



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

LEONARDO ZUANELLA CERVESATO

**IMPACTO DAS ALTERNATIVAS PROPOSTAS PELA NOTA TÉCNICA Nº62/2018
PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS INSTALADOS EM PERNAMBUCO**

Recife
2019

LEONARDO ZUANELLA CERVESATO

**IMPACTO DAS ALTERNATIVAS PROPOSTAS PELA NOTA TÉCNICA Nº62/2018
PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS INSTALADOS EM PERNAMBUCO**

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

Orientador: Prof. Dr. Ronaldo Ribeiro Barbosa de Aquino

Recife

2019

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

C419i Cervesato, Leonardo Zuarella.
Impacto das alternativas propostas pela nota técnica nº62/2018 para sistemas fotovoltaicos instalados em Pernambuco / Leonardo Zuarella Cervesato – Recife, 2019.
43 f., figs., tabs., abrev. e siglas.

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. Geração distribuída. 3. Compensação de energia. 4. Autoconsumo remoto. 5. Energia solar fotovoltaica. 6. Tarifação elétrica. I. Aquino, Ronaldo Ribeiro Barbosa de (Orientador). II. Título.

UFPE

621.3 CDD (22. ed.)

BIBCTG/2019 - 307

LEONARDO ZUANELLA CERVESATO

**IMPACTO DAS ALTERNATIVAS PROPOSTAS PELA NOTA TÉCNICA Nº 62/2018
PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS INSTALADOS EM PERNANMBUCO**

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

Aprovada em: ____/____/____.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Ronaldo Ribeiro Barbosa de Aquino (Orientador)
Universidade Federal de Pernambuco

Profa. Dra. Milde Maria da Silva Lira
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Dr. Pedro André Carvalho Rosas
Universidade Federal de Pernambuco

RESUMO

Com o enorme crescimento da geração distribuída no Brasil, em especial a energia solar fotovoltaica, novos problemas relacionados a este tema vão surgindo. A REN nº 687 introduziu os modelos de autoconsumo remoto e geração compartilhada, possibilitando a instalação da geração distribuída longe das cargas. Em grande escala isto se torna um problema visto que as perdas relacionadas ao transporte desta energia não está sendo faturada na conta do consumidor, mas está sendo paga pelas distribuidoras. Para sanar este problema, a ANEEL publicou na Nota Técnica nº 62/2018 possíveis alternativas a serem adotadas para compensar estas perdas no sistema. Este trabalho tem como objetivo mostrar quais seriam os impactos desta alteração na compensação de energia para um sistema instalado em Pernambuco.

Palavras-chave: Geração distribuída. Compensação de energia. Autoconsumo remoto. Energia solar fotovoltaica. Tarifação elétrica.

ABSTRACT

Along with the growth of distributed generation in Brazil, specially the photovoltaic solar energy, new problems related to this area arise. The REN nº 687 introduced the models of self-consumption and shared solar, allowing the installation of the distributed generation away from the load. Considering it on a larger scale it becomes a problem because the losses on the transmission of this energy are being handled by the distributors. To solve this problem, ANEEL published on the *Nota Técnica* nº62/2018 possible alternatives to be adopted to compensate this system losses. This work shows the impacts of this change on the energy compensation for a photovoltaic solar system installed in *Pernambuco*.

Keywords: Distributed generation. Energy compensation. Self-consumption. Photovoltaic solar energy. Electric tariffs.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Divisão da GD pela ANEEL.	13
Figura 2 - Gráfico Pizza dos tipos de GD	13
Figura 3 - Empreendimento de múltiplas unidades	14
Figura 4 - Geração Compartilhada	15
Figura 5 - Modalidades da GD	16
Figura 6 - Gráfico Pizza das modalidades de GD	16
Figura 7 - Sistema de compensação de energia	17
Figura 8 - Efeito Fotovoltaico.....	18
Figura 9 - Irradiação Solar.....	19
Figura 10 - Inclinação ótima dos módulos fotovoltaicos	19
Figura 11 - Efeito da Inclinação dos módulos fotovoltaicos.....	20
Figura 12 - Células Fotovoltaicas de Silício.....	21
Figura 13 - Inversor ABB 50 kW.....	21
Figura 14 - Composição da tarifa	22
Figura 15 - Valor final da Energia Elétrica.....	22
Figura 16 - Subdivisão da Tarifa	24
Figura 17 - Divisão da TUSD e TE	24
Figura 18 - Alternativa 0	26
Figura 19 - Alternativa 1	27
Figura 20 - Alternativa 2	27
Figura 21 - Alternativa 3	28
Figura 22 - Alternativa 4	28
Figura 23 - Alternativa 5	29
Figura 24 - Dados de entrada PVWatts.....	33

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Subdivisão dos Grupos A e B	23
Tabela 2 - Tarifas CELPE.....	29
Tabela 3 - Componentes TUSD	30
Tabela 4 - Componentes TE	30
Tabela 5 - Cálculo do Investimento	32
Tabela 6 - Produção Anual.....	33
Tabela 7 - Compensação Local – Alternativa 0.....	34
Tabela 8 - Compensação Local – Alternativa 1.....	35
Tabela 9 - Compensação Remota – Alternativa 0.....	36
Tabela 10 - Compensação Remota – Alternativa 1.....	37
Tabela 11 - Compensação Remota – Alternativa 3.....	38

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AIR	Análise de Impacto Regulatório
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CELPE	Companhia Energética de Pernambuco
CGH	Centrais Geradora Hidrelétrica
EOL	Central Geradora Eólicas
et al.	E outro
GD	Geração Distribuída
kW	Quilowatt
kWh	Quilowatt-hora
kWp	Quilowatt pico
m ²	Metro quadrado
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
REN	Resolução Normativa
R\$/MWh	Reais por Megawatt-hora
SISGD	Sistema de Registro de Geração Distribuída
TE	Tarifa de Energia
TUSD	Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição
UC	Unidade Consumidora
UFV	Central Geradora Fotovoltaica
UTE	Central Geradora Termelétrica

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	11
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	12
2.1	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	12
2.1.1	Empreendimentos de múltiplas unidades	14
2.1.2	Geração compartilhada	14
2.1.3	Autoconsumo remoto	15
2.1.4	Sistema de Compensação de energia	16
2.2	ENERGIA FOTOVOLTAICA	17
2.2.1	Efeito fotovoltaico	17
2.2.2	Irradiação Solar	18
2.2.3	Modulo fotovoltaico	20
2.2.4	Inversores	21
2.3	ESTRUTURAÇÃO TARIFÁRIA	22
3	METODOLOGIA	25
3.1	ALTERNATIVAS PROPOSTAS PELA NOTA TÉCNICA Nº 62	25
3.1.1	Alternativa 0	26
3.1.2	Alternativa 1	26
3.1.3	Alternativa 2	27
3.1.4	Alternativa 3	27
3.1.5	Alternativa 4	28
3.1.6	Alternativa 5	29
3.2	COMPOSIÇÃO DA TARIFA	29
3.3	CÁLCULO DO <i>PAYBACK</i>	30
3.4	CENÁRIOS	31
3.5	PRODUÇÃO ANUAL	33
4	RESULTADOS	34
4.1	COMPENSAÇÃO LOCAL - ALTERNATIVA 0	34
4.2	COMPENSAÇÃO LOCAL - ALTERNATIVA 1	35
4.3	COMPENSAÇÃO REMOTA - ALTERNATIVA 0	36
4.4	COMPENSAÇÃO REMOTA - ALTERNATIVA 1	37
4.5	COMPENSAÇÃO REMOTA - ALTERNATIVA 3	38
5	CONCLUSÃO	39

REFERÊNCIAS.....41**1 INTRODUÇÃO**

A Geração Distribuída (GD) pode ser definida como uma fonte de geração de energia elétrica conectada diretamente a rede de distribuição ou instalada no próprio consumidor. Sua difusão no Brasil aconteceu, principalmente, após a Resolução Normativa N° 482/2012, que introduziu o Sistema de Compensação de Energia Elétrica, conhecido pelo termo em inglês *Net Metering*, para gerações provenientes de fontes renováveis ou cogeração qualificada (ANEEL, 2015). O *net metering* consiste na possibilidade de injetar o excedente de energia gerada na rede, gerando um crédito que pode ser abatido da conta de energia nos meses subsequentes.

