

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**Estudo de Viabilidade Técnica e Econômica de
Sistemas
Fotovoltaicos Híbridos**

Gustavo de Melo Valle

Brasília, 05 de novembro de 2021

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

FACULDADE DE TECNOLOGIA

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
Faculdade de Tecnologia

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**Estudo de Viabilidade Técnica e Econômica de
Sistemas
Fotovoltaicos Híbridos**

Gustavo de Melo Valle

Relatório submetido como requisito parcial para obtenção
de grau de Engenheiro Eletricista

Banca Examinadora

Prof. Fernando Cardoso Melo, UnB/ ENE
(Orientador)

Prof. Marco Antônio Freitas do Egito
Coelho, UnB/ ENE

Prof. Rafael Amaral Shayani, UnB/ ENE

RESUMO

O presente trabalho tem como objetivo apresentar as vantagens e desvantagens da aplicação de sistemas fotovoltaicos por meio de inversores híbridos e propor uma opção de dimensionamento de um sistema real com a maior fidelidade possível. Desta forma, possibilita-se a extensão da aplicação desse método para outros sistemas com características semelhantes, e apresentar uma simulação para estudo de viabilidade de instalação. Para isso, foi detalhado cada componente de um sistema híbrido e sua respectiva funcionalidade, assim como as características técnicas que o projetista deve estar atento ao projetar um sistema fotovoltaico com características *on-grid* e *off-grid*, as quais ocorrem de modo simultâneo. Desse modo, foi possível unir práticas de projetos de sistemas *on-grid* e *off-grid* para definir uma forma de dimensionamento que melhor se aplica ao contexto dos sistemas híbridos. Além disso, foi feita uma análise econômica para aquisição de cada equipamento, assim como uma projeção de gastos com manutenção, reformas e instalação do sistema, sempre dando a devida ênfase aos aspectos ambientais para devido descarte das baterias e propondo formas de melhor reaproveitamento e reciclagem dos equipamentos obsoletos. Por fim, com a simulação no *software* SAM da NREL, é possível obter uma projeção da geração e da economia gerada pelo sistema.

ABSTRACT

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	1
2 DESENVOLVIMENTO	3
2.1 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS NO BRASIL	3
2.2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS <i>ON-GRID</i>	3
2.3 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS <i>OFF-GRID</i>	3
2.4 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS HÍBRIDOS	4
2.5 TOPOLOGIAS DE SISTEMAS HÍBRIDOS E MICRORREDES	4
2.5.1 SISTEMAS HÍBRIDOS MULTIFONTE AUTÔNOMOS	5
2.5.2 SISTEMAS HÍBRIDOS CONECTADOS À REDE	6
2.6 COMPONENTES DE CONTROLE DE SISTEMAS HÍBRIDOS	7
2.6.1 CONVERSORES CC-CC	7
2.6.2 BANCO DE BATERIAS	8
2.6.2.1 TERMINOLOGIAS	10
2.6.2.2 BATERIAS DE NÍQUEL-CÁDMIO	15
2.6.2.3 BATERIAS DE ÍON DE LÍTIO	18
2.6.2.4 BATERIA DE CHUMBO ÁCIDO	20
2.6.2.5 DESCARTE CORRETO DE BATERIAS	23
2.6.3 INVERSORES HÍBRIDOS CC-CA	25
2.6.4 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	33
2.6.4.1 RECICLAGEM DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	36
2.7 CONCLUSÕES	41
3 MATERIAIS E MÉTODOS	43
3.1 <i>SYSTEM ADVISOR MODEL</i> (SAM)	43
3.2 METODOLOGIA	44
3.3 MÓDULO FOTOVOLTAICO	45
3.4 INVERSOR UTILIZADO NO PROJETO	47
3.5 BATERIAS UTILIZADAS NO SISTEMA	50
3.6 CONCLUSÕES	51
4 DIMENSIONAMENTO E SIMULAÇÃO	53
4.1 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA SIMULADO	53
4.2 AVALIAÇÃO DO RECURSO SOLAR	54
4.3 DIMENSIONAMENTO DO ARANJO FOTOVOLTAICO	55
4.4 DISPOSIÇÃO DO ARRANJO FOTOVOLTAICO	56
4.5 DIMENSIONAMENTO DO BANCO DE BATERIAS	58
4.6 DIMENSIONAMENTO DO CONTROLADOR DE CARGA	60
4.7 DIMENSIONAMENTO DOS CABOS DO SISTEMA	61
4.8 DIMENSIONAMENTO E CUSTO DO SISTEMA	62
4.9 RESULTADO DAS SIMULAÇÕES	64
4.10 CONCLUSÕES	68
5 CONCLUSÃO	70
6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	72
ANEXOS	75

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Diagrama de blocos de sistema híbrido multifonte autônomo.....	6
Figura 2 - Diagrama de blocos de sistemas híbridos ligados à rede	7
Figura 3 - Conversor SEPIC.....	7
Figura 4 - Circuito equivalente do banco de baterias.....	9
Figura 5 - Efeito da temperatura e da profundidade de descarga na vida útil da bateria.	14
Figura 6 - Variação da taxa de carga em função da capacidade e intervalo de carga para baterias de chumbo-ácido.	15
Figura 7 - Esquema de uma bateria de níquel.....	17
Figura 8 - Mecanismo de carga de uma bateria de íon de lítio.	19
Figura 9 - Mecanismo de descarga da bateria de íon de lítio.....	20
Figura 10 - Esquemático de uma bateria de chumbo ácido.	21
Figura 11 - Montagem de uma célula de chumbo-ácido de eletrólito imobilizado.	22
Figura 12 - Implementação do chaveamento.	25
Figura 13 - Circuito de um inversor com diodo grampeado de m níveis.	26
Figura 14 - Circuito de um inversor com topologia com capacitores flutuantes.	27
Figura 15 - Forma de onda de saída do inversor H-bridge	28
Figura 16 - Circuito de um inversor multinível H-bridge conectado em cascata.	29
Figura 17 - Circuito de controle de um inversor híbrido.	30
Figura 18 - Esquema lógico do circuito de comando do inversor híbrido.....	31
Figura 19 - Topologia Quazi Z-Source	32
Figura 20 - Componentes construtivos dos módulos fotovoltaicos.	Erro!
Indicador não definido.	
Figura 21 - Evolução da energia fotovoltaica no Brasil até junho de 2021	36
Figura 22 - Esquema e ciclo de vida e logística reversa.	Erro! Indicador não definido.
Figura 23 - Gráfico I-V do módulo.	46
Figura 24 - Módulo fotovoltaico monocristalino da SunPower.....	46
Figura 25 - Gráfico de eficiência do inversor híbrido.....	48
Figura 26 - Máxima potência entregue de acordo com a temperatura ambiente.	48
Figura 27 - Inversor A1-Hybrid-8.6-US da Solar X.	49
Figura 28 - Diagrama unifilar de entradas do inversor	50
Figura 29 - Gráfico da profundidade de descarga da bateria utilizada no sistema.	50
Figura 30 - Padrão de consumo da mensal da unidade consumidora.	53
Figura 31 - Irradiação Mensal no município de Jandaia-GO.....	54
Figura 32 - Cabo para banco de baterias de 20 mm ²	62
Figura 33 - Geração mensal do sistema simulado.....	65
Figura 34 - Perdas em (%) dos componentes do sistema.....	66

Figura 35 - Hora do dia de maior geração no decorrer de 1 ano.	67
Figura 36 - Estimativa de geração anual do sistema.	68
Figura 37 - Gráfico de fluxo capital gerado pelo sistema. ...	Erro! Indicador não definido.

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Tensões características de baterias de Níquel-cádmio.....	16
Tabela 2 - comparação entre a 1ª Geração e 2ª Geração de módulos fotovoltaicos.	35
Tabela 3 - Composição dos módulos de 1ª e 2ª geração.....	37
Tabela 4 - Dados do <i>datasheet</i> do módulo fotovoltaico	46
Tabela 5 - <i>Datasheet</i> do inversor utilizado no projeto.....	47
Tabela 6 - Indicadores de interrupções na cidade de Jandaia - GO.....	59
Tabela 7 - Custo total dos equipamentos do sistema.	63
Tabela 8 - Tabela resumo da simulação do sistema.....	64

1 INTRODUÇÃO

Sistemas que funcionam por meio de energias renováveis vêm se tornando cada vez mais presentes no cenário de geração de energia no planeta, devido ao fato de serem energias limpas que reduzem substancialmente o impacto ambiental, contudo, o seu processo de fabricação, por exemplo, ainda causa muita degradação ambiental (Origo Solar, 2020). Com o crescimento da tecnologia relacionada a esse tipo de geração a instalação desse tipo de sistema se tornou mais viável possibilitando tanto a criação de parque fotovoltaicos de grande geração como também a geração individual suprindo apenas uma unidade consumidora. Para o ano de 2021, no Brasil, há uma estimativa de acréscimo de 5,09 GW e potência instalada e energia fotovoltaica. Isso representa um aumento de 68% em relação ao fim de 2020. Estima-se que a geração distribuída cresça 90%, durante o ano de 2021, passando 4,4 GW para 8,3 GW, já a geração centralizada deve crescer 37% passando e 3,1 GW para 4,2 GW (ABSOLAR, 2020).

Contudo, por muito tempo a energia fotovoltaica se limitou ao uso de inversores que funcionam em sistemas ligados à rede (*on-grid*) ou inversores para sistemas que não têm a possibilidade de se conectar à rede (*off-grid*) que precisam trabalhar ilhados com bancos de baterias nos momentos de baixa geração (é característico de fontes de energias renováveis serem intermitentes, pois dependem de situações climáticas) (PINHO e GALDINO, 2012). Contudo, as limitações de um podem ser complementadas pelas qualidades do outro. Nesse sentido, foram criados os inversores híbridos. Esses equipamentos têm a capacidade de funcionarem ilhados ou conectados à rede, quando há falha na rede elétrica o sistema funciona ilhado, quando a rede está em operação normal o sistema funciona conectado à rede (Portal Solar, 2020). Por meio de seu circuito de controle é possível que ele funcione para atender as cargas prioritárias e alimentá-las por meio do banco de baterias, se for em um momento de baixa geração de energia (Eletromag Projetos e Instalações, 2018).

Há grandes vantagens em se instalar sistemas híbridos a depender do local onde se deseja construir uma geração distribuída. A maior vantagem está em locais onde a confiabilidade da rede elétrica é baixa, ou seja, locais em que os indicadores DIC, FIC têm valores muito altos, pois nesse caso um sistema híbrido dará confiabilidade ao fornecimento de energia à unidade consumidora (Eletromag Projetos e Instalações, 2018). Este é o caso de produtores rurais, os quais precisam de seus equipamentos de irrigação ou acondicionamento de laticínios funcionando. Com um sistema resistente a falhas, mas que também está conectado à rede, abre-se então a possibilidade de a geração individual injetar o excedente na rede elétrica, isso além de gerar créditos que põem compensar o consumo de energia da unidade consumidora, torna a rede mais confiável fazendo com que as falhas por falta de energia nesses locais diminuam (Portal Solar 2020).

No Brasil, ainda não há regulamentação para esse tipo de equipamento. Em outros países, como Estados Unidos e China, onde já foi regulamentado já se fez sentir um crescimento de 18% da utilização dessa tecnologia no mundo. Como é um mercado novo, poucas empresas têm domínio sobre essa tecnologia, então o mercado mundial é dominado por poucas empresas (Portal Solar, 2020). O Brasil tem um grande potencial de geração fotovoltaica e a não aplicação de sistemas híbridos representa um desperdício (Portal Solar, 2020). Já houveram algumas tentativas de tentar regulamentar esse equipamento pelas associações ligadas à geração distribuída no Brasil, mas os inversores funcionando no modo híbrido ainda não foram certificados pelo INMETRO (órgão responsável pela regulamentação desse tipo de equipamento no Brasil) (Portal Solar, 2020).

Neste trabalho, busca-se esclarecer fatos sobre essa nova tecnologia, além de propor uma solução de projeto de real implementação e fazer a análise de viabilidade de um projeto desse tipo. Para tal são utilizados métodos e práticas de projeto de sistemas *on-grid e off-grid* de forma a estabelecer uma melhor aplicação de projeto e por meio do *software* SAM obter uma estimativa de geração e custo-benefício do sistema.

2 DESENVOLVIMENTO

2.1 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS NO BRASIL

O grande marco inicial da energia fotovoltaica *on-grid* no Brasil foi com a Resolução Normativa N° 482 de 2012, instituída pela ANEEL. Essa norma regulamentou a possibilidade de um consumidor gerar sua própria energia. Além disso, a norma regulamentou o sistema de créditos de energia e estabeleceu critérios para a conexão do sistema à rede. Contudo, já existia no Brasil sistemas off-grid operando desconectados da rede elétrica (Origo Solar, 2020).

O governo Federal, juntamente com o advento da resolução, com o intuito de incentivar o crescimento do investimento em energias renováveis, promoveu a isenção de impostos como: IPI, ICMS e impostos de importação. A partir desse momento, o crescimento do setor disparou, chegando a um investimento estimado de 31 bilhões (Origo Solar, 2020).

Esse desenvolvimento pode ser ainda maior, segundo o Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE). O local menos ensolarado no Brasil tem potencial de geração de energia solar maior do que o local mais ensolarado da Alemanha, que é o quarto país em potência de energia fotovoltaica acumulada instalada no mundo, segundo dados de 2019 (Atlas Brasileiro de Energia Solar, 2019).

2.2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS ON-GRID

Os sistemas *on-grid* são sistemas conectados à rede que não usam acumuladores de energia em seu funcionamento, portanto, a energia será injetada na rede elétrica e, então, ela será consumida através da rede elétrica. Esse tipo de sistema é o mais clássico e mais comumente implementado por conta da sua praticidade e precificação, que é mais barata em relação às outras formas de instalações. Contudo, esse tipo de empreendimento fica limitado aos locais onde há um sistema de distribuição confiável, além de ser pouco tolerante às falhas na rede elétrica. Inversores de sistemas *on-grid*, em caso de falhas na rede, utilizam a função anti-ilhamento e se desliga evitando descargas nela, essa função protege as pessoas e os técnicos de manutenção da rede, contudo isso causa o desligamento de energia da unidade consumidora (PINHO e GALDINO, 2012).

2.3 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS OFF-GRID

Sistemas isolados são normalmente implantados em locais onde não há uma rede de distribuição ou uma rede que não é confiável, porque esses sistemas funcionam com um inversor que carrega um banco de baterias e também

alimenta as cargas da unidade consumidora. O banco de baterias deve ser dimensionado de forma a suprir todas as cargas da unidade consumidora nos momentos em que o arranjo fotovoltaico não estiver gerando energia. Esse tipo de empreendimento é a melhor opção para locais isolados e de difícil acesso. Contudo, um de seus principais defeitos é o alto custo de implantação, uma vez que as baterias têm um preço relativamente elevado e dependendo do tamanho da unidade consumidora um banco de baterias para alimentá-la pode ter um preço inviável, além disso, deve-se levar em conta a possibilidade de haverem reparos e possíveis trocas no banco de baterias (PINHO e GALDINO, 2012).

2.4 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS HÍBRIDOS

Esses sistemas funcionam com um inversor que tem um sistema de controle que possibilita o sistema funcionar tanto ilhado quanto conectado à rede. Esse inversor se adapta às condições do sistema, em operação normal ele injeta a energia na rede elétrica; em caso de falta na rede o sistema continua funcionando normalmente alimentando as cargas do sistema por meio do banco de baterias. Assim, o projeto desse tipo de sistema entrega uma ótima confiabilidade ao fornecimento de energia à unidade consumidora. Esse tipo de sistema é recomendado para locais onde a rede elétrica não tem uma boa confiabilidade. A grande desvantagem de sistemas híbridos é o alto investimento, além disso, normalmente ocupam uma maior área para sua implantação. Contudo, o investimento para instalação de um sistema híbrido ainda é menor do que um sistema *off-grid* a depender da carga instalada que o banco de baterias terá que suportar (PORTAL SOLAR, 2020).

2.5 TOPOLOGIAS DE SISTEMAS HÍBRIDOS E MICRORREDES

O contexto de geração e consumo de energia vem mudando significativamente, a forma clássica de distribuição e geração de energia, em que a geração fica a quilômetros de distância e a energia é transportada passando por várias subestações está sendo modificada. Ela está sendo lentamente substituída por sistemas de geração e distribuição em que a unidade consumidora não é apenas um agente passivo na geração de energia, mas também é um agente ativo na geração. Com isso, surge-se as chamadas microrredes.

Com a diminuição e encarecimento de fontes não renováveis de energia como, por exemplo, as fontes de energias baseadas em combustíveis fósseis, os investimentos em energias renováveis ganharam maior volume. Isso se deve ao menor impacto ao meio ambiente, sua capacidade de diminuir significativamente os gastos financeiros com fatura mensais de energia e menor perda na transmissão em longas distâncias. Nesse contexto, a evolução com várias unidades consumidoras funcionando como unidades geradoras surgiu a possibilidade de, em um local com várias fontes de energia instaladas, instalar um sistema isolado que possa ser autossuficiente energeticamente.

Contudo, uma desvantagem das fontes renováveis é sua variabilidade na geração devido às variações ambientais. Nesse caso, para que haja um sistema independente, é necessário que uma microrrede conte com uma variabilidade de fontes de energias renováveis (eólicas, fotovoltaicas ou biomassas) e tenha um sistema de armazenamento para o caso de falhas gerais nas fontes. Essas características encarecem substancialmente a implantação desse sistema, com isso se torna inviável ter um inversor para cada fonte desse sistema, isso motivou o desenvolvimento de inversores híbridos, que são equipamentos que tem a flexibilidade de trabalhar com várias fontes de energia diferentes para alimentar as unidades consumidoras dentro da microrrede.

Nas microrredes é comum ter uma subestação que controla o armazenamento e a distribuição de energia para a rede. Essa subestação tem a função de controle do fluxo de energia bidirecional que ocorre na distribuição de energia. A ideia principal da concentração do controle do sistema em uma subestação é minimizar as perturbações na qualidade de energia fornecida. Essas perturbações são associadas quando a microrrede tem muitos equipamentos com comportamento variável, por exemplo, inversores. Visando o aumento do desempenho da rede é interessante usar o mínimo possível de equipamentos que causem distorções. Nesse sentido foi desenvolvida a topologia com inversores híbridos multifonte (MENDONÇA, 2011).

As aplicações topológicas mais comuns de sistemas híbridos são multifontes, a qual há duas ou mais fontes de energia alimentando as cargas e o banco de baterias. Nesse tipo de topologia a confiabilidade do sistema é diretamente proporcional ao número de fontes de geração de energia. Outra topologia para sistemas híbridos é a de fonte única (topologia que será objeto da simulação e do dimensionamento feito nesse trabalho), em que há apenas uma fonte alimentando o banco de baterias e as cargas (ALMEIDA, 2010).

E quanto às cargas em sistemas híbridos é possível realizar algumas diferentes topologias. O banco de baterias é sempre usado para alimentar cargas prioritárias, contudo parte da energia gerada pela fonte (fotovoltaica, eólica, gerador a diesel, entre outras) é para carregar as baterias e o excedente alimenta a rede elétrica ou pode ser utilizada para alimentar toda a carga em um sistema não conectado à rede elétrica. O sistema de controle de alimentação das cargas é controlado pelo *software* do inversor que pode ser determinado no momento da instalação do sistema de acordo com as suas necessidades (DALI e BELHADJ e ROBOAM, 2010).

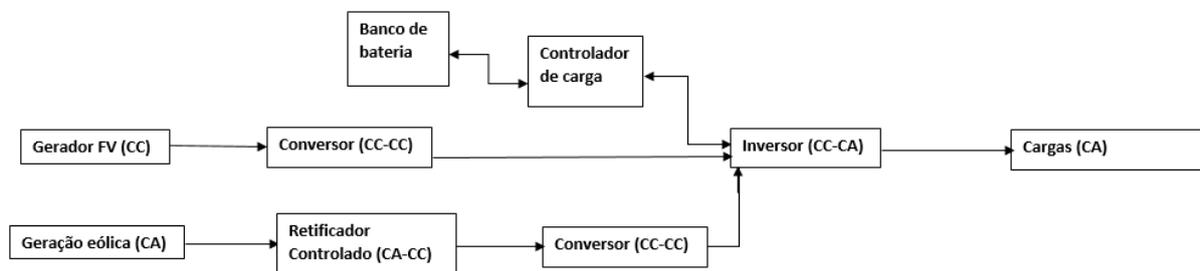
2.5.1 SISTEMAS HÍBRIDOS MULTIFONTE AUTÔNOMOS

Sistemas híbridos multifonte normalmente são instalados em locais onde não é possível a conexão com a rede elétrica, por isso a necessidade de duas fontes, ou mais, pois uma das características de fontes renováveis de energia é a possibilidade de variação de fornecimento durante o dia ou de acordo com as

estações do ano. Logo um sistema com duas ou mais fontes de fornecimento é menos propício às falhas decorrentes da falta de fornecimento de energia causadas por variações no ambiente (PRIYADARSHI e PADMANABAN e IONEL e MIHET-POPA e AZAM, 2018).

Essa topologia já está sendo implantada no Brasil, a ANEEL aprovou um projeto de um parque híbrido eólico e solar localizado no Piauí, com operação prevista para 2023. O projeto é da empresa VTMR, formada pela Votorantim Energia e a CPP *Investments*. O projeto se trata de uma usina que funcionará o modelo de parque associado, no qual será construída uma usina solar de capacidade inicial para gerar 85,2 MWp ao lado do parque eólico Ventos do Piauí I, de 206 MW, que já existe. No local será construída uma subestação compartilhada. O projeto vai complementar a geração local, uma vez que a usina solar tem maior geração durante o dia e a usina eólica tem maior geração no período da noite. O projeto envolve um investimento de R\$ 189,98 milhões e conta com financiamento do BNDES (ELETRICIDADE MODERNA, 2021). Na Figura 1, é apresentado um diagrama de blocos de um sistema híbrido multifonte composto por uma fonte fotovoltaica de energia e uma fonte eólica, contudo, poderia ser qualquer outro tipo de fonte de energia. Os componentes após as fontes de geradoras são para levar a energia gerada para um mesmo nível de tensão, e possam ingressar no inversor para que sejam alimentadas as cargas da unidade.

