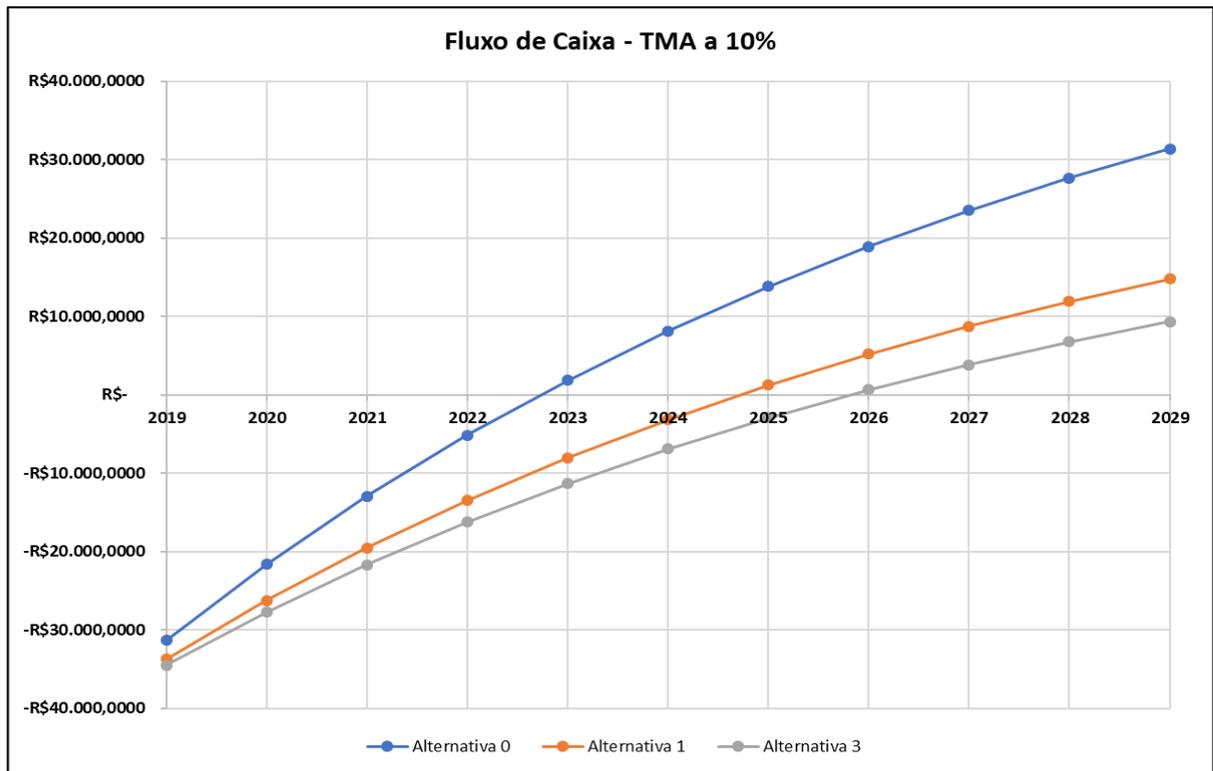
Analisando o fluxo de caixa para a Alternativa 3, percebe-se que o Payback com a vigência da mesma aproxima-se de 8 anos de geração. Esse tempo é extremamente elevado e basicamente se tornaria um fator proibitivo para a instalação de novos sistemas nessa modalidade para residências.

Tabela 40: Economia com energia por alternativa no cenário com TMA a 10% para UC Residencial (Autoconsumo Remoto)

Ano	Economia com Energia					
	Alternativa 0	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3	Alternativa 4	Alternativa 5
2019	R\$ 7.800,53	R\$ 5.385,48	R\$ 4.884,69	R\$ 4.588,27	R\$ 3.592,92	R\$ 3.280,90
2020	R\$ 7.020,48	R\$ 4.846,94	R\$ 4.396,22	R\$ 4.129,44	R\$ 3.233,63	R\$ 3.233,63
2021	R\$ 6.318,43	R\$ 4.362,24	R\$ 3.956,60	R\$ 3.716,50	R\$ 2.910,27	R\$ 2.910,27
2022	R\$ 5.686,58	R\$ 3.926,02	R\$ 3.560,94	R\$ 3.344,85	R\$ 2.619,24	R\$ 2.619,24
2023	R\$ 5.117,93	R\$ 3.533,42	R\$ 3.204,85	R\$ 3.010,36	R\$ 2.357,32	R\$ 2.357,32
2024	R\$ 4.606,13	R\$ 3.180,07	R\$ 2.884,36	R\$ 2.709,33	R\$ 2.121,59	R\$ 2.121,59
2025	R\$ 4.145,52	R\$ 2.862,07	R\$ 2.595,92	R\$ 2.438,40	R\$ 1.909,43	R\$ 1.909,43
2026	R\$ 3.730,97	R\$ 2.575,86	R\$ 2.336,33	R\$ 2.194,56	R\$ 1.718,48	R\$ 1.718,48
2027	R\$ 3.357,87	R\$ 2.318,27	R\$ 2.102,70	R\$ 1.975,10	R\$ 1.546,64	R\$ 1.546,64
2028	R\$ 3.022,08	R\$ 2.086,45	R\$ 1.892,43	R\$ 1.777,59	R\$ 1.391,97	R\$ 1.391,97
2029	R\$ 2.719,88	R\$ 1.877,80	R\$ 1.703,19	R\$ 1.599,83	R\$ 1.252,77	R\$ 1.252,77
TOTAL	R\$ 53.526,40	R\$ 36.954,62	R\$ 33.518,23	R\$ 31.484,23	R\$ 24.654,26	R\$ 24.342,24