Em 2015, por meio da REN n° 687/2015, a potência limite de micro e mini geração distribuída foi elevada de 1 MW para 5 MW (3 MW no caso de fonte hídrica, que posteriormente foi elevada para 5 MW pela REN n° 786/2017) e foram criados novos modelos, como o autoconsumo remoto e a geração compartilhada, que permitiam que o consumidor instalasse a geração distribuída em um local distinto da unidade consumidora. Isto gerou uma discussão sobre a forma que a energia seria compensada e na época foi estabelecido que a energia injetada seria utilizada para abater todas as componentes tarifárias da energia consumida. No entanto, era sabido que a expansão desta modalidade geraria custos para a distribuidora que ao serem repassados iriam impactar todos os consumidores, visto que como a geração e a carga agora estão distantes existem perdas relacionadas a este transporte de energia. Desta forma, uma nova revisão da norma, com foco no aspecto econômico deve ser realizada até o fim de 2019.

A Nota Técnica n° 62/2018 apresenta 6 alternativas distintas para a compensação local e a compensação remota, considerando cenários onde a compensação de energia não ocorrerá sobre todos os componentes tarifários da Tarifa de Energia (TE) e da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), modificando consideravelmente as reduções na fatura. O Relatório de Análise de Impacto Regulatório n°04/2018 apresenta possíveis implementações dessas alternativas que serão utilizadas nos cálculos deste trabalho.

Será calculado o *payback* para cada cenário de forma que seja possível avaliar os impactos desta alteração em um sistema solar fotovoltaico instalado em Pernambuco.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Nesta seção será explicada toda a base teórica para a elaboração deste trabalho.

2.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A definição de geração distribuída varia bastante devido aos diferentes métodos de conexão à rede e as diferentes regulamentações entre os países. De forma abrangente, pode-se dizer que a geração distribuída é uma forma de geração de energia conectada diretamente à rede de distribuição (Ackermann et al. 2001).

No Brasil, as principais fontes utilizadas são as instalações de cogeração, motogeradores (utilizados em atendimentos emergenciais e nos horários de ponta), Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), eólica e solar. Devido ao combustível utilizado nos motogeradores (óleo diesel ou gasolina) fica claro que não se pode associar geração distribuída exclusivamente a fontes renováveis.

De acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, pode-se definir:

- Microgeração distribuída: Sistemas de geração de energia renovável ou cogeração qualificada conectados à rede com potência não superior a 75 kW
- Minigeração distribuída: Sistemas de geração de energia renovável ou cogeração qualificada conectados à rede com potência na faixa entre 75kW e 5MW

Devido à contribuição da geração de energia para a emissão de gases de efeito estufa, implementar transformações no setor elétrico é uma necessidade. A preocupação com as mudanças climáticas, em conjunto com o desenvolvimento das tecnologias de geração de energia proveniente de fontes renováveis, com destaque para a geração fotovoltaica, tornou a geração distribuída uma solução interessante.

Com o aumento da utilização de fontes renováveis de energia, ocorrerá uma diminuição no número de termoeletricas que utilizam combustíveis fósseis, reduzindo de forma considerável a emissão de dióxido de carbono (CO₂) na atmosfera. Como a geração distribuída tem como característica estar próxima da carga, o aumento desta forma de geração adia investimentos na expansão dos sistemas de transmissão que seriam necessários para suprir o crescimento da carga. No entanto, a intermitência

das fontes solar e eólica introduzem harmônicos na rede e variações de tensão, de forma que melhorias no sistema de distribuição são necessárias.

Na Figura 1 e Figura 2 abaixo estão destacadas as potências referentes as diferentes fontes de Geração Distribuída no Brasil.

Figura 1 - Divisão da GD pela ANEEL.

ANEEL
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

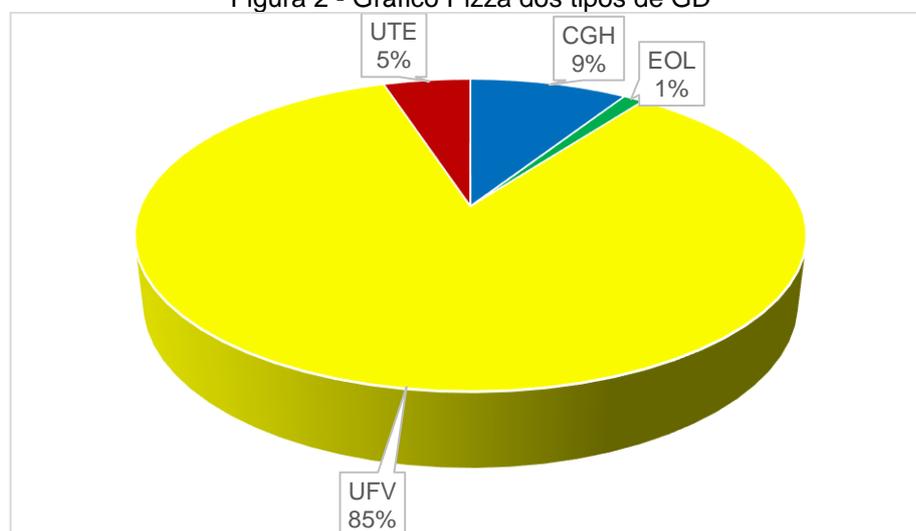
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

UNIDADES CONSUMIDORAS COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA			
Tipo	Quantidade	Quantidade de UCs que recebem os créditos	Potência Instalada (kW)
CGH	81	7.392	79.147,60
EOL	57	100	10.314,40
UFV	71.935	89.072	740.313,71
UTE	154	329	43.648,78

Total de usinas: 72.227 Total de UCs que recebem os créditos: 96.893 Potência total: 873.424,49 kW

Fonte: Aneel (2018)

Figura 2 - Gráfico Pizza dos tipos de GD



Fonte: O autor (2019)

Um dos fatores que impulsionaram o avanço da GD no Brasil foi a atualização da RN482/2018 através da RN687/2015. Alguns dos implementos foram a possibilidade da geração compartilhada, da utilização de empreendimentos de múltiplas unidades e, principalmente, do autoconsumo remoto. Estas modalidades estão descritas a seguir.

2.1.1 Empreendimentos de múltiplas unidades

Segundo a Aneel (2016) os empreendimentos de múltiplas unidades é caracterizado pela utilização da energia elétrica de forma independente, no qual cada fração com uso individualizado constitua uma unidade consumidora e a instalações para atendimento das áreas de uso comum constituam uma unidade consumidora distinta, de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento, com microgeração ou minigeração distribuída, e desde que as unidades consumidoras estejam localizadas em uma propriedade ou em propriedades contíguas, sendo vedada a utilização de vias públicas, de passagem aérea ou subterrâneas e de propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento.