Figura 1 - Diagrama de blocos de sistema híbrido multifonte autônomo.

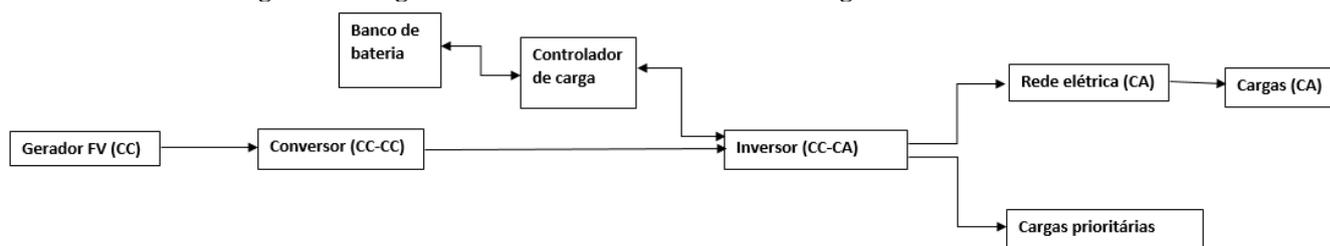


(Fonte: Autoria Própria, 2021)

2.5.2 SISTEMAS HÍBRIDOS CONECTADOS À REDE

Sistemas com uma fonte de energia normalmente são conectados às redes fracas que têm baixa confiabilidade na entrega de energia. Nestes sistemas, injeta-se na rede elétrica o excedente de energia, além de carregar o banco de baterias e alimenta as cargas da unidade consumidora. A rede elétrica, por sua vez, é responsável por alimentar todas as cargas do sistema, se houver falha ou geração insuficiente do gerador fotovoltaico. No caso de falta de geração e falha na rede elétrica as cargas prioritárias serão alimentadas pelo banco de baterias (AMEDO e KROEBER, 2011). Na Figura 2, é apresentado um diagrama de blocos que representa um sistema híbrido ligado à rede elétrica alimentado por uma fonte fotovoltaica de energia.

Figura 2 - Diagrama de blocos de sistemas híbridos ligados à rede



(Fonte: Autoria Própria, 2021)

2.6 COMPONENTES DE CONTROLE DE SISTEMAS HÍBRIDOS

Como mostrado nas Figuras 1 e 2, o processo de transmissão da energia gerada pela fonte renovável fotovoltaica ou eólica tem como intermediários vários componentes de controle, entre eles, os que se destacam como mais importantes os inversores, retificadores, banco de baterias e conversores CC-CC.

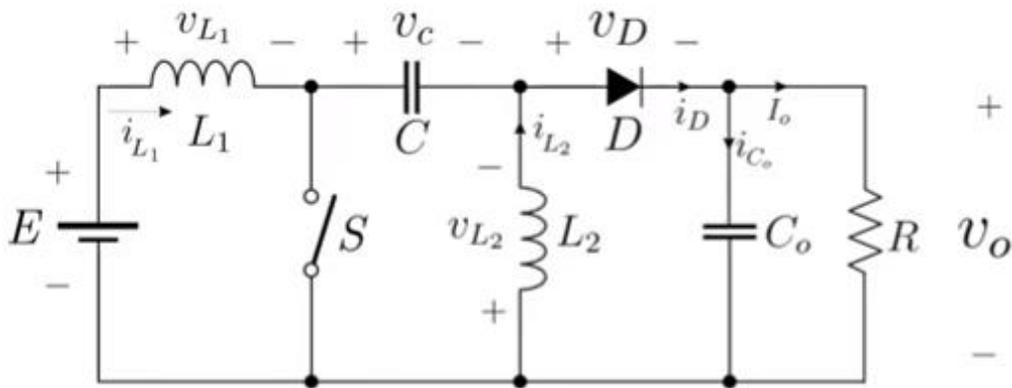
2.6.1 CONVERSORES CC-CC

Conversores CC-CC são componentes eletrônicos responsáveis por elevar ou abaixar o nível de tensão que é gerado no sistema fotovoltaico para que haja uma adequação ao nível de tensão que é programado para carregar as baterias, evitando que haja sobrecargas nos bancos de baterias e a respectiva degradação das baterias (POMILIO, 2021).

Conversores podem ser do tipo Buck, que são destinados a abaixar o nível da tensão contínua, os conversores Boost são responsáveis por elevar o nível de tensão na saída do circuito em relação à entrada, e por último, há a topologia de conversor chamada Buck-Boost na qual a tensão de saída pode elevar ou abaixar dependendo da razão cíclica do PWM (*Pulse-Width Modulation*) do chaveamento de controle do sistema (POMILIO, 2021).

Dentre os conversores utilizados em sistemas híbridos, o que mais se destaca é o conversor SEPIC (*Single-Ended Primary Inductor Converter*) que funciona como um conversor Buck-Boost, porém ele tem 4 componentes armazenadores de energia como mostrado na Figura 3. O conversor com essas características de elevador e abaixador são apropriadas para sistemas fotovoltaicos, pois, durante o dia, o nível de geração pode variar de acordo com a irradiação solar. A relação de transformação de um conversor SEPIC é dada pela expressão da Eq. 1 (POMILIO, 2021).

Figura 3 - Conversor SEPIC.



(Fonte: J. A. Pomilia, 2021)

$$V_o = E \left(\frac{D}{1-D} \right) \quad (1)$$

Além do circuito é necessário um sistema de controle para ajustar a razão cíclica de comutação da chave para que ele se ajuste às necessidades momentâneas do arranjo fotovoltaico que, de acordo com o momento do dia, sua geração aumenta ou diminui (POMILIA, 2021).

Nos sistemas fotovoltaicos os conversores CC são traduzidos em equipamentos chamados controladores de cargas, que são importantes na proteção do banco de baterias evitando cargas ou descargas muito profundas nas baterias, conferindo maior durabilidade às baterias, que são um dos componentes mais caros dos sistemas fotovoltaicos que utilizam banco de baterias auxiliares. É possível fazer um sistema fotovoltaico sem controladores de carga desde que a geração tenha o mesmo nível de tensão das baterias e que não haja variações muito bruscas de tensão na alimentação dos equipamentos da unidade consumidora, essas especificações são bem difíceis de serem atingidas, por isso, a instalação e dimensionamento de um controlador de cargas é de extrema importância em sistemas com banco de baterias (PINHO e GALDINO, 2012).

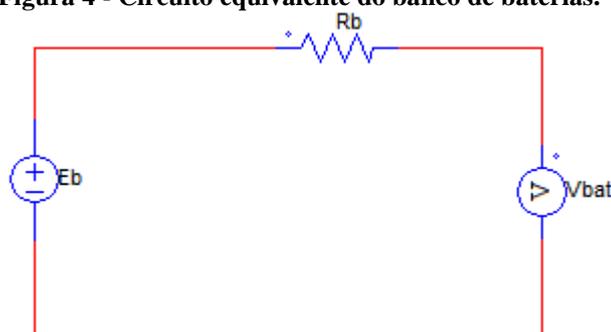
O funcionamento do controlador de carga é dividido em dois momentos, quando o nível de energia das baterias está baixo o controlador desconecta as cargas das baterias, quando as baterias obtiverem o nível máximo o controlador tem a função de desconectar a geração do banco de baterias para que não haja um supercarregamento das baterias. O projetista deve estar atento às especificações do controlador de carga utilizado, pois para cada tipo de composto da bateria existe um controlador de carga específico (PINHO e GALDINO, 2012).

2.6.2 BANCO DE BATERIAS

O banco de baterias é um componente essencial de um sistema híbrido, pois é responsável por dar a confiabilidade característica desse tipo de sistema. Por exemplo, quando há falha na alimentação das cargas, por parte de rede e por

parte da geração, o banco de baterias entra em ação e mantém o funcionamento das cargas com maior importância, contudo, é importante salientar que é possível fazer um banco de baterias dimensionado para suportar todo o sistema em caso de falhas. No entanto, isso torna um projeto real muito caro, uma vez que baterias têm alto preço no mercado. A Figura 4 mostra um circuito equivalente de um banco de baterias, em que R_b é a soma das resistências internas das baterias que compõem o banco, V_{bat} é a tensão em aberto dos elementos que compõem o banco de baterias em seu estado ideal e E_b é a tensão externa nos terminais do banco de baterias. R_b e V_{bat} são parâmetros que dependem de detalhes construtivos das baterias como, por exemplo, a densidade dos eletrólitos usados e espessura das ligas metálicas utilizadas nas placas (PINHO e GALDINO, 2012).

Figura 4 - Circuito equivalente do banco de baterias.



(Fonte: Autoria Própria, 2021)

Para o banco de baterias de um sistema fotovoltaico convencional estima-se uma eficiência de 86%, mas com o desgaste gerado pelas operações de descargas das baterias quando o sistema precisa ser alimentado por elas pode gerar uma queda na eficiência desse equipamento. Nesse caso, é necessária uma avaliação periódica da eficiência desse equipamento e realizar a substituição dos equipamentos danificados (PINHO e GALDINO, 2012). Nos sistemas que funcionam à base de inversores híbridos, as baterias geralmente têm uma durabilidade maior em relação a um sistema fotovoltaico *off-grid*, pois os ciclos de descargas costumam acontecer com uma frequência menor (NERC, 2020).

Na Eq. 2 é evidenciado o efeito da descarga e da recarga na tensão disponível nos terminais das baterias. Na descarga, a corrente que passa em R_b faz com que a tensão nos terminais externos (E_b) das baterias diminua, enquanto na recarga, o que é reduzido é a tensão de recarga disponível para o elemento, devido à mudança de sentido de condução de corrente nos terminais.

$$E_b = (I_{bat} \times R_b) + V_{bat} \quad (2)$$

Em que:

E_b (V) – Tensão nos terminais externos.

I_{bat} (A) – Corrente no elemento, considerada positiva na recarga (entrando na bateria) e negativa na descarga (saindo da bateria).

R_b (Ω) – Resistência interna do banco de baterias.

V_{bat} (V) – Tensão nas baterias idealmente (sem resistência).

O projetista que pretende usar baterias em seu projeto fotovoltaico deve ficar atento a algumas terminologias e especificações existentes para esses equipamentos. Esses termos geralmente aparecem nos *datasheets* dos equipamentos ou podem ser apenas terminologias usadas em projeto que devem ser observadas para que não haja erro de dimensionamento, o que pode incorrer em sobrecarga dos equipamentos levando a uma degradação mais acentuada e, portanto, maior custo de manutenção. As terminologias mais importantes serão evidenciadas na seção 2.6.2.1.

Várias tecnologias de baterias para sistemas fotovoltaicos já foram desenvolvidas e são largamente utilizadas. Cada tecnologia de bateria tem sua peculiaridade, vantagens e desvantagens. Nas seções seguintes serão abordadas as características de cada bateria, que ficará a cargo do projetista escolher a que melhor se aplica ao projeto em questão.

2.6.2.1 TERMINOLOGIAS

- *Capacidade*

É a quantidade de ampère-hora (Ah) que pode ser drenada da bateria quando em carga plena ou, se expressa em energia, a capacidade pode ser medida em watts-hora (ROSOLEM e MARQUES e ARANHA e BECK e NASCIMENTO e SANTOS e CANO e BASQUERA, 2018).

Capacidade nominal é uma estimativa dada pelo fabricante da energia que pode ser retirada de uma célula nova de acordo com os fatores: corrente de descarga, temperatura e tensão de corte (ROSOLEM e MARQUES e ARANHA e BECK e NASCIMENTO e SANTOS e CANO e BASQUERA, 2018).

Capacidade instalada é o total em ampère-hora que o arranjo de baterias instaladas de um projeto pode fornecer sob um conjunto específico de condições operacionais, que também são influenciados pela taxa de descarga, temperatura e tensão de corte (ROSOLEM e MARQUES e ARANHA e BECK e NASCIMENTO e SANTOS e CANO e BASQUERA, 2018).

Quando a especificação da bateria mostra sua capacidade de valor de 200 Ah, por exemplo, significa que o equipamento tem capacidade de fornecer 200 A durante 1 hora ou 50 A durante 4 horas ou qualquer outra combinação de corrente e tempo que siga essa proporção. Contudo, essa proporção pode variar de acordo com a temperatura, e velocidade de carga ou de descarga. Ou seja, quanto mais lento for o descarregamento, maior será a disponibilidade de carga (ROSOLEM et al, 2018).

A influência da temperatura na capacidade também é significativa, normalmente, as características das baterias são especificadas para a temperatura de 25°C. A redução da temperatura resulta em uma diminuição da capacidade da bateria e temperaturas mais altas resultam em um leve aumento na capacidade da bateria, no entanto, isso pode causar uma perda mais acentuada de água no eletrólito diminuindo significativamente a vida útil do equipamento (ROSOLEM et al, 2018).

- ***Eficiência***

É a relação entre a saída útil de energia e a entrada. Existem três formas de expressar a eficiência de uma bateria: eficiência coulômbica (ou de ampère-hora), eficiência voltaica (ou de tensão) e eficiência global (ou de watt-hora) (BRASIL,2018).

Eficiência coulômbica é a relação entre a quantidade de carga elétrica (Ah) que é descarregada pela bateria e a quantidade de carga necessária para restaurar o estado inicial do equipamento. É calculada através da razão das integrais no tempo da carga e da descarga de energia. Alguns fabricantes referem-se à eficiência coulômbica como sendo a eficiência global das baterias, o que não é correto, pois são eficiências diferentes (BRASIL,2018).

Eficiência voltaica é a razão entre a tensão média durante a descarga e a tensão média durante a carga necessária para restaurar o equipamento ao estado inicial. A eficiência de tensão sofre influência das taxas de correntes de carga e descarga e também dos efeitos da polarização durante o transporte de elétrons e íons (BRASIL,2018).

Eficiência global é o produto da eficiência coulômbica com a eficiência voltaica. É determinada pela razão entre a energia retirada da bateria durante o processo de descarga e a energia necessária para restaurar ao estado inicial. As eficiências mostradas nos *datasheets* de baterias normalmente se referem à eficiência global, o que é o correto de se informar no equipamento (BRASIL,2018).

- ***Estado de carga (SOC)***

O estado de carga é a capacidade remanescente da bateria em determinado momento, que representa a porcentagem de energia que o equipamento é capaz de fornecer em relação à capacidade nominal. Muitas vezes, em aparelhos de medição, essa grandeza é mostrada como SoC (*State of Charge*). Essa medida tem a finalidade de apresentar ao usuário por mais quanto tempo a bateria vai ser útil até que ela precise ser recarregada (AMBROSIO e TICIANELLI, 2010).

Em um exemplo hipotético, se considerarmos uma bateria com capacidade nominal de 100 Ah, e em um ciclo de descarga for drenada 20 Ah da bateria, o

novo SoC da bateria será de 80%. Na Eq. 3 é mostrada como essa relação de estado de carga é definida (AMBROSIO e TICIANELLI, 2010).

$$\text{Estado de carga}(\%) = 100\% \cdot \frac{\text{Capacidade remanescente (Ah)}}{\text{Capacidade Nominal (Ah)}} \quad (3)$$

- ***Profundidade de descarga***

Representa o percentual da capacidade da bateria que foi retirado durante um ciclo de descarga. Em uma situação hipotética, em que é utilizada uma bateria de capacidade nominal de 100 Ah e em um ciclo ocorra a drenagem de 20 Ah, nesse caso a profundidade de descarga será de 25%. Normalmente, em equipamentos de medição, essa grandeza é chamada de DoD (*Depth od Discharge*). É possível observar que a profundidade de descarga é o valor complementar do estado de carga (SoC). Na Eq. 4 é mostrada a relação entre a profundidade de descarga e o estado de carga (AMBROSIO e TICIANELLI, 2010).

$$\text{Profundidade de descarga}(\%) = 100\% - \text{Estado de carga}(\%) \quad (4)$$

O projetista deve sempre estar muito atento à profundidade de descarga, pois, dependendo da tecnologia utilizada nas células que compõem o banco de baterias, descargas muito profundas podem resultar na impossibilidade de recarga da bateria. Baterias de níquel-cádmio podem ser descarregadas e recarregadas totalmente sem alteração do seu desempenho. Por outro lado, baterias de chumbo-ácido têm restrições quanto às descargas muito profundas. Baterias estacionárias de chumbo-ácido comuns não suportam descargas mais profundas que 50% (AMBROSIO e TICIANELLI, 2010).

- ***Vida útil***

A vida útil de uma bateria pode ser expressa de duas formas: pelo tempo transcorrido desde o momento de sua instalação ou por número de ciclos de operação. A forma de mensurar esse tempo depende do tipo de serviço que é realizado pelo equipamento. Por exemplo, a vida útil de baterias de sistemas fotovoltaicos normalmente é mediada em número de ciclos, já as células de carros têm sua vida útil medida em anos (PINHO e GALDINO, 2012).

Nos *datasheets* das baterias, a vida útil é sempre indicada e o projetista deve estar atento a esse parâmetro pois isso influencia diretamente no gasto posterior com manutenção e também influencia na qualidade do projeto (PINHO e GALDINO, 2012).

É definido como ciclo quando uma bateria é submetida a uma certa profundidade de descarga. O número de vezes que ela consegue executar ciclos de descarga antes de apresentar falhas é a vida útil do equipamento (PINHO e GALDINO, 2012).

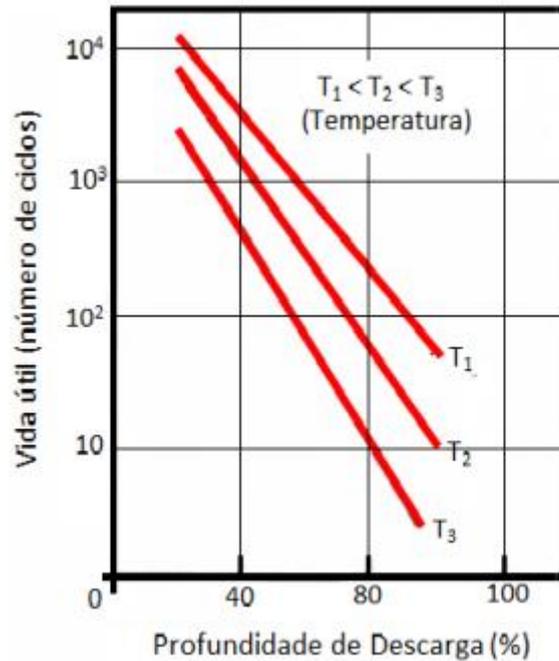
O projetista de um sistema híbrido deve sempre estar atento aos indicadores DIC (Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora) e FIC (Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora) do local onde será instalado o sistema. Isso deve ser levado em conta no momento de dimensionar o banco de baterias, uma vez que, se as baterias não obtiverem o carregamento completo por estarem sujeitas a inúmeros ciclos, elas sofrerão uma degradação muito mais rápida aumentando significativamente o custo de manutenção do sistema. No sistema híbrido, o banco de baterias deve ser auxiliar e suportar as cargas prioritárias em momentos de falhas na rede e não uma forma de suprimento para todo o sistema (PINHO e GALDINO, 2012).

A forma de controle de carga é outro fator que influencia diretamente na vida útil do banco de baterias, pois o carregamento é uma operação crítica. A principal função do controle de carga é carregar as baterias eficientemente evitando degradações prejudiciais devido ao carregamento excessivo. O processo de carregamento em baterias de chumbo-ácido, por exemplo, gera gases como o oxigênio (O_2) e o hidrogênio (H_2). Esses gases contribuem para uma degradação mais acentuada desse equipamento, e a sobrecarga geram uma concentração maior desses gases. Algumas baterias têm orifícios de ventilação para que esses gases possam escapar, o que atenua a degradação (AMBROSIO e TICIANELLI, 2010).

A vida útil das baterias também é fortemente afetada pela temperatura a qual são submetidas, por isso os projetos devem levar em conta a instalação em um local de condicionamento que seja ventilado e que não esteja exposto a chuva, sol. A preferência é por um local abrigado que mantenha a temperatura de operação das baterias de 25 °C. Contudo, é sempre necessário observar as recomendações dos fabricantes sobre a temperatura ideal de funcionamento da bateria (AMBROSIO e TICIANELLI, 2010).

A vida cíclica está inversamente relacionada com a temperatura e a profundidade de descarga da bateria. A capacidade de qualquer bateria se degrada com o aumento da temperatura e com descargas muito profundas, além disso, existem tecnologias de bateria que, se submetidas a uma descarga muito profunda, não conseguem mais ser recarregadas. A Figura 5 ilustra bem o efeito da profundidade de descarga e da temperatura na vida cíclica de uma bateria. Esse gráfico foi elaborado a partir de testes com células submetidas a várias condições de temperaturas e descargas (AMBROSIO e TICIANELLI, 2010).

Figura 5 - Efeito da temperatura e da profundidade de descarga na vida útil da bateria.