Fonte: O autor (2019)

Gráfico 29: Fluxo de Caixa das alternativas com TMA a 10% (UC Residencial – Autoconsumo Remoto)



Fonte: O autor (2019)

A Tabela 41 apresenta de forma resumida os valores de tempos de Payback e VPL por década para todas as alternativas nesse cenário.

Tabela 41: Tempos de Payback e VPL para as alternativas no cenário com TMA a 10% (UC Residencial – Autoconsumo Remoto)

TMA A 10%				
ALTERNATIVA	TEMPO DE PAYBACK	% DE AUMENTO	VPL	DIFERENÇA
Alternativa 0	4,74	-	R\$ 31.368,51	-
Alternativa 1	6,72	41,77%	R\$ 14.796,74	-R\$ 16.571,77
Alternativa 2	7,37	55,49%	R\$ 11.360,35	-R\$ 20.008,17
Alternativa 3	7,81	64,77%	R\$ 9.326,34	-R\$ 22.042,17
Alternativa 4	9,56	101,69%	R\$ 3.336,98	-R\$ 28.031,54
Alternativa 5	10,03	111,60%	R\$ 2.184,36	-R\$ 29.184,16

Fonte: O autor (2019)

De acordo com as tabelas acima, apenas com a mudança de alternativa 0 para a 1 implicaria em uma redução de benefício de 42% do sistema e uma perda de lucro de R\$ 16.571,77. Analisando os tempos de Payback, pode-se concluir também que as alternativas 4 e 5 inviabilizam o sistema em questão.

6.4 SISTEMA PARA UC COMERCIAL COM AUTOCONSUMO REMOTO

Será analisado agora um sistema para UC comercial com Autoconsumo Remoto.

6.4.1 Cenário 1: TMA a 0%

A Tabela 42 apresenta a economia com impostos e os custos no cenário com TMA nula, enquanto a Tabela 43 apresenta a economia com energia.

Tabela 42: Economia com impostos e custos no cenário com TMA nula para sistema de UC Comercial (Autoconsumo Remoto)

Ano	Energia gerada	Consumo Simultâneo	Economia com Impostos (ICMS/PIS/COFINS)	Custos agregados ao sistema
2019	50.478,00 kWh	0,00 kWh	R\$ 12.729,16	R\$ 123.012,00
2020	49.973,22 kWh	0,00 kWh	R\$ 12.601,87	R\$ 2.412,00
2021	49.473,49 kWh	0,00 kWh	R\$ 12.475,85	R\$ 2.412,00
2022	48.978,75 kWh	0,00 kWh	R\$ 12.351,09	R\$ 2.412,00
2023	48.488,97 kWh	0,00 kWh	R\$ 12.227,58	R\$ 2.412,00
2024	48.004,08 kWh	0,00 kWh	R\$ 12.105,30	R\$ 2.412,00
2025	47.524,03 kWh	0,00 kWh	R\$ 11.984,25	R\$ 2.412,00
2026	47.048,79 kWh	0,00 kWh	R\$ 11.864,41	R\$ 2.412,00
2027	46.578,31 kWh	0,00 kWh	R\$ 11.745,77	R\$ 2.412,00
2028	46.112,52 kWh	0,00 kWh	R\$ 11.628,31	R\$ 2.412,00
2029	45.651,40 kWh	0,00 kWh	R\$ 11.512,02	R\$ 2.412,00
TOTAL			R\$ 133.225,61	R\$ 147.132,00

Fonte: O autor (2019)