Figura 3 - Empreendimento de múltiplas unidades



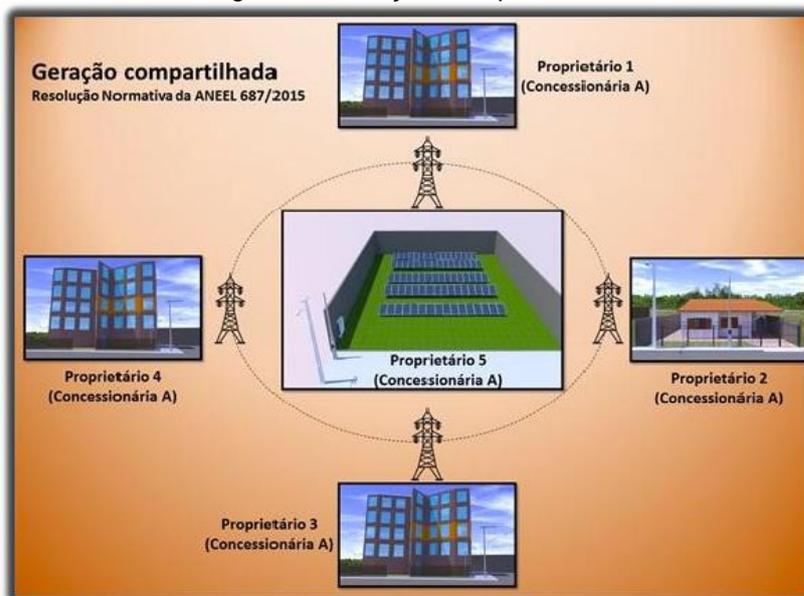
Fonte: MC Elétrica (2019)

2.1.2 Geração compartilhada

Segundo a Aneel (2016) a geração compartilhada é caracterizada pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada.

Este é um modelo muito interessante e que ajudará ao acesso de mais usuários a este tipo de sistema, pois clientes que não possuíam os recursos necessários ou o local para instalação, agora poderão participar de uma parcela da geração da energia. É esperado um crescimento exponencial nos próximos anos (Augustine, 2016).

Figura 4 - Geração Compartilhada



Fonte: EAS Solar (2019)

2.1.3 Autoconsumo remoto

Para a Aneel (2016), o autoconsumo remoto é caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou Pessoa Física que possuam unidade consumidora, com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada.

Esta é uma alternativa que permitiu a adesão de diversas pessoas que não possuíam área ou condições de irradiações favoráveis perto de sua residência ou empresa, mas dispunham de algum terreno ou imóvel com melhores condições para a instalação da geração distribuída, desde que seja atendido pela mesma concessionária.

Figura 5 - Modalidades da GD

UNIDADES CONSUMIDORAS COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA			
Modalidade	Quantidade	Quantidade de UCs que recebem os créditos	Potência Instalada (kW)
Autoconsumo remoto	9.741	33.379	199.740,48
Geracao compartilhada	255	1.112	23.120,47
Geracao na propria UC	62.201	62.201	649.935,37
Multiplas UC	30	201	628,17

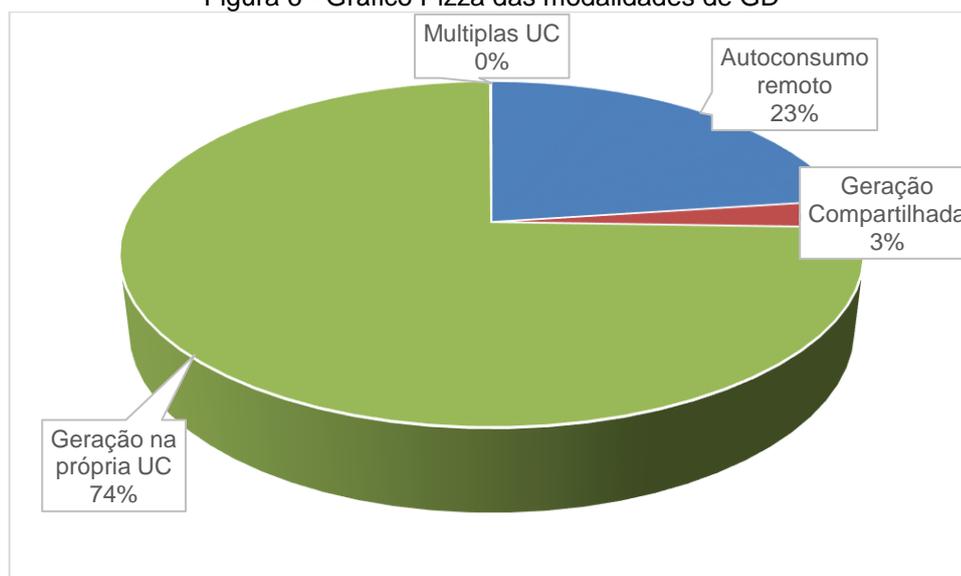
Total de usinas: 72.227

Total de UCs que recebem os créditos: 96.893

Potência total: 873.424,49 kW

Fonte: Aneel (2018)

Figura 6 - Gráfico Pizza das modalidades de GD



Fonte: Elaboração própria com base de dados da ANEEL

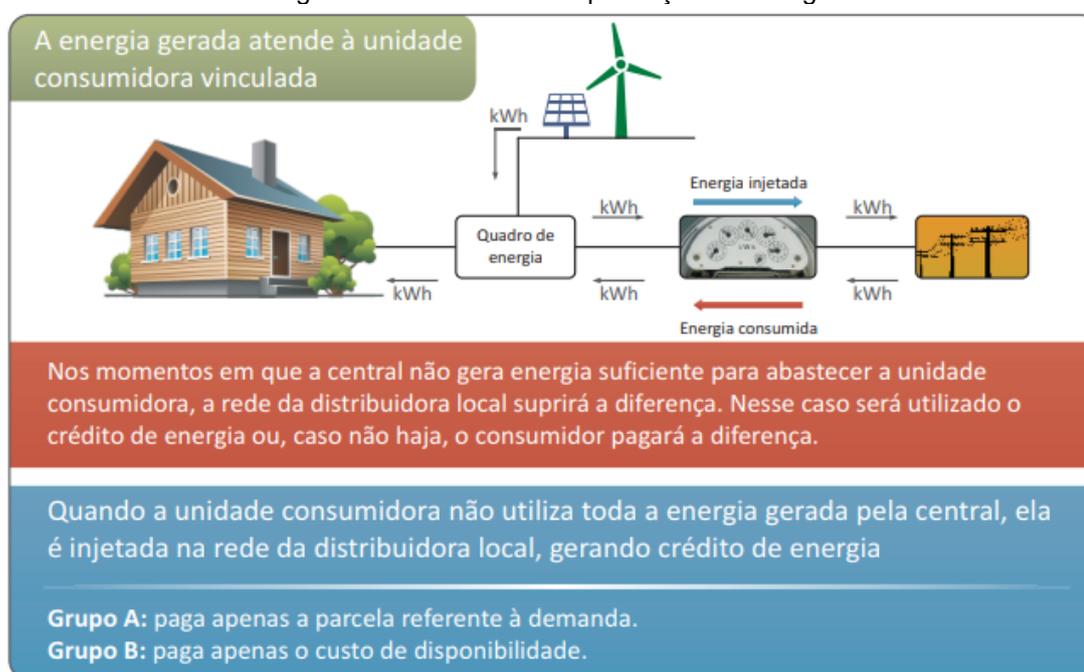
2.1.4 Sistema de Compensação de energia

A Aneel (2016) define sistema de compensação de energia elétrica como o sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora de microgeração ou minigeração é cedida, por meio de empréstimos gratuitos à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa. Quando a energia injetada na rede for maior que a consumida, o consumidor receberá um crédito em energia (kWh) a ser utilizado para abater o consumo em outro posto tarifário (para

consumidores com tarifa horária) ou na fatura dos meses subsequentes. Os créditos de energia gerados continuam válidos por 60 meses.