(Fonte: Imamura; Helm; Palz, 1992)

- **Taxa de carga**

É o valor da corrente aplicada na bateria durante o processo de carga. Para calcular essa taxa é necessário normalizar a capacidade em ampère-hora da bateria com um tempo de regime de carga. Por isso, nos *datasheets* desse equipamento a taxa de carga é expressa na notação: C/10 (10 h), C/20 (20 h), C/100 (100 h). Na Eq. 5 é mostrado como calcular a taxa de carga de uma bateria (PINHO e GALDINO, 2012).

$$\text{Taxa de carga } \left(\frac{C}{h}\right) = \frac{\text{Capacidade Nominal}}{\text{Intervalo de Carga}} \quad (5)$$

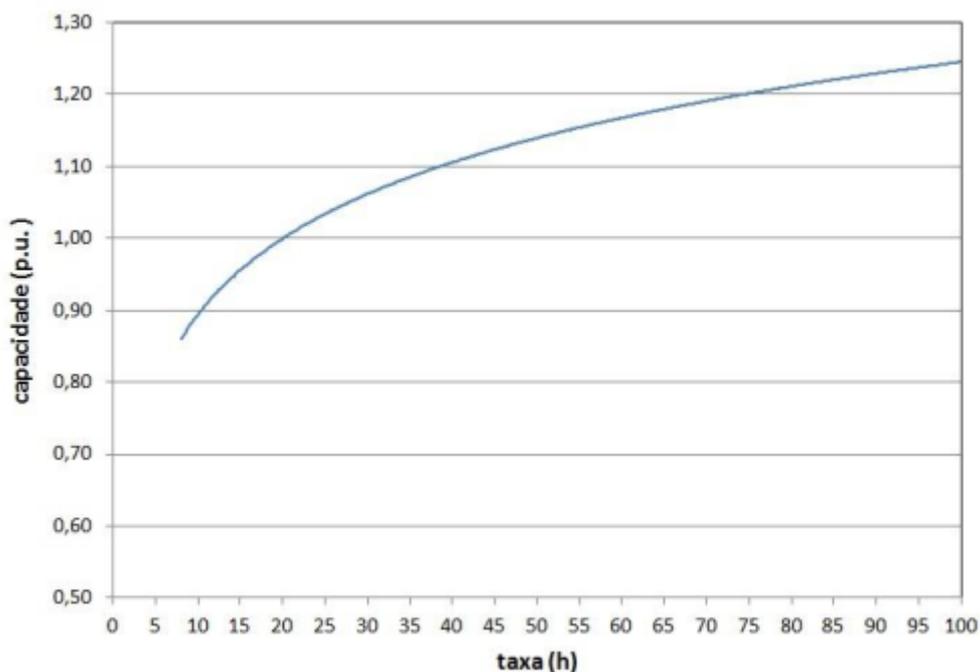
A taxa de carga é medida em ampère-hora (Ah), uma vez que a carga da bateria é dada em ampère-hora e o intervalo de carga é dado em horas. Por exemplo, em uma bateria de 300 Ah em um intervalo de carga de 10 horas, tem-se uma taxa de carga de 30 A. Normalmente, baterias de sistemas fotovoltaicos são referenciados à capacidade em C/20, logo é muito comum ver essa grandeza com esse nome nos *datasheets* de células de baterias (PINHO e GALDINO, 2012).

Quando o *datasheet* da célula referenciar a taxa de carga de outro intervalo de carga como, por exemplo, C/10 ou C/100, o projetista pode usar a relação mostrada na Eq. 6 ou a relação da Eq.7, que corrigem o valor da taxa de carga para C/20 (AMBROSIO e TICIANELLI, 2010).

$$C/20 (Ah) = 1,1 \cdot C/10 (Ah) \quad (6)$$

$$C/20 (Ah) = 0,9 \cdot C/100 (Ah) \quad (7)$$

Figura 6 - Variação da taxa de carga em função da capacidade e intervalo de carga para baterias de chumbo-ácido.



(Fonte: Manual de Engenharia Fotovoltaica, 2012)

A capacidade de uma bateria guarda uma relação muito importante com a taxa de carga, é possível observar na Figura 6 que a capacidade da bateria aumenta de forma não linear quando o número de horas de carga aumenta (PINHO e GALDINO, 2012).

2.6.2.2 BATERIAS DE NÍQUEL-CÁDMIO

As baterias de Níquel-Cádmio (Ni-Cd) são montadas com duas placas mergulhadas em um eletrólito de pH básico, por isso são chamadas de baterias alcalinas. O cátodo é uma placa composta por hidróxido de níquel (NiOOH), o ânodo é composto por cádmio ou por ligas de cádmio e ferro, o eletrólito é composto por uma solução aquosa de hidróxido de potássio (KOH), com concentração de 20% a 34%. Essas baterias têm efeito degradante para o meio ambiente assim como qualquer outra, por isso é necessário observar a forma correta de descarte desses equipamentos (PINHO e GALDINO, 2012).

Na Tabela 1 são mostradas algumas características de tensão de baterias de níquel cádmio. É possível observar que essa tecnologia tem as mesmas características de uma bateria qualquer. Cada célula produz uma tensão nominal de 1,25 V, ou seja, para obter a tensão de 12 V são necessárias 10 células em série. Ao comprar esse tipo de armazenador de energia, o equipamento já é vendido em baterias de 10 células (PINHO e GALDINO, 2012).

Tabela 1 - Tensões características de baterias de Níquel-cádmio

Tensões características	Tensões a 20 °C (V) Bateria com 10 células
Nominal	12
Tensão máxima para baterias abertas	15,0 – 16,5
Tensão de flutuação de baterias abertas	14,0 – 14,5
Taxa de carga para baterias seladas	C/10
Tensão de circuito aberto para diversos estados de carga	12,0 – 13,5
Tensão mínima limite	9

(Fonte: Roberts, 1991)

Baterias de níquel têm uma grande vantagem em relação às outras tecnologias de armazenamento de energia, elas são mais resistentes às variações acentuadas de temperatura, pois resistem ao congelamento e ao degelo sem nenhuma alteração no seu desempenho. Outra vantagem é que são menos afetadas por sobrecargas e ciclos profundos de descargas, podendo ser totalmente descarregadas e se manterem assim sem maiores prejuízos. As células não estão sujeitas à sulfatação e seu carregamento não sofre interferência da temperatura (PINHO e GALDINO, 2012).

Baterias de Níquel-Cádmio podem ser utilizadas numa faixa de temperatura que vai de -25°C até 45°C. Mesmo com o congelamento do eletrólito nenhum dano permanente é causado ao equipamento, contudo, quando o eletrólito está congelado a capacidade tende a diminuir. Quando as baterias são submetidas a temperaturas superiores a 45°C, o separador tende a degradar e as placas podem entrar em contato umas com as outras, isso significa um curto-circuito na célula (PINHO e GALDINO, 2012).

A desvantagem das baterias de níquel se encontram na dificuldade de medição do estado de carga, pois há pouca variação de tensão e peso do equipamento quando descarregado. Isso pode ser solucionado com um controlador de carga digital microprocessado, pois esse equipamento é mais preciso em suas medições. Outra desvantagem de baterias de níquel é o chamado “efeito de memória”, que ocorre quando a bateria é recarregada sem que toda sua energia seja descarregada. Isso pode viciar a bateria de forma que ela se apresentará completamente descarregada sendo que sua reação não foi completamente finalizada (PINHO e GALDINO, 2012).

O custo das baterias de níquel costuma ser mais elevado em comparação às baterias de chumbo, contudo, os ganhos operacionais e com custo de

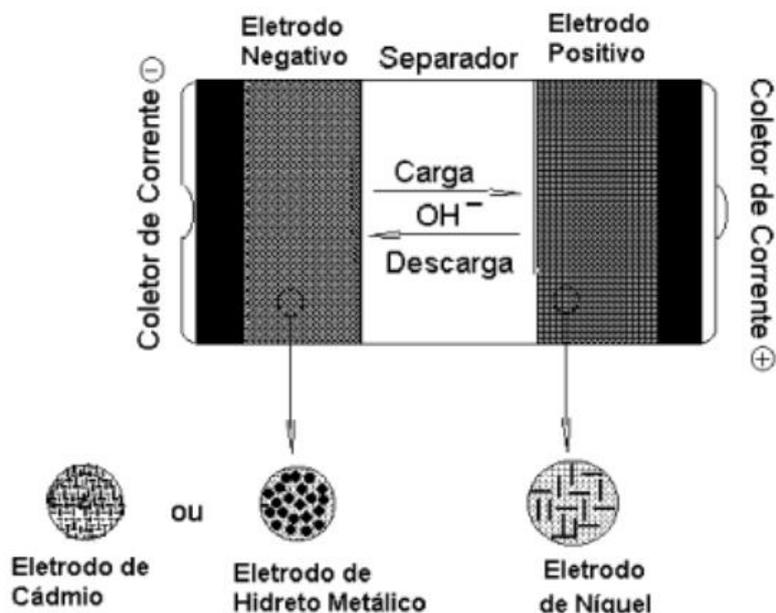
manutenção são bem significativos. O uso dessas baterias em sistemas fotovoltaicos não é muito difundido, pois há metais muito tóxicos em sua composição e é muito comum haver autodescarga. Não há conhecimento de sua utilização em sistemas fotovoltaicos no Brasil, somente no exterior (PINHO e GALDINO, 2012).

As baterias de Níquel-cádmio vêm sendo substituída pelas baterias de hidreto metálico de níquel (NiMH), por possuir características semelhantes. O desenvolvimento dessa tecnologia foi promovido devido à necessidade de uma bateria mais eficiente, com densidade de energia maior. Isso proporciona uma maior utilização do material ativo. Outro fator que proporcionou o desenvolvimento da bateria de NiMH foi a necessidade de uma tecnologia de bateria que fosse menos agressiva ao meio ambiente (AMBROSIO e TICIANELLI, 2010).

Nas baterias de hidreto metálico de níquel, o material ativo do polo positivo é o mesmo das baterias de Níquel-cádmio, já o material ativo do polo negativo é o hidrogênio armazenado na forma de hidreto em uma liga. A Figura 7 mostra o esquema interno de uma bateria de níquel e também a direção e o produto das reações de carga (reação reversa) e descarga (formação de íon de hidroxila) (AMBROSIO e TICIANELLI, 2010).

O grande diferencial das baterias de hidreto metálico de níquel é a alta capacidade de armazenar hidrogênio na forma de hidreto. A composição dessa liga forma um material estável que permite um grande número de ciclos de carga e descarga. Outras características importantes das baterias de hidreto metálico são: propriedades termodinâmicas que permitem a reversibilidade da reação, baixa pressão de equilíbrio, alta resistência à oxidação, estabilidade nos ciclos de carga e descarga em eletrólito alcalino (AMBROSIO e TICIANELLI, 2010).

Figura 7 - Esquema de uma bateria de níquel



(Fonte: Renato Canha Ambrosio, 2010)

2.6.2.3 BATERIAS DE ÍON DE LÍTIO

Essa tecnologia de bateria é relativamente nova e está em grande desenvolvimento tecnológico e crescimento no mercado fotovoltaico. Tradicionalmente, baterias de lítio são utilizadas em dispositivos eletrônicos como celulares e computadores portáteis. Essas baterias são estáveis apenas em uma faixa de tensão (de 2 V a 5 V), por isso o projetista deve levar em conta esse fator para associar as baterias em série para que o banco tenha a tensão ideal do sistema (ROSOLEM e MARQUES e ARANHA e BECK e NASCIMENTO e SANTOS e CANO e BASQUERA, 2018).

Baterias de lítio são feitas a partir desse elemento que na Tabela Periódica é o terceiro elemento mais leve (metal alcalino), pequeno raio iônico e elevado potencial eletroquímico. Diferentemente de outras baterias, que usam eletrólito aquoso, as baterias de lítio utilizam um eletrólito orgânico, pois o lítio em contato com oxigênio ou com umidade entra em combustão espontânea. Esses fatores possibilitam que as baterias de lítio-ion tenham alta densidade de potência e energia. Devido às suas características internas, essas baterias apresentam uma recarga rápida, elevado desempenho em aplicação cíclica, baixa autodescarga, elevada eficiência de recarga (cerca de 95%) e elevada vida útil (aproximadamente, 3000 ciclos) (ROSOLEM e MARQUES e ARANHA e BECK e NASCIMENTO e SANTOS e CANO e BASQUERA, 2018).

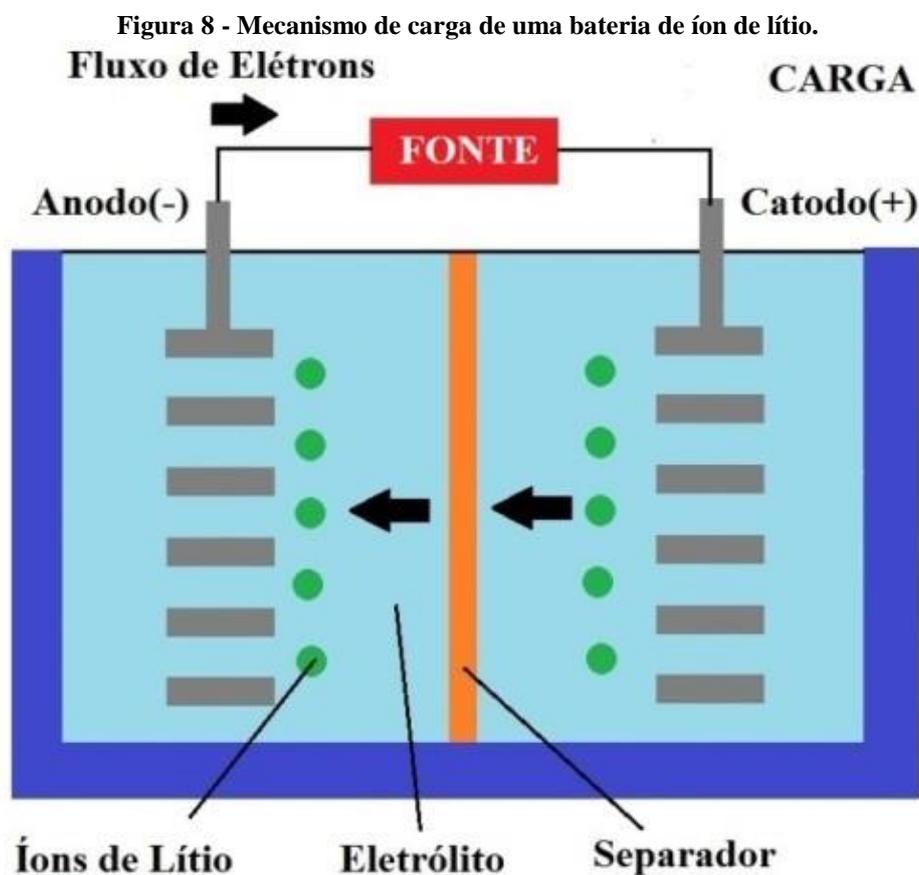
Para as baterias de lítio funcionarem adequadamente é necessário haver um sistema eletrônico de controle chamado BMS (*Battery Management System*). As principais funções desse sistema são controlar sobretensão, subtensão, temperatura, sobrecarga, curto-circuito externo, balanceamento de energia entre as células de lítio e inserir um algoritmo de monitoramento da saúde da bateria (SoH – *State of Health*) e estimativa de carga (SoC – *State of Charge*) (ROSOLEM e MARQUES e ARANHA e BECK e NASCIMENTO e SANTOS e CANO e BASQUERA, 2018).

Na Figura 8, é apresentado o mecanismo de carga de uma bateria de íon de lítio e a Figura 9 mostra o mecanismo de descarga. Em sua parte exterior, a bateria é envolvida por um metal que em seu interior haverá o ânodo, o cátodo, o eletrólito e uma membrana. O ânodo e o cátodo são imersos no eletrólito orgânico e são separados por uma membrana bem fina de plástico com inúmeros furos que permitem a passagem dos íons. O cátodo é composto por óxido de lítio-cobalto (LiCoO_2) e o ânodo é composto de carbono (PINHO e GALDINO, 2012).

Durante o processo de carga da bateria os íons de lítio passam do cátodo para o ânodo, através da membrana, ligando-se ao carbono, produzindo uma corrente elétrica. No processo de descarga, ocorre o movimento inverso dos íons, ou seja, do ânodo para o cátodo. Esse movimento dos íons promove uma

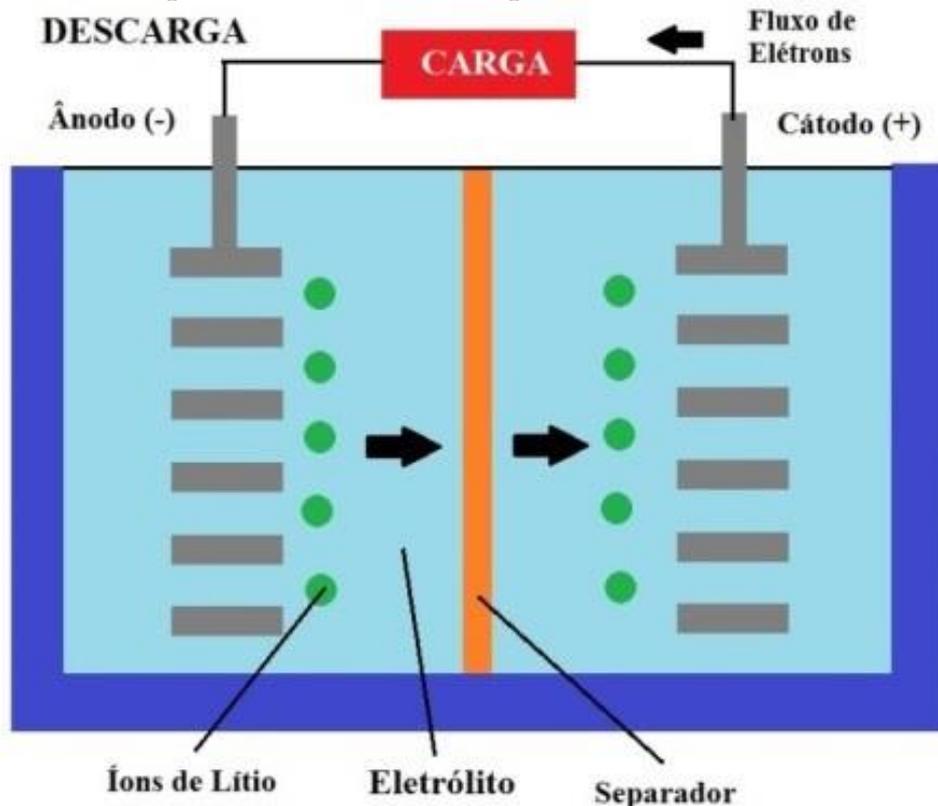
tensão nos terminais da bateria (ROSOLEM e MARQUES e ARANHA e BECK e NASCIMENTO e SANTOS e CANO e BASQUERA, 2018).

O grande problema na utilização desse tipo de bateria é seu alto custo no mercado. Esses altos valores se devem ao fato das poucas reservas mundiais de cobalto. Dessa forma, é necessário fazer um estudo sobre a possibilidade de reciclagem desse tipo de bateria, caso contrário, o preço desse equipamento tende a crescer cada vez mais (ROSOLEM e MARQUES e ARANHA e BECK e NASCIMENTO e SANTOS e CANO e BASQUERA, 2018). O projetista que pretende utilizar baterias em seu projeto fotovoltaico terá que acrescentar um custo no seu projeto de, aproximadamente, R\$ 12.000,00, que é o preço médio de uma bateria de lítio de 48V e 4,8 kWh de energia, que é normalmente usada nesse tipo de sistema (Dyness Batterys, 2021).



(Fonte: RONTEK 2020)

Figura 9 - Mecanismo de descarga da bateria de íon de lítio.



(Fonte: RONTEK 2021)

2.6.2.4 BATERIA DE CHUMBO ÁCIDO

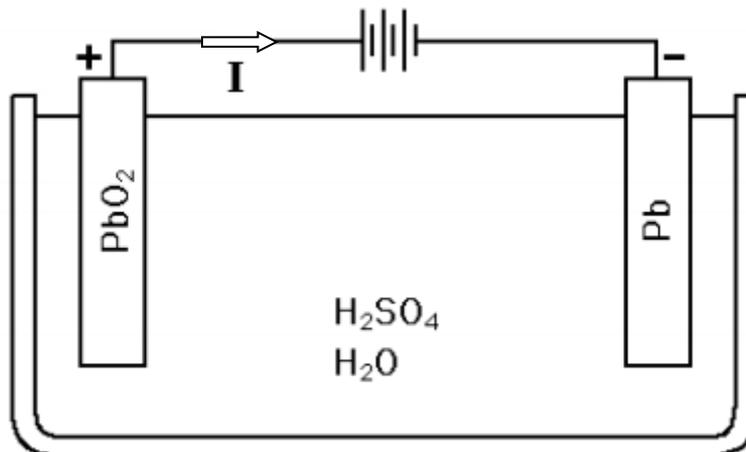
Essas baterias são as mais utilizadas nos projetos fotovoltaicos, por serem a tecnologia mais desenvolvida que é encontrada no mercado, além de ser bateria mais barata, fazendo com que seja preferência dos projetistas. Essas baterias são utilizadas no ramo industrial há mais de 20 anos e são fonte de armazenamento de energia desde sua criação por Gaston Planté no século XIX (BRASIL,2018).

A matéria-prima para construção desse tipo de bateria é o chumbo (Pb) e uma solução aquosa de ácido sulfúrico. Duas placas de polaridades opostas, isoladas entre si, banhadas na solução de ácido sulfúrico, é a disposição dos componentes dentro da bateria. A capacidade dessa tecnologia é medida a partir da quantidade de carga elétrica, expressa em Ampère-hora (Ah) (PINHO e GALDINO, 2012).

As placas de polaridades opostas são o cátodo, que é composto por dióxido de chumbo, e o ânodo, que é composto por um chumbo esponjoso. Ambas as placas estão mergulhadas em uma solução de ácido sulfúrico de densidade que varia de 1,12 mg/l (completamente descarregada) a 1,28 mg/l (completamente carregada), que possibilita a condução de corrente. A reação química que produz a descarga faz com que os dois eletrodos produzam sulfato

de chumbo. Para recarregar a bateria, é necessário injetar corrente elétrica no eletrodo de dióxido de chumbo fazendo com que ocorra a reação reversa. Na Figura 10 é apresentado um esquemático de uma bateria de chumbo ácido (BRASIL,2018).

Figura 10 - Esquemático de uma bateria de chumbo ácido.



(Fonte: Brasil, 2018)

Baterias de chumbo normalmente têm um tempo de vida útil (de 3 a 5 anos), bem menor comparado às outras tecnologias de baterias. Para saber o momento do fim da vida útil da bateria, o responsável pela manutenção deve considerar o equipamento totalmente degradado quando carregado ele oferecer apenas 80% da sua capacidade nominal. Atualmente, procura-se desenvolver novas tecnologias para ampliar o tempo de vida desse equipamento. Para aumentar a durabilidade dessas baterias é necessário seguir as recomendações do *datasheet* do fabricante, no qual se deve estar atento aos níveis de descarga estabelecidos para a sua profundidade de descarga. As baterias também devem ser carregadas adequadamente de forma que não haja sobrecarga, pois em casos extremos pode ocorrer até mesmo a combustão do equipamento (PINHO e GALDINO, 2012).