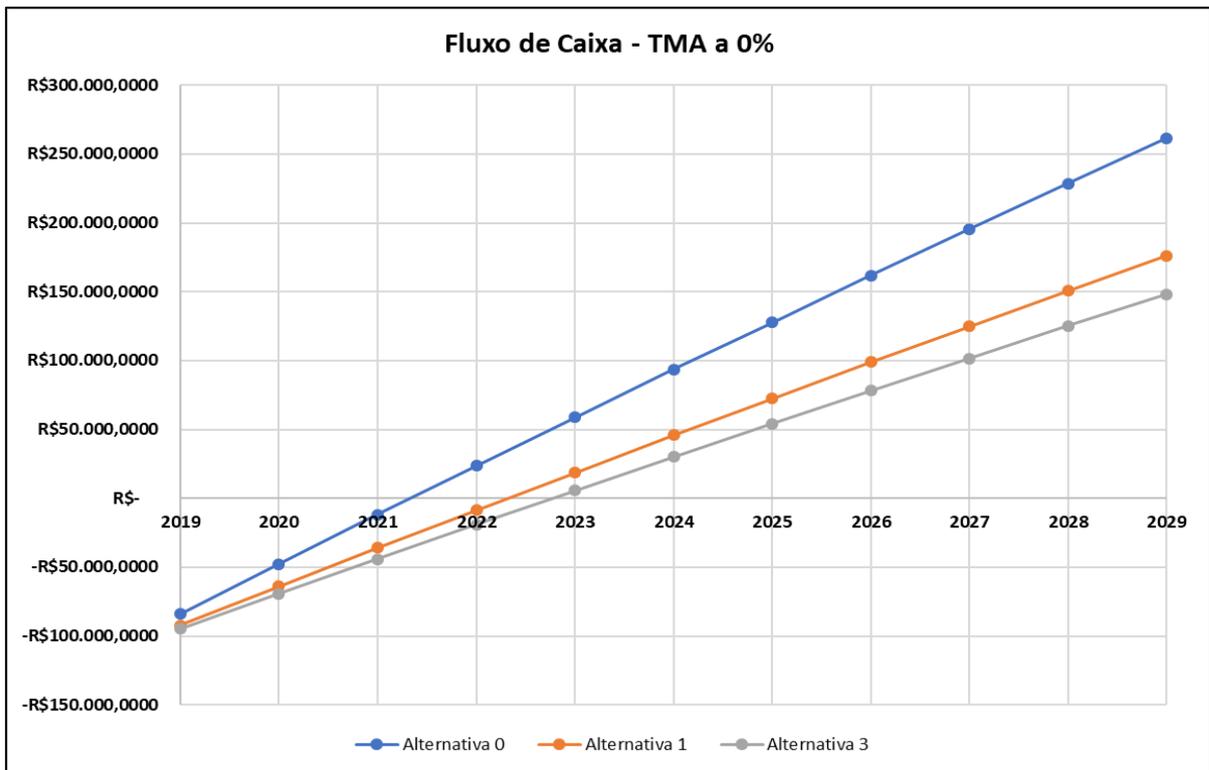
Tabela 43: Economia com energia por alternativa no cenário com TMA a 10% para UC Comercial (Autoconsumo Remoto)

Ano	Economia com Energia					
	Alternativa 0	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3	Alternativa 4	Alternativa 5
2019	R\$ 26.329,32	R\$ 18.177,77	R\$ 16.487,42	R\$ 15.486,91	R\$ 12.127,29	R\$ 11.074,11
2020	R\$ 26.066,03	R\$ 17.995,99	R\$ 16.322,55	R\$ 15.332,04	R\$ 12.006,01	R\$ 12.006,01
2021	R\$ 25.805,37	R\$ 17.816,03	R\$ 16.159,32	R\$ 15.178,72	R\$ 11.885,95	R\$ 11.885,95
2022	R\$ 25.547,32	R\$ 17.637,87	R\$ 15.997,73	R\$ 15.026,93	R\$ 11.767,09	R\$ 11.767,09
2023	R\$ 25.291,84	R\$ 17.461,49	R\$ 15.837,75	R\$ 14.876,66	R\$ 11.649,42	R\$ 11.649,42
2024	R\$ 25.038,93	R\$ 17.286,87	R\$ 15.679,38	R\$ 14.727,90	R\$ 11.532,93	R\$ 11.532,93
2025	R\$ 24.788,54	R\$ 17.114,01	R\$ 15.522,58	R\$ 14.580,62	R\$ 11.417,60	R\$ 11.417,60
2026	R\$ 24.540,65	R\$ 16.942,87	R\$ 15.367,36	R\$ 14.434,81	R\$ 11.303,42	R\$ 11.303,42
2027	R\$ 24.295,24	R\$ 16.773,44	R\$ 15.213,68	R\$ 14.290,46	R\$ 11.190,39	R\$ 11.190,39
2028	R\$ 24.052,29	R\$ 16.605,70	R\$ 15.061,55	R\$ 14.147,56	R\$ 11.078,49	R\$ 11.078,49
2029	R\$ 23.811,77	R\$ 16.439,65	R\$ 14.910,93	R\$ 14.006,08	R\$ 10.967,70	R\$ 10.967,70
TOTAL	R\$ 275.567,31	R\$ 190.251,67	R\$ 172.560,25	R\$ 162.088,69	R\$ 126.926,30	R\$ 125.873,13

Fonte: O autor (2019)

Pela economia com energia, já pode-se perceber uma grande variação ao comparar a Alternativa 0 com a Alternativa 3, o que indica que o impacto da mudança de alternativa para esse segmento também será agressivo.