É importante ressaltar que mesmo que a energia gerada seja maior que a energia consumida os consumidores conectados em baixa tensão (grupo B) estão sujeitos a realizar um pagamento mínimo referente ao custo de disponibilidade, que é equivalente a 30 kWh (ligação monofásica), 50 kWh (ligação bifásica) e 100 kWh (ligação trifásica) e os consumidores conectados em alta tensão (grupo A) deverão pagar a demanda contratada.

Figura 7 - Sistema de compensação de energia



Fonte: ANEEL (2016)

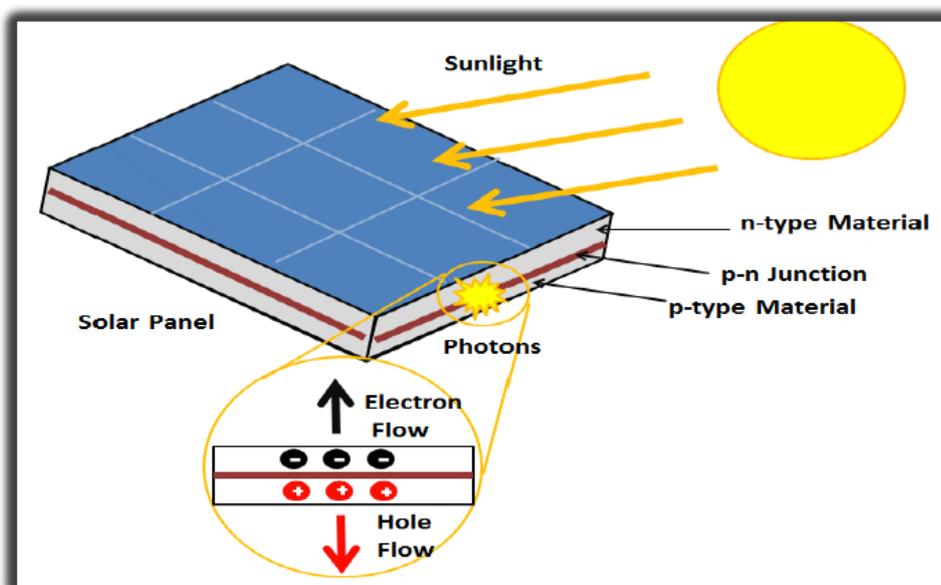
2.2 ENERGIA FOTOVOLTAICA

Devido a facilidade de instalação e menor custo, a energia solar fotovoltaica tem grande destaque entre as fontes de energia renováveis utilizadas em geração distribuída. Como visto acima, sistemas solares fotovoltaicos correspondem a mais de 85% da geração distribuída no Brasil, de forma que neste trabalho será tratado somente esta forma de geração.

2.2.1 Efeito fotovoltaico

O efeito fotovoltaico acontece nas células solares, que são compostas pela junção de dois semicondutores, um de tipo P e um de tipo N, que juntos formam a junção P-N. Como resultado, um campo elétrico é formado na junção devido ao movimento de elétrons para o lado P e buracos para o lado N. Os fótons, provenientes da luz solar, são absorvidos pelas células solares e transferem energia para os elétrons, que devido a esta nova energia saem da sua posição inicial e vão para a banda de condução. Este movimento deixa um “buraco” na camada de valência, que por sua vez pode se movimentar, porém no sentido oposto do elétron. Este movimento do par eletron-buraco cria a corrente elétrica (Boyle, 2004).

Figura 8 - Efeito Fotovoltaico



Fonte: Energy Education (2019)

2.2.2 Irradiação Solar

A irradiação solar é a fonte de energia para as células solares, de forma que é fundamental o estudo e análise do comportamento desta ao longo do ano para que seja estimada a possível produção de energia e consequente andamento ou não do projeto solar naquela região. Esta medida é expressa em $\text{Wh/m}^2/\text{dia}$ (Watt-hora por metro quadrado por dia), que é a quantidade de energia recebida em um metro quadrado em um dia.

A radiação pode ser dividida em radiação difusa, em radiação direta e radiação refletida, que juntas formam a radiação global. A radiação difusa corresponde aos

raios que chegam ao plano da terra de forma indireta, resultado da refração da luz nas partículas difundidas na atmosfera, nas nuvens ou em outros objetos. Já a radiação direta é a radiação proveniente da luz direta do Sol, enquanto que a radiação refletida, como o próprio nome sugere, é a parcela refletida da radiação solar ao encontrar uma superfície. (Villalva, 2015).

Figura 9 - Irradiação Solar



Fonte: ASPE (2018)

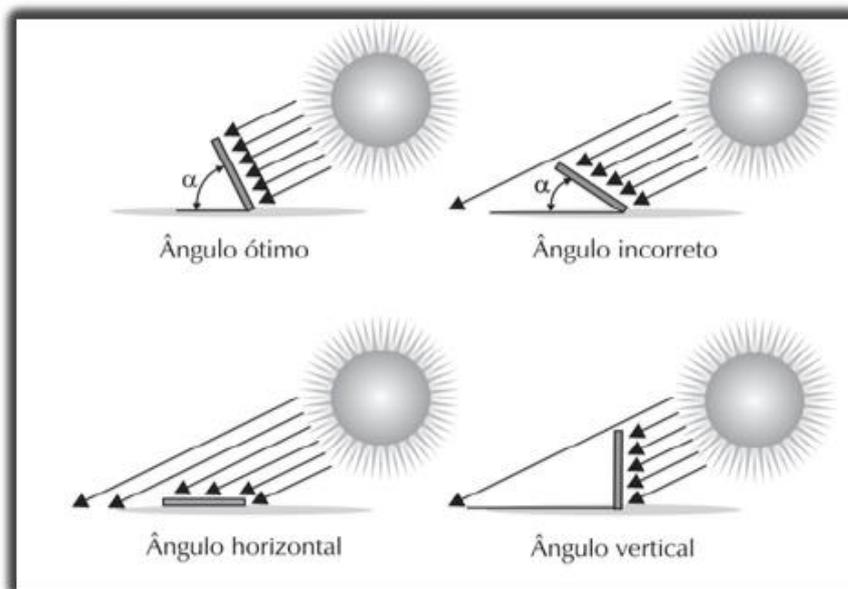
Para ter a melhor absorção da irradiação, os painéis solares devem possuir uma inclinação ótima que permita a maior produção média de energia durante o ano. É importante deixar os módulos voltados sempre ao norte geográfico para maximizar a produção média diária e ajustar o ângulo de inclinação de acordo com a latitude para otimizar a produção ao longo do ano.

Figura 10 - Inclinação ótima dos módulos fotovoltaicos

Latitude geográfica do local	Ângulo de inclinação recomendado
0° a 10°	$\alpha = 10^\circ$
11° a 20°	$\alpha = \text{latitude}$
21° a 30°	$\alpha = \text{latitude} + 5^\circ$
31° a 40°	$\alpha = \text{latitude} + 10^\circ$
41° ou mais	$\alpha = \text{latitude} + 15^\circ$

Fonte: Rinnovabile (2019)

Figura 11 - Efeito da Inclinação dos módulos fotovoltaicos



Fonte: Villalva (2015)

2.2.3 Módulo fotovoltaico

O módulo fotovoltaico é o conjunto de diversas células solares, que sozinhas possuiriam pouquíssima potência. São inúmeras as tecnologias utilizadas para a sua fabricação, sendo hoje em dia as mais difundidas os módulos que utilizam o semicondutor Silício, que possuem rendimentos, tempo de vida e custos que variam de acordo com o tipo utilizado na fabricação. A quantidade de células por módulo também varia, possuindo características que serão avaliadas de acordo com a utilização.