As baterias de chumbo ácido podem ser classificadas de duas formas: Baterias de Eletrólito Líquido e Baterias de Eletrólito Imobilizado. Essas classificações decorrem do tipo de eletrólito que é utilizado em sua construção (BRASIL,2018).

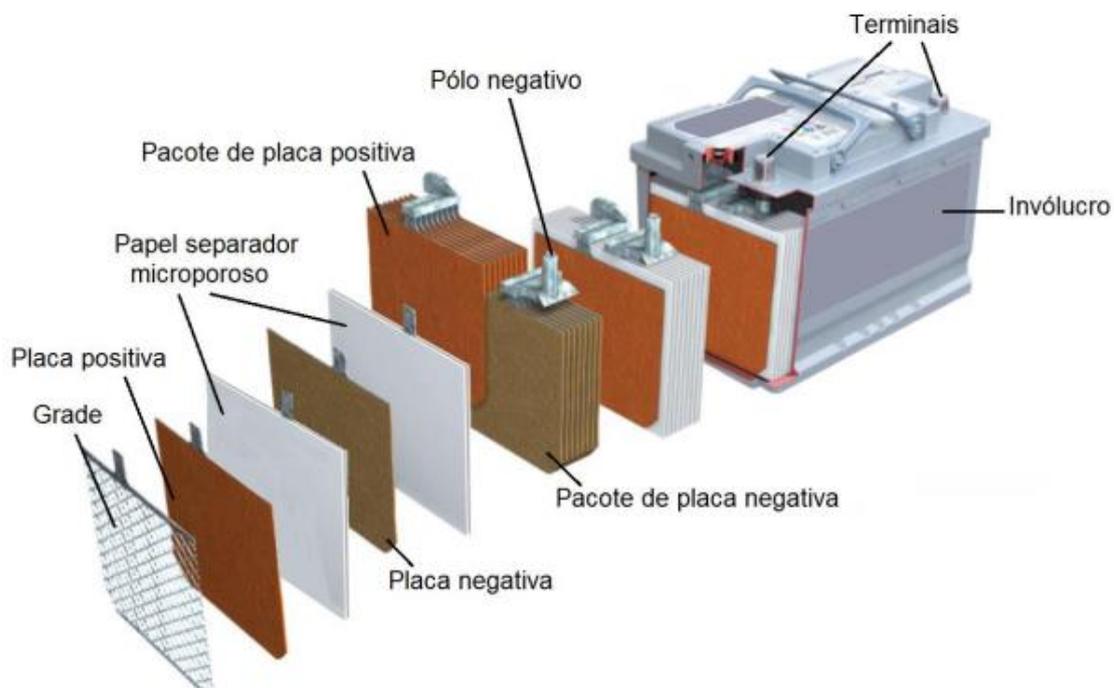
As baterias de eletrólito líquido não são recomendadas para aplicação em sistemas fotovoltaicos, usualmente são utilizados em automóveis. Elas fornecem grandes correntes em um curto espaço de tempo (cerca de 200 A por alguns segundos), para a partida do motor de um carro é o ideal. No entanto, elas não suportam profundidades de descargas muito altas (no máximo 10%). Quando submetidas à profundidade de descarga maior que 50%, podem falhar em poucos dias (BRASIL,2018).

As baterias de eletrólito imobilizado possuem o eletrólito em forma de gel com adição de dióxido de silício, ou pelo sistema AGM (*Absorbed Glass Material*) em que o eletrólito está em forma cristalina envolvido em esponjas de fibra de vidro (BRASIL,2018).

Por serem fechadas e possuírem um sistema com válvula de segurança, as baterias de eletrólito imobilizado não necessitam serem instaladas em locais ventilados. Em caso de sobrecargas, o sistema de válvulas limita a liberação de gases. Com isso, é obtida uma bateria que suporta ciclos mais profundos de descargas, não necessitam de manutenções periódicas e têm uma vida útil maior em comparação com as de eletrólito líquido (PINHO e GALDINO, 2012).

Na Figura 11, é possível ver todos os componentes da montagem de uma célula de chumbo-ácido com eletrólito imobilizado. Baterias de sistemas fotovoltaicos geralmente não têm manutenções muito frequentes, para diminuir a taxa de gaseificação das reações é utilizado no polo positivo das células uma liga de Chumbo-cálcio (Pb-Ca). O único tipo de manutenção que deve ser feito nessas baterias é a limpeza dos terminais a cada 12 meses. O cálcio reduz o consumo de eletrólito levando a uma menor necessidade de manutenção. Por outro lado, a adição de cálcio no polo positivo da célula causa uma diminuição na vida cíclica do equipamento e é necessário que haja o carregamento periódico do equipamento para que não haja sulfatação (PINHO e GALDINO, 2012).

Figura 11 - Montagem de uma célula de chumbo-ácido de eletrólito imobilizado.



(Fonte: Zobaa, 2013)

Um problema muito comum em células de chumbo-ácido é o fenômeno da sulfatação. Esse fenômeno consiste no processo de formação de cristais de sulfato de chumbo sobre as placas das células. A medida que esse material vai se

depositando nas placas, o eletrólito fica impossibilitado de entrar em contato com o ânodo e o cátodo. O carregamento tem a função de desfazer esses cristais, contudo, a formação de cristais muito grandes torna o processo irreversível. A sulfatação reduz permanentemente a capacidade da célula de chumbo-ácido, devida à perda de material ativo e também causa o aumento da resistência interna da célula (PINHO e GALDINO, 2012).

A melhor forma de evitar a sulfatação é realizar o carregamento da célula regularmente para que a reversão da reação que forma os cristais seja sempre completa. Para regimes de descargas profundas, como o que ocorre em sistemas fotovoltaicos isolados em dias nublados, os fabricantes recomendam que as baterias sejam recarregadas imediatamente. Todavia, isso não é viável pois o sistema está em um momento de baixa geração. Em sistemas híbridos o fenômeno da sulfatação é menos acentuado do que em sistemas completamente isolados, uma vez que o regime de ciclos de descargas é menor (PINHO e GALDINO, 2012).

2.6.2.5 DESCARTE CORRETO DE BATERIAS

As baterias são construídas com metais pesados e líquidos ácidos, como foi visto nas seções anteriores. Esses materiais, quando são descartados de forma incorreta, contaminam o solo e os lençóis freáticos, que, por sua vez, levam águas para os rios e contaminam as águas que são consumidas pelos seres humanos. Uma pesquisa de 2017 da Organização das Nações Unidas (ONU) colocou o Brasil como o sétimo maior produtor de lixo eletrônico no mundo. Ao todo, o Brasil gera 1,5 milhão de toneladas por ano. Ainda há muita falta de conscientização na forma correta de descarte do lixo eletrônico no Brasil (GOIS e BRUNO e ALONSO, 2019).

O lixo eletrônico é bioacumulativo, ele não se decompõe como a matéria orgânica, os metais pesados se depositam no meio ambiente por anos e contaminam os alimentos, quando os metais pesados são ingeridos eles se depositam também no corpo humano, causando doenças renais, câncers e problemas relacionados ao sistema nervoso central (GOIS e BRUNO e ALONSO, 2019).

O órgão que regula as formas de descartes de baterias no Brasil é o CONAMA (Conselho Nacional do Meio Ambiente). Por meio de suas resoluções, esse órgão edita resoluções que estabelecem normas e padrões de controle da poluição e realizar estudos acerca de consequências ambientais de projetos privados e públicos. As resoluções mais importantes sobre descarte de baterias são as nº 401 de 2008 e nº 257 de 1999.

A resolução nº 257 do CONAMA foi revogada pela resolução nº 401, pois a resolução de 1999 só regulamentava o descarte das baterias de níquel-cádmio, pois essa tecnologia tem um alto poder de degradação do meio

ambiente, contudo, também é necessário regulamentar outros tipos de baterias, que causam tanto impacto quanto as baterias de níquel.

A resolução 401/2018 estabelece os limites máximos de chumbo, cádmio e mercúrio para pilhas e baterias comercializadas no território nacional e os critérios e padrões para o seu gerenciamento ambientalmente adequado. Em seu início, a resolução faz considerações sobre os motivos que levaram a sua edição como, por exemplo, necessidade de disciplinar a coleta, reutilização, reciclagem, tratamento ou deposição final; necessidade de reduzir a geração desses resíduos; e estabelecer um sistema integrado de produção limpa desses equipamentos (CONAMA, 2008).

Em suas disposições gerais, no Art. 2º, a resolução define o que são baterias, pilhas e os diversos tipos de tecnologias e construção desses equipamentos. No Art. 3º, a resolução determina obrigações que as empresas fabricantes de pilhas e baterias devem seguir como, por exemplo, apresentar ao IBAMA (Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis) laudo de composição do equipamento feito por laboratório certificado junto ao INMETRO (Instituto Nacional de Metrologia e Normalização); apresentar ao órgão ambiental competente plano de gerenciamento de pilhas e baterias que contemple uma destinação ambientalmente adequada, além de outras regras incumbidas aos fabricantes (CONAMA, 2008).

Nos capítulos III e IV da resolução 401/2018 disciplina os limites de composição das baterias para cada tipo de material do equipamentos, a forma correta que deve ser reciclada cada tipo de bateria, as formas e condições corretas de transporte dos equipamentos exauridos e a determinação dos locais corretos de descarte de baterias (CONAMA, 2008).

No capítulo V da resolução 401/2018, a resolução determina algumas ações que devem ser tomadas para informar, educar e comunicar, de forma clara, sobre as consequências do descarte irregular desses equipamentos. Algumas das determinações do capítulo V são: indicar no rótulo, em língua nacional, os riscos à saúde humana e ao meio ambiente, promoção de campanhas, junto à sociedade civil e o poder público, de campanhas de consumo e descarte correto dos equipamentos (CONAMA, 2008).

As disposições finais se encontram no capítulo VI dessa resolução. Nessa parte, os artigos colocam as possíveis consequências do não cumprimento das determinações da resolução, reiteram a proibição do descarte irregular dos equipamentos e coloca os órgãos do SISNAMA (Sistema Nacional do Meio-Ambiente) como principais fiscalizadores, sem prejuízo aos demais órgãos da administração pública (CONAMA, 2008).

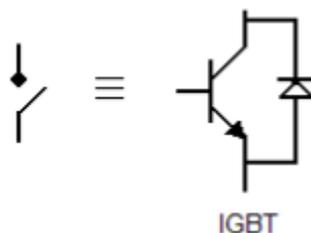
O tratamento mais indicado para baterias obsoletas é a reutilização dos metais que são usados para construir esses equipamentos, dentre as técnicas de tratamento, as mais importantes são: o tratamento de minérios, a hidrometalurgia e a pirumetalurgia (BARANDAS e VALVERDE JR e AFONSO e MANTOVANO e CUNHA, 2007).

A pirumetalurgia é o processo de transformação física dos metais e minérios das baterias que utiliza altas temperaturas (500 °C a 2000°C), com a finalidade de separar as impurezas do metal, possibilitando que ele possa ser reutilizado em outro equipamento. A hidrometalurgia é o processo de metais que ocorre em meio aquoso, separando o metal das impurezas. O tratamento de minérios é o processo de transformação das impurezas retiradas do metal para que ela seja descartada de forma correta. Esses processos fazem com que os metais voltem para o estado inicial e possam ser reutilizados em outros equipamentos (BARANDAS e VALVERDE JR e AFONSO e MANTOVANO e CUNHA, 2007).

2.6.3 INVERSORES HÍBRIDOS CC-CA

Inversor é o nome dado para uma designação genérica para conversores de corrente contínua para corrente alternada. Nos sistemas híbridos os inversores são responsáveis por fazer comunicação do lado CC com as cargas ou a rede elétrica, que normalmente são alimentados em corrente alternada, nos sistemas híbridos os inversores têm um tipo de controle diferente de um inversor de um sistema *on-grid* fotovoltaico convencional. Já os inversores convencionais, quando há falha na rede elétrica, entram em corte de forma que ele para de funcionar. A grande vantagem dos inversores híbridos é esse sistema de controle avançado no qual ele continua funcionando através da alimentação dos bancos de bateria. Nessa seção, será apresentada a estrutura básica de um inversor trifásico que funciona por meio de uma modulação PWM para controle de chaveamento de transistores IGBT (*Insulated-gate Bipolar Transistor*) em antiparalelo com uma ponte de diodos (RAMPINELLI, 2010).

Figura 12 - Implementação do chaveamento.



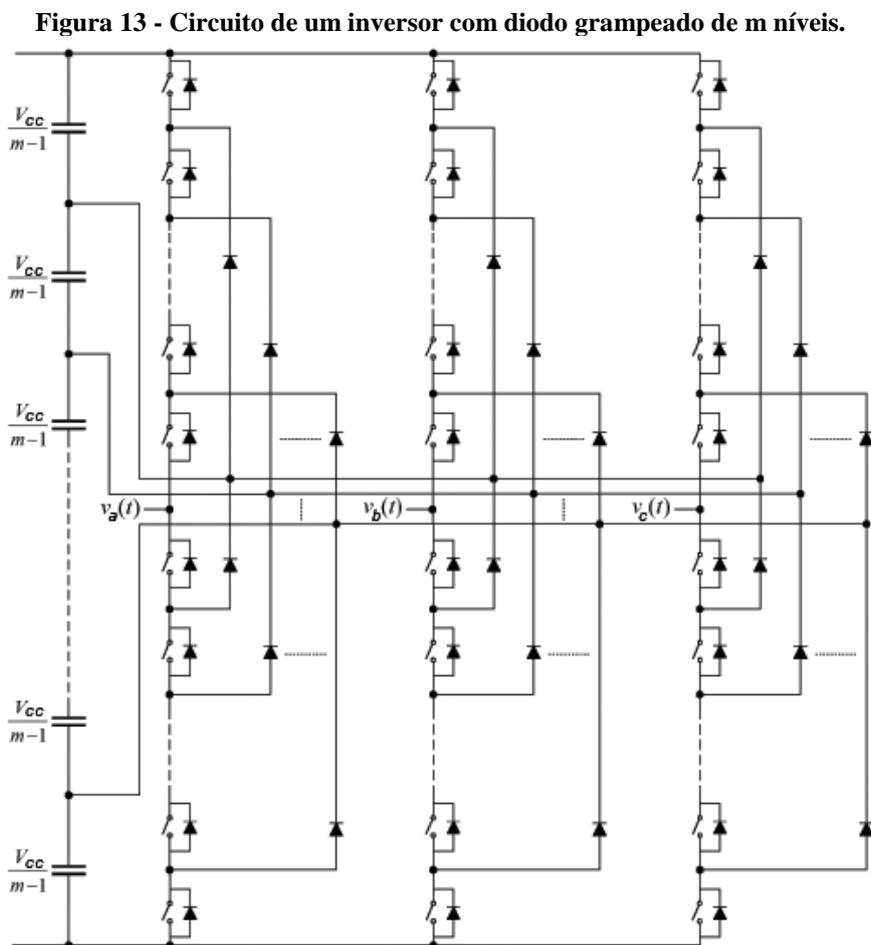
(Fonte: Raghavendra Rajan Vijayaraghavan, 2017)

Na Figura 12, é mostrada uma das formas de implementação das chaves por meio de um IGBT em antiparalelo com um diodo que possibilita a condução de corrente inversa que vem da carga.

Inversores híbridos são da categoria de inversores chamados multiníveis. Na literatura são citadas como principais topologias de inversores multiníveis: inversor multinível com diodo grampeado, inversor multinível com capacitores flutuantes e inversor multinível com módulos H-bridge em cascata (RECH e GRÜNDLING e HEY e PINHEIRO, 2014).

O inversor multinível com diodo grampeado foi desenvolvido em 1980. Sua proposta é a de um inversor de três níveis, que é chamado de inversor com ponto neutro grampeado. As características positivas dessa topologia são: tensões de saída com menor conteúdo harmônico e possibilita a utilização de dispositivos semicondutores com a metade do limite de tensão dos dispositivos utilizados nas topologias de dois níveis (RECH e GRÜNDLING e HEY e PINHEIRO, 2014).

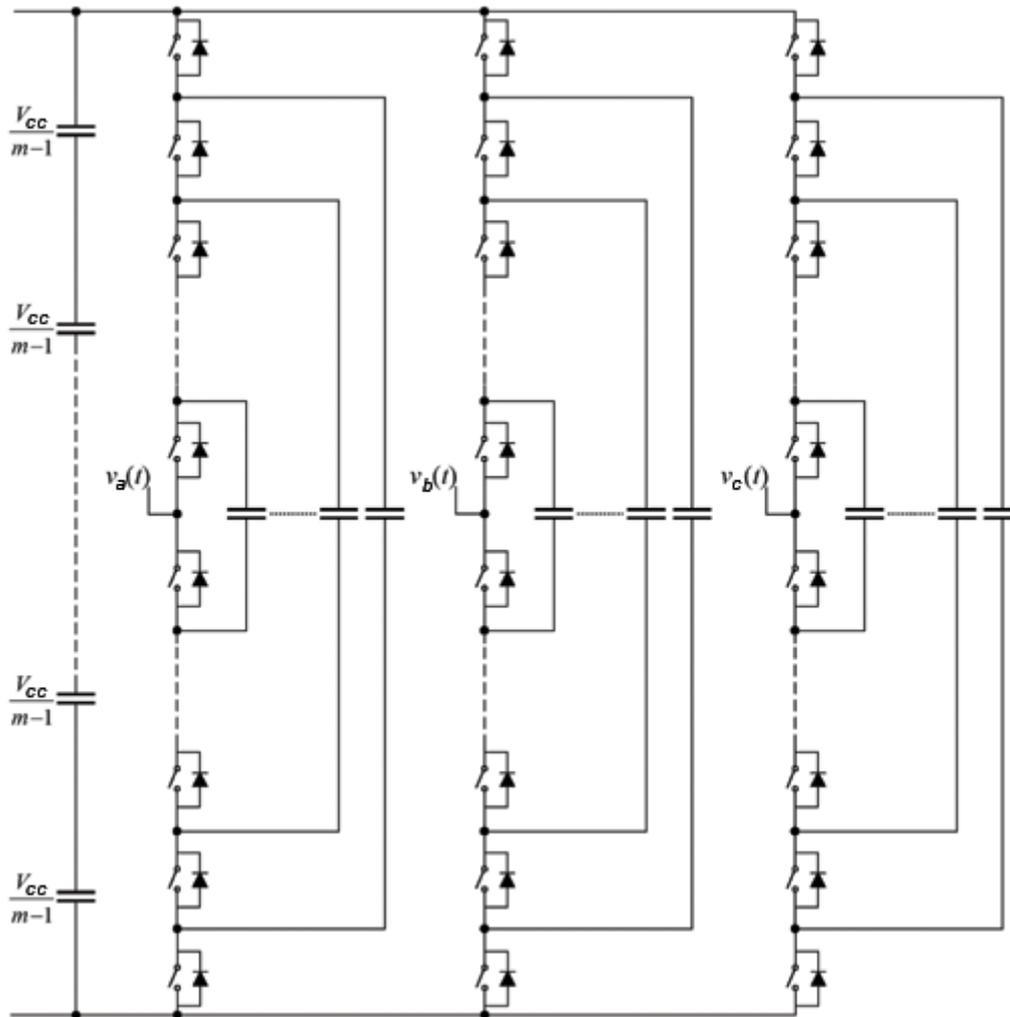
Posteriormente, foi possível generalizar essa topologia para um maior número de níveis, assim como é mostrado na Figura 13, em que é apresentado um inversor trifásico com diodo grampeado de m níveis. Cada capacitor representa a tensão de entrada que compõe o barramento CC, que tem valor $V_{cc}/(m-1)$; a tensão sobre os dispositivos de chaveamento (IGBT com diodo em antiparalelo) é limitada à tensão do barramento CC. A desvantagem é que os diodos de grampeamento devem ser mais robustos a diferentes níveis de tensão reversa (RECH e GRÜNDLING e HEY e PINHEIRO, 2014).



(Fonte: IEEE, 2014)

O inversor multinível com capacitores flutuantes utiliza capacitores para grampear a tensão que chega aos dispositivos de chaveamento. Como mostrado na Figura 14, essa topologia utiliza capacitores com o intuito de sintetizar um valor de tensão de fase. Contudo, essa aplicação utiliza muitos capacitores e a depender da tensão de entrada podem ser necessários grandes capacitores em série tornando-o inviável (RECH e GRÜNDLING e HEY e PINHEIRO, 2014).

Figura 14 - Circuito de um inversor com topologia com capacitores flutuantes.



