



Universidade Federal do Paraná
Programa de Pós-Graduação Lato Sensu
Energias Renováveis e Eficiência Energética



André Velho Bonilha
Norio Nakano
Wesley Ortiz de Oliveira

PROJETO RentSun

CURITIBA
2021

André Velho Bonilha
Norio Nakano
Wesley Ortiz de Oliveira

Projeto - RENTSUN

Monografia apresentada como resultado parcial à obtenção do grau de Especialista em Energias Renováveis e Eficiência Energética. Curso de Pós-graduação Lato Sensu, Setor de Tecnologia, Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Paraná.

Orientador: Prof. Márcio F. Catapan

**CURITIBA
2021**

RESUMO

A população se tornou dependente da energia elétrica. Para quase tudo que se vai fazer, ela é necessária. Em contrapartida, as faturas de energia elétrica têm subido e deixando a conta cada vez cara. Uma alternativa para ajudar o consumidor é a aplicação de geração própria conectada à rede elétrica, para fins de geração de créditos e abatimento no consumo.

A energia solar está sendo utilizada em diversos seguimentos como: residências, comércios, indústrias, agronegócios e usinas solares.

Além de auxiliar na economia da fatura de energia e na redução da sobrecarga do consumo de sistemas elétricos de distribuidoras, a energia solar fotovoltaica é responsável também pela diminuição de impactos ambientais no Brasil e no mundo todo.

Pode-se considerar a energia solar como a melhor opção de investimento a longo prazo, pois trata-se de uma fonte inesgotável de energia. A instalação do sistemas fotovoltaico é relativamente simples e possui uma baixa manutenção, sendo necessário, em alguns casos, apenas uma limpeza dos painéis anualmente.

Este trabalho avalia a redução do custo de energia elétrica com utilização de energia fotovoltaica através de aluguel/leasing dos equipamentos.

Palavras-chave: Geração fotovoltaica; Fatura de energia; Retorno de investimento; Engenharia Elétrica.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Valor final da energia elétrica	9
Figura 2 - Conversão Fotovoltaica	15
Figura 3 - Efeito fotovoltaico na junção pn	15
Figura 4 - Pannel de silício monocristalino	16
Figura 5 - Pannel de silício policristalino	17
Figura 6 - Pannel de filme fino de silício.....	17
Figura 7 - Sistema Off-grid.....	19
Figura 8 - Sistema On-grid.....	21
Figura 9 - Esquema de configuração do sistema conectado à rede	21
Figura 10 - Conexão entre as partes da norma ABNT NBR 5419 (2015).....	32
Figura 11 - Exemplo de pireliômetro	36
Figura 12 - Exemplo de piranômetro.....	37
Figura 13 - Inclinação do módulo.....	40
Figura 14 - Ação do diodo bypass	42
Figura 15 - Exemplo de conexão em série.....	43
Figura 16 - Associação em paralelo.....	43
Figura 17 - Associação em série e paralelo	44
Figura 18 - Fluxo de Caixa - P=800W.....	61
Figura 19 - Fluxo de Caixa - P=500W.....	62
Figura 20 - Fluxo de caixa - P=1000 W.....	62
Figura 21 - Fluxo de caixa - P=1500 W.....	63
Figura 22 - Canvas RENTSUN	68

TABELAS

Tabela 1 – Classificação de sistemas fotovoltaicos	24
Tabela 2 - Tabela seção mínima de condutores	29
Tabela 3 - Seção do condutor neutro.....	30
Tabela 4 - Ângulo de inclinação do módulo	40
Tabela 5 - Dimensionamento do condutor terra	54
Tabela 6 - Seção de cabos para aterramento	54
Tabela 7 - Economia mensal com Potência de 800 kW	61
Tabela 8 - Comparação Potência de 500 a 1500W	63

CONTEÚDO

1. INTRODUÇÃO	8
1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO.....	8
1.2. FORMULAÇÃO DO PROBLEMA.....	10
1.3. JUSTIFICATIVA.....	11
1.4. HIPÓTESE.....	11
1.5. OBJETIVO	12
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	12
2.1. ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	12
2.1.1. HISTÓRIA.....	13
2.1.2. CONVERSÃO FOTOVOLTAICA.....	14
2.1.3. CÉLULAS FOTOVOLTAICAS.....	15
2.1.4. INFLUÊNCIAS METEOROLÓGICAS	17
2.1.5. SISTEMAS DE GERAÇÃO.....	18
2.1.5.1. SISTEMA FOTOVOLTAICO AUTÔNOMO (OFF-GRID).....	18
2.1.5.2. SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADOS À REDE ELÉTRICA (ON-GRID OU GRID-TIE).....	20
2.2. ASPECTOS LEGAIS APLICADOS AO SISTEMA FOTOVOLTA.....	22
2.2.1. ABNT NBR 10899 (2013)	23
2.2.2. ABNT NBR 11708 (2008)	23
2.2.3. ABNT NBR 16274 (2014)	24
2.2.3.1. DOCUMENTAÇÃO DE UM SISTEMA.....	24
2.2.3.2. DIAGRAMA UNIFILAR	25
2.2.4. ABNT NBR 16149 (2013)	26
2.2.5. ABNT NBR 16150 (2013)	26
2.2.6. ABNT NBR IEC 62116 (2012)	27
2.2.7. ABNT NBR 5410 (2008)	27
2.2.8. Dimensionamento de condutores	28
2.2.9. ABNT NBR 5419 (2015)	31
2.2.10. NTC 905200 (2014)	32
2.2.10.1. SOLICITAÇÃO DE ACESSO.....	32
2.2.10.2. CONEXÃO AO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO.....	32
2.2.11. RESOLUÇÃO NORMATIVAS Nº 482 (2012)	33
2.2.11.1. ACESSO AS REDES DE DISTRIBUIÇÃO.....	34
2.2.11.2. SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	35

2.3. DIMENSIONAMENTO ON-GRID	36
2.3.1. INFORMAÇÕES INICIAIS	36
2.3.2. APLICAÇÃO.....	37
2.3.3. DIMENSIONAMENTO DE PLACAS FOTOVOLTAICAS	37
2.3.4. CÁLCULO DE ENERGIA PRODUZIDA.....	38
2.3.5. CÁLCULO DE QUANTIDADE DE PLACA FOTOVOLTAICA	39
2.3.6. INCLINAÇÃO E ORIENTAÇÃO DO MÓDULO	39
2.3.7. EFEITO DE SOMBREAMENTO	41
2.3.8. CÁLCULO DE TENSÃO, CORRENTE E POTÊNCIA MÁXIMA DO SISTEMA.....	42
2.3.9. NÚMERO MÍNIMO E MÁXIMO DE MÓDULOS EM SÉRIE E PARALELO	44
2.3.10. DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR.....	46
2.3.11. DIMENSIONAMENTO DE CONDUTORES	47
2.3.11.1. DIMENSIONAMENTO DE CONDUTORES COM CORRENTE ALTERNADA (CA)	47
2.3.11.2. DIMENSIONAMENTO DE CONDUTORES COM CORRENTE CONTINUA (CC)	48
2.3.11.3. DIMENSIONAMENTO DE DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO	49
2.3.11.4. FUSÍVEIS DE CORRENTE CONTÍNUA	50
2.3.11.5. DISJUNTOR	50
2.3.11.6. DISJUNTORES E INTERRUPTORES DIFERENCIAIS RESIDUAIS (DR'S)	51
2.3.11.7. DISPOSITIVO DE PROTEÇÃO CONTRA SURTOS (DPS).....	52
2.3.11.8. CHAVE SECCIONADORA.....	52
2.3.11.9. SISTEMA DE ATERRAMENTO E SISTEMA DE PROTEÇÃO CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.....	52
2.3.12. ANÁLISE DE INVESTIMENTO.....	55
2.3.12.1. PAYBACK SIMPLES (PBS)	55
2.3.12.2. PAYBACK DESCONTADO (PBD)	56
2.3.12.3. PAYBACK ACUMULADO (PBA)	57
3. METODOLOGIA E PLANEJAMENTO EXPERIMENTAL.....	57
3.1. A PROPOSTA DE VALOR.....	58
3.2. RELACIONAMENTO COM CLIENTES	58
3.3. CANAIS	59
3.4. SEGMENTOS DE CLIENTES.....	59
3.5. ESTRUTURA DE CUSTOS	59
3.6. FONTES DE RENDA.....	59
3.7. OUTROS COMENTÁRIOS	60

3.8. PROJETO RENT SUN.....	60
3.8.1. ETAPAS DO PROJETO	60
4. RESULTADOS E DISCUSSÃO	65
5. CONCLUSÕES	66
5.1. Sugestões de trabalhos futuros.....	66
6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	67

1. INTRODUÇÃO

No cenário atual, verifica-se a necessidade de economia de energia, como se pode observar pela dependência da matriz hídrica como principal fonte energética de eletricidade. A preocupação revela a dificuldade de geração de energia para acompanhar o crescimento da demanda e os custos de manutenção, e da compra de combustíveis para geração de energia.

Como a energia elétrica é importante para a vida dos indivíduos, tem-se buscado alternativas de geração, principalmente sem prejudicar o meio ambiente ou causar transtornos para a população. Com isso, surgiram outras fontes de energia limpa.

Considerada como uma fonte de energia limpa, a energia solar fotovoltaica é obtida através da captação dos raios solares, que através da conversão direta, torna-se energia elétrica. As placas que absorvem os raios solares podem ser instaladas em áreas urbanas ou rurais, em telhados, solos etc. Devido à facilidade de adaptação, esta forma de produção tem crescido muito nos últimos anos. Ao longo deste trabalho, será abordado a ideia de se constituir uma empresa de aluguel com aquisição definitiva de sistemas de energia fotovoltaica, verificando sua viabilidade econômica, o ganho do consumidor em contratar esse método, as vantagens ambientais, a valorização do imóvel com a instalação do sistema, a economia gerada ao longo do tempo, entre outras.

Este trabalho justifica-se devido ao fato de que um sistema de geração, interligada a rede elétrica (on-grid), que geram créditos que podem ser abatidos na fatura. Devido à elevada demanda que os consumidores têm apresentado recentemente, tanto residenciais, como industriais e comerciais, esse sistema bem dimensionado pode ser uma solução adequada para o cliente.

1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO

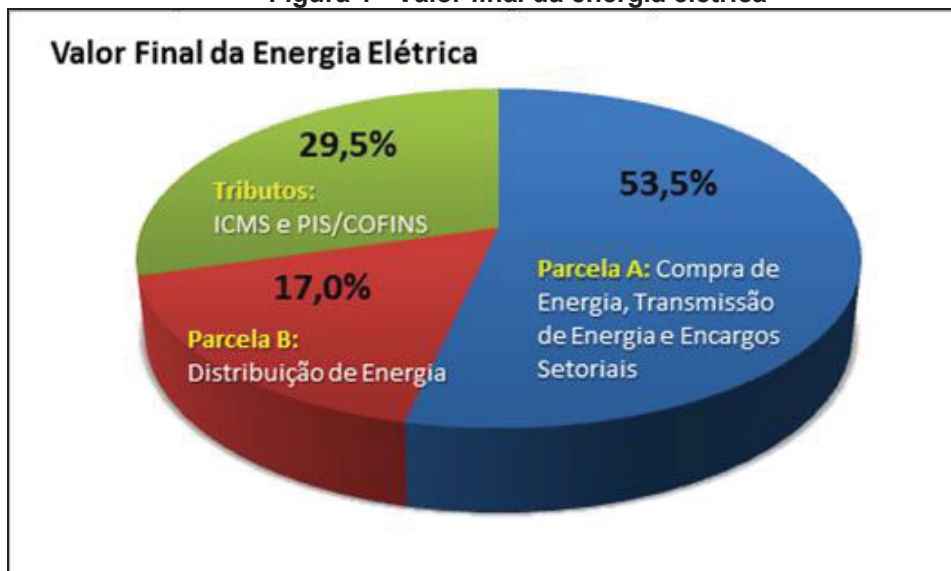
No Brasil, a fatura de energia elétrica segue os regimentos da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) e da concessionária que faz o atendimento.

Segundo a ANEEL, a concessionária de energia elétrica define o valor da tarifa analisando três aspectos:

1. Energia Gerada;
2. Transporte de energia até as unidades consumidoras (transmissão e distribuição) e
3. Encargos setoriais.

A energia gerada tem os tributos determinados de acordo com os leilões públicos de energia, sendo a competição importante para que os valores diminuam. A transmissão e distribuição são custos repassados aos consumidores para manter a rede ativada, sendo os gastos com a transmissão pagos por quem gera a energia. e a parte de distribuição cabendo a concessionária assumir. Os encargos setoriais são definidos seguindo a lei nacional, que podem ser cobradas sobre a distribuição e/ou transmissão. Em termos de quanto representa cada aspecto nos custos de uma distribuidora de energia elétrica, o primeiro aspecto representa mais da metade do custo, conforme **Figura 1** a seguir.

Figura 1 - Valor final da energia elétrica



Fonte: ANEEL (2016)

Além das composições da fatura de energia elétrica destacados acima, temos uma cobrança extra de acordo com as condições de geração, definida como Bandeiras Tarifárias, que é constituído por:

- a) **Bandeira verde:** condições favoráveis para geração de energia elétrica, dessa forma não tem acréscimo.
- b) **Bandeira amarela:** condições menos favoráveis de geração de energia, causando um acréscimo de R\$ 0,01874 para cada quilowatt-hora consumido.
- c) **Bandeira vermelha (patamar 1):** condições desfavoráveis para geração de energia elétrica, tendo acréscimo de R\$ 0,03971 para cada quilowatt-hora consumido.
- d) **Bandeira vermelha (patamar 2):** condições mais desfavoráveis para geração de energia elétrica, com acréscimo de R\$ 0,09492 para cada quilowatt-hora consumido

Todos os consumidores cativos das distribuidoras serão faturados pelo Sistema de Bandeiras Tarifárias, com exceção dos consumidores de Roraima devido o estado não estar no SIN (Sistema Interligado Nacional). Com as informações anteriores, somadas as taxas de iluminação pública, estabelecidas pelos municípios, e o impostos estaduais (ICMS), um consumidor do grupo B consegue entender tudo que compõe sua fatura de energia elétrica. Lembrando que, multas por atraso de pagamento ou até mesmo serviços prestados pela concessionária direto ao consumidor, como troca de disjuntor de padrão de energia, podem também ser cobrados na fatura.

A geração de energia fotovoltaica tem se mostrado uma boa solução para médios e grandes consumidores, mas tem se verificado a barreira do custo inicial para se implantar esse sistema. Buscando viabilizar aos consumidores a implantação dos sistemas, a RentSun foi elaborada para estudar um formato diferente do que vem sendo trabalhado no mercado, buscando implantar sistemas fotovoltaicos no formato de aluguel/leasing.

1.2. FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

Este trabalho visa realizar um estudo para redução dos custos de energia elétrica com utilização de energia fotovoltaica através de aluguel/leasing dos equipamentos, com o objetivo de abater das contas de energia elétrica e dar retorno

financeiro no médio e longo prazo, com a hipótese de aluguel do sistema e de sua manutenção num período definido.

O sistema aplicado será conectado à rede elétrica (on-grid ou grid-tie), seguindo a normativa da concessionária do Estado Paraná. Com isso, o objetivo é gerar valor ao cliente com a implantação de geração de energia elétrica pelo sistema fotovoltaico. O Projeto de implantação de KIT fotovoltaicos de Mini e Micro geração é viável economicamente porém a atratividade pode ficar comprometida quando há necessidade de utilizar recursos próprios do capital de giro ou buscá-lo em entidades financeiras com custo elevado.

Neste estudo, o objetivo é o aluguel do sistema, sendo feito financiamento pela empresa, com o objetivo de fidelizar o cliente por 12 anos.

1.3. JUSTIFICATIVA

Muitas empresas e domicílios possuem o desejo de implantação do sistema fotovoltaicos, porém, em muitas delas, fica inviabilizada devido ao risco de tirar capital da empresa ou insegurança na geração e ter de pagar a prestação do financiamento.