A associação das diversas células solares em série e/ou paralelo são feitas de forma que se produza as tensões e correntes desejadas. A seleção das células que irão compor o módulo é de extrema importância, pois sua produção é limitada pela célula com as piores características, de forma que este descasamento, conhecido como *mismatch*, pode diminuir muito o desempenho do módulo (Luque, 2011).

Figura 12 - Células Fotovoltaicas de Silício



Fonte: CEPEL (2011)

2.2.4 Inversores

Os inversores possuem um papel fundamental nas instalações fotovoltaicas pois eles são os responsáveis por fornecerem a energia vinda dos conjuntos de módulos solares a rede elétrica. Os módulos fotovoltaicos geram energia em corrente contínua e o inversor converte esta energia em corrente alternada para que possa ser conectada à rede.

Com o avanço da tecnologia, os inversores estão se tornando cada vez mais eficientes e com custos menores, mas ainda representam um custo significativo, principalmente para instalações de menor porte. O dimensionamento deste depende de fatores como a potência instalada, a tensão de funcionamento e do número de fases do consumidor (POWER, 2018).

Figura 13 - Inversor ABB 50 kW



Fonte: Datasheet TRIO-TM-50.0/60.0

2.3 ESTRUTURAÇÃO TARIFÁRIA

Para a utilização da energia elétrica é necessária a aplicação de tarifas que possam manter de forma adequada a estrutura e também manter a excelência do serviço prestado. Cabe a ANEEL desenvolver as metodologias do cálculo tarifário de todo o segmento do setor elétrico (geração, transmissão distribuição e comercialização).

Para a elaboração da tarifa as distribuidoras consideram três custos, como indicado na Figura 14. Também incide no valor que chega aos consumidores os impostos cobrados pelas entidades Federal, Estadual e Municipal, o PIS/COFINS, o ICMS e a Contribuição de Iluminação Pública. (Aneel, 2019)

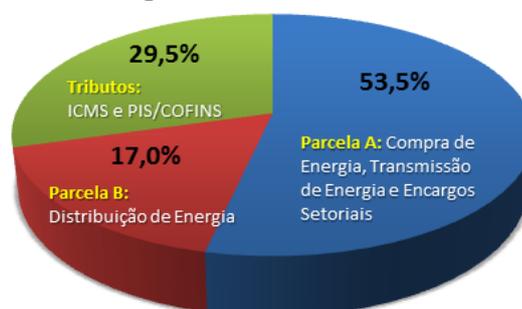
Figura 14 - Composição da tarifa



Fonte: Aneel (2019)

Os encargos setoriais e os tributos não são criados pela ANEEL, mas decretados por leis. Estes variam podendo incidir sobre a distribuição, transmissão ou geração. Desta forma, para realizar o cálculo tarifário os custos são divididos em Parcela A, que compreende os custos de compra de energia, transmissão e encargos setoriais e Parcela B, que compreende os custos relacionados a distribuição de energia. O valor final da energia elétrica fica composto como indicado na Figura 15.

Figura 15 - Valor final da Energia Elétrica



Fonte: Aneel (2019)

Todo ano a ANELL publica a Resolução Homologatória, que varia de distribuidora para distribuidora, contendo as Tarifas de Energia (TE) e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), que são separadas de acordo com o grupo consumidor (A ou B).

Segundo a Resolução Normativa nº 414/2010, o grupo A (alta tensão) é composto por unidades consumidoras que recebem energia em tensão superior a 2,3 kV e possuem tarifa binômica, ou seja, a tarifa é composta da Tarifa de Energia (TE) e das duas parcelas da TUSD: energia consumida e demanda contratada. Já o grupo B (baixa tensão) é caracterizado por unidades consumidoras atendidas em tensão inferior a 2,3 kV e possuem tarifação monômica, somente entram na tarifa a TE e a parcela da TUSD referente a energia consumida. A divisão dos subgrupos é feita segundo a Tabela 1.

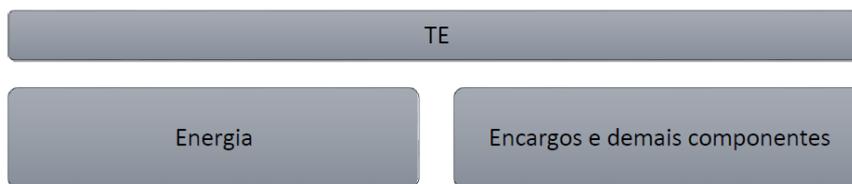
Tabela 1 - Subdivisão dos Grupos A e B

Grupo A		Grupo B	
A1	>230 kV	B1	Residencial
A2	88 a 138 kV	B2	Rural
A3	69 kV	B3	Demais classes
A3A	30 a 44 kV	B4	Iluminação pública
A4	2,3 a 25 kV		
AS	<2,3 kV Sistemas Subterrâneos		

Fonte: Aneel (2019)

Uma particularidade do Grupo A é a adoção da tarifação horo-sazonal, diferenciando a tarifa dependendo do horário de consumo (ponta e fora de ponta). Esta tarifa é dividida nos grupos Verde e Azul. Na tarifa Azul, são aplicadas tarifas distintas nos horários de ponta e fora de ponta tanto para o consumo de energia quanto para a demanda contratada. Já para a tarifa Verde, esta variação tarifária ocorre somente no consumo de energia, a demanda contratada é a mesma para os períodos de ponta e fora de ponta.

Na Tarifa de Energia (TE) estão os custos referentes a energia utilizada e os demais custos relacionados ao seu consumo. A Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) está atrelada à prestação de serviço necessária para o consumo



Fonte: Nota Técnica nº 62

A parcela de transporte Fio A é onde estão os custos relacionados ao uso de redes de transmissão de distribuição de terceiros. Já a parcela Fio B possui os custos relacionados com a rede da própria distribuidora, que varia de acordo com a tensão de alimentação.

3 METODOLOGIA

Baseado na Nota Técnica nº 62/2018, que tem como objetivo apresentar soluções para o Sistema de Compensação de Energia elétrica estabelecido pela Resolução Normativa nº 482/2012, serão expostas as alternativas propostas para a nova tarifação da geração distribuída, e será realizado uma comparação com o cenário atual. Na realização dos cálculos foram desconsideradas as bandeiras tarifárias e contribuição por iluminação pública.

3.1 ALTERNATIVAS PROPOSTAS PELA NOTA TÉCNICA Nº 62

São apresentas 6 alternativas distintas, tanto para compensação local quanto para compensação remota, para que cada um destes modelos possa ser avaliado e conseqüentemente tarifado de maneira única, visto que elas apresentam diferentes impactos para a rede. Cada alternativa baseia-se numa diferente compensação das componentes tarifárias da TUSD e da TE, como indicado a seguir:

3.1.1 Alternativa 0

Esta alternativa é o cenário atual, onde a compensação de energia ocorre em todas as componentes da TUSD e TE, como indicado na Figura 18.

Figura 18 - Alternativa 0



Fonte: Nota Técnica nº 62

A forma de faturamento é:

$$F = (E_c - E_i) \times (TUSD + TE) \quad (3.1)$$

Onde,

$$F = \text{Fatura}$$

$$E_c = \text{Energia Consumida}$$

$$E_i = \text{Energia Injetada}$$

3.1.2 Alternativa 1

Nesta alternativa, sobre a componente Fio B incide toda a energia consumida, nas demais componentes incide a diferença entre energia consumida e energia injetada, como indicado na Figura 19.