Gráfico 30: Fluxo de Caixa das alternativas com TMA a 0% (UC Comercial – Autoconsumo Remoto)



Fonte: O autor (2019)

O Gráfico 30 apresenta os fluxos de caixa para as alternativas 0, 1 e 3 desse segmento no respectivo cenário. O impacto apresentado no Payback é superior a um ano e meio, porém o mesmo permanece abaixo de 5 anos, indicando que nesse cenário, o sistema fotovoltaico continuará atrativo.

Novamente, apesar de valores mais baixos apresentados, a mudança de regra causará um impacto instantâneo de 30% de aumento no tempo de Payback, sendo isso muito prejudicial na elaboração de propostas comerciais.

Com o VPL, percebe-se que os novos clientes chegarão a reduzir seu lucro em R\$ 149.694,18, caso a alternativa mais extrema seja adotada.

A Tabela 44 apresentam o resumo dos tempos de Payback e VPL para todas as alternativas nesse cenário.

Tabela 44: Tempos de Payback e VPL para as alternativas no cenário com TMA a 0% (UC Comercial – Autoconsumo Remoto)

TMA A 0%				
ALTERNATIVA	TEMPO DE PAYBACK	% DE AUMENTO	VPL	DIFERENÇA
Alternativa 0	3,33	-	R\$ 261.660,92	-
Alternativa 1	4,31	29,43%	R\$ 176.345,28	-R\$ 85.315,64
Alternativa 2	4,6	38,14%	R\$ 158.653,86	-R\$ 103.007,06
Alternativa 3	4,77	43,24%	R\$ 148.182,31	-R\$ 113.478,62
Alternativa 4	5,40	62,16%	R\$ 115.431,92	-R\$ 146.229,01
Alternativa 5	5,56	66,97%	R\$ 111.966,74	-R\$ 149.694,18

Fonte: O autor (2019)

6.4.2 Cenário 2: TMA a 10%

Será apresentado agora os resultados obtidos considerando a TMA em 10% para o Autoconsumo remoto em UCs comerciais.

A Tabela 45 apresenta a economia com energia considerando a TMA a 10% nas diversas alternativas, enquanto o Gráfico 31 apresenta o fluxo de caixa nas alternativas 0, 1 e 3. Percebe-se que na Alternativa 3, o Payback ocorre com 6 anos de geração, o que indica uma piora significativa em relação ao cenário atual, e consequentemente um impacto no mercado significativo.

A Tabela 46 apresenta os resultados de tempo de Payback e VPL para todas as alternativas.

Analisando as duas tabelas pode-se perceber o aumento do tempo de Payback de aproximadamente 38% para novos clientes já na primeira alteração da regra,