A meta deste estudo foi viabilizar o aluguel de um sistema de geração fotovoltaico para consumidores do mercado cativo das concessionárias,

A geração de energia por sistemas fotovoltaicos acima de 1000KW médio/mês possui um custo-benefício crescente. Utilizando 90% do preço do kW da concessionária cobre custos de projeto, execução, liberação e consumo além do financiamento. O contrato de 12 anos nos permite uma rentabilidade de 15% ao ano e para o cliente 10% de economia.

No final do período o cliente pode optar por compra a 15% do valor inicial com possibilidade de redução de custo na ordem de R\$ 300.000,00 em 13 anos

1.4. HIPÓTESE

As hipóteses consideradas neste estudo são descritas abaixo:

- Proporcionar implantação de sistemas de geração de energia fotovoltaicos em empresas, comércio e residências no sistema de leasing;
- Geração de energia por sistemas fotovoltaicos;
- Consumidores de alto custo do kW ou socialmente corretos com MA;
- Redução de custos de energia
- Nas empresas que possuem telhado, ou espaço para instalação do sistema;
- Para consumidores cujo custo do kW for superior a R\$ 0,80 ou radiação solar média superior 4kW/m², na data base de abril/2021;
- Deve ser verificado a viabilidade econômica;
- Comprovar a economia superior a 10% do kW da concessória por 12 anos.

1.5. OBJETIVO

O objetivo deste estudo é verificar se o formato de aluguel/leasing dos equipamentos pode ser vantajoso para clientes e para a empresa, através de análise de um caso com dimensionamento, formulação de proposta e resultados, principalmente no que se refere à redução dos valores pagos pela energia elétrica e seu tempo de retorno do investimento (payback). Os objetivos específicos estão descritos abaixo:

- Conceituar a geração de energia elétrica fotovoltaica;
- Verificar normas que se aplicam para tal sistema;
- Analisar caso proposto e dimensionar um sistema on-grid;
- Montar proposta financeira da RentSun sobre o caso proposto;
- Descrever resultados do payback do sistema, TIR, fluxo de caixa descontado.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1. ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

O sol é a principal fonte de energia de todo o planeta, seja no fornecimento de energia para a realização de todos os processos climáticos naturais, na fonte de

calor e luz para os vegetais, animais e para os seres humanos nas suas próprias atividades. Essa estrela é então uma fonte primária de energia, devido ser fornecedora de praticamente todas as fontes de energias necessárias para nossa sobrevivência e das nossas fontes de alimentação (vegetais e animais). O ciclo da água, elemento fundamental aos seres vivos, também é promovida pelas energias do Sol.

O homem, notando essa grande fonte de energia renovável, resolveu estudar uma forma de captá-la e transformá-la em energia elétrica.

2.1.1. HISTÓRIA

Em 1839, o físico francês Alexandre-Edmond Becquerel percebeu que certos materiais semicondutores tinham sua condutividade aumentada após serem expostos à uma radiação luminosa (ZILLES, et al.,2012).

“Os semicondutores utilizados nos dispositivos de conversão fotovoltaicas são compostos de elementos capazes de absorver a energia da radiação solar e transferir parte dessa energia para os elétrons, produzindo, assim, pares de portadores de carga (elétrons e lacuna) (ZILLES, et al.,2012, p. 13).”

De acordo com Becquerel (1839, p. 561, apud VALLÊRA, BRITO, 2006, p. 11), os materiais que apresentaram uma pequena diferença de potencial no experimento foram placas de metálicas, de platina ou prata.

Em 1877, segundo Adans e Day (1877, p. 113, apud VALLÊRA, BRITO, 2006, p. 11), americanos, conseguiram criar o primeiro dispositivo que produzia eletricidade quando exposto ao sol, feito de selênio.

“Tratava-se de um filme de selênio depositado num substrato de ferro e com um segundo filme de ouro, semitransparente, que servia de contacto frontal. Apesar da baixa eficiência de conversão, da ordem de 0,5%, nos finais do século XIX o engenheiro alemão Werner Siemens (fundador do império industrial com o seu nome) comercializou células de selênio como fotômetros para máquinas fotográficas. [...] A história da energia fotovoltaica teve de esperar os grandes desenvolvimentos científicos da primeira metade do século XX, nomeadamente a explicação do efeito fotoelétrico por Albert Einstein em 1905, o advento da mecânica quântica

e, em particular, a teoria de bandas e a física dos semicondutores, assim como as técnicas de purificação e dopagem associadas ao desenvolvimento do transistor de silício: sem a ciência moderna, seria impensável o nascimento da energia solar elétrica. As descobertas acidentais e o desenvolvimento empírico nunca nos teriam levado a ultrapassar o limiar de eficiência que a tornou viável (VALLÊRA, A., BRITO, M., 2006, p. 11 e 12)."

Depois de muitos anos, a energia solar fotovoltaica voltou a ter um capítulo importante e providencial na sua história, a criação da fotocélula. Em 1953, Calvin Fuller, químico e americano de Nova Jersey, faz um processo de dopagem do silício (VALLÊRA, A., BRITO, M., 2006, p. 11). "

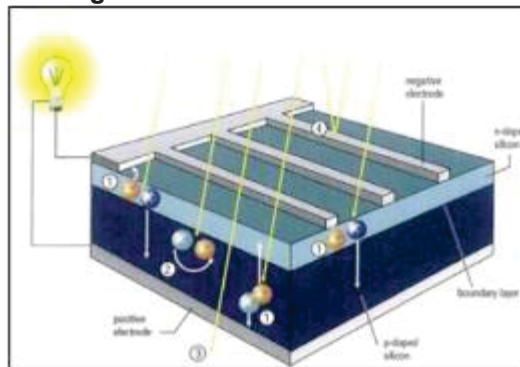
2.1.2. CONVERSÃO FOTOVOLTAICA

A conversão de incidência solar para energia elétrica se dá pelo efeito fotovoltaico. Descoberto pelo físico Edmond Becquerel, o efeito fotovoltaico ocorre em matérias que são capazes de absorver a energia dos fótons, encontrados na radiação solar (ZILLES, et al, 2012).

"A energia absorvida por esses materiais quebra as ligações químicas entre as moléculas presentes em suas estruturas. Com isso, cargas elétricas são liberadas e podem ser utilizadas para a realização de trabalho. O efeito fotovoltaico é uma característica física intrínseca ao material que compõe os dispositivos de conversão fotovoltaico (ZILLES, et al, 2012, p. 13). "

Os materiais semicondutores utilizados, como silício monocristalino, absorvem a energia da radiação solar e transferem parte para os elétrons, causando uma formação de pares portadores de carga, conforme **Figura 2** .

Figura 2 - Conversão Fotovoltaica

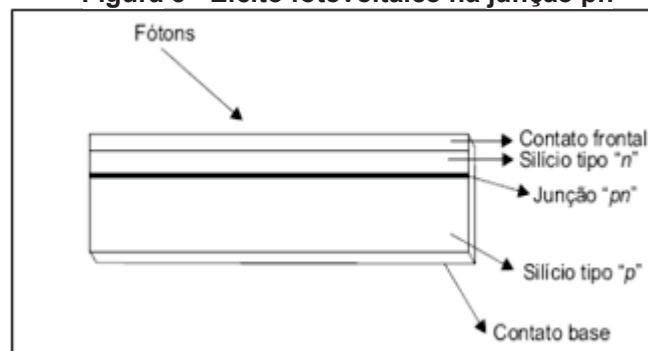


Fonte: Souza (2013) 26

2.1.3. CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

A propriedade essencial das células fotovoltaicas é a possibilidade de fótons com energia superior ao bandgap do seu material excitarem elétrons movendo-os para a banda de condução conforme **Figura 3**.

Figura 3 - Efeito fotovoltaico na junção pn



Fonte: SIMÕES MOREIRA

As células fotovoltaicas são responsáveis pela conversão fotovoltaica, ou seja, conversão da radiação solar para energia elétrica. Para que tenha uma geração em grandes potências, várias células são unidas formando um módulo/ placa fotovoltaica (ZILLES, et al.,2012).

Atualmente temos vários tipos de tecnologias de células fotovoltaicas sendo fabricadas no mundo, mas as que mais tem se destacado no mercado são as do silício monocristalino, silício policristalino e a do filme fino de silício. O Brasil se destaca como um dos principais países produtores de silício, tal é extraído do minério quartzo (VILLALVA, 2015).

As características dos tipos de células citados acima são:

a) Silício monocristalino: com eficiência que varia de 15% a 18%, este material é extraído de um bloco de silício ultrapuro. O bloco é submetido ao método de Czochralski, em que é aquecido a altas temperaturas e um processo de formação de lingote de silício monocristalino. O lingote possui uma ligação molecular homogênea e um aspecto brilhante. Na sequência, o lingote é transformado em wafers. Depois de passar por alguns processos químicos, os wafers recebem uma película metálica em umas das faces, na outra face uma grande camada metálica e uma camada de material antirreflexivo na face exposta a luz solar, chegando enfim na célula fotovoltaica. Este tipo de célula tem um custo de produção mais elevados que as demais. A **Figura 4** representa um painel de silício monocristalino (VILLALVA, 2015).

Figura 4 - Painel de silício monocristalino



Fonte: Solstício Energia (2017) 27

b) Silício policristalino: com eficiência entre 13% a 15%, este material é formado pela junção de vários cristais, que formam o lingote de silício policristalino. O lingote é serrado formando wafers, que posteriormente se tornará uma célula fotovoltaica. Esta célula é caracterizada pela cor azul com antirreflexo ou cinza prateado sem antirreflexo. Em seguida, a **Figura 5** demonstra um painel de silício policristalino (SOUZA, 2013).

Figura 5 - Pannel de silício policristalino



Fonte: Solstício Energia (2017)

c) Filme fino de silício: sendo a mais nova destas três, esta tecnologia é fabricada utilizando finas camadas de materiais, podendo ser silício e outros, sobre uma base rígida ou flexível. Como vantagens desta tecnologia, tem-se: custo baixo e menos sensíveis a sombreamentos. Em contramão disso, as células de filme fino de silício têm uma menor eficiência comparada às anteriores. Segue **Figura 6** demonstrando uma aplicação deste tipo de placa (VILLALVA, 2015).

Figura 6 - Pannel de filme fino de silício



Fonte: Solstício Energia (2017) 28

2.1.4. INFLUÊNCIAS METEOROLÓGICAS

Um dos fatores que influenciam para uma geração de energia elétrica com eficiência são os fatores meteorológicos, sendo:

a) Radiação solar: esse é o fator principal para este tipo de geração, e como fator principal tem uma influência pesada sobre a eficiência do sistema. Cada módulo tem uma corrente máxima definida pelo fabricante e para que alcance esse valor uma

incidência solar de 1000W/m² seria o suficiente. O valor da corrente varia de acordo com a incidência solar, por isso se a incidência estiver baixa a corrente estará baixa, consequentemente a geração também (VILLALVA, 2015).

b) Temperatura: ao contrário da radiação solar, a temperatura não influencia na corrente, mas sim na tensão do sistema, sendo inversamente proporcional, ou seja, quanto maior a temperatura menor a tensão e quanto menor a temperatura maior será a tensão (VILLALVA, 2015).

2.1.5. SISTEMAS DE GERAÇÃO

De acordo com a necessidade de cada cliente, os sistemas fotovoltaicos têm atendido e sendo soluções. Atualmente no mundo existe dois tipos de sistemas de geração solar fotovoltaica mais utilizados, sendo: *off-grid* e *on-grid* (PINHO, GALDINO, 2014).

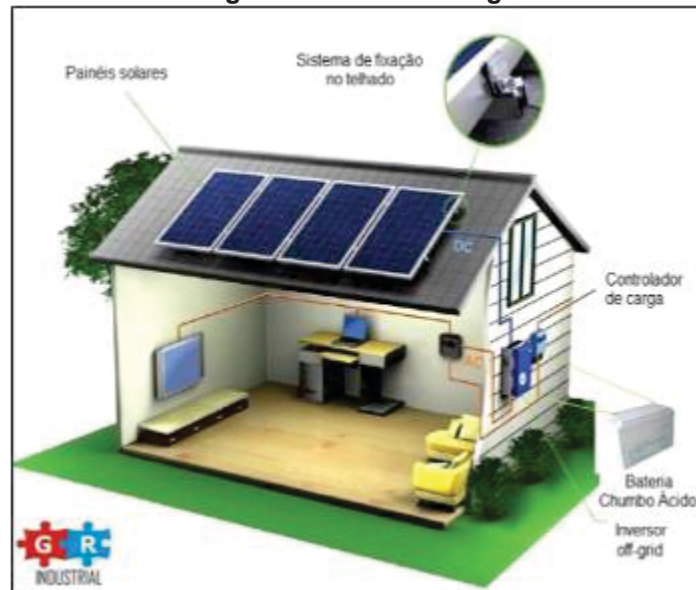
2.1.5.1. SISTEMA FOTOVOLTAICO AUTÔNOMO (OFF-GRID)

Este tipo de sistema é muito usado em locais onde a rede elétrica não atende, ou quando se torna inviável o investimento em uma nova rede. Esse sistema é muito útil e quando bem dimensionado pode fornecer energia elétrica para casas, vilas, praias etc. Além disto, os sistemas autônomos têm sido bem aplicados para utilização de aparelhos como radares e placas luminosas (VILLALVA, 2015).

Muitos lugares aonde não chegam à rede elétrica têm utilizado geradores a diesel, que além do investimento inicial, há também os gastos fixos com diesel e manutenções, fora ruído e poluição. Já os sistemas autônomos necessitam de pouca manutenção, não polui enquanto gera, é silencioso e ecológico (VILLALVA, 2015).

Vários componentes são necessários para a implantação deste tipo de sistema, ilustrado na **Figura 7**, como:

Figura 7 - Sistema Off-grid



Fonte: GR Industrial (2016)

a) Módulo Fotovoltaico: como em qualquer outro sistema de geração fotovoltaico, o módulo (painel ou placa) fotovoltaico é insubstituível e tem a função de captar a energia solar e convertê-la em energia elétrica. A corrente que sai dos módulos é contínua (DC). A quantidade deste material a ser aplicada depende da necessidade de energia elétrica a ser atendida (PINHO, GALDINO, 2014).

b) Inversor *off-grid*: este equipamento tem a função de converter a corrente contínua, que saem dos módulos, para corrente usual, corrente alternada. Este equipamento conta com uma alta capacidade de sobrecarga, além de tolerância para as flutuações de tensão causa pelas baterias (SOUZA, 2013).

c) Controlador de carga: para qualquer sistema que envolva bateria esse equipamento é obrigatório. Esse equipamento tem a função de intermediar a conexão entre os módulos e as baterias, evitando uma possível sobrecarga ou descarga das baterias. O funcionamento adequando deste equipamento faz com que a vida útil das baterias aumente (VILLALVA, 2015).

d) Baterias: esse equipamento tem a função de armazenar a energia gerada que não está sendo consumida, e quando não houver geração, período noturno ou dias chuvosos por exemplo, as baterias ficam responsáveis por alimentar o consumidor. A quantidade de baterias necessárias depende de cada sistema, ou seja, o

dimensionamento do banco de baterias é proporcional ao tamanho do sistema (VILLALVA, 2015).

2.1.5.2. SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADOS À REDE ELÉTRICA (ON-GRID OU GRID-TIE)

Diferentemente do sistema anterior, este sistema de geração trabalha ligado à rede elétrica e são instalados em lugares que já possuem rede disponível. O maior objetivo do sistema *on-grid* é gerar total ou parcialmente o que o proprietário consome, assim causaria uma redução na sua conta de energia. Se por acaso o sistema produzir mais do que consome, isso se tornaria um excedente de energia (PINHO, GALDINO, 2014).