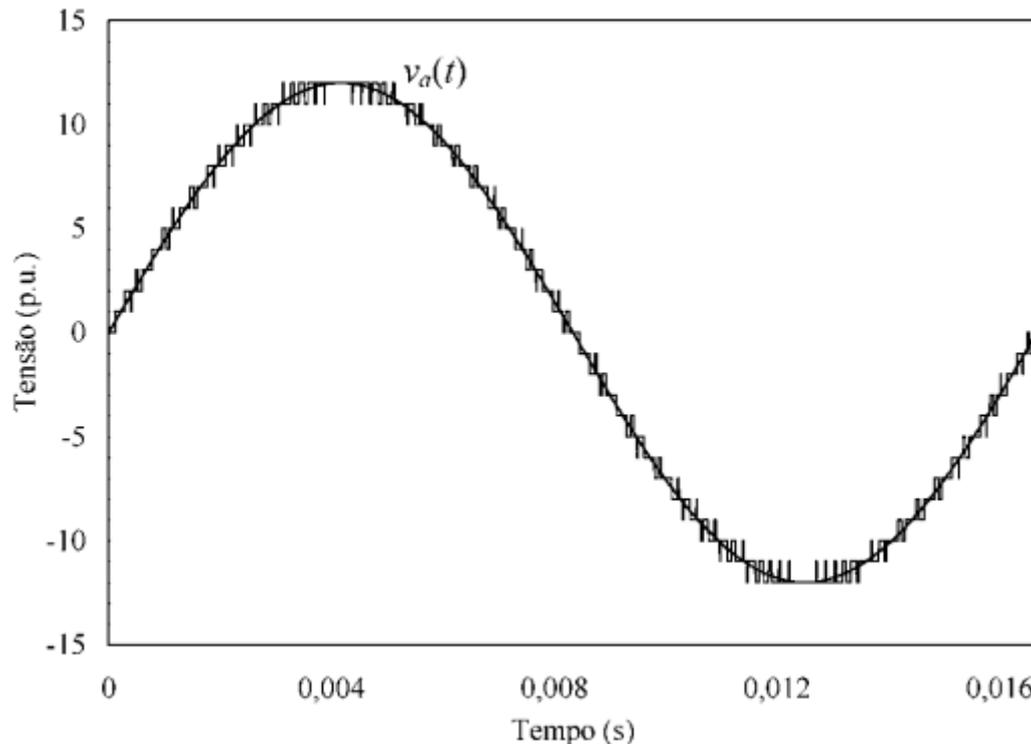
(Fonte: IEEE, 2014)

A topologia de inversores H-bridge em cascata é uma proposta de conexão de inversores monofásicos em cascata (em série) para obter uma forma de onda quase senoidal, como é visto na Figura 15. Essa topologia é a mais indicada para sistemas de alta potência, pois não exige a presença de diodos ou capacitores de grampeamento e também não ocorre problema de desbalanceamento das fontes de tensão. Essa topologia foi proposta por Baker e Bannister, em 1975, nos Estados Unidos da América. Na Figura 14, é possível observar um circuito de um inversor multinível em cascata com n módulos conectados em estrela (RECH e GRÜNDLING e HEY e PINHEIRO, 2014).

Na Figura 15, é mostrado a onda de uma das saídas do inversor H-bridge. Nota-se que ela acompanha uma forma de onda senoidal. Contudo, não é uma

onda senoidal perfeita, pois haverá imperfeições provenientes dos dispositivos de chaveamento que são utilizados no circuito. Mas, para efeitos práticos, essa forma de onda de saída é bem satisfatória.

Figura 15 - Forma de onda de saída do inversor H-bridge



(Fonte: IEEE, 2014)

Para se obter a tensão de fase de saída de um inversor com essa topologia é necessário somar a tensão de saída de cada módulo H-bridge em cascata ligado à respectiva fase. Como é mostrado na Eq. 8 a tensão resultante da fase A do circuito da Figura 16. Na Eq. 9 é mostrada a equação para determinar o número de níveis m do inversor para o caso de todos os módulos H-bridge serem com fontes de tensões iguais (RECH e GRÜNDLING e HEY e PINHEIRO, 2014).

$$V_a(t) = V_{a1}(t) + V_{a2}(t) + \dots + V_{an}(t) \quad (8)$$

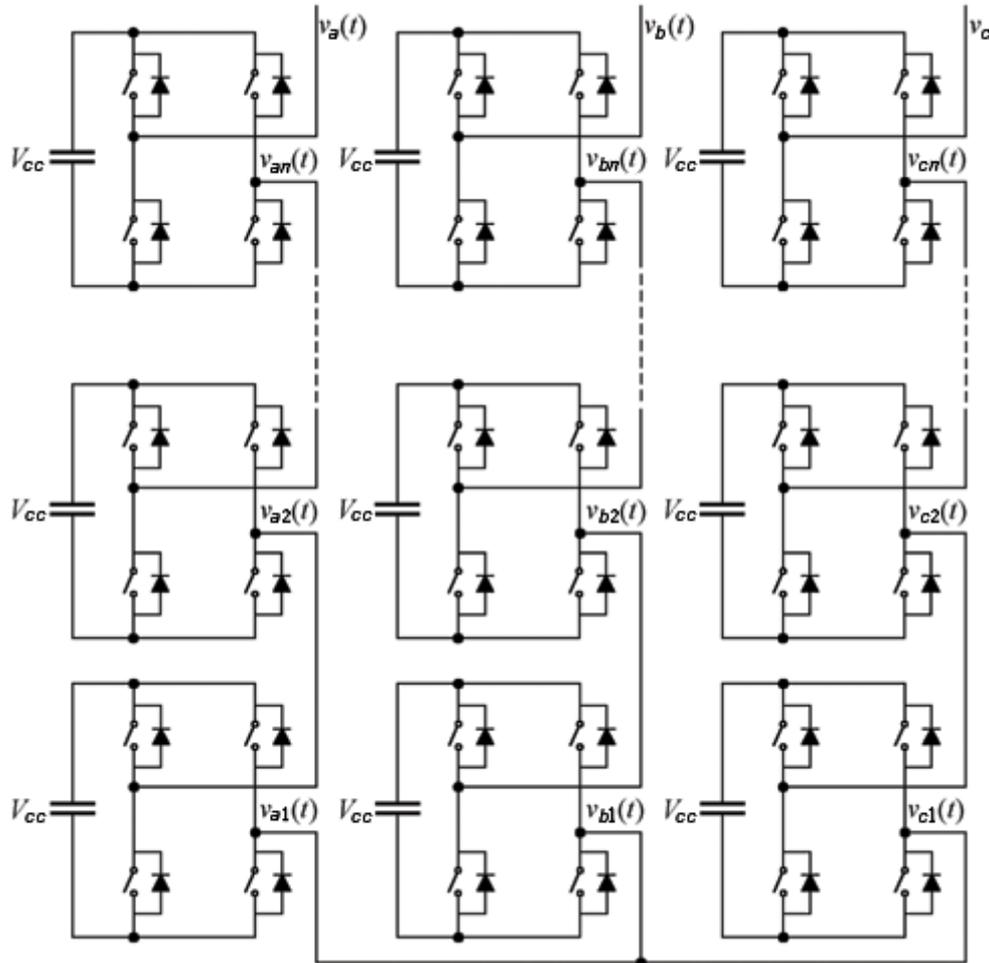
$$m = 1 + 2n \quad (9)$$

Em que:

m – É o número de níveis do inversor H-bridge em cascata;

n – É o número de módulos H-bridge em cascata utilizados no circuito.

Figura 16 - Circuito de um inversor multinível H-bridge conectado em cascata.



(Fonte: IEEE, 2014)

A utilização de inversores híbridos vem se tornando uma boa solução para projetos fotovoltaicos. Tais equipamentos tornam desnecessária a utilização de vários inversores para replicar as funcionalidades. Com isso, a utilização de inversores híbridos proporciona uma menor distorção harmônica da tensão de saída, por conta da menor quantidade de inversores utilizados no projeto (RECH e GRÜNDLING e HEY e PINHEIRO, 2014).

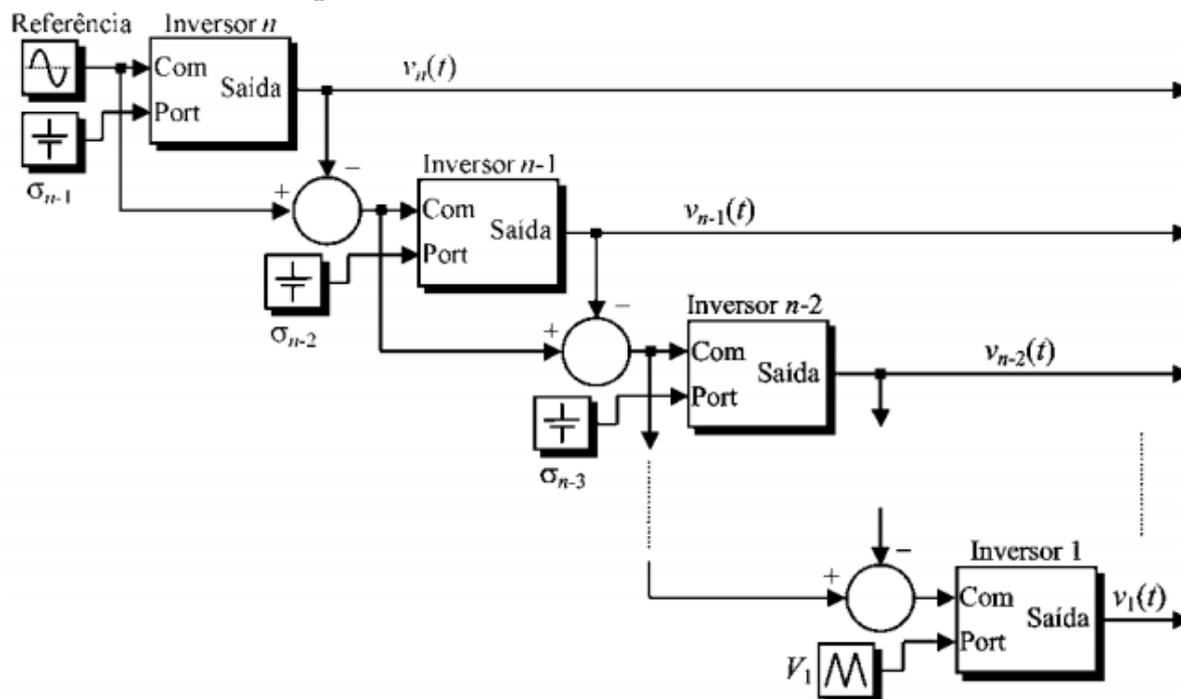
Os primeiros a proporem inversores multiníveis híbridos foram Manjrekar e Lipo, em 1998, em que foi proposto um equipamento que utiliza dispositivos de comutação diferentes de inversores convencionais e também com um sistema de controle diferenciado (RECH e GRÜNDLING e HEY e PINHEIRO, 2014).

A ideia básica de um inversor híbrido é a capacidade de suportar diferentes fontes de tensão de entrada, de sorte que os níveis de tensão também serão diferentes. A partir dessa premissa foi feita uma adaptação para os inversores com módulos H-bridge, utilizando GTO's (*Gate Turn-Off Thyristor*) e IGCT's (*Integrated gate-commutated Thyristor*), que são dispositivos semicondutores que têm a função de bloquear altos níveis de tensão, mas em

funcionam em baixa frequência de comutação. Aliado aos IGCT's e os GTO's são utilizados MOSFET's (*Metal-oxide-semiconductor Field-effect Transistor*) e IGBT's, que operam em altas frequências, mas suportam altos níveis de tensão. O resultado dessa combinação gerou um dispositivo de alta potência com um bom desempenho (RECH e GRÜNDLING e HEY e PINHEIRO, 2014).

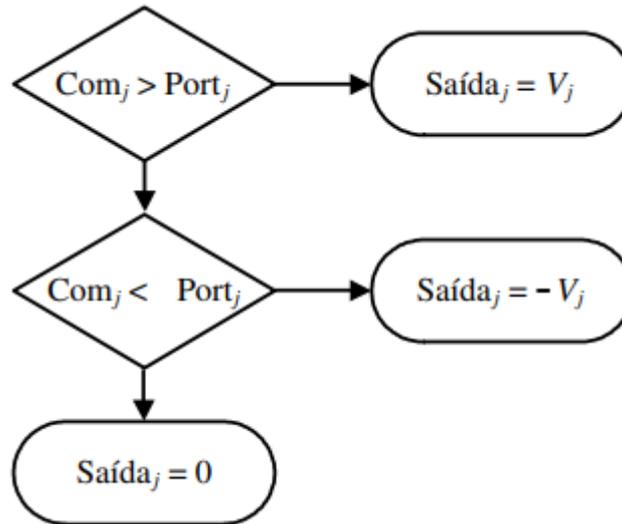
A estratégia de modulação de um inversor híbrido é mostrada na Figura 17, que mostra o circuito de controle dos dispositivos de chaveamento. Nesse circuito, o sinal de referência também é o sinal de comando do módulo de maior fonte de tensão. Este sinal é comparado com a soma de todas as fontes de tensão dos outros módulos de menor potência (σ_{n-1}). Na Figura 18, é mostrado que, quando o comando for maior, a tensão de saída vai ser positiva (V_n) e, se o comando for menor a tensão de saída, vai ser negativa ($-V_n$) a tensão de saída do inversor. Por fim, caso o circuito de controle não consiga identificar essa comparação entre o comando e a porta, a saída do inversor será zero. Com isso chega-se a uma forma de onda de tensão de saída senoidal para um sistema que suporta, em sua entrada, diferentes níveis de tensão (RECH e GRÜNDLING e HEY e PINHEIRO, 2014).

Figura 17 - Circuito de controle de um inversor híbrido.



(Fonte: IEEE, 2014)

Figura 18 - Esquema lógico do circuito de comando do inversor híbrido

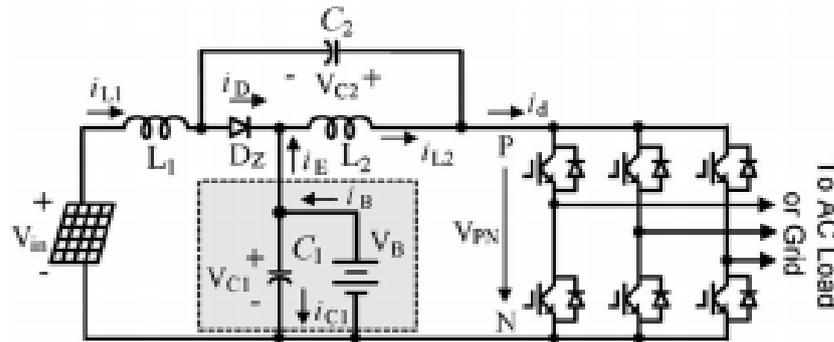


(Fonte: IEEE, 2014)

Outra topologia de inversor multinível que se destaca para os sistemas híbridos fotovoltaicos são os inversores Quazi Z-source, que podem ser tanto inversores de corrente como de tensão, mas para o caso de sistemas fotovoltaicos, o foco é em topologias de inversores de tensão, por terem uma maior facilidade de implementação, menor custo de construção. O circuito desses inversores proporciona o funcionamento do sistema ligado à rede, quando a tensão do arranjo fotovoltaico é maior que a tensão da carga, o diodo D_z do circuito fecha. Assim, a energia gerada pelo arranjo fotovoltaico é fornecida às cargas, carrega o banco de baterias V_B e o excedente é injetado na rede, mas o que diferencia essa topologia de inversão CC-CA é o seu funcionamento quando o nível de tensão no lado da geração é menor do que o lado da carga, nesse caso o diodo D_z vai ficar aberto entrando em funcionamento o banco de baterias que vai passar a alimentar as cargas prioritárias de acordo com as especificações de projeto que podem ser definidas com a programação dos inversores (PRIYADARSHI e PADMANABAN e IONEL e MIHET-POPA e AZAM, 2018).

Outra vantagem dos inversores Quazi Z-source com a topologia mostrada na Figura 19 é a durabilidade que ele proporciona às baterias. Como as baterias são descarregadas apenas quando há falha na rede ou em um dia de pouca geração, as baterias com poucos ciclos de descarga tendem a ter uma durabilidade maior (PRIYADARSHI e PADMANABAN e IONEL e MIHET-POPA e AZAM, 2018).

Figura 19 - Topologia Quazi Z-Source



(Fonte: Raghavendra Rajan Vijayaraghavan, 2017)

Os equipamentos inversores híbridos contam com funções de proteção que têm a função de proteger o equipamento. Os inversores híbridos contam com um dispositivo bloqueador CA/CC. O lado CA é utilizado para desconectar o equipamento da rede elétrica e o lado CC é utilizado para desconectar o inversor do banco de bateria ou do arranjo fotovoltaico, contudo, a utilização frequente do lado CA pode causar falhas no inversor, pois se trata de um componente para situações de descargas reversas no equipamento. Além dos bloqueadores, há também fusíveis para proteger o equipamento de descargas muito altas de correntes elétricas. Geralmente, os inversores indicam por sinalização luminosa quando o fusível está queimado, é importante sempre investigar a causa da queima deles a fim de descobrir qualquer falha no sistema (ATESS, 2020)

O projetista deve ser atento ao local e a forma de instalação do inversor. Colocar o inversor em local quente e pouco arejado causa a queda da eficiência global do equipamento. Além disso, o equipamento deve ser limpo de seis em seis meses, o inversor não pode ser colocado em local exposto ao sol e deve ser instalado na vertical. Tais ações podem aumentar a vida útil do equipamento e manter seu funcionamento regulado (ATESS, 2020).

A conexão com a rede é controlada por um SCR (*Silicon controlled Rectifiers*) conectado em antiparalelo que permite fazer uma conexão e desconexão rápida. Os inversores normais contam com um dispositivo estático que tem função de sincronização e monitoramento da rede. Contudo, esses dispositivos podem causar problemas na qualidade de energia quando há um largo distúrbio na rede elétrica, como, por exemplo, oscilações de tensão ou de corrente causados pela queda de um poste de sustentação do cabeamento ou até mesmo um raio que pode cair na rede elétrica. Contudo, o SCR é um dispositivo que produz um ilhamento no sistema até que as condições da rede voltem ao normal (ARNEDO e KROEBER, 2011).

Os principais objetivos de um inversor híbrido é fazer com que o sistema sempre opere de modo que forneça energia às cargas críticas, manter o banco de baterias em um ótimo estado de carga, atender padrões de frequência e tensão e

manter o sistema em níveis harmônicos adequados, quando a rede estiver funcionando e gerando em excesso, injetar energia na rede, de modo semelhante a geração distribuída, e com deficit de geração o sistema deve ser alimentado pela energia da rede (ARNEDO e KROEBER, 2011).

2.6.4 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

O efeito fotovoltaico foi descoberto por Becquerel, cientista Francês, em 1839, quando percebeu o surgimento de diferença de potencial nos eletrodos ao iluminar uma solução ácida. Em 1876, foi observado o mesmo fenômeno ao iluminar um dispositivo sólido de selênio. Contudo, somente em 1950, foram fabricadas as primeiras células fotovoltaicas. Com o desenvolvimento das tecnologias baseadas em materiais semicondutores, foram fabricadas a partir de lâminas de silício (CARNEIRO, 2010).

O Silício (Si) é o segundo material mais abundante no planeta e tem suas características de condutividade facilmente alteradas através da introdução de impurezas em sua rede cristalina. Esse elemento forma uma rede cristalina por conta dos quatro elétrons livres que se ligam aos vizinhos. Ao adicionar um átomo que tenha cinco elétrons livres na camada de valência como, por exemplo, o Fósforo (P) faz com que os elétrons dos dois elementos se associem. Esse elétron em excesso precisa de pouca energia para ser deslocado. Quando o Silício se associa com um átomo com três elétrons como, por exemplo, o Boro (B) faltará um elétron para fazer ligação. Esse elétron é chamado de lacuna e pode fazer ligação com qualquer outro elétron da rede cristalina (CARDIM, 2012).

O processo de inserção de um elemento em uma rede cristalina é chamado de dopagem. Em que o Fósforo é o elemento dopante N (doador de elétrons) e o Boro é chamado de dopante P (receptor de elétrons). Assim, forma-se a junção PN, que é a inserção, no silício puro, de uma camada de Boro em uma face e uma camada de Fósforo em outra face. Nessa junção, os elétrons se movimentam do lado N para o lado P. Esse movimento de elétrons faz com que o lado P fique negativamente carregado e o lado N fique positivamente carregado, pois os elétrons livres do lado N procuram as lacunas no lado P (CARDIM, 2012).

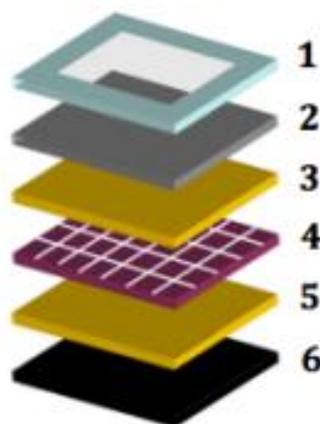
A principal característica dessa junção PN é a capacidade de deslocamento de cargas ao ser exposta a fótons (luz). Esse fenômeno é chamado de efeito fotoelétrico. Esse deslocamento de elétrons faz surgir uma diferença de potencial nos terminais da junção (CARDIM, 2012).

Os módulos têm que ser resistentes às variações das condições ambientais, nesse sentido, os módulos normalmente são embebidos numa película de etileno acetato vinilo (EVA), com isso o módulo fica mais resistente a esforços mecânicos, a agentes atmosféricos e a umidade. O EVA é um material flexível,

translúcido, não refletor de radiação solar e garante o isolamento elétrico entre as células (CARNEIRO,2010).

A Figura 20, ilustra as partes construtivas do módulo fotovoltaico. O componente número 1 é o caixilho que é um revestimento de alumínio que tem a função de dar suporte mecânico ao equipamento. O número 2 é uma placa de vidro temperado que permite a entrada de luz e protege as células contra impactos mecânicos. Os componentes 3 e 5 é o material de encapsulamentos feito de EVA que tem como maior função o isolamento elétrico e proporciona a passagem da radiação solar. O componente número 4 é a célula fotovoltaica de silício responsável por converter energia solar em energia elétrica. Por fim, o componente número 6 é responsável pelo isolamento do módulo da entrada água e gases, além de fazer o isolamento elétrico na parte posterior do módulo (CARNEIRO,2010).

Figura 20 - Componentes construtivos dos módulos fotovoltaicos.



(Fonte: Joaquim Carneiro, 2010)

Existem três tecnologias aplicadas para a produção de módulos fotovoltaicos, classificados em três gerações de acordo com seu material e suas características. A classificação por geração é dividida em três grupos: 1ª, 2ª, 3ª geração.

A 1ª Geração são os módulos de silício cristalino (c-Si), essa tecnologia se subdivide em silício monocristalino (m-Si) e silício policristalino (p-Si).

Os módulos monocristalinos são obtidos a partir de um único cristal, o que os tornam muito eficientes, contudo, são bem mais caros por conta de seu processo de fabricação. A rede cristalina dessa geração tem poucas imperfeições e é praticamente homogênea. Os módulos fotovoltaicos policristalinos (p-Si) possuem uma eficiência menor quando comparado ao monocristalino mesmo que os dois sejam fabricados pelo mesmo material. Isso acontece pois o policristalino é fundido e solidificado o que resulta em um bloco com grandes quantidades de grão e cristais, resultando em um maior número de defeitos. Por

isso, o custo dos módulos policristalinos é mais baixo comparado aos monocristalinos.