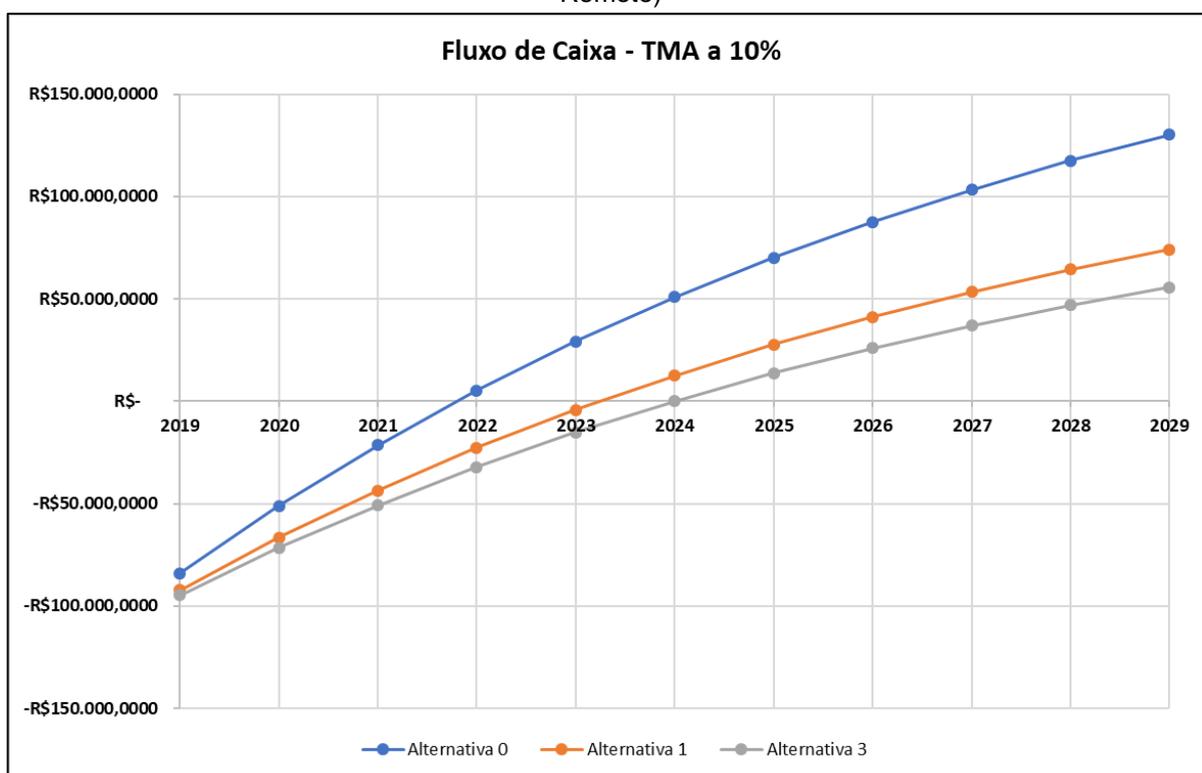
enquanto ocorre uma redução de R\$ 55 mil reais de VPL para os mesmos, podendo essa redução chegar a R\$ 98 mil reais com a vigência da alternativa mais extrema.

Tabela 45: Economia com energia por alternativa no cenário com TMA a 10% para UC Comercial (Autoconsumo Remoto)

Ano	Economia com Energia					
	Alternativa 0	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3	Alternativa 4	Alternativa 5
2019	R\$ 26.329,32	R\$ 18.177,77	R\$ 16.487,42	R\$ 15.486,91	R\$ 12.127,29	R\$ 11.074,11
2020	R\$ 23.696,39	R\$ 16.359,99	R\$ 14.838,68	R\$ 13.938,22	R\$ 10.914,56	R\$ 10.914,56
2021	R\$ 21.326,75	R\$ 14.723,99	R\$ 13.354,81	R\$ 12.544,40	R\$ 9.823,10	R\$ 9.823,10
2022	R\$ 19.194,08	R\$ 13.251,59	R\$ 12.019,33	R\$ 11.289,96	R\$ 8.840,79	R\$ 8.840,79
2023	R\$ 17.274,67	R\$ 11.926,43	R\$ 10.817,40	R\$ 10.160,96	R\$ 7.956,71	R\$ 7.956,71
2024	R\$ 15.547,20	R\$ 10.733,79	R\$ 9.735,66	R\$ 9.144,86	R\$ 7.161,04	R\$ 7.161,04
2025	R\$ 13.992,48	R\$ 9.660,41	R\$ 8.762,09	R\$ 8.230,38	R\$ 6.444,94	R\$ 6.444,94
2026	R\$ 12.593,23	R\$ 8.694,37	R\$ 7.885,88	R\$ 7.407,34	R\$ 5.800,44	R\$ 5.800,44
2027	R\$ 11.333,91	R\$ 7.824,93	R\$ 7.097,30	R\$ 6.666,61	R\$ 5.220,40	R\$ 5.220,40
2028	R\$ 10.200,52	R\$ 7.042,44	R\$ 6.387,57	R\$ 5.999,95	R\$ 4.698,36	R\$ 4.698,36
2029	R\$ 9.180,47	R\$ 6.338,20	R\$ 5.748,81	R\$ 5.399,95	R\$ 4.228,52	R\$ 4.228,52
TOTAL	R\$ 180.669,04	R\$ 124.733,90	R\$ 113.134,95	R\$ 106.269,53	R\$ 83.216,16	R\$ 82.162,99

Fonte: O autor (2019)

Gráfico 31: Fluxo de Caixa das alternativas com TMA a 10% (UC Comercial – Autoconsumo Remoto)



Fonte: O autor (2019)

Tabela 46: Tempos de Payback e VPL para as alternativas no cenário com TMA a 0% (UC Comercial – Autoconsumo Remoto)

TMA A 10%				
ALTERNATIVA	TEMPO DE PAYBACK	% DE AUMENTO	VPL	DIFERENÇA
Alternativa 0	3,8	-	R\$ 130.182,49	-
Alternativa 1	5,25	38,16%	R\$ 74.247,36	-R\$ 55.935,13
Alternativa 2	5,7	50,00%	R\$ 62.648,40	-R\$ 67.534,09
Alternativa 3	6	57,89%	R\$ 55.782,98	-R\$ 74.399,51
Alternativa 4	7,13	87,63%	R\$ 35.141,61	-R\$ 95.040,88
Alternativa 5	7,46	96,32%	R\$ 31.676,44	-R\$ 98.506,05

Fonte: O autor (2019)

6.5 SUMÁRIO DOS RESULTADOS

As Tabelas 47 e 48 mostram o agregado de resultados obtidos para as alternativas as quais são cogitadas para implementação em ambos os cenários, e serão utilizadas como referência para a elaboração da conclusão do trabalho.