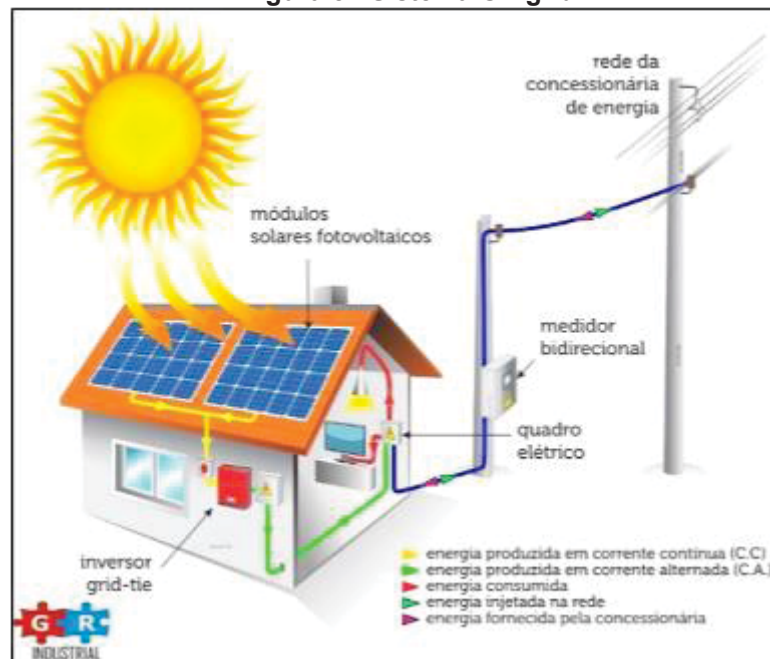
Os primeiros sistemas *on-grid* começaram a aparecer já em 1990 e começou a se destacar no ramo fotovoltaico. Para destacar como houve uma aceitação muito rápida deste sistema, já em 1999 a geração dos sistemas *on-grid* representava cerca de 30% de toda a potência de energia elétrica do planeta (ZILLES, et al, 2012).

Sistemas conectados na rede elétrica são divididos em três categorias, de acordo com a potência instalada. As categorias são, segundo resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012 (ANEEL, 2012)

1. Microgeração: até 75kW.
2. Minigeração: de 75kW até 5MW.
3. Usina: acima de 5MW.

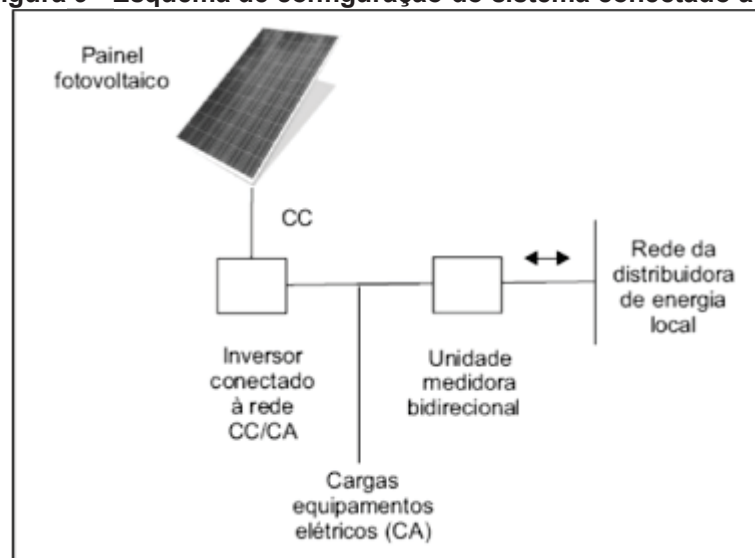
Para este sistema, ilustrado na **Figura 8** e **Figura 9**, tenha um bom desenvolvimento de todas as suas funções, é necessário a aplicação de alguns equipamentos:

Figura 8 - Sistema On-grid



Fonte: GR Industrial (2016)

Figura 9 - Esquema de configuração do sistema conectado à rede



Fonte: SIMÕES MOREIRA

a) Módulo fotovoltaico: assim como no sistema *off-grid*, os módulos (painéis ou placas) fotovoltaicas são importantíssimas, pois tem a função de captar a energia solar e converter em energia elétrica, também em DC (VILLALVA, 2015).

b) Inversor on-grid: tendo também uma função igual ao inversor off-grid, converter a corrente contínua dos módulos para corrente alternada. Além desta função, o inversor tem a característica de trabalhar somente ligado à rede elétrica, ou seja, caso a rede elétrica de distribuição pare de operar, o inversor também não

opera, protegendo equipamentos da rede e/ou profissionais que possam estar fazendo manutenção da rede. (SOUZA, 2013).

c) String-box: também chamada de caixa de strings, é um conjunto de conexões entre os strings do sistema fotovoltaico. Essa caixa deve conter uma separação correta entre os terminais positivos e negativos, além de identificá-los, e cada cabo conectado no barramento deve conter um fusível de string. Para manutenção, terá um interruptor CC que permite o desligamento de um painel ou da fileira de painéis. Para maior proteção, na caixa de string poderá ser instalado diodos de bloqueio, que impedem a corrente de fazer o caminho inverso, onde causaria danos aos módulos (SOUZA, 2013).

d) Quadro de proteção CC: este quadro tem a mesma função da *string box*, onde possui os fusíveis para conexão das *strings*. Além disso, o barramento de aterramento das carcaças dos painéis solares também deve estar contido nesta caixa. A chave CC de desconexão e dispositivos de proteção contra surtos também são partes importantes deste quadro. Para maior proteção, países da Europa tem implantado nesta caixa a chave seccionadora, onde ocorreria um acionamento rápido em situações extremas (VILLALVA, 2015).

e) Quadro de proteção CA: sendo parecido com os quadros de baixa tensão instalados nas residências, com barramento terra, barramento trifásico (dependendo da ligação), DPS etc. Mas além disso o quadro contém a conexão da ligação do inversor (VILLALVA, 2015).

f) Medidor bidirecional: com função de medir a energia gerada no sistema e a energia consumida da rede, este medidor é crucial no sistema. A partir das informações desse medidor será possível saber quanto foi abatido pela geração na conta do consumidor (PINHO, GALDINO, 2014).

2.2. ASPECTOS LEGAIS APLICADOS AO SISTEMA FOTOVOLTA

Como qualquer outro sistema elétrico, existe uma norma técnica para ser seguida no Brasil e, partindo dessa, as concessionárias de energia formam as suas. As normais técnicas que cabem ao Brasil e ao Paraná são:

2.2.1. ABNT NBR 10899 (2013)

Essa norma é de abrangência nacional, refere-se a termos de terminologia, ou seja, esta norma abrange termos técnicos sobre conversão fotovoltaica e conversão da radiação solar em energia (ABNT, 2013).

Dentre todos os assuntos que mais se destacam são: tipos de ângulos de placas, definições de células fotovoltaica, tipos de irradiação, características de inversores, cálculo de potências, módulos fotovoltaicos e tipos de conjuntos fotovoltaicos (ABNT, 2013).

Para complementar as informações passadas nesta norma, é citado que se siga também a norma de eletricidade geral, ABNT NBR 5456 (2010), que se refere a terminologia em geral (ABNT, 2013).

2.2.2. ABNT NBR 11708 (2008)

Também de abrangência nacional, esta norma tem a função de esclarecer e classificar os sistemas fotovoltaicos. A classificação dos sistemas é feita entre estar interligado na rede elétrica ou não (on-grid ou off-grid), e se o sistema é puro, tendo gerador fotovoltaico como única fonte de energia elétrica, ou híbrido, tendo gerador fotovoltaico e um outro meio de fornecimento de energia elétrica. Para um melhor entendimento desta classificação, a norma fornece conforme na **Tabela 1** (ABNT, 2008) abaixo:

Tabela 1 – Classificação de sistemas fotovoltaicos

Tipo de sistema		Alimentação dos consumidores	Acumulação de energia elétrica	Componentes básicos	Aplicações típicas
Sistemas isolados	Puros	Tensão contínua	Não	Seguidor de potência máxima (desejável)	Bombeamento, produção de hidrogênio etc.
			Sim	Controlador de carga e acumulador	Iluminação, telecomunicações, sinalização náutica, cerca elétrica, proteção catódica etc.
		Tensão alternada	Não	Inversor	Bombeamento, uso industrial etc.
			Sim	Controlador de carga, acumulador e inversor	Eletrificação rural, bombeamento, telecomunicações, uso industrial, iluminação etc.
	Híbridos	Tensão contínua	Sim	Controlador de carga, acumulador e gerador complementar	Telecomunicações, iluminação, sinalização rodoviária e ferroviária etc.
		Tensão alternada	Opcional	Controlador de carga, acumulador opcional e gerador complementar	Iluminação, uso industrial etc.
Sistemas conectados à rede elétrica	Puros	Tensão alternada	Não	Inversor	Aplicações residenciais, comerciais e industriais, produção de energia para a rede pública etc.
	Híbridos	Tensão alternada	Não	Inversor e gerador complementar	Aplicações residenciais, comerciais e industriais, produção de energia para a rede pública etc.
			Sim	Inversor, gerador complementar e acumulador	Eletrificação rural, uso industrial, suprimento ininterrupto de energia etc.
NOTA Todos os tipos de sistemas possuem gerador fotovoltaico entre os componentes básicos.					

Fonte: ABNT NBR 11708 (2008)

2.2.3. ABNT NBR 16274 (2014)

Esta norma tem três focos, sendo eles: documentos necessários para instalação de um sistema fotovoltaico, requisitos mínimos para verificação de um sistema e avaliação de desempenho de um sistema on-grid (ABNT, 2014).

“Esta norma estabelece as informações e a documentação mínima que devem ser compiladas após a instalação de um sistema fotovoltaico conectado à rede. Também descreve a documentação, os ensaios de comissionamento e os critérios de inspeção necessários para avaliar a segurança da instalação e a correta operação do sistema. A norma também pode ser utilizada para verificações periódicas e avaliação do desempenho de sistemas fotovoltaicos conectados à rede. [...] Esta norma é voltada para sistemas fotovoltaicos conectados à rede que não utilizam módulos c.a., armazenamento de energia (baterias, por exemplo) ou sistemas híbridos (ABNT, 2014, pg. 1).”

2.2.3.1. DOCUMENTAÇÃO DE UM SISTEMA

“Esta documentação irá garantir que os principais dados de um sistema sejam facilmente acessados pelo cliente, pelo operador do sistema, pelo inspetor ou pelo engenheiro de manutenção. A documentação inclui dados básicos e informações que devem ser fornecidas no manual de operação e manutenção (ABNT, 2014, pg. 3).”

As informações necessárias do sistema, segundo a ABNT NBR 16274 (ABNT, 2014) são:

a) Informações básicas do sistema: identificação de referência do projeto, nome do proprietário, endereço do sistema, potência do sistema (em kWp ou kVA), dados dos módulos e inversor (fabricante, modelo e quantidade), prazo para instalação, período de ensaios de comissionamento e período de avaliação de desempenho.

b) Informações do projetista do sistema: nome da empresa responsável pelo projeto, responsável técnico, dados de contato da empresa e atividade realizada no projeto.

c) Informações do instalador do sistema: nome da empresa, responsável técnico, dados para contato e atividade realizada na instalação.

2.2.3.2. DIAGRAMA UNIFILAR

Todo sistema fotovoltaico necessita de um diagrama unifilar. Incorporando um diagrama unifilar necessitam-se de alguns dados segundo a ABNT NBR 16274 (ABNT, 2014) sendo eles:

a) Especificações gerais do arranjo fotovoltaico: características elétricas dos módulos, quantidade de módulos, número de séries fotovoltaicas e quantidade de módulos por série.

b) Dados da série fotovoltaica: características do condutor, características do dispositivo de proteção contra sobrecorrente e diodos de bloqueio.

c) Detalhes do arranjo fotovoltaico: características do condutor, localização das caixas de conexão, chaves c.c. e suas características e localização, e características do dispositivo de proteção contra sobrecorrente.

d) Aterramento e proteção contra sobretensão: características do condutor de aterramento, detalhes das conexões a um sistema existente de proteção contra

descargas atmosféricas (SPDA) e características dos dispositivos de proteção c.c. e/ou c.a.

e) Sistema c.a.: características do condutor, detalhes das chaves c.a., características dos dispositivos de proteção contra sobrecorrente, características do DR (dispositivo de corrente residual) e detalhes de ligação do transformador.

f) Folhas de dados técnicos: dados técnicos dos módulos utilizados, dos inversores e de outros componentes significativos do sistema (chaves, dispositivos de proteção e transformador).

g) Informações do projeto mecânico: dados técnicos da montagem do arranjo fotovoltaico.

h) Informações de operação e manutenção: procedimentos para verificar o funcionamento correto do sistema, lista de possíveis soluções em caso de falha, como proceder o desligamento de emergência, recomendações de manutenção e limpeza, documentação de garantia dos módulos, inversores e da instalação do sistema, e considerações para possíveis obras que envolva o arranjo fotovoltaico.

i) Resultado dos ensaios comissionamento e análise de desempenho: cópias de todos os documentos com dados dos ensaios de comissionamento e análise de desempenho.

2.2.4. ABNT NBR 16149 (2013)

Esta norma refere-se a conexão do sistema fotovoltaico a rede elétrica da concessionária, e estabelece conceitos para tal (ABNT, 2013).

“A quantidade da energia fornecida pelo sistema fotovoltaico às cargas em corrente alternadas locais e à rede elétrica é regida por práticas e normas referentes à tensão, cintilação, frequência, distorção harmônica e fator de potência. O desvio dos padrões estabelecidos por essas normas caracteriza uma condição anormal de operação, devendo o sistema fotovoltaico deve ser capaz de identificar esse desvio e cessar o fornecimento de energia elétrica (ABNT, 2013, pg. 3).”

2.2.5. ABNT NBR 16150 (2013)

A ABNT NBR 16150 (2013) foi criada para complementar a ABNT NBR 16149 (2013). Esta norma especifica métodos para verificar se os equipamentos estão de acordo com os critérios estabelecidos na ABNT NBR 16149:2013 (ABNT, 2013).

2.2.6. ABNT NBR IEC 62116 (2012)

“A norma se trata de questão de ensaio de anti-ilhamento para inversores dos sistemas fotovoltaicos on-grid (ABNT, 2012). Ilhamento é a condição na qual parte da instalação elétrica, contendo carga e gerador, fica isolada do restante da rede elétrica. Esta é uma situação que as distribuidoras de energia elétrica devem evitar. Dá-se o nome de ilhamento intencional à situação em que uma ilha é criada intencionalmente pela distribuidora – para isolar partes da rede elétrica, por exemplo. Uma ilha não intencional, entretanto, ocorre quando um segmento da rede contendo somente a geração de uso privado e a carga está fora de controle da distribuidora. Normalmente, o gerador de uso privado detecta a ausência da energização pela distribuidora e interrompe a produção de energia. Entretanto, quando há um equilíbrio de carga e geração FV dentro do segmento antes ocorrência do ilhamento, o que geralmente ocorre quando a rede pública está provendo pouca energia, torna-se difícil a detecção de um ilhamento. Podem ocorrer danos aos equipamentos do cliente, se a geração no segmento, que não está mais sobre controle da distribuidora, operar fora das condições normais de tensão e frequência. Os equipamentos tanto do cliente quanto da distribuidora podem ser danificados se a rede pública for religada com a ilha fora de sincronismo (ABNT, 2012, pg. vi).”

Equipamentos como inversores e outros fazem a função de detectar o ilhamento e atuar nessas condições, sendo eles definidos com funções anti-ilhamento (ABNT, 2012).

2.2.7. ABNT NBR 5410 (2008)

Esta norma tem como objetivo facilitar o entendimento e orientar sobre instalações elétrica em baixa tensão, garantindo a segurança de pessoas, animais e bens (ABNT, 2008).

A NBR 5410 abrange locais de instalação como residências, comércios, área pública, indústrias etc. Em nível de tensão, a norma é aplicada em circuitos com até 1.000 V, em corrente alternada, e 1.500 V, em corrente contínua (ABNT, 2008).

2.2.8. Dimensionamento de condutores

É esclarecido na norma como se faz um dimensionamento adequado de condutores em corrente alternada. Todos os condutores devem ter algum tipo de isolamento, e a NBR 5410 trabalha com três tipos: PVC, XLPE e EPR (ABNT, 2008).