A 2ª Geração é composta pelos módulos de filmes finos, que são construídos a partir de uma ou mais camadas de material fotovoltaico depositado sobre um substrato (vidro, aço inoxidável, plástico, entre outros). O filme pode ser feito de silício amorfo (a-Si), disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS) e telereto de cádmio (CdTe). As grandes vantagens dos filmes finos são: seu menor custo, pois consomem mais matéria prima, menos energia para sua fabricação, reduzida complexidade na fabricação com processos automatizados simples, e por isso são construídos em larga escala. Contudo, sua destinação final é mais complicada pois há metais pesados em sua composição.

A 3ª Geração é definida pelo IEEE – Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos como os módulos que permitem uma utilização mais eficiente da luz solar. Dessa forma, a terceira geração deve ser altamente eficiente, possuir baixo custo/watt e utilizar materiais mais abundantes de baixa toxicidade. Os mais comuns que utilizam essa tecnologia são os módulos CPV (*concentrator photovoltaics*), os módulos DSSC (*Dry-sensitised solar cell*), as células orgânicas e as células híbridas. O CVP utiliza lentes para focar a luz do Sol e utiliza células de silício. Os DSSC são módulos sensibilizados por corantes e são compostos por materiais orgânicos e inorgânicos como o TiO₂. As células orgânicas são compostas por materiais poliméricos ou pequenas moléculas orgânicas. Por fim, as células híbridas são células que combinam silício cristalino com silício amorfo.

Na Tabela 2, é possível ver a comparação entre a primeira e segunda gerações de módulos fotovoltaicos. É notável que o potencial energético da primeira geração é bem maior. Contudo, a tendência é que o desenvolvimento das demais gerações diminua essa diferença e eventualmente até ultrapasse a primeira geração. O projetista responsável deve estar atento às dimensões de cada tecnologia a fim de estimar a área ocupada por seu projeto a também a resistência da estrutura que vai suportar o projeto.

Tabela 2 - comparação entre a 1ª Geração e 2ª Geração de módulos fotovoltaicos.

Tipo de Módulo	Silício Cristalino	Filmes Finos		
		a-Si	CdTe	CIGS
Peso por Módulo (Kg)	5 a 28	11,7 a 20	9 a 15	10,2 a 20
Capacidade	10 a 450 Wp ou mais	60 a 120 Wp		

Tamanho (m²)	1,4 a 2,5	1,4 a 5,7	0,6 a 1,0
--------------------------------	-----------	-----------	-----------

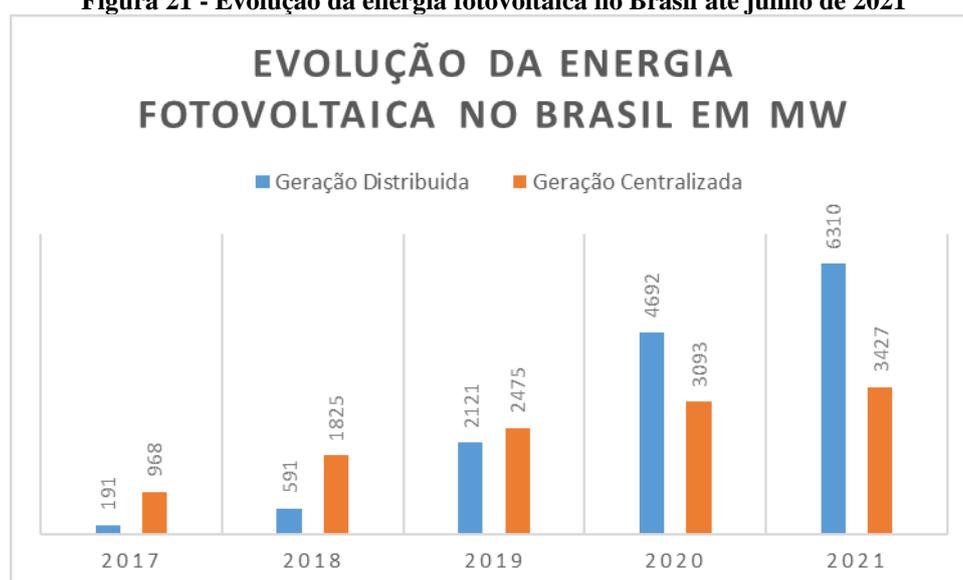
(Fonte: Origo Solar, 2020)

2.6.4.1 RECICLAGEM DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

A energia solar vem crescendo muito nos últimos anos, como é possível ver na Figura 21, o Brasil chegou ao patamar de 1 GW de potência instalada entre gerações distribuídas e centralizadas, isso leva à reflexão da quantidade de material que essa indústria deve gerar e além disso qual a destinação desse lixo. Observa-se que após o ciclo de vida útil dos módulos fotovoltaicos (cerca de 25 anos), os materiais a serem descartados por essa indústria são considerados lixo eletrônico (ORIGO SOLAR, 2021).

Atualmente, a tecnologia de módulos mais utilizadas são os de 1ª Geração, as 2ª e 3ª gerações não são muito utilizadas pois em sua construção há elementos altamente tóxicos (Cd, Se, Te). Nesse contexto, é preciso entender que a maioria dos resíduos gerados pela indústria fotovoltaica será dos módulos de 1ª Geração (JOANA PAULI, 2016).

Figura 21 - Evolução da energia fotovoltaica no Brasil até junho de 2021



(Fonte: Origo Solar, 2021)

O grande problema dos resíduos gerados provenientes dos módulos fotovoltaicos é que normalmente esses equipamentos não são descartados adequadamente e conseqüentemente acabam não recebendo o tratamento correto. Com isso, os impactos negativos provenientes do não tratamento correto desse lixo são: lixiviação do solo pelo chumbo e cádmio, paridade de recursos como o vidro e o alumínio (JOANA PAULI, 2016).

Na Tabela 3, é possível observar quais materiais compõem os módulos e suas respectivas concentrações na sua construção, saber a composição dos módulos é muito importante, pois no processo de reciclagem ou reutilização há

um primeiro passo de separação e para cada componente há uma destinação específica (VÉRONIQUE MONIER, 2011).

Tabela 3 - Composição dos módulos de 1ª e 2ª geração.

Material	Silício Cristalino	Filmes Finos		
	c-Si	a-Si	CdTe	CIGS
Vidro	74%	90%	95%	85%
Alumínio	10%	< 1%	< 1%	12%
Silício	3%	< 0,1%	0%	0%
Polímeros	6,50%	10%	3,50%	6%
Zinco	0,12%	<0,1	0,01%	0,12%
Chumbo	< 0,1%	< 0,1%	< 0,01%	< 0,1%
Cobre	0,60%	0%	1%	0,85%
Índio	0%	0%	0%	0,02%
Selênio	0%	0%	0%	0,03%
Telúrio	0%	0%	0,07%	0%
Cádmio	0%	0%	0,07%	0%
Prata	<0,006%	0%	< 0,01%	0%

(Fonte: Véronique Monier, 2011)

O chumbo é um metal altamente tóxico, com elevado potencial de acumulação no meio ambiente. Ao entrar no corpo humano, o chumbo se distribui por todo o corpo se depositando na corrente sanguínea, podendo se acumular nos ossos, no sistema nervoso, imunológico, reprodutor, cardiovascular e renal. Quando o chumbo se encontra no meio ambiente os ecossistemas demonstram uma gama de efeitos adversos, que são: perda da biodiversidade, diminuição das taxas de reprodução em plantas e animais e efeitos neurológicos em vertebrados. Há aproximadamente 12,67g de chumbo em um módulo da 1ª Geração, com a produção em larga escala da indústria, a

tendência é o crescimento cada vez maior da lixiviação do chumbo (VÉRONIQUE MONIER, 2011).

Assim como o chumbo o cádmio tem alto potencial acumulativo e também é considerado extremamente tóxico, sua meia-vida biológica é de 30 anos. Esse metal é muito tóxico e tem propriedades cancerígenas e alta capacidade e acumulação no corpo humano. A lixiviação do cádmio é causada pelo descarte inadequado dos módulos de 2ª geração, em um módulo que pese 12 kg tem-se, aproximadamente, 4,6 g de cádmio (VÉRONIQUE MONIER, 2011).

Nesse contexto, é notável que há vários desafios para que a energia solar se torne realmente uma energia limpa. A melhor solução para esse problema diz respeito à reciclagem e à reutilização para reinserir esses resíduos como matéria-prima na cadeia produtiva dos equipamentos, essa solução gera redução de custos e aumento da competitividade dos novos produtos e poupam as fontes convencionais de matéria-prima (VÉRONIQUE MONIER, 2011).

O processo de movimentação dos produtos da sua destinação final típica para outro ponto, com o propósito de capturar valor ou enviá-lo para seu destino adequado é chamado de logística reversa. As atividades da logística reversa incluem: processar a mercadoria danificada, recomposição, *recall*, reciclar materiais de embalagens, recondicionar, remanufaturar e reformar. Esse processo de gerenciamento de resíduos faz com que os resíduos da indústria fotovoltaica diminuam ou sejam eliminados do meio ambiente. Além disso, há uma contribuição significativa para a diminuição da utilização de recursos não renováveis (JOANA PAULI, 2016).

Contudo, antes de focar na logística reversa é necessário ter uma análise do ciclo de vida do produto, pois é preciso pensar que o ciclo não termina com a entrega do produto ao seu cliente final. Assim, é necessário que os produtos obsoletos, danificados ou que não funcionem retornem ao ponto de origem, para serem reaproveitados ou descartados adequadamente (JOANA PAULI, 2016).

Na Figura 22, é mostrado o esquema do ciclo de vida de um equipamento qualquer por meio da ótica da logística reversa. Nesse contexto, o ciclo se inicia na indústria com a fabricação do equipamento, posteriormente o equipamento é distribuído pelo comércio que, por sua vez, vende para o consumidor. No momento da venda para o consumidor é importante que o comércio informe ao comprador da necessidade do descarte correto dos equipamentos quando estiverem obsoletos ou danificados, pois o próximo passo do ciclo de vida, que é a entrega do equipamento inutilizado de volta ao comércio, é o que tem maior problema de destinação correta. O comércio deve devolver à indústria os equipamentos obsoletos que foram recolhidos dos compradores. As indústrias, por sua vez, têm a missão de dar a destinação correta ao equipamento. O que não pode ser reciclado ou reaproveitado deve ser destinado aos locais de

descarte ambientalmente corretos, já os produtos que podem ser reaproveitados de alguma forma devem ser processados e reutilizados no ciclo produtivo. É interessante que as indústrias tenham dentro de seus estabelecimentos, processos bem definidos de reciclagem e reutilização, para que elas não precisem terceirizar esse processo visando uma maior vantagem econômica no processo (MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE, 2018).

Figura 22 - Esquema e ciclo de vida e logística reversa.



(Fonte: Ministério do Meio Ambiente, 2021)

O produto quando entra na logística reversa passa por quatro processos. Primeiramente, há a coleta e, em seguida, há a inspeção, seleção e classificação. A partir disso, acontece a recuperação direta e finalmente a redistribuição (MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE, 2018).

A coleta é o processo de recolhimento e deslocamento dos produtos usados e obsoletos até o ponto de recuperação. Os produtos que vão chegando são avaliados e dada a destinação que maximiza o seu valor (MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE, 2018).

A recuperação direta engloba o reuso, revenda e redistribuição. O reuso é o ato de reaproveitar os produtos que retornam sem nenhum processo. A revenda é a disponibilização do produto em um mercado secundário sem que haja processamento desse produto. A redistribuição é a realocação dos produtos para um processo de tratamento para elevar seu valor (MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE, 2018).

O reprocessamento envolve os processos de reparo, polimento, reciclagem, remanufatura e restauração. Esses processos dão ao produto reprocessado maior qualidade e ampliamiento de funções. Finalmente, esses produtos processados são redistribuídos para novos usuários de forma que retornam os ciclos de vida no qual eles já fizeram parte (MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE, 2018).

O processo de reciclagem dos módulos fotovoltaicos consiste na separação dos equipamentos em partes. A reciclagem é o principal processo de recuperação de produtos e que inspira maior interesse nos produtores industriais. O processo de reciclagem pode ser separado nas seguintes etapas: Coleta, desmontagem e deslaminação, separação, purificação, reutilização e valorização (JOANA PAULI, 2016).

Após a coleta que já foi explicada anteriormente, há a desmontagem e deslaminação. Esse processo consiste na separação do módulo em cada uma de suas partes, ao final desse processo deve-se ter a moldura de alumínio, o vidro, plástico, metais e as células. O resultado de cada produto da separação e deslaminação é tratado da forma mais adequada dentre as opções de separação, purificação ou reutilização (JOANA PAULI, 2016).

O alumínio é purificado com vários métodos de purificação, dessa forma ele volta ao seu estado inicial e está pronto para venda ou reuso na indústria fotovoltaica que é o processo de valorização. O vidro normalmente é reciclado passando por um processo de trituração, com essa forma homogênea é possível aumentar as possibilidades de valorização desse produto, pois é como se voltasse a sua forma mais primitiva, desse modo o vidro é destinado a venda no comércio ou até mesmo retornar à indústria fotovoltaica. O plástico sofre um processo semelhante ao do vidro, de forma que ele fique em grânulos, e dessa forma primitiva pode ser valorizado na venda ao comércio ou retorno a indústria fotovoltaica. Os outros metais que compõem os módulos sofrem um processo de purificação semelhante ao do alumínio e retornam ao mercado para venda ou reutilização na indústria. As células de silício sofrem um processo de separação no qual há como produto silício, vidro e metais. Com o vidro e os metais existem os mesmos processos citados anteriormente, já com o silício há um processo de reciclagem próprio para que ele retorne ao comércio (JOANA PAULI, 2016).

O processo de separação do vidro do silício é um processo térmico chamado pirólise. Nos módulos de filmes finos, a separação acontece por meio da imersão dos materiais em reagentes químicos separadores. O processo de reciclagem dos materiais semicondutores se resume a separá-los dos eletrodos negativos e positivos por meio de reagentes químicos e posteriormente serem reaproveitados (JOANA PAULI, 2016).

Outra forma de fazer a reciclagem de módulos fotovoltaicos é a trituração de todos os componentes envolvidos na construção do módulo. As frações do equipamento triturados podem ser reaproveitadas em várias indústrias, por exemplo, costuma-se utilizar o vidro triturado para a fabricação de isolantes térmicos nas indústrias de espuma ou na fabricação de fibra de vidro. O polímero de EVA pode ser utilizado na geração de energia térmica através de sua queima, que é o conceito de *Waste-to-energy* (Wte) que significa a geração de energia através do tratamento de resíduos. A segunda etapa dessa reciclagem é a separação do material encapsulante do vidro. Para essa etapa só há processos para módulos de segunda geração. Essa etapa consiste na utilização de processos térmicos e mecânicos assim como na primeira possibilidade de reciclagem (JOANA PAULI, 2016).

Estima-se que esses processos e reciclagem de módulos de primeira geração conseguem recuperar mais de 85%, enquanto para módulos de segunda geração é possível alcançar um patamar de 90% de recuperação do vidro e 95% de recuperação do material semiconductor (JOANA PAULI, 2016).

Por fim, é possível notar que o processo de reciclagem dos produtos da indústria fotovoltaica pode ser muito vantajoso para vários setores da economia e também para o meio ambiente. Os vários processos que são envolvidos na reciclagem geram empregos e circulação de renda, já a reutilização e a destinação correta retiram os metais pesados e poluentes do meio ambiente. Alguns fatores facilitam e viabilizam a implantação da reciclagem. Primeiramente, há a determinação da localização na qual devem descartadas devem ser próximos dos locais de reciclagem, isso facilita o transporte de resíduos tornando o processo mais célere. A viabilidade econômica é outro fator determinante da implantação de projetos de reciclagem e reutilização, uma vez que a vantagem econômica dá rumo ao mercado. Para isso, é preciso investir em tecnologias que tornem os processos mais simples e baratos. Além disso, é preciso que haja incentivo fiscais para empresas que reciclam e utilizam produtos reciclados. Paralelamente ao desenvolvimento tecnológico dos processos é preciso haver um aumento na mão de obra qualificada para garantir o aproveitamento adequado dos resíduos. A legislação é outro ponto importante na reciclagem pois o provimento de normas técnicas a serem utilizadas no processo e também legitimam a fiscalização dos processos (JOANA PAULI, 2016).

2.7 CONCLUSÕES

Como observado, o que se deve entender primeiramente é a estrutura de um sistema fotovoltaico híbrido, que se inicia com uma unidade geradora, que, para o caso desse trabalho, será fotovoltaica, mas poderia ser qualquer conjunto de fontes que gere energia em CC. A partir do tipo da onda gerada pela fonte de energia é necessário utilizar o equipamento correto que podem ser os inversores

CC-CA ou a combinação de um conversor CA-CC com um inversor CC-CA, que são os chamados sistemas em dois estágios.

Os inversores utilizados nesses sistemas são os inversores híbridos que contam com sistemas de controle que permitem uma troca entre uma operação ligada à rede e uma operação ilhada (não de modo simultâneo), sendo alimentado por baterias em caso de baixa geração. Nesse contexto, é preciso observar dentre as várias tecnologias de baterias e de módulos fotovoltaicos, às quais melhor se adequam as exigências de projeto. Nesse capítulo, foram apresentadas todas as vantagens e desvantagens de cada tecnologia, assim como quais características devem ser levadas em conta de acordo com sua importância.

A indústria fotovoltaica vem crescendo significativamente e nos próximos anos as estimativas do lixo gerado atualmente pode causar uma degradação ambiental significativa, pois muitos dos equipamentos que são utilizados nesses sistemas contêm materiais pesados em sua composição e a deposição desses resíduos no solo é mais degradante e pode ocasionar em crises de saúde humana e degradação da fauna e flora.

Atrelado a isso, é preciso ter a consciência ambiental do lixo gerado pela indústria que fabrica esses equipamentos, que deve se aplicar a todo o ciclo de vida dos produtos (produção, utilização e descarte com a devida reciclagem). Nesse sentido, foi feito um estudo minucioso das consequências do depósito desses materiais no meio ambiente e também foram apresentadas as possibilidades de tratamentos desses resíduos e o correto descarte, gerando um ciclo de reciclagem e reaproveitamento rentável e limpo.

3 MATERIAIS E MÉTODOS

3.1 SYSTEM ADVISOR MODEL (SAM)

É um software livre que possibilita a análise detalhada do desempenho energético e financeiro de sistemas de energias renováveis. O aplicativo é amplamente utilizado, sendo iniciado uma vez a cada 2 minutos no mundo, recebe 8 milhões de acessos por mês, tem, aproximadamente, 130 mil usuários em mais de 190 países (NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY, 2017).

O SAM se destina a vários grupos de usuários. Desenvolvedores e engenheiros o utilizam para comparar tecnologias e estimar custos dos sistemas projetados, os agentes públicos e políticos podem utilizá-los para fazer estimativas sobre o impacto das suas legislações, estudantes podem utilizá-lo para aprenderem mais sobre energias renováveis e explorar estruturas financeiras desses sistemas (NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY, 2017).

O software oferece um modelo financeiro detalhado de vários setores do mercado combinado com o modelo de desempenho. O SAM proporciona um bom detalhamento das baterias com modelos que incluem características de tensão e ciclos de degradação (NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY, 2017).

É possível modelar vários tipos de sistemas nesse aplicativo como: sistemas fotovoltaicos de pequeno porte ou grandes sistemas conectados à rede, sistemas de armazenamento de baterias e com íons de lítio ou chumbo ácido, sistemas de energia eólica de turbinas individuais ou parques eólicos, geração de energia através de ondas e das marés, aquecimento solar de água, células a combustível, Geração geotérmica, dentre outras formas de energias renováveis (NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY, 2017).

Os modelos financeiros do SAM são para projetos residenciais, nos quais a fonte de energia renovável se destina ao abatimento de fatura, portanto, a geração se localiza dentro da unidade consumidora. Contudo, os modelos financeiros simulados também podem ser feitos para projetos com contrato de compra de energia em determinado local conectado à rede, e o projeto adquire receita através da venda de pacotes de energia. É importante salientar que os modelos financeiros do SAM são feitos em dólar, então o projetista deve fazer os devidos ajustes de câmbio de uma moeda para outra com a finalidade de obter um modelo mais consistente (NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY, 2017).

O processo de projeto no SAM é metódico e segue um passo a passo específico no qual o usuário primeiro deve inserir as características climáticas do local onde ele quer simular o sistema, depois deve definir os aspectos do sistema como: potência instalada, tipo de inversor, sistema de armazenamento de energia, a disposição dos módulos e das baterias e, por fim, o usuário deve definir as perdas do sistema. Com essas informações, o aplicativo já consegue fazer uma estimativa da produção elétrica. Contudo, para ter uma estimativa financeira devem ser inseridas informações de custos de implantação do sistema, compensações e incentivos fiscais se estes existirem (NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY, 2017).

3.2 METODOLOGIA

Para o desenvolvimento desse trabalho com seus dimensionamentos e simulações, foram unidas técnicas de projeto de sistemas fotovoltaicos *on-grid* e *off-grid*, consolidadas no manual de engenharia do CRESESB aliadas às técnicas de projeto de sistemas híbridos consolidadas em artigos científicos.

Para o dimensionamento do sistema, o primeiro passo será a avaliação do padrão de consumo da unidade consumidora. Isso foi obtido a partir da fatura mensal de energia (de maio de 2020 a maio de 2021) de uma fazenda produtora de leite que conta com uma máquina condicionadora de leite que precisa ficar ligada ininterruptamente.

A próxima etapa é a avaliação do recurso solar. O software SAM disponibiliza em seu processo de simulação a possibilidade de definir os parâmetros de irradiação solar colocando as coordenadas do local onde se planeja instalar o projeto.

Com esses procedimentos é possível iniciar o dimensionamento da potência do arranjo fotovoltaico. Para escolha dessa potência é feito o dimensionamento tanto para sistema *on-grid* como para o *off-grid* de acordo com o manual de engenharia do CRESESB, e a partir desses resultados será definida uma potência para o arranjo que suporte o consumo desta unidade.