Tabela 47: Resultados para Alternativas 0, 1 e 3 no cenário com TMA a 0%

TMA A 0%			
Residencial - Geração Local			
	Payback	Aumento de Payback	Redução de VPL
Alternativa 0	4,07	-	-
Alternativa 1	4,61	0,54	-R\$ 10.559,24
Alternativa 3	4,81	0,74	-R\$ 14.044,88
Residencial - Autoconsumo Remoto			
	Payback	Aumento de Payback	Redução de VPL
Alternativa 0	4	-	-
Alternativa 1	5,17	1,17	-R\$ 25.276,27
Alternativa 3	5,74	1,74	-R\$ 33.620,05
Comercial - Geração Local			
	Payback	Aumento de Payback	Redução de VPL
Alternativa 0	3,49	-	-
Alternativa 1	3,94	0,45	-R\$ 34.094,65
Alternativa 3	4,11	0,62	-R\$ 45.349,41
Comercial - Autoconsumo Remoto			
	Payback	Aumento de Payback	Redução de VPL
Alternativa 0	3,33	-	-
Alternativa 1	4,31	0,98	-R\$ 85.315,64
Alternativa 3	4,77	1,44	-R\$ 113.478,62

Fonte: O autor (2019)

Tabela 48: Resultados para Alternativas 0, 1 e 3 no cenário com TMA a 10%

TMA A 10%			
Residencial - Geração Local			
	Payback	Aumento de Payback	Redução de VPL
Alternativa 0	4,87	-	-
Alternativa 1	5,73	0,86	-R\$ 6.922,91
Alternativa 3	6,07	1,2	-R\$ 9.208,19
Residencial - Autoconsumo Remoto			
	Payback	Aumento de Payback	Redução de VPL
Alternativa 0	4,74	-	-
Alternativa 1	6,72	1,98	-R\$ 16.571,77
Alternativa 3	7,81	3,07	-R\$ 22.042,17
Comercial - Geração Local			
	Payback	Aumento de Payback	Redução de VPL
Alternativa 0	4,01	-	-
Alternativa 1	4,68	0,67	-R\$ 22.353,33
Alternativa 3	4,93	0,92	-R\$ 29.732,24
Comercial - Autoconsumo Remoto			
	Payback	Aumento de Payback	Redução de VPL
Alternativa 0	3,8	-	-
Alternativa 1	5,25	1,45	-R\$ 55.935,13
Alternativa 3	6	2,2	-R\$ 74.399,51

Fonte: O autor (2019)

7 CONCLUSÃO

A mudança da regra do Sistema de Compensação terá impactos distintos para cada modalidade de geração, bem como para cada modalidade de cliente.

No caso de clientes com UCs comerciais, os tempos de Payback indicam que a implantação de um sistema fotovoltaico continuará economicamente viável, sendo esses menores devido ao baixo preço do kWp para sistemas com potência mais elevadas. Para a Geração Local, essa modalidade de cliente não será muito impactada inicialmente dado que o tempo de Payback continuará abaixo dos 5 anos em ambos os cenários para as duas mudanças de regras, o que é considerado satisfatório.

Considerando o cliente de UC comercial com Autoconsumo Remoto, não deve haver grande impacto em um curto prazo, dado que no cenário com TMA nula (o qual é utilizado em propostas comerciais por empresas comercializadoras desse tipo de solução), o Payback será aproximadamente 5 anos até para a Alternativa 3. Porém, em um longo prazo, a implementação da Alternativa 3 levará a um tempo de Payback de 6 anos, o que é considerado bastante prejudicial.

Portanto, para UCs comerciais é esperado uma predominância da Geração Local em um longo prazo.

Para as UCs residenciais, os novos tempos de Payback a serem apresentados pelas propostas comerciais a novos investidores em sistemas de Geração Local serão menores ou iguais ao tempo de Payback atual (Alternativa 0), indicando que a curto prazo o impacto econômico não tende a ser muito grande. A longo prazo, porém, as mudanças de alternativas implicarão em um novo tempo de Payback que superará a marca de 6 anos de geração, o que será extremamente prejudicial para esses clientes, podendo acarretar em uma redução drástica na instalação de sistemas para essa classe de clientes.