No primeiro passo do dimensionamento, deve-se definir qual será o local de instalação dos condutores. Sabendo disso, deve-se analisar a tabela 2, e pegar o método de referência do método de instalação definido (ABTN, 2008).

“6.2.5.1.2 Os métodos de referência são os métodos de instalação, indicados na IEC 60364-5-52, para os quais a capacidade de condução de corrente foi determinada por ensaio ou por cálculo. São eles:

- A1: condutores isolados em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante;
- A2: cabo multipolar em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante;
- B1: condutores isolados em eletroduto de seção circular sobre parede de madeira;
- B2: cabo multipolar em eletroduto de seção circular sobre parede de madeira;
- C: cabos unipolares ou cabo multipolar sobre parede de madeira;
- D: cabo multipolar em eletroduto enterrado no solo;
- E: cabo multipolar ao ar livre;
- F: cabos unipolares justapostos (na horizontal, na vertical ou em trifólio) ao ar livre;
- G: cabos unipolares espaçados ao ar livre.

NOTAS

1 Nos métodos A1 e A2, a parede é formada por uma face externa estanque, isolamento térmica e uma face interna em madeira ou material análogo com condutância térmica de no mínimo 10 W/m²K. O eletroduto, metálico ou de plástico, é fixado junto à face interna (não necessariamente em contato físico com ela).

2 Nos métodos B1 e B2, o eletroduto, metálico ou de plástico, é montado sobre uma parede de madeira, sendo a distância entre o eletroduto e a superfície da parede inferior a 0,3 vez o diâmetro do eletroduto.

3 No método C, a distância entre o cabo multipolar, ou qualquer cabo unipolar, e a parede de madeira é inferior a 0,3 vez o diâmetro do cabo.

4 No método D, o cabo é instalado em eletroduto (seja metálico, de plástico ou de barro) enterrado em solo com resistividade térmica de 2,5 Km/W, a uma profundidade de 0,7 m.

5 Nos métodos E, F e G, a distância entre o cabo multipolar ou qualquer cabo unipolar e qualquer superfície adjacente é de no mínimo 0,3 vez o diâmetro externo do cabo, para o cabo multipolar, ou no mínimo uma vez o diâmetro do cabo, para os cabos unipolares. 6 No método G, o espaçamento entre os cabos unipolares é de no mínimo uma vez o diâmetro externo do cabo.

Para cada método de instalação dado na tabela 33 é indicado o método de referência no qual ele se enquadra, a ser utilizado para a obtenção da capacidade de condução de corrente (ABNT, 2008, pg. 99).”

Tendo o método de referência e a corrente do sistema, é possível já consultar e definir uma bitola de cabo inicial, seja ele de cobre ou alumínio, de isolamento PVC, XLPE ou EPR (ABNT, 2008).

Dependendo do tipo do circuito e sua finalidade, existe uma tabela, representado na **Tabela 2**, na norma que define qual a seção e tipo do cabo mínimo.

Tabela 2 - Tabela seção mínima de condutores

Tipo de linha		Utilização do circuito	Seção mínima do condutor mm ² - material
Instalações fixas em geral	Condutores e cabos isolados	Circuitos de iluminação	1,5 Cu 16 Al
		Circuitos de força ²⁾	2,5 Cu 16 Al
		Circuitos de sinalização e circuitos de controle	0,5 Cu ³⁾
	Condutores nus	Circuitos de força	10Cu 16 Al
		Circuitos de sinalização e circuitos de controle	4 Cu
Linhas flexíveis com cabos isolados		Para um equipamento específico	Como especificado na norma do equipamento
		Para qualquer outra aplicação	0,75 Cu ⁴⁾
		Circuitos a extra baixa tensão para aplicações especiais	0,75 Cu

¹⁾ Seções mínimas ditadas por razões mecânicas
²⁾ Os circuitos de tomadas de corrente são considerados circuitos de força.
³⁾ Em circuitos de sinalização e controle destinados a equipamentos eletrônicos é admitida uma seção mínima de 0,1 mm².
⁴⁾ Em cabos multipolares flexíveis contendo sete ou mais veias é admitida uma seção mínima de 0,1 mm².

Fonte: ABNT NBR 5410 (2008).

Já no caso do condutor neutro, a norma estabelece algumas condições para escolha na sua seção. Além dos critérios, contém uma tabela, representada na **Tabela 3**, que define a seção do neutro tendo referência a seção dos condutores fase (ABNT, 2008).

“6.2.6.2.1 O condutor neutro não pode ser comum a mais de um circuito. 6.2.6.2.2 O condutor neutro de um circuito monofásico deve ter a mesma seção do condutor de fase. 6.2.6.2.3 Quando, num circuito trifásico com neutro, a taxa de terceira harmônica e seus múltiplos for superior a 15%, a seção do condutor neutro não deve ser inferior à dos condutores de fase, podendo ser igual à dos condutores de fase se essa taxa não for superior a 33%.

NOTAS

1 Tais níveis de correntes harmônicas são encontrados, por exemplo, em circuitos que alimentam luminárias com lâmpadas de descarga, incluindo as fluorescentes.

2 O caso de taxas superiores a 33% é tratado em 6.2.6.2.5.

6.2.6.2.4 A seção do condutor neutro de um circuito com duas fases e neutro não deve ser inferior à seção dos condutores de fase, podendo ser igual à dos condutores de fase se a taxa de terceira harmônica e seus múltiplos não for superior a 33%.

NOTA O caso de taxas superiores a 33% é tratado em 6.2.6.2.5.

6.2.6.2.5 Quando, num circuito trifásico com neutro ou num circuito com duas fases e neutro, a taxa de terceira harmônica e seus múltiplos for superior a 33%, pode ser necessário um condutor neutro com seção superior à dos condutores de fase.

NOTAS

1 Tais níveis de correntes harmônicas são encontrados, por exemplo, em circuitos que alimentam principalmente computadores ou outros equipamentos de tecnologia de informação.

2 Para se determinar a seção do condutor neutro, com confiança, é necessária uma estimativa segura do conteúdo de terceira harmônica das correntes de fase e do comportamento imposto à corrente de neutro pelas condições de desequilíbrio em que o circuito pode vir a operar. [...]

6.2.6.2.6 Num circuito trifásico com neutro e cujos condutores de fase tenham uma seção superior a 25 mm², a seção do condutor neutro pode ser inferior à dos condutores de fase, sem ser inferior aos valores indicados na tabela 48, em função da seção dos condutores de fase, quando as três condições seguintes forem simultaneamente atendidas:

a) o circuito for presumivelmente equilibrado, em serviço normal;
b) a corrente das fases não contiver uma taxa de terceira harmônica e múltiplos superior a 15%; e

c) o condutor neutro for protegido contra sobrecorrentes [...] (ABNT, 2008, pg. 114).

Tabela 3 - Seção do condutor neutron

Seção dos condutores de fase mm ²	Seção reduzida do condutor neutro mm ²
$S \leq 25$	S
35	25
50	25
70	35
95	50
120	70
150	70
185	95
240	120
300	150
400	185

¹⁾ As condições de utilização desta tabela são dadas em 6.2.6.2.6.

Fonte: ABNT NBR 5410 (2008)

A parte de queda de tensão também é fundamental para o dimensionamento do cabo a ser instalado e existem limites que podem ser aceitos no cálculo (ABNT, 2008).

“6.2.7.1 Em qualquer ponto de utilização da instalação, a queda de tensão verificada não deve ser superior aos seguintes valores, dados em relação ao valor da tensão nominal da instalação:

- a) 7%, calculados a partir dos terminais secundários do transformador MT/BT, no caso de transformador de propriedade da(s) unidade(s) consumidora(s);
- b) 7%, calculados a partir dos terminais secundários do transformador MT/BT da empresa distribuidora de eletricidade, quando o ponto de entrega for aí localizado;
- c) 5%, calculados a partir do ponto de entrega, nos demais casos de ponto de entrega com fornecimento em tensão secundária de distribuição;
- d) 7%, calculados a partir dos terminais de saída do gerador, no caso de grupo gerador próprio.

NOTAS

1 Estes limites de queda de tensão são válidos quando a tensão nominal dos equipamentos de utilização previstos for coincidente com a tensão nominal da instalação.

[...]

3 Nos casos das alíneas a), b) e d), quando as linhas principais da instalação tiverem um comprimento superior a 100 m, as quedas de tensão podem ser aumentadas de 0,005% por metro de linha superior a 100 m, sem que, no entanto, essa suplementação seja superior a 0,5%.

[...]

6.2.7.2 Em nenhum caso a queda de tensão nos circuitos terminais pode ser superior a 4%.

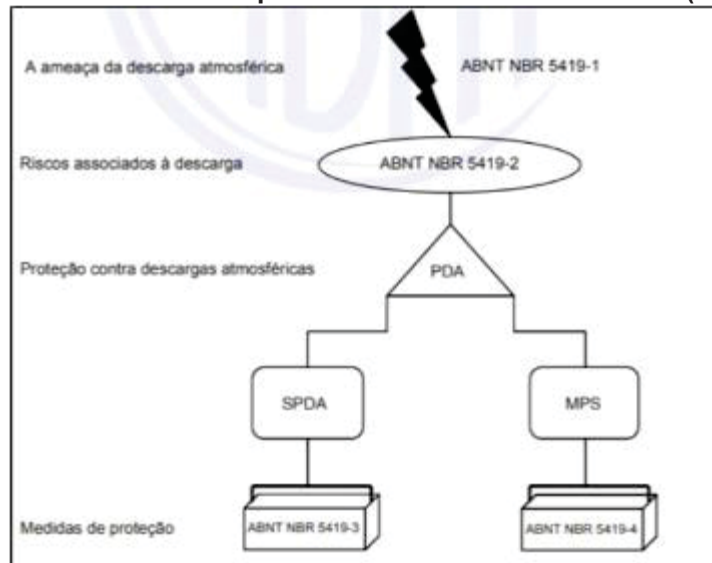
6.2.7.3 Quedas de tensão maiores que as indicadas em 6.2.7.1 são permitidas para equipamentos com corrente de partida elevada, durante o período de partida, desde que dentro dos limites permitidos em suas normas respectivas.

6.2.7.4 Para o cálculo da queda de tensão num circuito deve ser utilizada a corrente de projeto do circuito (ABNT, 2008, pg. 115 e 116).”

2.2.9. ABNT NBR 5419 (2015)

Abordando um tema importante, inclusive para sistemas fotovoltaicos, a ABNT NBR 5419 (2015) trabalha o tema de sistemas de proteção contra descargas atmosféricas (SPDA), seguindo o raciocínio da **Figura 10**.

Figura 10 - Conexão entre as partes da norma ABNT NBR 5419 (2015)



Fonte: ABNT NBR 5419 (2015)

2.2.10. NTC 905200 (2014)

Sendo de abrangência no Paraná, a NTC 905200 (2014) oferece requisitos para instalação de geradores de energia conectados a unidade consumidora, como Sistema de Compensação de Energia Elétrica, para micro e minigeração (COPEL, 2014).

2.2.10.1. SOLICITAÇÃO DE ACESSO

Para proceder com uma solicitação de ligação de um sistema on-grid no Paraná, o solicitante terá que preencher um formulário, disponível no site da concessionária de energia do estado, de acordo com a classificação do sistema (mini ou microgerador) e potência do sistema (COPEL, 2014).

Além do formulário, o solicitante deverá encaminhar alguns outros documentos, como: projeto elétrico, licença ambiental simplificada, memorial descritivo e projeto de proteção, contendo estudo de curto-circuito, estudo de coordenação, estudo de ilhamento e demais estudos necessários para viabilizar os ajustes exigidos para faixa de potência (COPEL, 2014).

2.2.10.2. CONEXÃO AO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

Em sistemas de mini e micro geração, que tem instalado inversor, será necessário um equipamento de desconexão visível e acessível pela concessionária. Antes de ligar o sistema, uma vistoria será feita para analisar o inversor, podendo ser aprovado ou não (COPEL, 2014).

As conexões dos sistemas fotovoltaicos poderão ser feitas em baixa ou média tensão, de acordo com a potência de geração, seguindo os seguintes quesitos (COPEL, 2014):

a) Geração menor ou igual a 75kW: conexão poderá ser feita diretamente em baixa tensão.

b) Geração de 76kW até 300kW: a conexão será trifásica por meio de relés de proteção, tendo também um transformador exclusivo para o solicitante. Neste nível de potência será necessário um disjuntor de baixa tensão.

c) Geração de 301kW até 500kW: conexão trifásica com disjuntor de media tensão, com transformador particular para o solicitante e relés de proteção adicionais aos dos inversores.

d) Geração maior ou igual a 501kW: conexão trifásica com disjuntor de media tensão, com transformador particular para o solicitante e relés de proteção adicionais aos dos inversores. Poderá ser exigido a instalação de um religador automatizado antes da medição do cliente.

e) Sistemas de 75kW até 5.000kW no mesmo terreno: A conexão deverá ser trifásica por meio de disjuntor e transformador exclusivo. Em caso das somatórias de todos os sistemas superarem 500 kW terá que ser instalado um religador automatizado antes da medição do cliente.

2.2.11. RESOLUÇÃO NORMATIVAS Nº 482 (2012)

Esta normativa feita pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), define condições gerais para acesso de um sistema, seja ele micro ou minigeração, a ter acesso a rede elétrica da concessionária e como é feito o sistema de compensação (ANEEL, 2012).

“Art. 2º Para efeitos desta Resolução, ficam adotadas as seguintes definições:

I - microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou

fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras; (Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

II - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5MW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras; (Redação dada pela REN ANEEL 786, de 17.10.2017)

III - sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa; (ANEEL, 2012, n.p).”

2.2.11.1. ACESSO AS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Os sistemas on-grid devem seguir os critérios de acesso a rede elétrica conforme a normativa diz, além de que também esteja de acordo com os critérios de normas técnicas feita pela própria concessionária de energia elétrica (ANEEL, 2012).

“Art. 3º As distribuidoras deverão adequar seus sistemas comerciais e elaborar ou revisar normas técnicas para tratar do acesso de microgeração e minigeração distribuída, utilizando como referência os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, as normas técnicas brasileiras e, de forma complementar, as normas internacionais.

§1º O prazo para a distribuidora efetuar as alterações de que trata o caput e publicar as referidas normas técnicas em seu endereço eletrônico é de 240 (duzentos e quarenta) dias, contados da publicação desta Resolução.

[...] Art. 4º - Fica dispensada a assinatura de contratos de uso e conexão na qualidade de central geradora para os participantes do sistema de compensação de energia elétrica, nos termos do Capítulo III, sendo suficiente a emissão pela Distribuidora do Relacionamento Operacional para a microgeração e a celebração do Acordo Operativo para a minigeração, nos termos da Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST. (Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

§1º A potência instalada da microgeração e da minigeração distribuída fica limitada à potência disponibilizada para a unidade consumidora onde a central geradora será conectada, nos termos do inciso LX, art. 2º da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010. (Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

§2º Caso o consumidor deseje instalar central geradora com potência superior ao limite estabelecido no §1º, deve solicitar o aumento da potência disponibilizada, nos termos do art. 27 da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, sendo dispensado o aumento da carga instalada. (Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.) (ANEEL, 2012, n.p).

2.2.11.2. SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Para a compensação de energia elétrica é preciso verificar se o sistema fotovoltaico se enquadra ou não aos critérios da normativa, se sim deve-se analisar a forma que ocorrerá compensação de energia elétrica (ANEEL, 2012).