Figura 19 - Alternativa 1



Fonte: Nota Técnica nº 62

A forma de faturamento é:

$$F = (E_c - E_i) \times (TUSD - Transporte Fio B + TE) + E_c \times Fio B \quad (3.2)$$

3.1.3 Alternativa 2

Nesta alternativa, sobre as componentes Fio A e Fio B incide toda a energia consumida, nas demais componentes incide a diferença entre energia consumida e energia injetada, como indicado na Figura 20.

Figura 20 - Alternativa 2



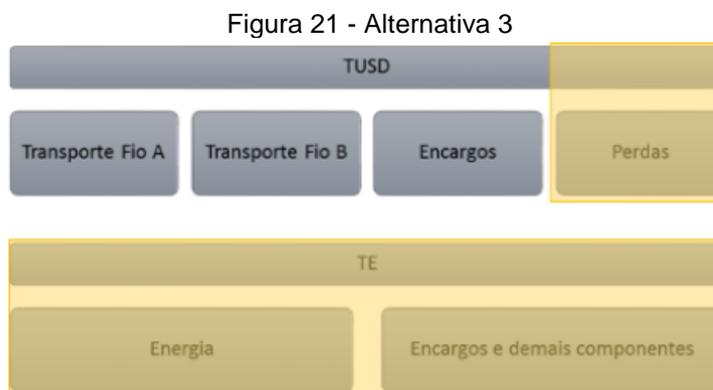
Fonte: Nota Técnica nº 62

A forma de faturamento é:

$$F = (E_c - E_i) \times (TUSD - Transporte Fio A - Transporte Fio B + TE) + E_c \times (Transporte Fio A + Transporte Fio B) \quad (3.3)$$

3.1.4 Alternativa 3

Nesta alternativa, sobre as componentes Fio A e Fio B e os encargos da TUSD incide toda a energia consumida, nas demais componentes incide a diferença entre energia consumida e energia injetada, como indicado na Figura 21.



Fonte: Nota Técnica nº 62

A forma de faturamento é:

$$F = (E_C - E_i) \times (TUSD - Transporte Fio A - Transporte Fio B - Encargos + TE) + E_C \times (Transporte Fio A + Transporte Fio B + Encargos) \quad (3.4)$$

3.1.5 Alternativa 4

Nesta alternativa, sobre as componentes da TUSD incide toda a energia consumida e nas componentes da TE incide a diferença entre energia consumida e energia injetada, como indicado na Figura 22.



Fonte: Nota Técnica nº 62

A forma de faturamento é:

$$F = (E_C - E_i) \times TE + E_C \times TUSD \quad (3.5)$$

3.1.6 Alternativa 5

Nesta alternativa, sobre as componentes da TUSD e sobre os encargos e demais componentes da TE incide toda a energia consumida, somente na componente de Energia da TE incide a diferença entre energia consumida e energia injetada, como indicado na Figura 23.



Fonte: Nota Técnica nº 62

A forma de faturamento é:

$$F = (E_C - E_i) \times Energia + E_C \times (TUSD + Encargos e demais componentes) \quad (3.6)$$

3.2 COMPOSIÇÃO DA TARIFA

Para a realização deste trabalho foi utilizada a tarifa vigente da CELPE, como indicado na Tabela 2, para o Subgrupo B1 e B3, na modalidade convencional, de acordo com a Resolução Homologatória nº 2535. Desta forma será possível quantificar o impacto financeiro e consequente aumento no tempo de *payback* dos sistemas fotovoltaicos na região.

Tabela 2 - Tarifas CELPE

TUSD (R\$/MWh)	TE (R\$/MWh)
----------------	--------------

298,38	250,95
--------	--------

Fonte: Resolução Homologatória nº 2535

Para separar a TUSD e a TE em suas componentes, será mantida a mesma distribuição percentual encontrada, referenciada a cada tarifa, na Tabela 2 da Nota Técnica nº 62. Aplicando a tarifa da CELPE ficará como indicado na Tabela 3 e Tabela 4.

Tabela 3 - Componentes TUSD

TUSD (R\$/MWh)			
298,38			
Fio A	Fio B	Encargos	Perdas
12%	56%	16%	16%
35,81	167,09	47,74	47,74

Fonte: Nota Técnica nº 62

Tabela 4 - Componentes TE

TE (R\$/MWh)	
250,95	
Energia	Encargos e demais componentes
76%	24%
190,72	60,23

Fonte: Nota Técnica nº 62

Como analisado previamente, os tributos correspondem a cerca de 29,5% do custo total da energia, de forma que o preço final será:

$$Preço = TUSD + TE + Tributos \quad (3.7)$$

$$Tributos = 29,5\% \times Preço \quad (3.8)$$

Então,

$$Preço = \frac{TUSD + TE}{0,705} \quad (3.9)$$

Com isto temos que o Preço final da energia da Celpe é 779,19 R\$/MWh, ou 0,77919 R\$/kWh.

3.3 CÁLCULO DO PAYBACK

O método utilizado para este cálculo será o *payback* descontado, que utiliza uma taxa de juros para trazer o capital para a data zero tornando este cálculo mais preciso que o utilizado no *payback* simples.

A primeira etapa é decidir qual será a taxa de desconto utilizada. Para tal, pode ser considerado aplicações financeiras que o investidor poderia aplicar este capital caso não escolhesse investir em GD, como caderneta de poupança, CDBs ou fundos de investimento. Será utilizada a taxa básica de juros neste trabalho, que atualmente é de 6,5% a.a.

Para trazer o valor do capital para o presente, deve-se utilizar a fórmula de juros composto a seguir:

$$VP = \frac{VF}{(1 + i)^n} \quad (3.10)$$

Onde,

VP = Valor Presente

VF = Valor Futuro

i = Taxa de desconto

n = Número de períodos

Para o cálculo dos retornos anuais, que neste exemplo será os descontos na fatura de energia decorrentes dos sistemas fotovoltaicos, os valores da fatura de energia serão corrigidos anualmente pela meta da inflação, que gira em torno de 4% a.a.

Por fim, para o cálculo *payback* descontado será utilizada a seguinte fórmula:

$$PD = t - \frac{S_t}{F_{t+1}} \quad (3.11)$$

Onde,

PD = Payback Descontado

t = Ano do último saldo negativo

S_t = Saldo do último ano negativo

F_{t+1} = Fluxo do ano seguinte ao saldo negativo

3.4 CENÁRIOS

Como explicado na AIR nº04/2018, a manutenção da regra atual indefinitivamente iria levar a enormes custos para a distribuidora que conseqüentemente iriam impactar os consumidores. Por outro lado, é importante incentivar a geração distribuída para que ela cresça e chegue a valores consideráveis na geração do país, pois retarda investimentos na rede, é uma energia limpa e gerará vários empregos. Desta forma, para o caso de micro e minigeração local é provável que somente a alternativa 1 entre em vigor ao decorrer dos anos. Já no caso da compensação remota uma medida mais severa deve ser tomada, visto que a manutenção da tarifa atual leva a custos elevadíssimos para o setor. Com isso, estuda-se utilizar a Alternativa 1 logo que possível e depois migrar para a Alternativa 3, quando a geração distribuída já estivesse mais consolidada.

Segundo a Nota Técnica nº108/2018, o tamanho típico de um sistema fotovoltaico de pequeno porte varia entre 2,5 a 3,5 kW, de forma que o utilizado neste trabalho será 3kW. Da mesma forma, analisando o SISGD constata-se que 80% das unidades consumidoras que utilizam o sistema de compensação remota possuem potência instalada menor ou igual a 100 kW, com isto, será utilizada a potência de 50 kW como exemplos para esta forma de compensação.