No Autoconsumo Remoto, os clientes de UCs residenciais já sofrerão um impacto em curto prazo, dado que o tempo de Payback atual é de 4,74 anos e com a mudança de alternativa já haverá um aumento no tempo de Payback presente nas propostas comerciais para 5,12 anos, o que apesar de representar um pequeno aumento, ainda deve ser considerado um impacto. A longo prazo, o tempo de Payback poderá chegar próximo a 8 anos, caso a Alternativa 3 seja implementada. Isso tornaria

o sistema GD nessa modalidade praticamente inviável, fazendo com que esse tipo de cliente reduzisse drasticamente o seu crescimento.

De forma geral, a mudança no Sistema de Compensação afetará de forma severa aqueles os quais optarem pela solução da Compensação Remota, assim como desejado pelas concessionárias, dado que esses clientes utilizam a rede para toda sua geração e não remuneram a concessionária de forma adequada. A mudança irá acarretar também numa diminuição do crescimento da Geração Distribuída, dado que a classe residencial é a responsável pela grande maioria dos sistemas instalados e será a mais afetada.

Fazendo a análise dos VPLs finais para cada alternativa, pode-se estimar a quantidade em dinheiro arrecadada pela CELPE por sistemas instalados, a qual será menor para residências com Geração Local (aproximadamente R\$ 7.000,00 por década na primeira mudança de alternativa) e maior em sistemas para UCs comerciais no Autoconsumo Remoto (Aproximadamente R\$ 55.000,00). Esse valor irá contribuir para a redução do déficit da CELPE, estimado pela ANEEL na Tabela 3.2. Como é estimado que cada sistema possua uma vida útil de 2 décadas, o valor arrecadado total será o dobro da diferença entre VPLs apresentada.

Deve-se ressaltar novamente que a mudança de alternativa não deve ocorrer imediatamente em 2019. As mudanças ocorrerão quando as potências instaladas de cada modalidade de geração alcançarem determinado nível. A Tabela 49 apresenta as previsões presentes na AIR.

Tabela 49; Previsão de mudança de alternativa

PREVISÃO DE MUDANÇA DE ALTERNATIVA				
MODALIDADE	POTÊNCIA INSTALADA NA PRIMEIRA MUDANÇA	ANO ESPERADO	POTÊNCIA INSTALADA NA SEGUNDA MUDANÇA	ANO ESPERADO
Geração Local	3,365 GW	2024	NÃO DEFINIDA	-
Autoconsumo Remoto	1,25 GW	2020	2,13 GW	2024

Fonte: O autor (2019)

Deve-se ressaltar também que os resultados obtidos no trabalho terão impacto nos novos sistemas instalados após a mudança de alternativa, pois ainda não foi definido se os clientes antigos sofrerão a mudança na remuneração de sua energia gerada.

7.1 SUGESTÃO DE NOVOS ESTUDOS

- Estudo da implantação de sistemas GD desconectados da rede, com acumuladores de energia (off- Grids);
- Estudos sobre o impacto do benefício fiscal da isenção de PIS, COFINS e ICMS para microgeradores fotovoltaicos;
- Dimensionamento otimizado de um sistema GD no Autoconsumo Remoto para o suprimento de 2 UCs ou mais;

REFERÊNCIAS

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 482 de 17 de Abril de 2012**. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Brasília: ANEEL, 2012.

_____. **Resolução Normativa nº 435 de 24 de Maio de 2011**. Define a estrutura dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, que consolida a regulamentação acerca dos processos tarifários. Brasília. ANEEL, 2011.

_____. **Resolução Normativa nº 687 de 24 de Novembro de 2015**. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. Brasília. ANEEL, 2015.

_____. **Resolução Normativa nº 724 de 01 de Junho de 2017**. Aprova revisões dos Módulos 3 e 5 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST e altera as Resoluções Normativas nº 395/2009, nº 414/2010 e nº 506/2012. Brasília. ANEEL, 2017.

_____. **Resolução Normativa nº 775 de 27 de Julho de 2017**. Altera a Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, publicado no Diário Oficial da União de 15/09/2010, seção 1, p. 115 o Módulo 7.1 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET e institui o Módulo 11 – Informações na Fatura de Energia Elétrica dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. Brasília. ANEEL, 2017.

_____. **Nota Técnica 0056/2017**, 24 de maio de 2017.

_____. **Anexo 1 da Nota Técnica 0108/2018**, 06 de dezembro de 2018.

_____. **Análise de Impacto Regulatório 0004/2018**, 06 de dezembro de 2018.

_____. Efeito dos Reajustes Tarifários. Disponível em:
<http://www.aneel.gov.br/observato>. Acesso em: 07 mar. 2019.

_____. PRODIST – Módulo 3. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/modulo-3>>. Acesso em: 11 de março de 2019.