“Art. 6º Podem aderir ao sistema de compensação de energia elétrica os consumidores responsáveis por unidade consumidora: (Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

I – com microgeração ou minigeração distribuída; (Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

II – integrante de empreendimento de múltiplas unidades consumidoras; (Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

III – caracterizada como geração compartilhada; (Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

IV – caracterizada como autoconsumo remoto. (Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

§1º Para fins de compensação, a energia ativa injetada no sistema de distribuição pela unidade consumidora será cedida a título de empréstimo gratuito para a distribuidora, passando a unidade consumidora a ter um crédito em quantidade de energia ativa a ser consumida por um prazo de 60 (sessenta) meses. (Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

§2º A adesão ao sistema de compensação de energia elétrica não se aplica aos consumidores livres ou especiais. (Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

[...] Art. 7º No faturamento de unidade consumidora integrante do sistema de compensação de energia elétrica deve ser observados os seguintes procedimentos: (Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

I - deve ser cobrado, no mínimo, o valor referente ao custo de disponibilidade para o consumidor do grupo B, ou da demanda contratada para o consumidor do grupo A, conforme o caso; (Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

II – para o caso de unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, exceto para aquelas de que trata o inciso II do art. 6º, o faturamento deve considerar a energia consumida, deduzidos a energia injetada e eventual crédito de energia acumulado em ciclos de faturamentos anteriores, por posto tarifário, quando for o caso, sobre os quais deverão incidir todas as componentes da tarifa em R\$/MWh; (Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

III – para o caso de unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída a que se refere o inciso II do art. 6º, o faturamento deve considerar a energia consumida, deduzidos o percentual de energia excedente alocado a essa unidade consumidora e eventual crédito de energia acumulado em ciclos de faturamentos anteriores, por posto tarifário, quando for o caso, sobre os quais deverão incidir todas as componentes da tarifa em R\$/MWh; (Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.) (ANEEL, 2012, n.p).

2.3. DIMENSIONAMENTO ON-GRID

2.3.1. INFORMAÇÕES INICIAIS

Para começar o dimensionamento de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica, o primeiro passo seria coletar algumas informações do local desejado (VILLALVA, 2015).

As informações necessárias são:

a) Média de consumo mensal: essa informação é fundamental para conseguirmos definir qual será a potência do sistema. Para chegar a essa média necessita-se das últimas 12 (doze) faturas de energia do local (VILLALVA, 2015).

b) Espaço disponível para instalação do sistema: muito importante para saber se o sistema teria espaço suficiente, ou se teria que o reduzir (VILLALVA, 2015).

c) Margem de investimento: sabendo tem-se noção de quanto o proprietário estaria disposto a investir (VILLALVA, 2015).

d) Taxa de radiação solar: muito importante para calcular a eficiência do sistema. Para ser adquirido esse valor, pode-se utilizar equipamentos como pireliômetro, ilustrado na **Figura 11**, e o piranômetro, ilustrado na **Figura 12**, dentre outros. Existem alguns sites que disponibilizam os dados de acordo com as coordenadas do local, como o site do Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito (CRESESB) (PINHO, GALDINO, 2014).

Figura 11 - Exemplo de pireliômetro



Fonte: Hukseflux (2018)

Figura 12 - Exemplo de piranômetro



Fonte: Hukseflux (2018)

2.3.2. APLICAÇÃO

Para sequência do dimensionamento, precisa-se determinar os equipamentos necessários para o funcionamento do sistema. Como citado anteriormente, no item 2.3.1, o sistema on-grid conta com vários equipamentos, dos quais precisa-se dimensionar os seguintes: placa fotovoltaica e inversor.

2.3.3. DIMENSIONAMENTO DE PLACAS FOTOVOLTAICAS

O dimensionamento dos painéis fotovoltaicos no sistema on-grid é padronizado no método MPPT, ou seja, baseado na insolação diária. O dimensionamento deste componente é feito em duas partes, em que será considerado dois cálculos, o de energia produzida e o de número de placas (VILLALVA, 2015). Vale constatar que para o dimensionamento da quantidade de módulos é preciso considerar taxa de desempenho de 0,75, que inclui perdas de condutores, perdas do inversor, possíveis pequenos sombreamentos, acúmulo de sujeira sobre os módulos e perdas de produção por altas temperaturas (CALDAS, MOISÉS, 2016).

2.3.4. CÁLCULO DE ENERGIA PRODUZIDA

O dimensionamento dos painéis fotovoltaicos no sistema on-grid é padronizado no método MPPT, ou seja, baseado na insolação diária. Para calcular a quantidade de energia produzida de um painel fotovoltaico, será aplicada a equação 1 (VILLALVA, 2015):

(Equação 1)

$$E_p = E_s \times A_m \times H_p$$

Sendo:

- E_p = Energia produzida diariamente, em Wh.
- E_s = Média de insolação diária, em Wh/m²/dia.
- A_m = Área do painel fotovoltaico, em m².
- H_p = Eficiência da placa fotovoltaica.

Em alguns casos, o fabricante do módulo poderá fornecer o H_m . Se por acaso não fornecer, ele também poderá ser calculado utilizando a equação 2 (VILLALVA, 2015):

(Equação 2)

$$H_p = \frac{P_{m\acute{a}x}}{A_p \times 1000}$$

Sendo:

- H_p = Eficiência da placa fotovoltaica.
- $P_{m\acute{a}x}$ = Potência máxima da placa, em W.
- A_p = Área do painel fotovoltaico, em m².

Esta fórmula contém o número 1000, que significa taxa de radiação padronizada em padrões de teste (STC) (VILLALVA, 2015).

2.3.5. CÁLCULO DE QUANTIDADE DE PLACA FOTOVOLTAICA

Após calcularmos a eficiência de um certo tipo de placa, agora poderá ser aplicado a equação 3 (VILLALVA, 2015):

(Equação 3)

$$Np = \frac{Es}{Em}$$

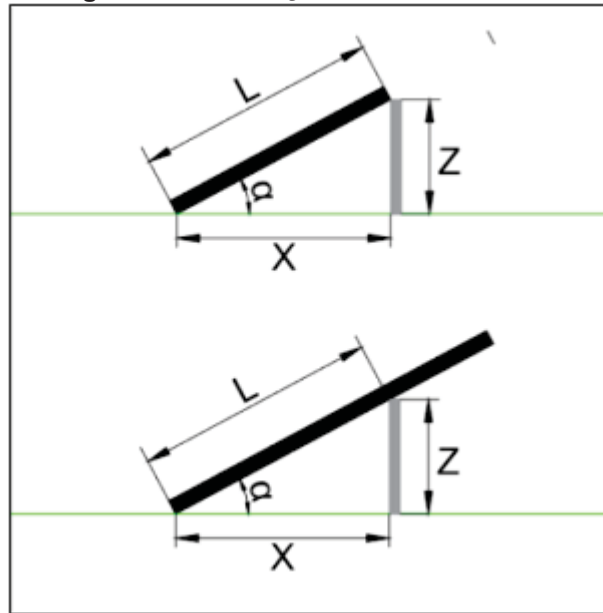
Sendo:

- Np = Número de placas a serem instaladas.
- Es = Média de energia consumida mensal.
- Em = Energia produzida pela placa, no mesmo intervalo de tempo.

2.3.6. INCLINAÇÃO E ORIENTAÇÃO DO MÓDULO

Para a instalação do módulo, é necessário saber qual será o ângulo de inclinação, chamado de ângulo de inclinação médio. Assim como ilustrado na **Figura 13**, será necessário definir o α (ângulo de inclinação), Z (altura da haste de fixação), X (distância entre a borda do modulo no solo até a barra de sustentação) e L (comprimento do módulo) (VILLALVA, 2015).

Figura 13 - Inclinação do módulo



Fonte: Adaptado de Villalva (2014)

Antes dos cálculos, existem algumas recomendações para definir a posição mais adequada para maior rendimento do sistema:

- Sempre que possível, orientar a face do módulo para o norte geográfico (VILLALVA, 2015).
- Ajustar o módulo no ângulo médio em relação ao solo (α), otimizando assim a produção do sistema ao longo do ano. Para ajustar da forma correta, deve-se seguir conforme **Tabela 4**, usando como referência a latitude geográfica do local (VILLALVA, 2015).

Tabela 4 - Ângulo de inclinação do módulo

Latitude geográfica do local	Ângulo de inclinação (α) 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: Bosch (2009)

Para calcular a altura da haste (Z), utiliza-se a equação 4 (VILLALVA, 2015):

(Equação 4)

$$Z = L \times \text{sen } \alpha$$

E para calcular a distância entre a borda do módulo no solo até a haste (X) será a equação 5 (VILLALVA, 2015):

(Equação 5)

$$X = L \times \cos \alpha$$

A orientação dos módulos será eficiente estando seguindo o ponto azimutal, ou seja, estar apontada para a linha do equador, assim no hemisfério norte aponta-se para o sul geográfico, e no hemisfério sul aponta-se a placa para o norte geográfico (SOUZA, 2013). Em situações que isso não for possível, deverá ser analisado o levantamento feito com a bússola e considerar, com o norte geográfico de referência, perca de até 10%, com inclinação de 0° a 40° e orientação entre norte e nordeste ou norte e noroeste, e até 30%, com inclinação de 0° a 40° e orientação entre nordeste e leste ou noroeste e oeste (RAMPINELLI, KRENZINGER, 2009).

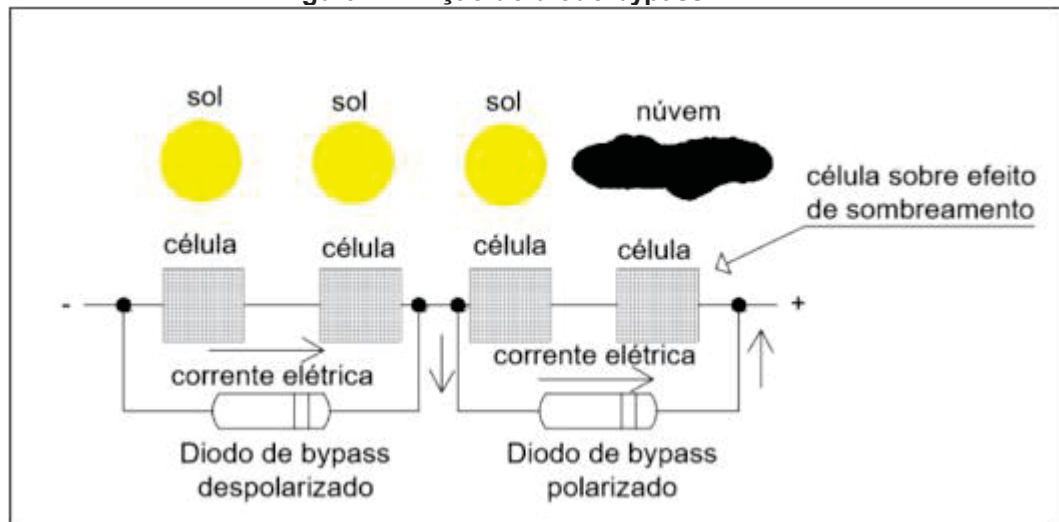
2.3.7. EFEITO DE SOMBREAMENTO

Em uma placa fotovoltaica as células são ligadas em série e quando uma parte da placa não recebe intensidade solar, a corrente diminui para toda a placa, causando uma queda na produção. Este tipo é chamado de efeito de sombreamento, que pode ser ocasionado por sombra parcial ou total na placa, acúmulo de sujeiras sobre o vidro da placa fotovoltaica ou qualquer outro material que possa ter caído sobre a placa, impedindo que a intensidade solar chegue até as células. Caso o módulo que esteja sobre efeito de sombreamento esteja em série com outros módulos, o sistema todo será afetado (PINHO, GALDINO, 2014).

Para amenizar o efeito de sombreamento, os fabricantes de módulos fotovoltaicos têm incluído um diodo de passagem, conforme **Figura 14 - Ação do diodo bypass**, também conhecido como diodo de bypass, em paralelo com as células, fazendo com que a corrente desvie sem passar pela célula prejudicada (VILLALVA, 2015).

Deve-se verificar se na área disponível para instalação do sistema há efetiva incidência de sol, evitando áreas com sombra durante longos períodos do dia.

Figura 14 - Ação do diodo bypass



Em locais propícios a sombreamento devido a algum prédio, árvore etc, poderá ser calculado a projeção da sombra, seguindo a equação 6 (SOUZA, 2013):

(Equação 6)

$$d = \frac{z}{\tan h_0}$$

- d = distância entre o módulo fotovoltaico e o obstáculo, em metros.
- z = altura do obstáculo, em metros.
- h_0 = altura solar no solstício de inverno, considerando meio-dia.

Para acharmos o valor de h_0 , utilizaremos a equação 7 (SOUZA, 2013):

(Equação 7)

$$h_0 = (90^\circ - \textit{latitude da localidade}) - 23,5^\circ$$

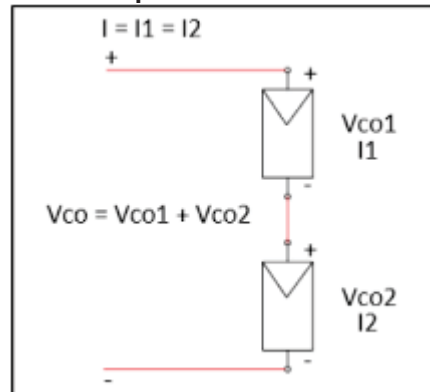
2.3.8. CÁLCULO DE TENSÃO, CORRENTE E POTÊNCIA MÁXIMA DO SISTEMA

Quando se projeta um sistema, deve-se considerar a disposição dos módulos e como serão as conexões entre eles, podendo ser em série, paralelo ou série e

paralelo. Para cada tipo de conexão existe uma fórmula diferente de se calcular a tensão máxima, sendo das seguintes formas (VILLALVA, 2015):

- a) **Série:** para calcular a tensão máxima do sistema em série é necessário saber a tensão de cada módulo e somar todos. No caso da corrente, ela permanecerá a mesma do módulo, independente de quantos conter no sistema. Segue ilustração na **Figura 15**:

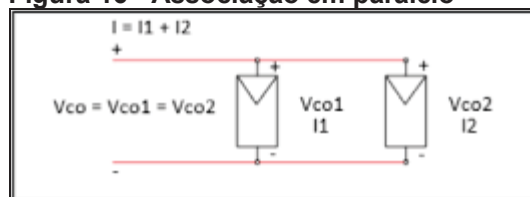
Figura 15 - Exemplo de conexão em série



Fonte: Adaptado de Villalva (2015)

- b) **Paralelo:** nesses tipos de conexão acontece o inverso do citado anteriormente, conforme **Figura 16**. No paralelo a tensão máxima do sistema é a mesma que da placa, independente de quantos módulos estiver. Já a corrente máxima é somada de acordo com as correntes de cada placa.

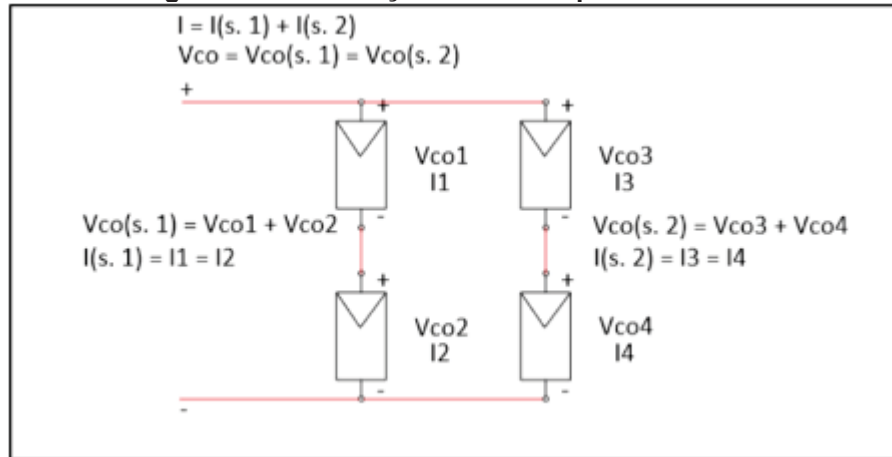
Figura 16 - Associação em paralelo



Fonte: Adaptado de Villalva (2015)

- c) **Série e paralelo:** este método de conexão junta as teorias aplicadas nos dois itens anteriores, ou seja, na parte do circuito em série a teoria de cálculo do item "a" e no paralelo valerá a teórica de cálculo do item "b", conforme ilustra a **Figura 17**.

Figura 17 - Associação em série e paralelo



Fonte: Adaptado de Villalva (2015)

A potência máxima (Ppm) para os tipos de sistemas anteriores, é calculado através da equação 8 (ABNT NBR 10899, 2013):

(Equação 8)

$$P_{pm} = V_{max} \times I_{max}$$

- V_{max} = tensão máxima.
- I_{max} = corrente máxima.