O custo médio de instalação dos sistemas fotovoltaicos de pequeno porte utilizados para compensação local e compensação remota serão os valores médios indicados pela ABSOLAR na Nota Técnica nº108/2018, de R\$ 6.750 e R\$ 5.250 por kWp, que pode ser obtida através dos kW médios:

$$kWp = 1,2 \times kW \quad (3.12)$$

Onde,

$$kWp = \textit{Kilowatt Pico}$$

$$kW = \textit{Kilowatt}$$

Com estes valores podemos chegar ao valor total do investimento que está retratado na Tabela 5.

Tabela 5 - Cálculo do Investimento

	Compensação Local	Compensação Remota
Valores típicos de kW (kW)	3	50
Conversão para kWp (kWp)	3,6	60

Custo médio do kWp (R\$)	6.750	5.250
Valor Total do Investimento (R\$)	24.300	315.000

Fonte: Elaboração própria

3.5 PRODUÇÃO ANUAL

Para o cálculo da produção anual dos sistemas fotovoltaicos foi utilizada a base de dados da NREL (*National Renewable Energy Laboratory*) através do site pvwatts.nrel.gov, Tabela 6. Foram realizados os cálculos para as cidades de Recife, Serra Talhada e Petrolina, para que pudéssemos ter uma média da produção solar ao longo do estado. Os parâmetros de entrada foram os indicados na Figura 24.

Figura 24 - Dados de entrada PVWatts

SYSTEM INFO

Modify the inputs below to run the simulation.

DC System Size (kW):	<input type="text" value="3"/>	i
Module Type:	<input type="text" value="Standard"/>	i
Array Type:	<input type="text" value="Fixed (open rack)"/>	i
System Losses (%):	<input type="text" value="12"/>	i
Tilt (deg):	<input type="text" value="10"/>	i
Azimuth (deg):	<input type="text" value="180"/>	i

Fonte: NREL

Tabela 6 - Produção Anual

	Sistema 3 kW	Sistema 50 kW
Recife (kWh/ano)	4.992	83.202
Serra Talhada (kWh/ano)	4.898	81.628
Petrolina (kWh/ano)	5.023	83.716
Média	4.971	82.849

Fonte: Base de dados do PVWatts

4 RESULTADOS

Nesta seção serão apresentados os resultados obtidos.

4.1 COMPENSAÇÃO LOCAL - ALTERNATIVA 0

Tabela 7 - Compensação Local – Alternativa 0

Compensação Local - Alternativa 0				
Investimento (R\$)		24300		
Produção Anual (kWh)		4971		
Preço Energia Compensada (R\$/kWh)		0,77919		
Taxa de Desconto		6,50%		
Inflação		4,00%		
Ano	Fluxo	Fluxo Descontado	Saldo	
0	-R\$ 24.300,00	-R\$ 24.300,00	-R\$ 24.300,00	
1	R\$ 3.873,35	R\$ 3.636,95	-R\$ 20.663,05	
2	R\$ 4.028,29	R\$ 3.551,58	-R\$ 17.111,47	
3	R\$ 4.189,42	R\$ 3.468,21	-R\$ 13.643,26	
4	R\$ 4.357,00	R\$ 3.386,79	-R\$ 10.256,47	
5	R\$ 4.531,28	R\$ 3.307,29	-R\$ 6.949,18	
6	R\$ 4.712,53	R\$ 3.229,66	-R\$ 3.719,52	
7	R\$ 4.901,03	R\$ 3.153,84	-R\$ 565,68	
8	R\$ 5.097,07	R\$ 3.079,81	R\$ 2.514,13	
<i>Payback (anos)</i>		7,23		

Fonte: O Autor (2019)

4.2 COMPENSAÇÃO LOCAL - ALTERNATIVA 1

Tabela 8 - Compensação Local – Alternativa 1

Compensação Local - Alternativa 1				
Investimento (R\$)		24300		
Produção Anual (kWh)		4971		
Preço Energia Compensada (R\$/kWh)		0,6121		
Taxa de Desconto		6,50%		
Inflação		4,00%		
Ano	Fluxo	Fluxo Descontado	Saldo	
0	-R\$ 24.300,00	-R\$ 24.300,00	-R\$ 24.300,00	
1	R\$ 3.042,75	R\$ 2.857,04	-R\$ 21.442,96	
2	R\$ 3.164,46	R\$ 2.789,97	-R\$ 18.652,98	
3	R\$ 3.291,04	R\$ 2.724,48	-R\$ 15.928,50	
4	R\$ 3.422,68	R\$ 2.660,53	-R\$ 13.267,97	
5	R\$ 3.559,59	R\$ 2.598,07	-R\$ 10.669,90	
6	R\$ 3.701,97	R\$ 2.537,09	-R\$ 8.132,81	
7	R\$ 3.850,05	R\$ 2.477,53	-R\$ 5.655,28	
8	R\$ 4.004,05	R\$ 2.419,37	-R\$ 3.235,91	
9	R\$ 4.164,21	R\$ 2.362,58	-R\$ 873,33	
10	R\$ 4.330,78	R\$ 2.307,12	R\$ 1.433,79	
<i>Payback (anos)</i>		9,61		

Fonte: O Autor (2019)

4.3 COMPENSAÇÃO REMOTA - ALTERNATIVA 0

Tabela 9 - Compensação Remota – Alternativa 0

Compensação Remota - Alternativa 0					
Investimento (R\$)		315000			
Produção Anual (kWh)		82849			
Preço Energia Compensada (R\$/kWh)		0,77919			
Taxa de Desconto		6,50%			
Inflação		4,00%			
Ano	Fluxo		Fluxo Descontado		Saldo
0	-R\$	315.000,00	-R\$	315.000,00	-R\$ 315.000,00
1	R\$	64.555,11	R\$	60.615,13	-R\$ 254.384,87
2	R\$	67.137,32	R\$	59.192,24	-R\$ 195.192,63
3	R\$	69.822,81	R\$	57.802,75	-R\$ 137.389,88
4	R\$	72.615,72	R\$	56.445,88	-R\$ 80.944,01
5	R\$	75.520,35	R\$	55.120,86	-R\$ 25.823,15
6	R\$	78.541,16	R\$	53.826,94	R\$ 28.003,79
<i>Payback (anos)</i>		5,92			

Fonte: O Autor (2019)

4.4 COMPENSAÇÃO REMOTA - ALTERNATIVA 1

Tabela 10 - Compensação Remota – Alternativa 1

Compensação Remota - Alternativa 1					
Investimento (R\$)		315000			
Produção Anual (kWh)		82849			
Preço Energia Compensada (R\$/kWh)		0,6121			
Taxa de Desconto		6,50%			
Inflação		4,00%			
Ano	Fluxo		Fluxo Descontado		Saldo
0	-R\$	315.000,00	-R\$	315.000,00	-R\$ 315.000,00
1	R\$	50.711,87	R\$	47.616,78	-R\$ 267.383,22
2	R\$	52.740,35	R\$	46.499,02	-R\$ 220.884,20
3	R\$	54.849,96	R\$	45.407,49	-R\$ 175.476,71
4	R\$	57.043,96	R\$	44.341,59	-R\$ 131.135,12
5	R\$	59.325,72	R\$	43.300,71	-R\$ 87.834,42
6	R\$	61.698,75	R\$	42.284,26	-R\$ 45.550,16
7	R\$	64.166,70	R\$	41.291,67	-R\$ 4.258,49
8	R\$	66.733,37	R\$	40.322,38	R\$ 36.063,89
<i>Payback (anos)</i>		<i>7,12</i>			