Para a definição do tipo módulo utilizado, foi feita uma análise dos dados disponíveis para os diferentes módulos predefinidos para simulação no SAM. Foi escolhido um módulo com características que se adequam da melhor maneira, da mesma forma que foi feito para os módulos fotovoltaicos é feita a escolha do inversor híbrido disponível no banco de dados do SAM que mais se adequou à potência dimensionada do arranjo.

Definidos os equipamentos da simulação e dimensionado a potência do arranjo deve-se definir como será a disposição dele, quantidade de módulos em série em cada MPPT do inversor, no *software* é possível que o usuário modifique a quantidade de MPPT's do inversor de forma que o projetista possa testar várias condições de simulações.

É feito o dimensionamento do sistema de condicionamento de energia do sistema híbrido. Para essa parte do trabalho foram unidas técnicas de dimensionamento levantadas como possibilidades em artigos científicos e também a técnica de dimensionamento de bancos de baterias do CRESESB. A capacidade do banco de baterias em um sistema híbrido varia de acordo com a confiabilidade da rede elétrica, nesse caso, uma rede elétrica menos confiável precisa de um banco de baterias maior e uma rede mais confiável precisa de um banco de baterias menor. Com as informações é possível também estimar as seções e comprimentos dos cabamentos que serão utilizados no sistema que será simulado.

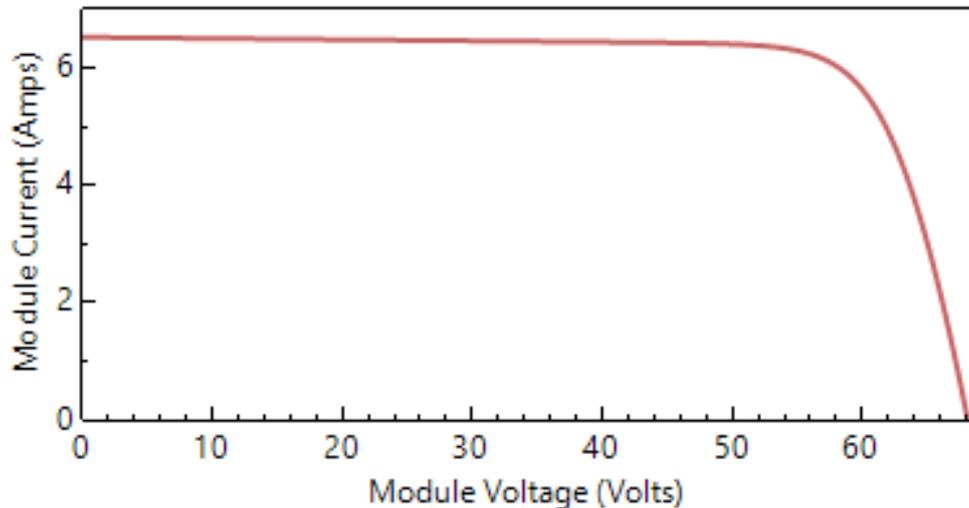
Com o sistema a ser instalado devidamente dimensionado é feita a estimativa de custos do sistema, para isso foram feitas pesquisas, para cada equipamento, em *sites* especializados em vendas de equipamentos para sistemas fotovoltaicos e, para que a simulação dos custos do sistema seja feita no SAM, é necessário fazer a estimativa em dólar dos valores, assim foi predefinido um valor do dólar (cotação de agosto de 2021) frente ao real para que a estimativa seja a mais apropriada possível.

Todos os resultados dimensionados serão colocados no SAM de forma metódica para que se obtenha o resultado das simulações sem nenhuma falha e, por fim, será feita uma análise de cada resultado exposto pelo software e fazer uma avaliação sobre a viabilidade técnica e econômica de implantação do sistema em um contexto real.

3.3 MÓDULO FOTOVOLTAICO

Será definido para esse sistema um módulo fotovoltaico da marca *SunPower*, modelo SPR-X21-350-BLK-E-AC, que tem potência de pico de 350,10 Wp, tensão de máxima potência de 57,3 V_{dc} e corrente máxima de 6,1 A_{dc}, com esses dados é possível estimar o número de módulos a serem utilizados no sistema, ao se dividir a potência do sistema pela potência do módulo que será utilizado no projeto. Na Figura 23, é mostrado o gráfico I-V do módulo utilizado no projeto. Essa figura mostra que esse módulo tem um bom funcionamento entre uma larga faixa de tensão (de zero a 50 volts, aproximadamente), o que é esperado de um módulo fotovoltaico de qualidade elevada.

Figura 23 - Gráfico I-V do módulo.
SunPower SPR-X21-350-BLK-E-AC



(Fonte: System Advisor Model, 2020)

Na Tabela 4, são mostrados os dados do *datasheet* do módulo fotovoltaico a ser utilizado no projeto. Esses dados são importantes para se definir o número máximo de módulos em série e em paralelo de acordo com os limites do inversor.

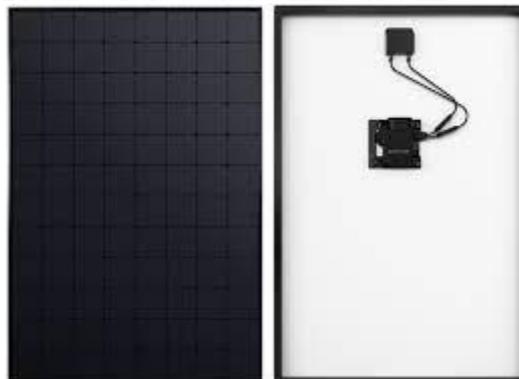
Tabela 4 - Dados do *datasheet* do módulo fotovoltaico

Eficiência Nominal	21,47 %
Potência de Pico (Wp)	350,10 W _{dc}
Tensão de Máxima Potência (V _{mp})	57,3 V _{dc}
Corrente de Máxima Potência (I _{mp})	6,1 A _{dc}
Tensão de Circuito Aberto (V _{oc})	68,2 V _{dc}
Corrente de Curto Circuito (I _{sc})	6,5 A _{dc}
Coefficiente de Temperatura da Tensão T _c (V _{oc})	-0,282 %/°C = -0,0192 V/°C
Coefficiente de Temperatura da Corrente T _c (I _{sc})	0,035 %/°C = 0,002 A/°C
Coefficiente de temperatura para Potência Máxima	-0,331 %/°C

(Fonte: SunPower, 2020)

É possível notar que se trata de um módulo monocristalino que tem uma eficiência e 21,47%. Ao escolher o módulo, o projetista deve estar atento às características do *datasheet* para escolher o melhor equipamento que se adeque ao seu projeto. Na Figura 24 é mostrado uma imagem do módulo retirada do *site* da fabricante.

Figura 24 - Módulo fotovoltaico monocristalino da SunPower



(Fonte: SunPower, 2021)

3.4 INVERSOR UTILIZADO NO PROJETO

Para escolha de inversores em um projeto fotovoltaico é importante que ele tenha uma alta taxa de eficiência em toda faixa de operação. É necessário observar a máxima corrente, máxima tensão e a potência do inversor. A somatória das tensões de circuito aberto dos módulos em série não pode ser maior que a tensão máxima suportada pelo inversor. A soma das correntes de curto-circuito dos módulos em paralelo não pode ser maior que a corrente máxima suportada pelo inversor. Para escolha da potência do inversor é interessante usar uma potência igual ou superior à potência gerada pelo arranjo fotovoltaico.

Para o sistema em questão, fez-se a escolha do inversor híbrido da *SolarX Power Network Technology* (Zhe Jiang) Co- Ltd, modelo A1-Hybrid-8.6-US para sistemas de 240 V_{ca}. Esse inversor tem potência de 9013,82 W_{dc}, tensão máxima de entrada de 500 V_{dc} e corrente máxima de entrada de 23,78 A_{dc}. Na Tabela 5, são relacionados todos os dados do *datasheet* do inversor que será utilizado no projeto.

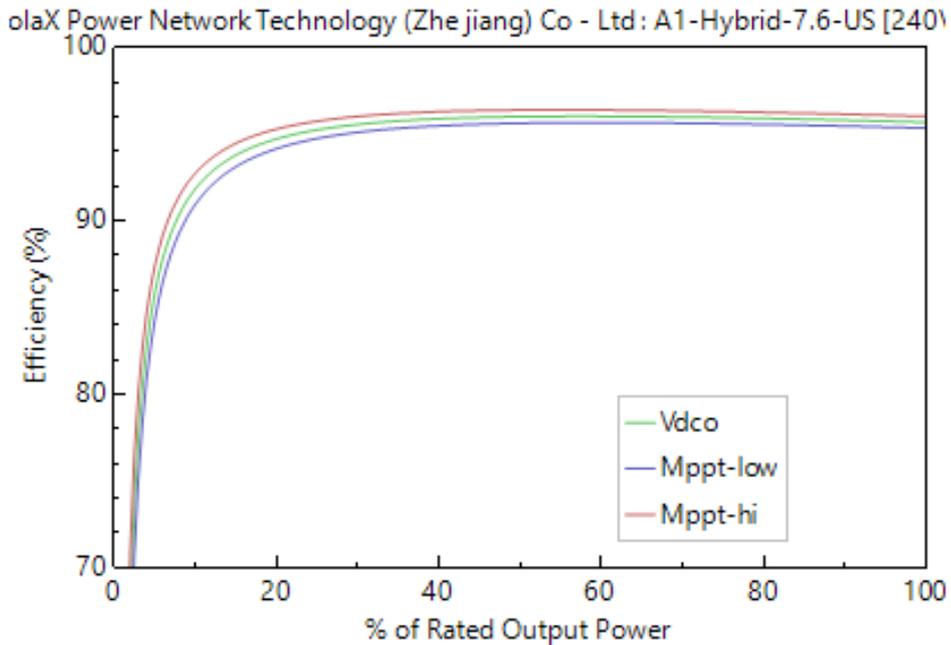
Tabela 5 - *Datasheet* do inversor utilizado no projeto.

Eficiência	95,73%
Potência Máxima AC	9013,83 W _{dc}
Tensão AC Nominal	240 V _{ac}
Tensão DC Máxima	500 V _{dc}
Corrente Máxima DC	23,78 A _{dc}
Tensão DC MPPT Mínima	258 V _{dc}
Tensão DC MPPT Máxima	500 V _{dc}
Tensão DC Nominal	379 V _{dc}
Número de MPPT's	3

(Fonte: SolarX, 2020)

A Figura 25 mostra o comportamento da eficiência global do inversor quando relacionado com a porcentagem de potência de saída que é suportada pelo inversor. No gráfico há a tendência de estabilização da eficiência em torno de 95%, para uma determinada faixa de potência percentual em relação à nominal. Esse comportamento contínuo da eficiência na faixa de 20% a 100% da potência de saída é o comportamento esperado de um bom inversor híbrido.

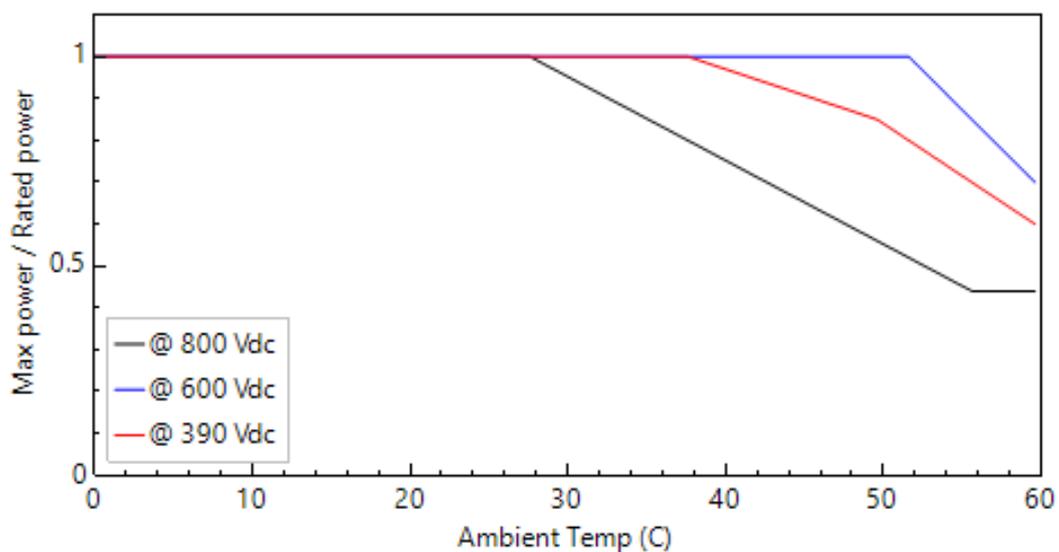
Figura 25 - Gráfico de eficiência do inversor híbrido.



(Fonte: System Advisor Model, 2020)

Na Figura 26, é possível analisar no gráfico que o aumento da temperatura faz com que a razão entre a potência máxima e a potência fornecida diminua. Isso se trata de um mecanismo de proteção comum nos inversores para que eles não tenham problemas de sobreaquecimento, outro ponto que é interessante analisar é que esse mecanismo de proteção atua de acordo com a tensão de operação sendo que para maiores tensões o aumento de temperatura pode ser mais degradante, portanto, o mecanismo de proteção atua de maneira mais rápida.

Figura 26 - Máxima potência entregue de acordo com a temperatura ambiente.

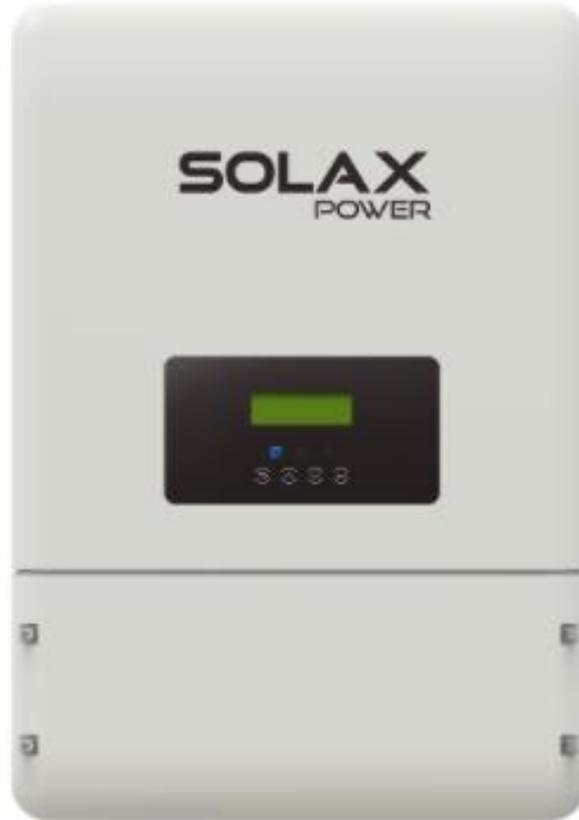


(Fonte: System Advisor Model, 2020)

Na Figura 27, é possível observar o inversor que será utilizado no projeto, esse equipamento tem uma interface que mostra informações da geração. Esse

equipamento pode ser conectado a internet para que as informações de geração e funcionamento possam ser acessadas remotamente pelo usuário. Ele suporta desequilíbrios na saída, possui uma plataforma de inteligência artificial que possibilita guardar dados de falhas na rede e adaptar o funcionamento de forma mais rentável e pode ser controlado a distância através de um controle remoto.

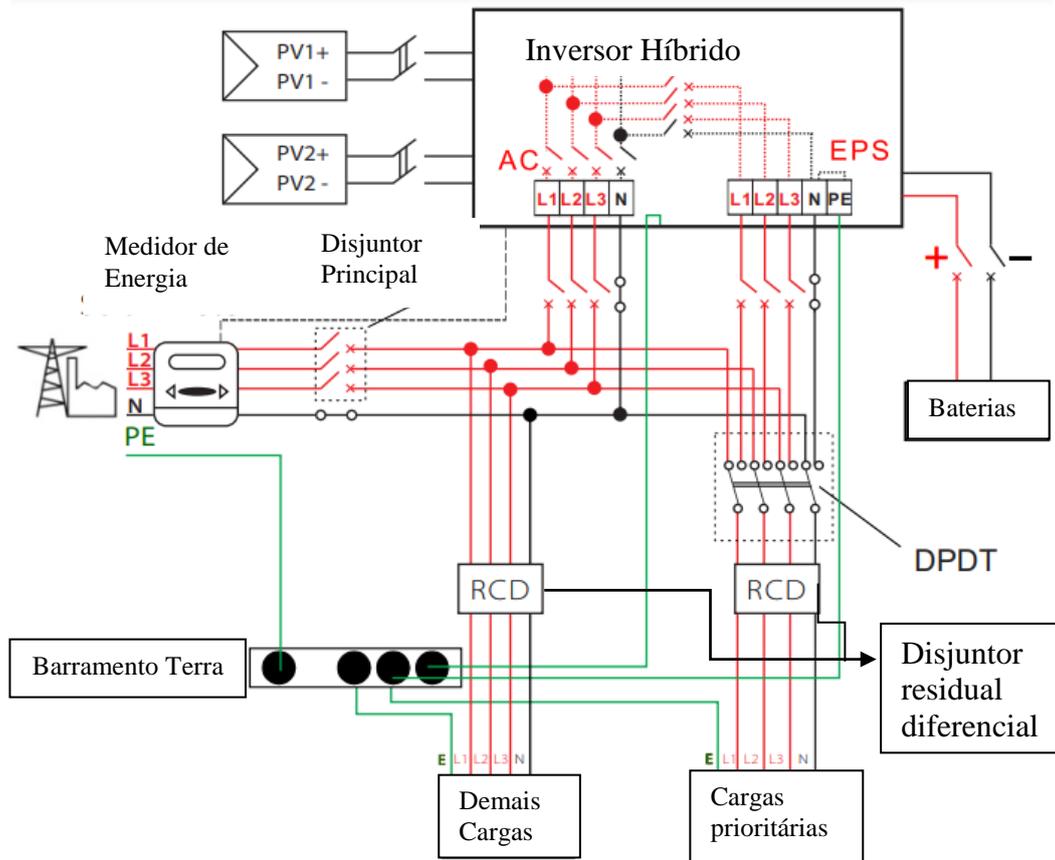
Figura 27 - Inversor A1-Hybrid-8.6-US da Solar X.



(Fonte: SolarX, 2021)

Na Figura 28, é possível visualizar o diagrama unifilar do inversor da SolarX. Esse esquema foi retirado do manual de instalação do equipamento. Por ser de caráter gráfico mostra um esquema com dois MPPT's. Nesse esquema é possível verificar as entradas do inversor onde serão conectadas as cargas do sistema, ou seja, as prioritárias do esquema de ligação à rede elétrica. Também é apresentado o esquema de ligação dos dispositivos condicionadores de energia, bem como onde devem ser colocados os dispositivos de proteção para a segurança do inversor e das cargas.

Figura 28 - Diagrama unifilar de entradas do inversor

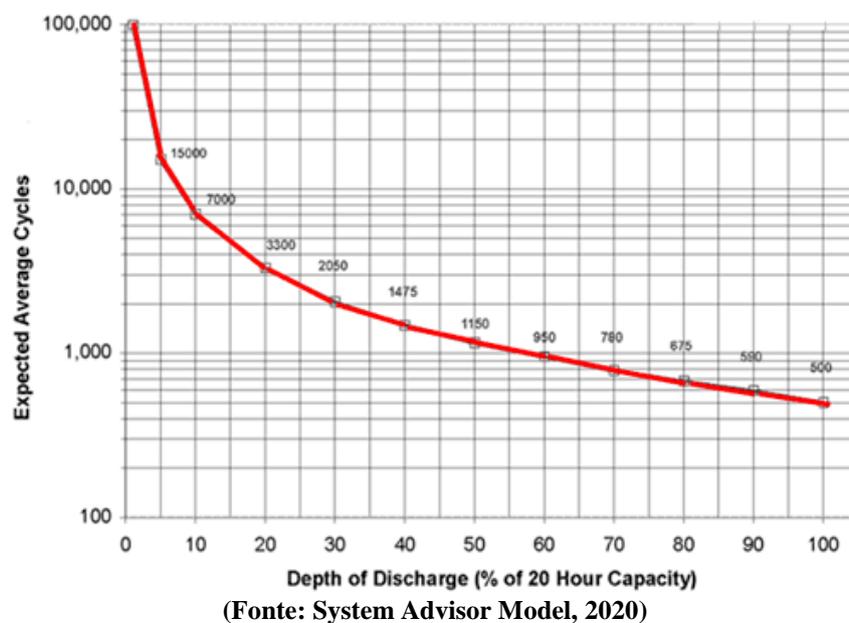


(Fonte: SolarX, 2021)

3.5 BATERIAS UTILIZADAS NO SISTEMA

O SAM não disponibiliza modelos de células armazenadoras de energia vendidas no mercado da mesma forma que são disponibilizados para inversores ou módulos fotovoltaicos. Contudo, o SAM disponibiliza para o simulador uma gama de tecnologias de baterias para utilizar no projeto. Isso já é suficiente para o projetista que deseja definir a melhor tecnologia para seu projeto, uma vez que as características internas das baterias não mudam muito de uma marca para outra. Para o sistema em questão, serão utilizadas baterias de lítio que têm uma profundidade de descarga de, aproximadamente, 80% e sua tensão nominal é de 48 V.

Figura 29 - Gráfico da profundidade de descarga da bateria utilizada no sistema.



Na Figura 29, é mostrada a relação da degradação (como escrito na parte superior do gráfico) das baterias e sua eficiência (como escrito no lado esquerdo do gráfico) para diferentes profundidades de descargas. É possível notar que as baterias de lítio mantêm uma boa capacidade efetiva com um grande número de ciclos para descargas menos profundas. Por outro lado, quando as baterias de lítio são submetidas a ciclos muito profundos, a tendência é que elas percam a sua capacidade e tenham uma vida útil (mostrado na parte inferior do gráfico) bem menor. Nos sistemas híbridos, as descargas não são muito profundas e os ciclos são de acordo com a disponibilidade da rede elétrica.