2.3.9. NÚMERO MÍNIMO E MÁXIMO DE MÓDULOS EM SÉRIE E PARALELO

No arranjo fotovoltaico, tem-se módulos ligados em série e paralelo, como viu-se neste capítulo. Em ambos os casos, deve-se calcular o número correto de módulos que poderão estar conectados no arranjo. O número mínimo e máximo de módulos a serem ligados em série é calculado, respectivamente, pelas equações 9 e 10 (CARNEIRO, 2009):

(Equação 9)

$$N_s(\min) > \frac{V_{inv}(\min)}{V_{max}(70^\circ C)}$$

- $N_s(\min)$ = Número mínimo de módulos em série.

- $V_{inv}(\min)$ = Tensão mínima do inversor, em volts, fornecida pelo fabricante.
- $V_{max}(70^{\circ}\text{C})$ = Tensão máxima do módulo fotovoltaico, em volts, a 70°C .

(Equação 10)

$$N_s(\max) < \frac{V_{inv}(\max)}{V_{ca}(T_{\min})}$$

- $N_s(\max)$ = Número máximo de módulos em série.
- $V_{inv}(\max)$ = Tensão máxima do inversor, em volts, fornecida pelo fabricante.
- $V_{ca}(T_{\min})$ = Tensão no módulo, em volts, com circuito aberto a uma temperatura mínima do local.

Para calcular as tensões $V_{max}(70^{\circ}\text{C})$ e $V_{ca}(T_{\min})$, respectivamente, precisa-se das equações 11 e 12 (CARNEIRO, 2009):

(Equação 11)

$$V_{max}(70^{\circ}\text{C}) = \left(1 + \frac{(70^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}) \times \Delta V \left(\frac{\%}{^{\circ}\text{C}} \right)}{100} \right) \times V_{max}(STC)$$

- $V_{max}(70^{\circ}\text{C})$ = Tensão máxima do módulo fotovoltaico, em volts, a 70°C .
- $\Delta V (\%/^{\circ}\text{C})$ = Coeficiente ΔV do módulo, em $\%/^{\circ}\text{C}$, fornecido pelo fabricante.
- $V_{max}(STC)$ = Tensão máxima do módulo, em volts, fornecida pelo fabricante.

(Equação 12)

$$V_{ca}(T_{\min}) = \left(1 + \frac{(T_{\min} - 25^{\circ}\text{C}) \times \Delta V \left(\frac{\%}{^{\circ}\text{C}} \right)}{100} \right) \times V_{ca}(STC)$$

- $V_{ca}(T_{\min})$ = Tensão no módulo, em volts, com circuito aberto a uma temperatura mínima do local.
- $\Delta V (\%/^{\circ}\text{C})$ = Coeficiente ΔV do módulo, em $\%/^{\circ}\text{C}$, fornecido pelo fabricante.

- V_{ca} (STC) = Tensão de circuito aberto do módulo, em volts, fornecida pelo fabricante.

Nos arranjos em paralelo, deve-se dimensionar o número máximo de fileiras, através da equação 13 (CARNEIRO, 2009):

(Equação 13)

$$N_p < \frac{I_{fv}}{I_{max}}$$

- N_p = Número máximo de fileiras.
- I_{fv} = Intensidade de corrente, em amperes, do sistema fotovoltaico.
- I_{max} = Corrente máxima que atravessa a fileira, em ampères.

Para ter o valor da intensidade de corrente do sistema fotovoltaico (I_{fv}) é necessário a aplicação da equação 14 (CARNEIRO, 2009):

(Equação 14)

$$I_{fv} = \frac{P_{inv(max)}}{V_{inv}}$$

- I_{fv} = Intensidade de corrente, em amperes, do sistema fotovoltaico.
- $P_{inv(max)}$ = Potência máxima DC do inversor, em watts, fornecida pelo fabricante.
- V_{inv} = Tensão do inversor, em volts, fornecida pelo fabricante.

2.3.10. DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR

Quando chega a parte de dimensionamento do inversor, existem alguns importantes critérios a serem analisados, a tensão máxima nas strings e a potência dos módulos. A entrada do inversor não pode conter uma tensão máxima menor que a tensão máxima nos strigs. Depois de dimensionada as placas fotovoltaicas e determinada a potência máxima do sistema, a potência máxima do inversor deve ser igual ou maior que a mesma. Caso não sejam respeitados os critérios anteriores, o equipamento pode sofrer sérios danos (VILLALVA, 2015).

Além desses critérios, é necessário o cálculo do fator de dimensionamento do inversor (FDI), calculado segundo a equação 15 (ZILLES, et al, 2012):

(Equação 15)

$$FDI = \frac{P_{inv}}{P_{fv}}$$

- P_{inv} = Potência nominal do inversor potência, em watts.
- P_{fv} = Potência de pico da geração fotovoltaico, em watts.

O resultado do FDI, por exemplo, 0,7 representaria uma capacidade de operação do inversor em 70%, referente a potência nominal ou a potência de pico da geração (ZILLES, et al, 2012).

Também, pode-se calcular a eficiência da conversão das correntes e as perdas desta conversão. Para o cálculo de eficiência de conversão (η_{con}) utilizaremos a potência de saída efetiva (P_{ca}) e a potência de entrada efetiva (P_{cc}), aplicando na equação 16 (SOUZA, 2013):

(Equação 16)

$$\eta_{con} = \frac{P_{ca}}{P_{cc}}$$

2.3.11. DIMENSIONAMENTO DE CONDUTORES

2.3.11.1. DIMENSIONAMENTO DE CONDUTORES COM CORRENTE ALTERNADA (CA)

O dimensionamento de cabos em corrente alternada possui os critérios estabelecidos pela ABNT NBR 5410 (2008), referentes às instalações elétricas, a qual se baseia na queda de tensão, método de instalação e capacidade de corrente (ABNT NBR 5410, 2008).

O item 2.2.7 ABNT NBR 5410 (2008) deste trabalho contempla os primeiros passos para o dimensionamento do condutor, apontando itens da norma. Após seguir os primeiros passos, pode-se dar seguimento aos cálculos, definindo qual será o condutor a ser utilizado.

Nos sistema fotovoltaicos, utiliza-se condutores de cobre (Cu), e sua resistividade $\rho_{cu} = 0,01724\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ em 20°C, e seu coeficiente de temperatura é

$\alpha_{cu} = 0,0039 \text{ } 1/^{\circ}\text{C}$. Com esses dados, pode-se calcular a influência da temperatura na resistividade do material, usando a equação 17 (ZILLES, et al, 2012):

(Equação 17)

$$\rho(T) = \rho(20^{\circ}\text{C}) \times (1 + \alpha(T - 20^{\circ}\text{C}))$$

- $\rho(T)$ = resistência do material com influência da temperatura, em $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$.
- $\rho(20^{\circ}\text{C})$ = resistividade do material a 20°C , em $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$.
- α = coeficiente de temperatura do material, em $1/^{\circ}\text{C}$.
- T = temperatura do local que está dimensionando o sistema, em $^{\circ}\text{C}$.

Após este cálculo, considerando o efeito da temperatura do local sobre a resistividade, poderá ser calculado a seção mínima através da equação 18 (ZILLES, et al, 2012):

(Equação 18)

$$S(\text{mm}^2) = \rho(T) \times \frac{d(\text{m}) \times I(\text{A})}{\Delta V(\text{V})}$$

- $S(\text{mm}^2)$ = seção do cabo considerando queda de tensão.
- $d(\text{m})$ = distância do trecho calculado, em metros.
- $I(\text{A})$ = corrente do circuito, em amperes.
- ΔV = queda de tensão, seria o valor da multiplicação entre a tensão do circuito e a porcentagem de queda de tensão considerável, segundo norma de 3%. Valor é dado em volts.

2.3.11.2. DIMENSIONAMENTO DE CONDUTORES COM CORRENTE CONTINUA (CC)

Os cabos para a parte de corrente contínua, devem seguir a equação 19 (VILLALVA, 2015):

(Equação 19)

$$I_{\text{cabos}} \geq I_{\text{curto}} \times 1,25$$

- I_{cabos} = capacidade de corrente de cabos.

- Icurto = corrente de curto-circuito dos módulos.

Os cabos precisam ter um excedente de 25% em relação a corrente de curto-circuito. Por esse motivo, multiplicasse esta corrente por 1,25 na equação 19 (VILLALVA, 2015).

Para definir o cabo a ser utilizado, é necessário avaliar também seguintes critérios (VILLALVA, 2015):

a) Local de instalação do cabo: caso o cabo fique exposto a insolação e outros fatores climáticos, será necessário um cabo com proteção contra raios ultravioleta e temperaturas extremas. Caso cabo seja instalado em ambientes fechados, calhas ou eletrodutos, poderão ser utilizados cabos com isolamento convencional. Esses cabos que fazem a ligação dos módulos ao inverso, ou seja, os cabos da parte CC terão que ter uma isolação de 300V a 1000V.

b) Queda de tensão: o valor considerado para cabos com corrente continua é de 1% a 3% de queda de tensão. A forma de calcular a queda de tensão em CC é a mesma que em CA, utilizando a ABNT NBR 5410.

c) Strings: caso haja até duas strings conectados em paralelo com os módulos, deve-se considerar a corrente do sentido inverso que pode circular pelo sistema. Já em casos com mais de dois strings em paralelo, deve-se considerar a corrente de proteção do fusível das strings.

Após analisados os critérios, o dimensionamento será finalizado através da aplicação nas equações 17 e 18. A diferença para corrente continua será os critérios de queda de tensão, 1% a 3%, e a corrente utilizada será a calculada neste item.

2.3.11.3. DIMENSIONAMENTO DE DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO

Como na maioria dos sistemas elétricos, temos a aplicação de dispositivos como fusíveis, chaves, disjuntores e DPS (dispositivo de proteção contra surtos) para a proteção. O dimensionamento destes dispositivos deve levar em consideração a tensão e corrente máxima em cada trecho do circuito. A corrente do conjunto de módulos fotovoltaicos é limitada à corrente de curto-circuito. Já os outros componentes do sistema devem considerar 25% a mais, em relação ao valor da corrente de curto-circuito, para maior segurança (PINHO, GALDINO, 2014).

Entre os dispositivos que fazem a parte de proteção dos sistemas fotovoltaicos estão: fusível de corrente contínua, disjuntor, dispositivo de proteção contra surtos (DPS), chave seccionadora, sistema de aterramento e sistema de proteção contra descargas atmosféricas (PINHO, GALDINO, 2014).

2.3.11.4. FUSÍVEIS DE CORRENTE CONTÍNUA

Os fusíveis no sistema fotovoltaico são empregados no caso de duas ou mais strings em paralelo, que atuam protegendo os módulos da corrente reserva. A corrente reserva surge devido a falha de alguma string, causada por efeito de sombreamento ou curto-circuito. Caso o fabricante sugira o fusível no data sheet, este deve ser considerado. Em caso de não haver no data sheet, deve-se dimensionar a corrente máxima de um fusível utilizando a equação 20 (VILLALVA, 2015):

(Equação 20)

$$1,1 \times I_{\text{curto - circuito}} \leq I_f \leq I_r$$

- $I_{\text{curto-circuito}}$ = corrente de curto-circuito do STC, em amperes.
- I_f = Corrente nominal do fusível, em amperes.
- I_r = Corrente reversa suportada pelo módulo, em amperes.

2.3.11.5. DISJUNTOR

Os disjuntores devem atuar quando há sobrecarga ou curto-circuito, garantindo a proteção dos componentes conectados no sistema. Para que o disjuntor tenha a sua atuação de forma correta, deve-se atender a equação 21 e a equação 22 (CAVALIN, CERVELIN, 2006):

(Equação 21)

$$I_p \leq I_n \leq I_z$$

(Equação 22)

$$I_2 \leq 1,45 \cdot I_z$$

- I_p = corrente de projeto, em amperes.
- I_n = corrente nominal do disjuntor, em amperes.
- I_z = capacidade nominal de corrente do condutor, em amperes.
- I_2 = corrente convencional de atuação do disjuntor, em amperes.

Para encontrar a corrente convencional de atuação do disjuntor, necessário seguir os seguintes critérios (SOUZA, MORENO, 2001):

- Disjuntor seguindo NBR IEC 60898 → $I_2 = 1,45 \times I_n$
- Disjuntor seguindo NBR IEC 60947-2 → $I_2 = 1,3 \times I_n$
- Disjuntor seguindo NBR IEC 5361 → $I_2 = 1,35 \times I_n$

2.3.11.6. DISJUNTORES E INTERRUPTORES DIFERENCIAIS RESIDUAIS (DR'S)

Com múltiplas funções importantes, o DR é um dispositivo imprescindível em instalações elétricas. Este dispositivo atua protegendo os condutores do sistema contra sobrecorrentes, proteção de pessoas contra choques elétricos e proteção das casas, prédios etc, contra incêndio, além de ser eficiente contra grandes fugas de energia elétrica (CAVALIN, CERVELIN, 2005).

Para dimensionar um DR, deve-se seguir os seguintes critérios (CAVALIN, CERVELIN, 2005):

1. Ter a corrente nominal (I_n), em ampères, do DR igual a corrente de projeto (I_p), em ampères.
2. Ter a tensão nominal (V_n), em volts, do DR igual a tensão nominal (V_n) do circuito, em volts.
3. O DR deve ter a sua corrente diferencial-residual nominal de atuação ($I_{\Delta n}$) menor ou igual a 30mA, sendo de alta sensibilidade.
4. Notar o número de polos necessários para o circuito, podendo ser bipolar ou tetrapolar.
5. Colocar um DR da mesma frequência, em hertz, do circuito.
6. Escolher o DR com a capacidade de interrupção (I_{cn}) compatível para o sistema, em kiloampére.

2.3.11.7. DISPOSITIVO DE PROTEÇÃO CONTRA SURTOS (DPS)

Os módulos fotovoltaicos estão diretamente expostos ao tempo, e por sua vez exposto a descargas atmosféricas podendo danificar os módulos e os demais equipamentos do sistema por sobretensão. Para proteger o sistema deste problema, é utilizado DPS, dentro da string box (ABB, 2014).

Na parte do sistema em corrente contínua (CC), o DPS deve ser específico para este tipo de corrente, ou seja, ser de classe 2. Também deve-se notar a distância entre os módulos fotovoltaicos e o inversor, caso seja superior a 10 metros coloca-se um DPS na string box (caixa de junção dos módulos) e outro próximo ao inversor, sem conectá-lo ao condutor de aterramento funcional (PINHO, GALDINO, 2014).

Onde a corrente for contínua o DPS deve ser de classe 1+2, específico para esta corrente. Em caso de grandes distâncias grandes entre o inversor e o medidor, deve-se instalar um DPS em cada extremidade, sem conectá-lo ao condutor de aterramento funcional (PINHO, GALDINO, 2014).

2.3.11.8. CHAVE SECCIONADORA

Muito importante para desarme de emergência, manutenção. A chave seccionadora possibilita a interrupção do fluxo de corrente, e por isso a ANEEL solicita que seja instalada em local acessível e visível (PINHO, GALDINO, 2014).

Esta chave é utilizada no lado CC do sistema, assim precisa ter uma chave específica para este tipo de corrente. Para seu dimensionamento é recomendado que o dispositivo tenha seu nível de tensão que suporte o do sistema fotovoltaico a ser instalado e capacidade para interromper o arco voltaico (VILLALVA, 2014).

2.3.11.9. SISTEMA DE ATERRAMENTO E SISTEMA DE PROTEÇÃO CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

O conjunto fotovoltaico fica expostos ao tempo e aterrar toda a estrutura de painéis fotovoltaicos e seus demais componentes ajuda o sistema a ter maior segurança e, conseqüentemente, maior durabilidade (RÜTHER, 2004).

66

Quando se vai dimensionar um sistema de aterramento se encontra algumas dificuldades com relação ao solo, e dependendo da situação do solo e do tamanho do sistema o aterramento pode se tornar inviável. Como primeiros passos temos que fazer a medição da resistividade do solo, sem isso é impossível fazer qualquer previsão (PINHO, GALDINO, 2014).