Fonte: O Autor (2019)

4.5 COMPENSAÇÃO REMOTA - ALTERNATIVA 3

Tabela 11 - Compensação Remota – Alternativa 3

Compensação Remota - Alternativa 3					
Investimento (R\$)		315000			
Produção Anual (kWh)		82849			
Preço Energia Compensada (R\$/kWh)		0,52855			
Taxa de Desconto		6,50%			
Inflação		4,00%			
Ano	Fluxo		Fluxo Descontado		Saldo
0	-R\$	315.000,00	-R\$	315.000,00	-R\$ 315.000,00
1	R\$	43.789,84	R\$	41.117,22	-R\$ 273.882,78
2	R\$	45.541,43	R\$	40.152,03	-R\$ 233.730,75
3	R\$	47.363,09	R\$	39.209,49	-R\$ 194.521,26
4	R\$	49.257,61	R\$	38.289,08	-R\$ 156.232,18
5	R\$	51.227,92	R\$	37.390,28	-R\$ 118.841,91
6	R\$	53.277,03	R\$	36.512,57	-R\$ 82.329,34
7	R\$	55.408,12	R\$	35.655,47	-R\$ 46.673,87
8	R\$	57.624,44	R\$	34.818,48	-R\$ 11.855,39
9	R\$	59.929,42	R\$	34.001,15	R\$ 22.145,76
<i>Payback (anos)</i>		8,54			

Fonte: O Autor (2019)

5 CONCLUSÃO

A geração distribuída é uma excelente forma de geração de energia, visto que tem a possibilidade de manter a geração perto da carga e usualmente é associada a uma energia limpa. A crescente difusão desta modalidade, em especial devido a possibilidade do autoconsumo remoto, exige que mudanças sejam feitas para compensar as novas perdas do sistema que estão sendo pagas pela distribuidora e que conseqüentemente serão repassadas para os consumidores

Dos resultados anteriores, observa-se que na Compensação Local uma mudança para a alternativa 1 pode aumentar o tempo de *payback* em até 27%, que é o pior cenário, pois não há simultaneidade entre a geração e o consumo. Este aumento no tempo de retorno do investimento é alto, de forma que para consumidores que tem a maior parte do consumo durante a noite provavelmente optariam por não realizar o investimento, diminuindo assim o crescimento do número de sistemas solares fotovoltaicos instalados nos próximos anos. No entanto, para unidades consumidoras que apresentem metade do consumo durante o dia em simultaneidade com a geração, este valor pode cair para 14%, muito mais atrativo que o caso anterior.

Já para o Autoconsumo Remoto, temos uma vantagem em relação a Compensação Local, pois como em geral os sistemas solares são de maior porte, o custo do kWp é menor. Isto pode ser observado nos *paybacks* de ambas alternativas 0, que são de 7,23 anos para a Compensação Local e 5,92 anos para o Autoconsumo Remoto. Caso fosse utilizada a Alternativa 1 para esta modalidade, seria encontrado um tempo de *payback* 20% maior do que o cenário atual, que diferentemente da Compensação Local não conta com a simultaneidade da geração e consumo para melhorar esta situação. Considerando a Alternativa 3, o tempo de retorno do investimento vai para 8 anos e meio, 44% maior que o cenário atual.

Mudanças são necessárias, no entanto, elas não podem ser tão intensas que inviabilizem os investimentos em sistema de geração distribuída. Estas novas alternativas devem ser implantadas, porém de forma gradual para que a geração distribuída possa crescer no Brasil. Com a evolução da tecnologia os custos dos painéis solares e sua instalação serão mais baratos, de forma que estes novos métodos de tarifação não tornarão os tempos de retorno tão altos como estes encontrados neste trabalho.

Uma sugestão para trabalhos futuros é estimar os novos preços desta tecnologia para poder calcular de forma mais precisa qual o impacto da nova tarifação nos sistemas solares que serão instalados nos próximos anos.

REFERÊNCIAS

ABB, Datasheet TRIO-TM-50.0/60.0.

ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. Distributed generation: a definition. **Electric Power Systems Research**, v. 57, n. 3, p. 195-204, abr. 2001.

ANEEL, Anexo 1 do AIR – Variáveis de Faturamento das Componentes Tarifárias, 2017.

ANEEL, Cadernos Temáticos. Micro e Minigeração Distribuída: Sistema de Compensação de Energia. Brasília. 2 ed. 2016.

ANEEL, Nota Técnica n° 62/2018. Diretoria Geral, Brasília, Brasil, Maio, 2018.

ANEEL, Nota Técnica n° 108/2018, Anexo 1. Diretoria Geral, Brasília, Brasil, Dezembro, 2018.

ANEEL, Relatório de Análise de Impacto Regulatório n° 04/2018. Diretoria Geral, Brasília, Brasil, Dezembro, 2018.

ANEEL, Resolução Homologatória n°2535/2019. Diretoria Geral, Brasília, Brasil, Abril, 2019.

ANEEL, Resolução Normativa N° 482/2012. Diretoria Geral, Brasília, Brasil, Abril, 2012.

ANEEL, Resolução Normativa N° 687/2015. Diretoria Geral, Brasília, Brasil, Novembro, 2015.

ANEEL, Resolução Normativa N° 786/2017. Diretoria Geral, Brasília, Brasil, Outubro, 2017.

ANEEL, Site da ANEEL, Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa/>>. Acesso em: 15 de Março de 2019.

ANEEL, Site da ANEEL, Disponível em: < http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp>. Acesso em: 18 de Outubro de 2018 (a).

ANEEL, Site da ANEEL, Disponível em: < http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Modalidade.asp>. Acesso em: 17 de Outubro de 2018 (b).

ASPE – Agência de Serviços Públicos de Energia do Estado do Espírito Santo, Energia Solar no Espírito Santo – Tecnologias, Aplicações e Oportunidades, 2018.

AUGUSTINE, Paul.: MCGAVISK, Emily. The next big thing in renewable energy: Shared Solar. The Electricity Journal. Chicago 2016.

BOYLE, Godfrey. Renewable Energy: Power for a Sustainable Future. Oxford, 2 Ed. 2004.

CEPEL, Eletrobrás, Casa Solar 2011.

EAS SOLAR, Site da EAS Solar, Disponível em: <<http://eassolar.com.br/geracao-compartilhada.php>>. Acesso em: 04 de Fevereiro de 2019.

ENERGY EDUCATION, Site da Energy Education, Disponível em: https://energyeducation.ca/encyclopedia/Photovoltaic_effect >. Acesso em: 10 de Fevereiro de 2019.

LUQUE, Antonio.; HEGEDUS, Steven. Handbook of photovoltaic Science and engineering. 2nd ed. United Kingdom: John Wiley & Sons, 2011.

MC ELÉTRICA, Site da MC Elétrica, Disponível em: <<https://www.mceletrica.com.br/residencial.php>>. Acesso em: 10 de fevereiro de 2019.

NREL, Site da NREL PVWatts Calculator, Disponível em: < <https://pvwatts.nrel.gov/> >. Acesso em: 5 de junho de 2019.

POWER, S. Sunlab Power. 2018.

RINNOVABILE, Site da Rinnovabile, Disponível em: <<https://www.rinnovabile.com.br/energiafotovoltaica>>. Acesso em: 20 de fevereiro de 2019.

STEPHAN, R. M.; GOMES, R. R. Um experimento para ilustrar o sistema de levitação eletromagnética utilizado em trens MAGLEV. Semana da eletrônica 2003 UFRJ, volume I. Rio de Janeiro. 2003.

VILLAIVA, Marcelo Gradella. **Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações**. São Paulo Ed Érica, 2015.