_____. PRORET - Submódulo 7.1: Procedimentos Gerais. Disponível em:
http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2017775_Proret_Submod_7_1_V24.pdf. Acesso em: 08 de abril de 2019.

_____. PRORET - Submódulo 3.4: Encargos Setoriais. Disponível em:
http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2014604_Proret_Submod_3_4_V0.pdf. Acesso em: 08 de abril de 2019.

_____. PRORET - Submódulo 2.6: Perdas de Energia. Disponível em:
http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2015660_Proret_Submod_2_6_V3.pdf. Acesso em: 01 de abril de 2019

_____. PRORET - Submódulo 2.9: Rito de Revisão Tarifária Extraordinária de Concessionárias de Distribuição. Disponível em:
http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2017791_Proret_Submod_2_9_V0.pdf. Acesso em: 01 de abril de 2019

_____. PRORET - Submódulo 2.1: Procedimentos Gerais. Disponível em:
http://www2.aneel.gov.br/cedoc/adsp20161646_Proret_Subm%C3%B3dulo_2%20_1_V2_2.pdf. Acesso em: 01 de abril de 2019.

_____. Ranking das Tarifas. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/ranking-das-tarifas>. Acesso em: 08 de abril de 2019.

_____. Tarifa de Consumidores. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/tarifas-consumidores/-/asset_publisher/zNaRBjCLDgbE/content/alta-tensao/654800?inheritRedirect=false. Acesso em: 15 de maio de 2019

_____. Unidades Consumidoras com Geração Distribuída. Disponível em:
http://www.aneel.gov.br/outorgas/geracao/-/asset_publisher/mJhnKli7qcJG/content/registro-de-central-geradora-de-capacidade-reduzida/655808?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Foutorgas%2Fgeracao%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_mJhnKli7qcJG%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_pos%3D1%26p_p_col_count%3D2. Acesso em: 15 de maio de 2019.

BCB. Banco Central do Brasil. Disponível em:
<https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/taxaselic>. Acesso em: 06 de maio de 2019.

_____. Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/historicometas>. Acesso em: 06 de maio de 2019.

CAMARGO, I. M. T. **Noções básicas de engenharia econômica**: aplicações ao setor elétrico. Brasília. FINATEC, 1998.

CELPE. **Tabelas de tarifas de energia elétrica – Grupo B**. Disponível em:
<http://servicos.celpe.com.br/residencial-rural/Pages/Baixa%20Tens%C3%A3o/tarifas-grupo-b.aspx>. Acesso em: 01 de abril de 2019.

CHARLEZINE. Níveis de irradiação solar no mundo. Disponível em:
<http://charlezine.com.br/niveis-de-irradiacao-solar-no-mundo/>. Acesso em: 08 de abril de 2019.

CRESESB – A. Disponível em <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>> Acesso em: 01 de junho de 2019.

_____. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf. Acesso em: 15 de maio de 2019.

COTA, A.; FOSTER, R.; GHASSEMI, M. **Solar energy: renewable energy and the environment**. Boca Raton. CRC Press, 2010.

GREENER. **Estudo estratégico: mercado fotovoltaico de geração distribuída**. São Paulo, 2019.

INGETEAM. Disponível em: https://www.ingeteam.com/us/en-us/sectors/photovoltaic-energy/p15_24_450/ingecon-sun-3play-100-kw.aspx. Acesso em: 19 de abril de 2019.

JANUZZI, G. M. et al. **Geração distribuída e eficiência energética**. Campinas: iei, 2018.

JARDIM, C. S; SALOMONI, I.; RÜTHER, R.; KNOB, P.; DINIZ, A. S. C. **O potencial dos sistemas fotovoltaicos interligados à rede elétrica em áreas urbana: dois estudos de caso**. Florianópolis. CEMIG, 2004.

LABORATORY, N. R. E. PVwatt Calculator. Disponível em: <<https://pvwatts.nrel.gov/>>. Acesso em: 15 de abril de 2019.

_____. KURTZ, S. R.; JORDAN, D. C. **Photovoltaic degradation rates: an analytical review**. Progress in Photovoltaics: Research and Applications. Springfield. NREL. 2012.

LIMA, J. W. M. **Economia do setor eletro-energético**. Rio de Janeiro. 2011.

MME. Ministério de Minas de Energia. **Informativo gestão do setor elétrico**. Brasília. MME, 2018.

PATEL, M. R. **Wind and solar power systems: design, analysis and operation**. second edition. Boca Raton: CRC Press, 2006.

PROCEL. Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica. **Manual de tarifação da energia elétrica**. Rio de Janeiro, 2011.

SOLAR, CIVIC. Disponível em: <https://www.civicsolar.com/product/ja-solar-jap72s01-330sc-325w-poly-slvwht-1500v-solar-panel>. Acesso em: 19 abr. 2019.