Para o sistema on-grid da parte onde a é corrente alternada recomenda-se o aterramento das carcaças dos equipamentos e aterramento do circuito elétrico à terra, através do condutor neutro. Já nos lados de corrente contínua é necessário saber o tipo de inversor e módulo utilizado e consultar o manual dos equipamentos para verificar a recomendação do fabricante. As estruturas metálicas de suporte do sistema gerador fotovoltaico, caixas de equipamentos e qualquer outro tipo de metal exposto devem ser aterrados e conectados em todas as malhas de aterramento do local até na unidade consumidora (PINHO, GALDINO, 2014).

Para dimensionar o condutor terra utilizou-se a **Tabela 5**, de acordo com a ABNT NBR 5410 (2008).

Tabela 5 - Dimensionamento do condutor terra

Seção dos condutores fase (mm ²)	Seção do condutor de proteção (mm ²)
1,5	1,5
2,5	2,5
4	4
6	6
10	10
16	16
25	16
35	16
50	25
70	35
95	50
120	70
150	95
185	95
240	120
300	150
400	240

Fonte: Adaptado da ABNT NBR 5410 (2008)

Para o sistema de proteção contra descargas atmosféricas (SPDA), deve-se analisar se o local já tem ou não este tipo de proteção se houver (PINHO, GALDINO, 2014). Em caso de malha já existe, deve-se seguir critérios estabelecidos na ABNT NBR 5419 (2015) e a **Tabela 6** para seções de cabos de aterramento (ABNT NBR 5419, 2015)

Tabela 6 - Seção de cabos para aterramento

Modo de instalação	Material	Área de seção reta (mm ²)
Não enterrado	Cobre	16
	Alumínio	25
	Aço galvanizado a fogo	50
Enterrado	Cobre	50
	Alumínio	Não aplicável
	Aço galvanizado a fogo	80

Fonte: Adaptado da ABNT NBR 5419 (2015)

Caso haja SPDA no local deve-se fazer a ligação na malha de aterramento para melhor equipotencialização. Em locais que não houver deve-se fazer o estudo e

dimensionamento seguindo os padrões da ABNT NBR 5419 (2015) (PINHO, GALDINO, 2014).

2.3.12. ANÁLISE DE INVESTIMENTO

No competitivo ambiente de negócios, a capacidade de estimar corretamente o valor dos investimentos de uma empresa e a tomada de decisões conscientes são de fundamental importância tanto para gestores de estratégia como para profissionais nos mais variados níveis de uma organização. É fácil constatar que as principais decisões ao longo da vida das empresas e dos indivíduos em suas vidas pessoais, têm, de modo geral, um impacto financeiro não desprezível.

As técnicas de análise de investimento são muitas e variadas. Entretanto, as mais aplicadas no dia a dia da maioria das empresas são a análise pelo valor presente líquido (**VPL**), taxa interna de retorno (**TIR**) e a análise do período de **payback simples**, **payback acumulado** e do **payback descontado**.

O payback, método de período de retorno de capital, é um sistema de cálculo capaz de fazer uma previsão de retorno do capital investido, ou seja, será previsto o tempo de retorno do valor investido (REBELATTO, 2004). Para calcular o payback existem alguns métodos, dentro deles o payback simples, payback acumulado e payback descontado (FERREIRA, 2009).

2.3.12.1. PAYBACK SIMPLES (PBS)

O payback é o prazo de retorno dos recursos investidos em um projeto. Corresponde, dessa forma, ao período de recuperação do investimento. Sua medida é em tempo, pois responde pelo tempo necessário para a recuperação do investimento inicial do projeto, computando as entradas líquidas de Caixa que virão no período subsequente à realização do investimento inicial.

Este tipo de método é bem utilizado por práticos ou leigos na hora de decidir se será feito ou não um certo investimento. Este método desconsidera custos do

capital anual, assim utiliza-se a equação 23 para retornos anuais iguais ou equação 24 com retornos anuais diferentes (FERREIRA, 2009).

(Equação 23)

$$t = \frac{C0}{L}$$

- t = Tempo de retorno do capital.
- C0 = Capital investido, em reais (R\$).
- L = Retorno financeiro por mês ou por ano, em reais (R\$).

(Equação 24)

$$C0 = \sum_{t=1}^{t=PBS} Lt \rightarrow t$$

- C0 = Capital investido, em reais (R\$).
- t = Tempo de retorno do capital.
- Lt = Somatória dos diferentes retornos financeiros mensais ou anuais, em reais (R\$).

2.3.12.2. PAYBACK DESCONTADO (PBD)

O método do payback simples pode ser aprimorado quando incluímos o conceito do valor do dinheiro no tempo. Isso é feito no método do payback descontado que calcula o tempo de payback por meio do ajuste dos fluxos de Caixa por uma taxa de desconto.

Este tipo de método é mais completo, e considerando o retorno que o capital irá causar até que se iguale ao investimento inicial. O PBD calcula descontando o investimento inicial até que se iguale a 0, assim chegará no tempo de retorno. O método se baseia através da aplicação da equação 25 (FERREIRA, 2009):

(Equação 25)

$$VLB(im) = -C0 + \sum_{t=1}^{t=PBD} \frac{Lt}{(1+im)^t} = 0 \rightarrow t = PBD$$

- C_0 = Capital investido, em reais (R\$).
- im = taxa mínima de atratividade, em % ao ano.
- L_t = Somatória dos diferentes retornos financeiros mensais ou anuais, em reais (R\$).

2.3.12.3. PAYBACK ACUMULADO (PBA)

O método PBA é bem parecido com o método PBD. Neste método ao invés de descontar os valores, o PBA faz um acúmulo de valores para aí sim poder fazer uma anulação entre eles, onde dará o tempo de payback do capital. Aplicando a equação 26 é possível achar o PBA (FERREIRA, 2009):

(Equação 26)

$$VLB(im) = -C_0 (1 + im)^{PBA} + \sum_{t=1}^{PBA} L_t (1 + im)^{PBA - t} = 0 \rightarrow t = PBA$$

- C_0 = Capital investido, em reais (R\$).
- im = taxa mínima de atratividade, em % ao ano.
- L_t = Somatória dos diferentes retornos financeiros mensais ou anuais, em reais (R\$).

3. METODOLOGIA E PLANEJAMENTO EXPERIMENTAL

O objetivo do presente trabalho é a redução do custo de energia elétrica com utilização de energia fotovoltaica através de aluguel/leasing dos equipamentos.

A ideia principal é proporcionar todo o esclarecimento necessário para que o cliente faça o investimento confiante nos resultados e conforme sua necessidade, atendendo os requisitos técnicos e normativos conforme legislação vigente da concessionária.

Inicialmente deverá ser observado uma análise definida abaixo:

- a) Fatura da fornecedora de energia elétrica;

- b) Conhecer e identificar potenciais problemas e propor soluções para implantação do sistema fotovoltaico (ex: adequação da entrada de energia conforme novo padrão);
- c) Estudo de viabilidade de implantação in loco ou no externo através de parceiros (eng. Civil para análise estrutural do telhado).

Os recursos necessários estão relacionados abaixo?

- a) Engenheiro especialista em Eficiência Energética com ênfase em Energia Solar;
- b) Cartão de visita uniforme e veículo caracterizados com logo da empresa;
- c) Funcionários com treinamento técnico e emocionalmente para atendimento interno, externo e via call center;

3.1.A PROPOSTA DE VALOR.

Realizar o estudo de viabilidade para o melhor custo/benefício na geração de energia por módulos fotovoltaicos, com ou sem opções de financiamento próprio ou opção por aluguel/leasing.

Projetar, executar, instalar e realizar manutenção de módulos fotovoltaicos para geração de energia elétrica, proporcionando confiabilidade nos valores informados da redução no custo da fatura de energia.

Proporcionar cálculo do retorno de investimento ou TIR com a melhor taxa da região.

3.2.RELACIONAMENTO COM CLIENTES

O relacionamento com clientes deverá ter um atendimento personalizado e sigiloso, sendo claro e objetivo nos riscos, ganhos e oportunidades que o sistema oferece.

Apresentar resultados na sua linguagem atraindo cada vez mais sua participação no projeto.

Mostrar o valor do projeto com a economia proporcionada a longo prazo, 10, 15, 20 e 25 anos, com acompanhamento com pesquisa de satisfação periódica.

3.3.CANAIS

Os canais de relacionamento estarão disponíveis em loja física direto ao consumidor e distribuição, participação em feiras, nos dimensionamentos com pré-orçamento direto pela internet, atuação em parceria com atividade de classes como SESI/Associação Comercial.

3.4.SEGMENTOS DE CLIENTES

Empresas onde o custo/consumo de energia elétrica é uma das 3 ou 4 maiores custos do seu produto/serviço. Residências/Empresas que estão com pensamento de sustentabilidade, pequenas, médias e micro empresas onde a maior parte do consumo é durante o dia como supermercados, frigoríficos, aviários, lavanderias, padarias e sem possuir demanda e o preço do kW é elevado.

3.5. ESTRUTURA DE CUSTOS

Deverão ser considerados colaboradores com remuneração fixa e remuneração por demanda/projeto. Colaboradores com participação nos resultados do projeto. Marketing, anúncios em TV, outdoor, capital de giro elevado (R\$ 500.000,00).

3.6.FONTES DE RENDA

As fontes de renda para este negócio serão:

-Venda de acessória, projeto, acompanhamento de execução, instalação e produtos fotovoltaicos direto ao consumidor e distribuição;

- Mensalidade obtida pelo aluguel/Leasing dos equipamentos (superior a prestação)
- Rentabilidade assegurada com contrato de risco devido ao financiamento próprio/resseguro
- Participação nos resultados quando o ganho superar o de projeto
- Manutenção e limpeza das placas solares

3.7. OUTROS COMENTÁRIOS

Sem dúvida energia solar oferece uma interessante e lucrativa oportunidade de investimento para quem tiver capital disponível na poupança ou não. Com rendimento em torno de 15% a 20% ao ano, ou seja 1,4% a 1,8% ao mês, o investimento em energia solar distribuída é altamente viável mesmo para quem precisar buscar recursos em instituições financeiras, visto que em pouco tempo (+/- 15 meses) o valor da parcela será inferior aos gastos com energia elétrica junto a concessionária.

3.8. PROJETO RENT SUN

3.8.1. ETAPAS DO PROJETO

a) Inicialmente devemos considerar o consumo médio do consumidor, por exemplo 800kW/Mês com custo de R\$0,82/kW, com taxas/impostos inclusos, apresenta uma fatura de R\$660 por Mês, ou R\$ 7.920,00 por ano. Considerando que esse cliente tem horário comercial. Uma proposta para esse caso seria uma geração de 6,3kWp, 812 kW/mês. Considerando que o usuário pagaria a taxa mínima de 50 kWh por mês.

Nessa condição teríamos uma economia ano de R\$ 7.380,00.

Investimento de R\$ 28.442,52

Considerando:

- 87% de financiamento bancário a 0,55% ao mês
- Reajuste da concessionária de 5% ao ano

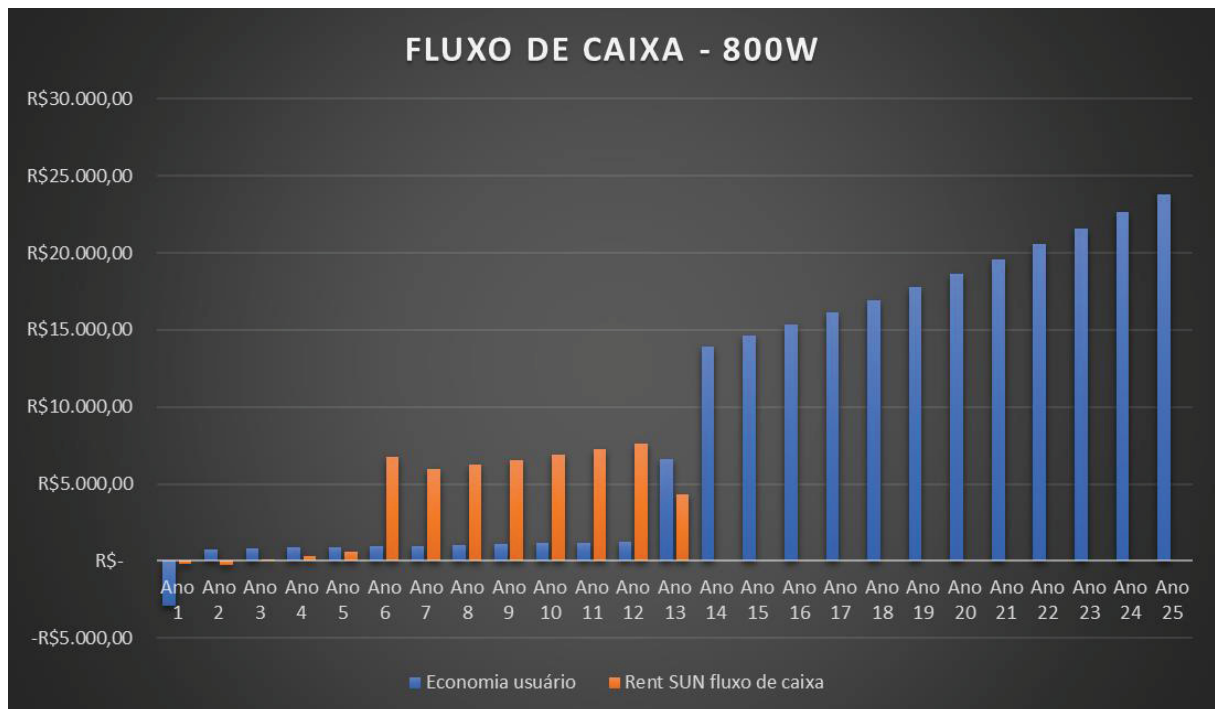
Teríamos para o cliente o investimento inicial do projeto e mão de obra de R\$ 3.678,45 no primeiro ano, mais 90% da diferença gerada pela economia utilizando-se as placas fotovoltaicas.

Para o cliente teríamos o retorno em 5 anos. Para a RENT SUN em 5 anos para este caso.

Tabela 7 - Economia mensal com Potência de 800 kW

	Consumo	Geração		Conta atual COPEL	NOVO VALOR	ECONOMIA MÊS
	Atual	OnLine	Injetado			
jan	800	800	0	R\$ 656,00	R\$ 41,00	R\$ 615,00
fev	800	800	0	R\$ 656,00	R\$ 41,00	R\$ 615,00
mar	800	800	0	R\$ 656,00	R\$ 41,00	R\$ 615,00
abr	800	800	0	R\$ 656,00	R\$ 41,00	R\$ 615,00
mai	800	800	0	R\$ 656,00	R\$ 41,00	R\$ 615,00
jun	800	800	0	R\$ 656,00	R\$ 41,00	R\$ 615,00
jul	800	800	0	R\$ 656,00	R\$ 41,00	R\$ 615,00
ago	800	800	0	R\$ 656,00	R\$ 41,00	R\$ 615,00
set	800	800	0	R\$ 656,00	R\$ 41,00	R\$ 615,00
out	800	800	0	R\$ 656,00	R\$ 41,00	R\$ 615,00
nov	800	800	0	R\$ 656,00	R\$ 41,00	R\$ 615,00
dez	800	800	0	R\$ 656,00	R\$ 41,00	R\$ 615,00
	9600	9600		R\$ 7.872,00	R\$ 492,00	R\$ 7.380,00

Figura 18 - Fluxo de Caixa - P=800W



Foram simulados para outras potências, conforme figuras abaixo, variando de 500W a 1500W.

Figura 19 - Fluxo de Caixa - P=500W

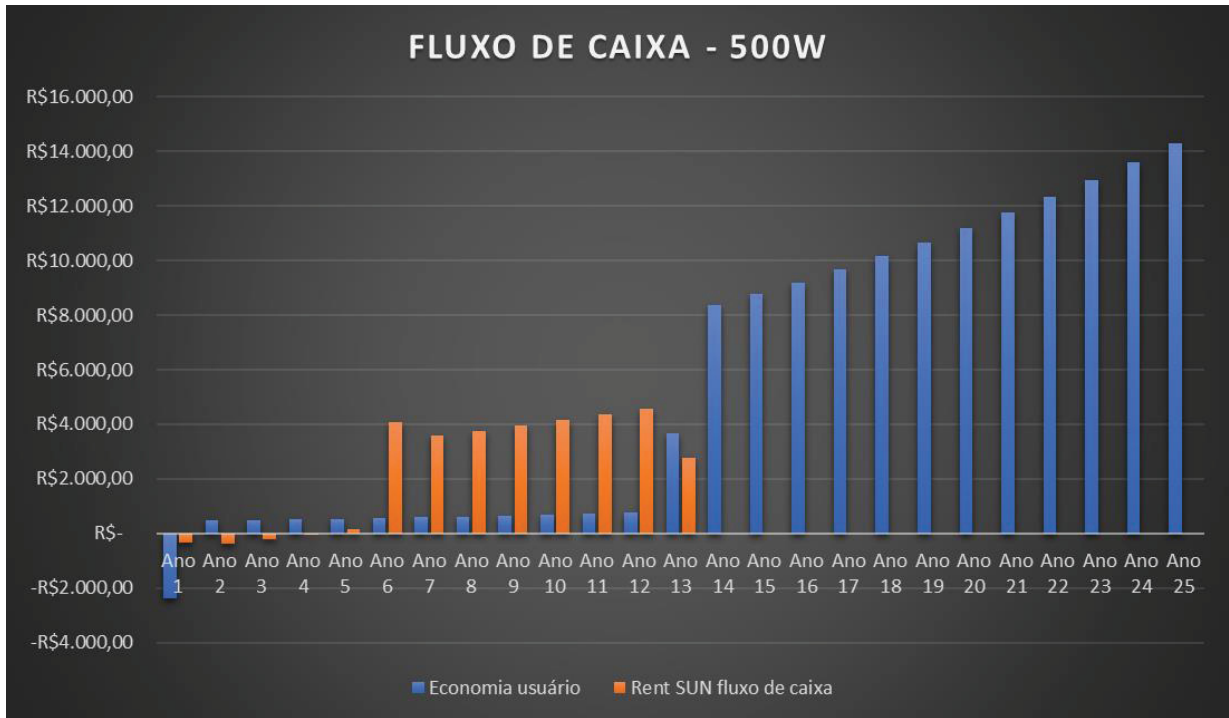


Figura 20 - Fluxo de caixa - P=1000 W

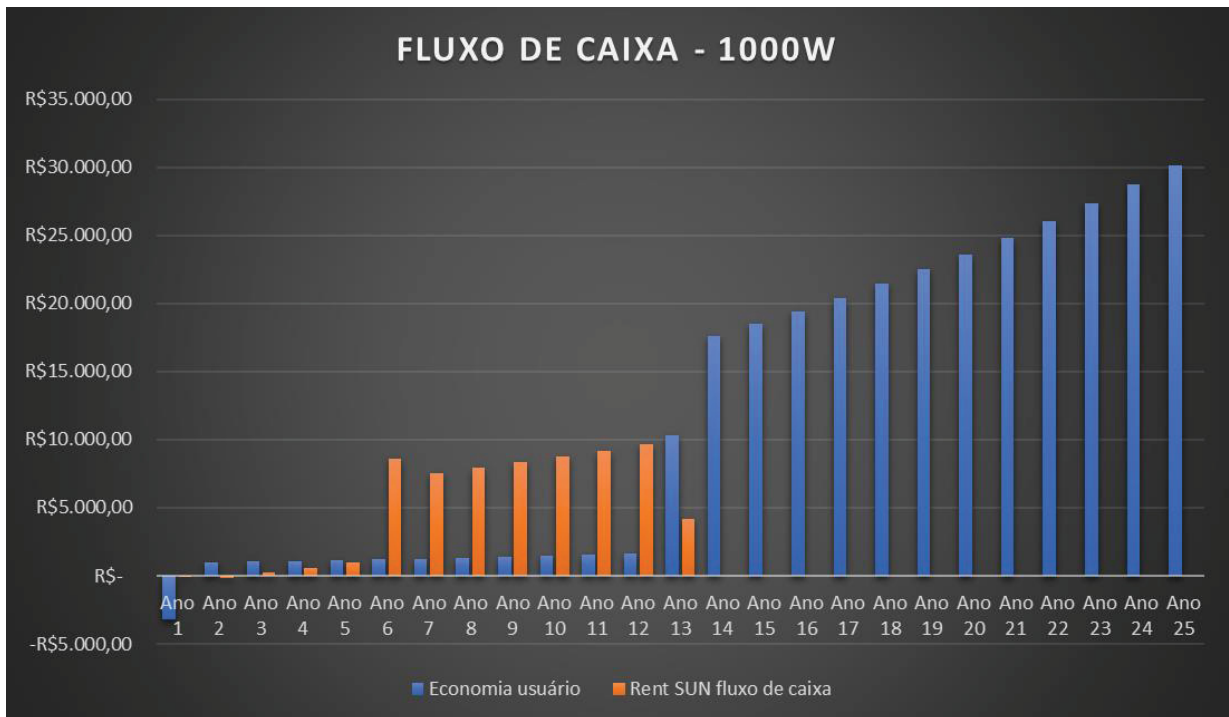
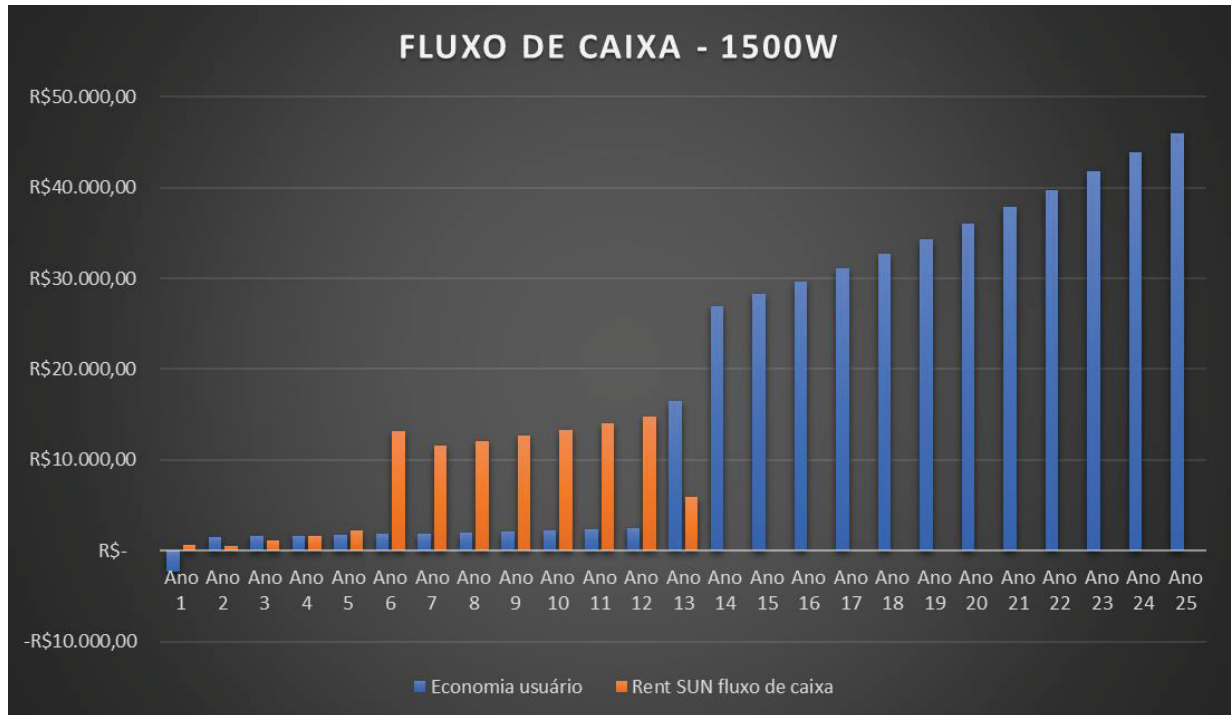


Figura 21 - Fluxo de caixa - P=1500 W



Foram observados que quando aumentamos a potência, o payback diminui para projetos acima de 800kW.

Tabela 8 - Comparação Potência de 500 a 1500W

Potência	P500	P800	P1000	P1500
Investimento	R\$ 18.657,83	R\$ 28.442,52	R\$ 34.760,45	R\$ 47.261,67
Projeto - Não financiável	R\$ 700,00	R\$ 1.000,00	R\$ 1.000,00	R\$ 1.000,00
Mão de obra - não financiável	R\$ 2.125,76	R\$ 2.678,45	R\$ 3.099,38	R\$ 2.678,45
Financiável Total	R\$ 15.832,07	R\$ 24.764,07	R\$ 30.661,07	R\$ 43.583,22
Financiamento mensal 5 anos	R\$ 310,51	R\$ 485,70	R\$ 601,36	R\$ 854,80
Payback cliente	6 anos	5 anos	5 anos	3 anos
Payback RentSun	6 anos	5 anos	4 anos	1 ano
Economia cliente 25 anos	R\$ 140.812,08	R\$ 236.155,08	R\$ 301.700,75	R\$ 463.744,31
Fluxo positivo RentSun 13 anos	R\$ 30.364,48	R\$ 52.232,92	R\$ 65.686,24	R\$ 103.602,72
VPL Rent Sun(8%) 13 anos	R\$ 14.541,47	R\$ 25.656,18	R\$ 32.681,34	R\$ 52.742,08

O projeto precisa de avaliação de risco e oportunidade por advogados a fim de evitar riscos de legislação vigente do sistema de Leasing e outros não observados/avaliados.

Consideramos o projeto economicamente viável a médio e longo prazo, visto que o cliente se autofinancia e a rentabilidade da RENTSUN é constante e crescente além

de poder fidelizar e gerar novos negócios de manutenção semestral/anual não contabilizados nesta viabilidade.

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

No Brasil, há um crescimento de consumo de energia elétrica, fazendo com que a demanda de energia aumente. Essa demanda combinada com possíveis dificuldades de geração, fez com que a ANEEL criasse bandeiras tarifárias. Cada bandeira possui seu valor de acréscimo definido e cada uma é aplicada conforme as condições de gerações de energia.

A energia solar criada há muitos anos, se tornou uma opção para o consumidor que queira diminuir sua conta de energia elétrica, além de ser uma produção limpa de energia. A energia solar é gerada por meio da conversão fotovoltaica, na qual a célula atual, captando energia dos fótons da radiação solar. Essas células são feitas, na maioria dos casos, de silício monocristalino, silício policristalino e filme fino de silício. Para geração de energia elétrica ultimamente se aplica o sistema on-grid e off grid.

O sistema on-grid, ou grid-tie, refere-se à geração acoplada a concessionária de energia elétrica, causando créditos para abatimento no consumo de energia elétrica. Já o sistema off-grid é utilizado para sistemas pequenos ou lugares sem disponibilidade de rede elétrica, armazenando a energia elétrica gerada em bancos de baterias.

Como na maioria dos sistemas elétricos no Brasil, o sistema fotovoltaico também tem normas e resoluções que devem ser seguidas, sejam elas de abrangência nacional ou estadual. Além das normas de relacionamento direto com o sistema fotovoltaico, tende-se também de ser respeitadas normas relacionadas a instalações elétricas e sistema de proteção contra descargas atmosféricas, onde o dimensionamento e a instalação da geração precisam estar também dentro dos critérios estabelecidos nelas.

No presente estudo apresentado no Pitch Day, **Figura 22 - Canvas RENTSUN**, foi aplicado o conceito adquirido no referencial teórico. A formação de um negócio de utilização de um Sistema fotovoltaico no sistema de aluguel/leasing, com financiamento, abatendo da conta de energia do consumidor afim de cobrir o valores cobrados, reduzindo assim o problema de grande parte das pessoas que é o custo de energia em seu negócio, ou mesmo para sua utilização diária.

5. CONCLUSÕES

Chegando a todos os resultados de dimensionamento de equipamentos e demais matérias, foi feita uma cotação para se chegar a um valor necessário para ser investido no sistema fotovoltaico.

Fazendo a cálculo de payback foi previsto um retorno total do investimento durante sexto ano de uso do sistema, e quanto maior a potência do sistema o payback diminui tende a diminuir.

A fim de novos estudos, propõem-se estudo de viabilidade para aumento do sistema, com o propósito de abater as contas de energia dos clientes, com financiamentos de longo prazo acima de 8 anos, com juros menores que 0,55% ao mês.

5.1. Sugestões de trabalhos futuros

Durante a análise e discussão dos resultados surgiram alguns questionamentos que não puderam ser confirmados neste trabalho, mas que serviram para apontar sugestões para a continuidade dos estudos. Essas sugestões são listadas na sequência:

- a. Aproveitamento de outros sistemas de energia disponíveis no ambiente, como biomassa, biodigestor, biogás, cogeração, etc.
- b. Inclusão de sistema de aquecimento solar de água no sistema.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Bandeiras Tarifárias**. 2015; Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/bandeiras-tarifarias>>. Acesso em: 04 de set. 2021.

CALDAS, Helder Henri Silva; MOISÉS, Antonio Luis Silva. Geração Fotovoltaica Distribuída: Estudo de Caso para Consumidores Residenciais de Salvador – Ba. 2016. 17 f. Artigo (graduação em Engenharia Industrial Elétrica) - Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia da Bahia- IFBA, Salvador, 2016.

CARNEIRO, Joaquim. Projecto Interdisciplinar II: Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos. 2009. 37 f. Monografia (2º Ano do Mestrado Integrado em Engenharia Têxtil), Departamento de Física, Universidade do Minho, Guimarães, 2009.

CAVALIN, Geraldo; CERVELIN, Severino. Instalações Elétricas Prediais. 14ª edição. São Paulo: Érica, 2006.

CRESESB – Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito. Potencial Solar-SunDatav-3.0.2018. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>>. Acesso em: 4 de out. de 2021.

FERREIRA, Roberto G. Engenharia Econômica e Avaliação de Projetos de Investimento: Critérios de Avaliação, Financiamentos e Benefícios Fiscais, Análise de Sensibilidade e Risco. São Paulo: Atlas, 2009.

HUKSEFLUX. Piranômetro SR20 - D2 . 2018. Disponível em: <<https://www.hukseflux.com/products/solar-radiation-sensors/pyranometers/sr20-d2-pyranometer>>. Acesso em: 04 de set. 2021.

MOREIRA, JOSÉ ROBERTO SIMÕES. Energias renováveis, geração distribuída e eficiência energética. 1a. Edição. Rio de Janeiro. Grupo Editorial Nacional, 2017.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio. Manual de Engenharia para Sistema Fotovoltaicos. Rio de Janeiro: CEPEL – CRESESB, 2013.

RAMPINELLI, G. A.; KRENZINGER, A. Descrição de um Programa Computacional de Simulação de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica de Distribuição. 2009. 8 f. Artigo, Laboratório de Energia Solar, Universidade Federal do Rio Grande do Sul - UFRGS, Porto Alegre, 2009.

REBELATTO, Daisy. Projeto de Investimento. Barueri: Manole, 2004.

RÜTHER, Ricardo. Edifícios Solares Fotovoltaicos: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil. Florianópolis: Labsolar, 2004.

SOUZA, José Rubens Alves de; MORENO, Hilton. Proteção Contra Sobrecorrentes. Revista Eletricidade Moderna. São Paulo, p. 139-186, dezembro. 2001.

SOUZA, Rovilson di. Os sistemas de energia solar fotovoltaico: livro digital de introdução aos sistemas solares. Ribeirão Preto: Blue Sol Energia Solar, 2013.

VALLÊRA, António M.; BRITO, Miguel Centeno. Meio Século de História Fotovoltaica. Gazeta de Física. Lisboa, vol. 29, fascículo 1-2, p. 10-15, 2006, ISSN 0396-3561.

VILLALVA, Marcelo Grandella. Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações. 2ª edição. São Paulo: Érica, 2015.

ZILLES, Roberto et al. Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica. São Paulo: Oficina de Textos, 2012.

Figura 22 - Canvas RENTSUN