3.6 CONCLUSÕES

É possível ver que o *software* SAM tem todas as características necessárias para executar uma simulação e um sistema fotovoltaico híbrido proporcionando um relatório minucioso com perspectivas de geração de energia e perspectivas de rentabilidade futura do projeto, assim é possível ao projetista fazer uma análise completa do seu projeto. Com uma metodologia de projeto consistente pautada em técnicas consolidadas em artigos científicos foi possível fazer uma proposta de projeto para sistemas híbridos apresentado no capítulo 4.

Para escolha dos componentes da simulação, foi feito um estudo minucioso para que os resultados se aproximassem ao máximo da realidade. Com isso foram obtidos dados de cada componente em seus respectivos *datasheets* de forma a possibilitar o dimensionamento proposto no capítulo seguinte. O SAM disponibiliza um banco de dados com vários tipos de equipamentos que facilitam as etapas do serviço de dimensionamento e simulação.

Os módulos fotovoltaicos devem ser escolhidos de acordo com os dados do *datasheet* e suas características de resistência. Os principais dados do *datasheet* do módulo fotovoltaico são sua potência, eficiência, tensão de circuito

aberto, corrente de curto-circuito e os coeficientes de temperatura, além da tensão e corrente no ponto de máxima potência. A potência e a eficiência dizem respeito à qualidade do módulo, à tensão de circuito aberto e à corrente de curto-circuito, as quais devem ser observadas para a disposição do arranjo e não ultrapassar os limites da entrada do inversor, os coeficientes de temperatura dizem respeito à influência da temperatura nas correntes e tensões do equipamento e devem ser observadas para que em momento de altas ou baixas temperaturas os limites do inversor não sejam ultrapassados.

Os inversores, assim como os módulos, têm seus dados mais importantes expressos no *datasheet*. Normalmente, se busca um inversor com uma alta eficiência, contudo, em termos de projeto, os dados mais importantes são referentes aos limites de entrada do inversor que são: a tensão máxima CC e CA, corrente máxima CC e CA, assim como sua potência máxima. Esses parâmetros referentes aos limites de entrada do inversor que influenciam diretamente na disposição do arranjo fotovoltaico. Ultrapassar esses limites pode significar uma menor eficiência do equipamento e uma maior degradação por conta da sobrecarga.

As baterias devem ser escolhidas levando em conta a tecnologia, cada uma tem suas respectivas vantagens e desvantagens, cabe ao projetista escolher junto às especificações do seu projeto a melhor tecnologia. Contudo, um dado importante dos bancos de baterias são sua profundidade de descarga que influencia diretamente no seu dimensionamento.

4 DIMENSIONAMENTO E SIMULAÇÃO

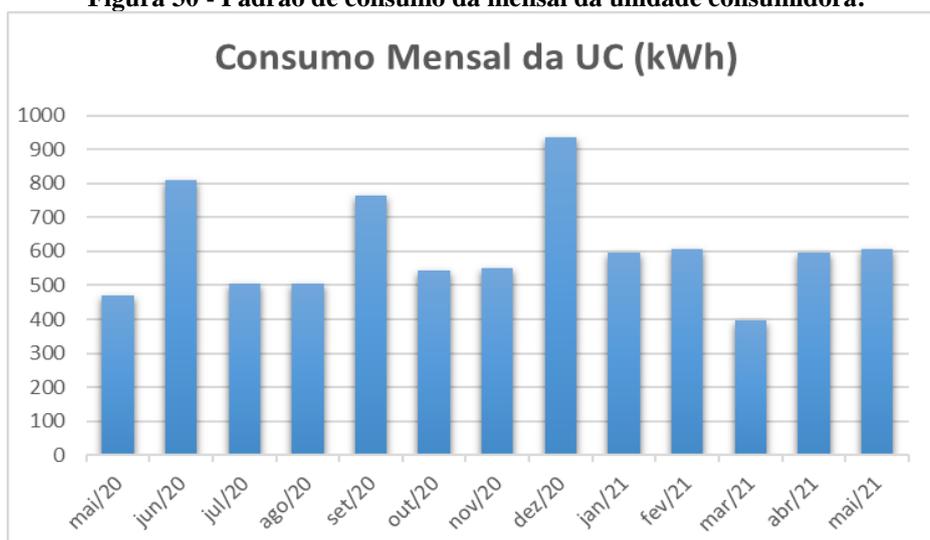
4.1 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA SIMULADO

O dimensionamento de um sistema fotovoltaico híbrido segue as mesmas etapas do dimensionamento de um sistema *on-grid* ou um sistema *off-grid*, que são: Levantamento do recurso solar no local da instalação, definição da localização e configuração do sistema, levantamento do consumo de energia elétrica, dimensionamento da geração fotovoltaica, dimensionamento dos armazenadores de energia baterias, dimensionamento do sistema armazenador de potência.

O sistema proposto é um sistema fotovoltaico híbrido localizado em uma fazenda de criação de gado e utiliza continuamente um equipamento para condicionamento de laticínios, localizada no município de Jandaia no estado de Goiás. Se trata de cidade de zona rural a 120 km de Goiânia, sistemas desse tipo são indicados para localidades onde se desenvolver atividades produtiva em que a falta de energia pode significar um prejuízo muito grande para o produtor rural.

Para dimensionar um sistema que funciona a base de energia fotovoltaica é necessário levantar o padrão de consumo da unidade consumidora, essa informação é possível ser retirada das faturas de energia elétrica dos últimos 12 meses, para a unidade consumidora que é alvo desse projeto foi levantado o padrão de consumo mostrado na Figura 30, desse gráfico é possível extrair que o consumo médio é de 606,81 kWh por mês, o mês de maior consumo foi em dezembro de 2020 com consumo de 934,33 kWh de energia e o mês de menor consumo foi o de março de 2021 com consumo de 397,59 kWh.

Figura 30 - Padrão de consumo da mensal da unidade consumidora.



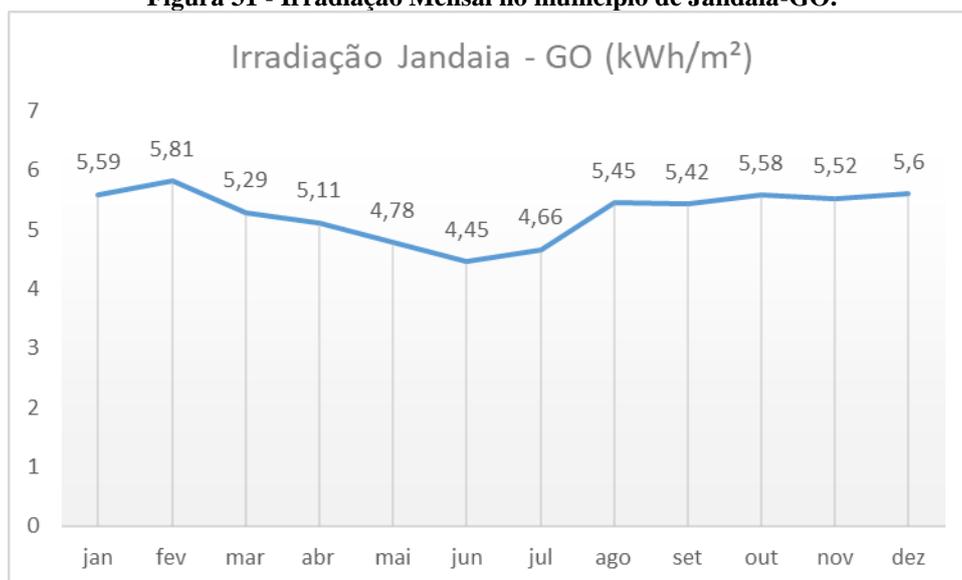
(Fonte: Autoria Própria, 2020)

4.2 AVALIAÇÃO DO RECURSO SOLAR

Para avaliar o recurso solar de um local é necessário observar tanto a irradiação solar como também a temperatura dos módulos. Não é possível obter uma expressão para determinar instantaneamente esses fatores, pois as variações de irradiação dependem de muitos fatores. É muito comum um dia começar ensolarado e em poucas horas surgirem nuvens, ou cair sujeira sobre os módulos fotovoltaicos. Para ter uma boa estimativa do recurso solar é necessário obter uma média anual para a irradiação e temperatura do local onde será instalado o sistema. Para isso, é utilizada para calcular a energia solar durante o dia, uma grandeza chamada Horas de Sol Pleno (HSP). Esta grandeza mede o número de horas que a irradiância solar deve permanecer constante igual a 1 kW/m^2 (PINHO e GALDINO, 2012).

Existem instrumentos próprios para medir esses parâmetros, contudo, é mais usual utilizar *softwares* que têm um banco de dados ou conseguem extrair da *internet* os dados de irradiância de um local. Através do *software System Advisor Model (SAM)*, que consegue extrair dados da irradiância em um local a partir da latitude e longitude. Através da plataforma do *Google Maps®* obteve-se uma latitude de $17,03^\circ$ Sul e longitude $50,18^\circ$ Oeste. No *site* do CRESESB obteve-se uma irradiação de $5,30 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$ para estas coordenadas. Para calcular o HSP é necessário dividir o valor da irradiância (1kW/m^2), resultando em um HSP de $5,30 \text{ h/dia}$. Na Figura 31 é possível observar a estimativa por mês da irradiação solar no local onde será construído o sistema híbrido. Os dados desse gráfico foram obtidos com base em estudos feitos do ano de 1997 a 2015 sobre a irradiação solar no local de instalação do projeto.

Figura 31 - Irradiação Mensal no município de Jandaia-GO.



(Fonte: CRESESB, 2015)

4.3 DIMENSIONAMENTO DO ARANJO FOTOVOLTAICO

O manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos da CRESESB indica duas formas de dimensionamento de painéis fotovoltaicos, um para sistemas *off-grid* outro para sistemas *on-grid*. Nesse trabalho, será feito o dimensionamento para os dois casos e será aplicado ao sistema o que melhor se adequar aos padrões de consumo da unidade.

E também é importante determinar uma forma de calcular a energia consumida diariamente pela unidade consumidora. Na Eq. 10, é evidenciada uma forma de fazer uma boa previsão da energia consumida. Para o sistema *off-grid* é necessário definir uma relação para calcular a potência máxima do arranjo fotovoltaico que será objeto do dimensionamento desse sistema. Para isso, utiliza-se a expressão evidenciada na Eq. 11

$$L = (L_{ca}/\eta_{bat}\eta_{inv}) \quad (10)$$

Em que:

L_{ca} (Wh/dia) – Quantidade de energia consumida diariamente em corrente alternada no mesmo mês;

η_{bat} – Eficiência global do banco de bateria, para esse parâmetro é indicado para cálculos teóricos o valor de 86%;

η_{inv} – Eficiência global do inversor, o que será utilizado no sistema é da marca SolarX Network Technology (Zhe Jiang) Co – Ltd: A1 – Hybrid – 8.6 – US [240V] e tem eficiência de 95%;

$$P_m = \max_{i=1}^{12} \left(\frac{L_i}{HSP_i \cdot Red_1 \cdot Red_2} \right) \quad (11)$$

Em que:

P_m (Wp) – Potência máxima do arranjo fotovoltaico.

L_i (Wh/dia) – Quantidade de energia consumida diariamente no mês i .

HSP (h/dia) – Horas de sol pleno por dia (definido na seção 2.7.1).

Red_1 – Fator de redução (*derating*) da potência dos módulos fotovoltaicos devido a eventuais sombreamentos, acúmulo de sujeira ou degradação com o tempo. Para módulos de silício estima-se um valor de 0,75.

Red_2 – Fator de redução devido às perdas no sistema advindas da fiação, do diodo, controlador dentre outros equipamentos. Para este parâmetro é recomendado o valor 0,9.

Para dimensionar o arranjo fotovoltaico será utilizado o método do mês crítico em que se leva em conta o mês com menor irradiação solar para definir a potência máxima do arranjo. Para o sistema que será objeto desse projeto, o mês de menor incidência solar é o mês de junho no qual o HSP é de 4,45 h/dia e um consumo 807,89 kWh/mês e 26,93 kWh/dia. Para esse sistema define-se $L_i = 32,96$ kWh/dia (utilizando a relação da Eq.10). Com esses resultados é possível definir a potência máxima do arranjo utilizando a Eq.11, resultando em $P_m = 10,973$ Wp

Para dimensionar um sistema *on-grid*, de forma semelhante ao que ocorre para sistemas *off-grid*, é necessário definir uma relação para definir a potência do arranjo que será definido para a unidade consumidora em questão. A relação utilizada para sistemas *on-grid* é usada a expressão da Eq. 12.

$$P_{mon} = \frac{E/TD}{HSP_m} \quad (12)$$

Em que:

P_{mon} (Wp) – Potência máxima do arranjo fotovoltaico.

E (Wh/dia) – Consumo médio anual da unidade consumidora.

HSP_m (h/dia) – Horas de sol pleno por dia considerando a média anual (definido na seção 2.7.1).

TD – Taxa de desempenho de sistemas fotovoltaicos, em geral esse parâmetro tem valor de 80%.

Utilizando a expressão da Eq. 12 e os dados de consumo médio de 606,81 kWh/mês e 20,227 kWh/dia e um HSP médio de 5,30 h/dia é possível obter uma potência de pico do arranjo de 4,77 kWp.

Observando as duas formas de dimensionar é possível notar que há uma discrepância muito grande entre a potência dos sistemas para cada um dos casos. Isso se deve ao fato de que em cada uma das formas de dimensionamento são utilizados critérios de projeto diferentes. Logo é natural que haja essa diferença e cabe ao projetista definir qual o melhor critério se aplica ao projeto. Para essa simulação, será utilizada a potência de 7352,16 W para a geração, por ser uma potência relativamente próxima da potência para sistemas *off-grid*. Mas como esse projeto se trata de um sistema híbrido, o banco de baterias não sustentará toda a carga da unidade consumidora e essa potência é bem acima da potência de projeto do sistema *on-grid*, o que leva a crer que não haverá prejuízo ao abastecimento da unidade consumidora no momento da geração e pode ocasionar até em injeção de excedente.

4.4 DISPOSIÇÃO DO ARRANJO FOTOVOLTAICO

A união dos dados do módulo expostos na seção 3.2 com o dimensionamento feito na seção 4.3 leva a um cálculo de 21 módulos. Para chegar a esse valor é feita a divisão da potência do arranjo dimensionado pela potência de pico do módulo. Para definição da posição azimutal do arranjo fotovoltaico foi definido como boa prática de projeto colocar essa inclinação igual à latitude. Como se trata de uma fazenda que não sofre com limitações de espaço para instalação, os 34,2 m² do arranjo fotovoltaico serão facilmente instalados em um local apropriado sem sombreamentos.

Para o projetista definir a disposição dos módulos, é preciso levar em conta as mudanças na tensão de circuito aberto e na tensão de máxima potência do módulo causadas pelas mudanças de temperaturas no equipamento, por isso os coeficientes de temperatura são sempre expressos nos *datasheets*. Essas

variações de tensão quando não levadas em conta podem extrapolar os limites de tensão de entrada do inversor podendo expor o equipamento a sobrecargas constantes que podem ocasionar em defeitos por degradações geradas pelas sobrecargas. Para definir o efeito da variação da tensão é utilizada a Eq. 13.

$$V_c(x \text{ }^\circ\text{C}) = V(25 \text{ }^\circ\text{C}) + (\Delta T)(T_{cvc}) \quad (13)$$

Em que:

$V_c(x \text{ }^\circ\text{C})$ (V) – Tensão corrigida para a temperatura de $x \text{ }^\circ\text{C}$ no módulo.

$V(25 \text{ }^\circ\text{C})$ (V) – Tensão de operação normal do módulo em temperatura ambiente de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ (esse parâmetro é obtido no *datasheet* do módulo).

ΔT (V) – Variação entre a temperatura limite que se deseja saber a influência na tensão e a temperatura normal de operação de $25 \text{ }^\circ\text{C}$.

T_{cvc} – Coeficiente de temperatura expresso no *datasheet* do módulo.

Para definir as tensões limites será levado em conta as temperaturas mínimas e máximas de $10 \text{ }^\circ\text{C}$ e $75 \text{ }^\circ\text{C}$. Para definir a tensão de circuito aberto corrigida serão utilizadas as seguintes informações do *datasheet* do módulo da *Sunperfect*: $V_{oc} = 68,2 V_{dc}$, $T_{cvc} = 0,0192 \text{ V}/^\circ\text{C}$, $\Delta T_{10^\circ\text{C}} = 25-10=15$, $\Delta T_{75^\circ\text{C}} = 75-25 = 50$. Utilizando os dados apresentados na Eq. 13 é obtido para a temperatura de $10 \text{ }^\circ\text{C}$ a tensão de circuito aberto corrigida de $68,49 V_{dc}$ e a tensão de máxima potência corrigida de $57,59 V_{dc}$, para a temperatura de $75 \text{ }^\circ\text{C}$ a tensão de circuito aberto corrigida é de $67,24 V_{dc}$ e uma tensão de máxima potência de $56,34 V_{dc}$.

Os dados obtidos anteriormente são utilizados para definir o número máximo de módulos em uma série fotovoltaica a partir da Eq. 14, e com a Eq. 15 é possível determinar o número mínimo de módulos em uma série fotovoltaica.

$$N^\circ \text{ máximo de módulos} = \frac{V_{MPPmax}}{V_c(10 \text{ }^\circ\text{C})} \quad (14)$$

Em que:

V_{MPPmax} (V) – Tensão MPPT máxima do inversor (obtido na Tabela 5).

$V_c(10 \text{ }^\circ\text{C})$ – Tensão corrigida de máxima potência do módulo a $10 \text{ }^\circ\text{C}$.

$$N^\circ \text{ mínimo de módulos} = \frac{V_{MPPmin}}{V_c(75 \text{ }^\circ\text{C})} \quad (15)$$

Em que:

V_{MPPmin} (V) – Tensão MPPT mínima do inversor (obtido na Tabela 5).

$V_c(75 \text{ }^\circ\text{C})$ – Tensão corrigida de máxima potência do módulo a $75 \text{ }^\circ\text{C}$.

Para o sistema em questão é obtido um número máximo de módulos na série fotovoltaica de 8 módulos, e um número mínimo de módulos igual a 4 em uma série fotovoltaica. Então, para este projeto, será definido um número de 7 módulos em série em 3 MPPT's. Como o inversor dispõe de 3 MPPT's e as

ligações em paralelo são feitas dentro do próprio equipamento, como para esse projeto foi estimado um número de módulos totais igual a 21, os módulos serão colocados na seguinte disposição: serão 3 séries fotovoltaicas com 7 módulos cada MPPT do inversor.

É necessário verificar se esses valores não extrapolam os limites de tensão e corrente do inversor. Para calcular isso, é necessário somar a corrente de cada string conectada em paralelo. Como mostrado no *datasheet* de cada módulo, tem-se a corrente de curto-circuito de 6,5 A como são 3 séries fotovoltaicas com essa corrente é obtido a corrente máxima do sistema de 19,5 A, e que está em um patamar tolerável uma vez que a corrente máxima de entrada suportada pelo inversor é 23,78 A. Para verificar se as tensões limites são respeitadas é preciso fazer o teste com os valores máximos de tensão nas temperaturas limites de 10 °C e 75 °C e multiplicar essa tensão pelo número de módulos em série, são obtidos os seguintes valores máximos das tensões da séries: $V_{string}(10\text{ °C}) = 7 \times 57,59 = 403,13\text{ V}$ (aceitável, pois é menor de 500V), $V_{string}(75\text{ °C}) = 7 \times 56,34 = 394,38\text{ V}$ (aceitável, pois está acima de 258 V), $V_{ocstring}(10\text{ °C}) = 7 \times 68,49 = 479,43\text{ V}$ (aceitável, pois é menor que 500V). Com esses resultados é verificado que o arranjo de montagem do gerador fotovoltaico não enfrenta nenhuma restrição quanto aos limites do inversor.

4.5 DIMENSIONAMENTO DO BANCO DE BATERIAS

Para dimensionar um banco de baterias é usado o método que leva em conta o valor crítico de consumo da unidade consumidora, da mesma forma que no dimensionamento do gerador, o valor máximo de energia ativa (L_m) é necessária para calcular a capacidade do banco de baterias para o regime de descarga de 20h (CB_{c20}) (Eq. 16) em Wh e também sua capacidade em Ah (CBI_{c20}) (Eq. 17).

$$CB_{c20} = L_m \cdot \frac{N}{P_d} \quad (16)$$

Em que:

CB_{c20} (Wh) – Capacidade de descarga do banco de baterias Wh.

L_m (Wh) – Quantidade de energia consumida pela unidade consumidora em seu mês crítico multiplicado por 50% (calculado da mesma forma que na seção 4.3).

P_d – Profundidade de descarga, para baterias de chumbo que são baterias de ciclo raso. Esse parâmetro varia de 20% a 40%, para baterias de lítio que são mais caras e mais eficientes. Esse parâmetro varia entre 50% a 80% pois são baterias de ciclo profundo.

N (dias) – Número de dias de autonomia do banco de baterias que será projetado.

$$CBI_{c20} = \frac{CB_{c20}}{V_{sist}} \quad (17)$$

Em que:

CBI_{c20} (Ah) – Capacidade de descarga do banco de baterias em Ah.

V_{sist} (V) – Tensão do banco de baterias que pode ser 12 V, 24 V ou 48 V, a depender do número de baterias associadas em série

Para determinar a disposição de instalação do banco de baterias são utilizadas as expressões mostradas nas Eq. 18 e Eq. 19.

$$N^{\circ} \text{ de Bateria em série} = \frac{V_{sist}}{V_{bat}} \quad (18)$$

Em que:

V_{bat} (V) – Tensão das baterias utilizadas no banco de baterias.

$$N^{\circ} \text{ de Bateria em paralelo} = \frac{CBI}{CBI_{bat}} \quad (19)$$

Em que:

CBI (Ah) – É a capacidade de descarga das baterias calculado na Eq. 17.

CBI_{bat} (Ah) – Capacidade de descarga da bateria utilizada no sistema. Esse parâmetro é obtido no *datasheet* da bateria.

Tabela 6 - Indicadores de interrupções na cidade de Jandaia - GO.

ENEL Distribuição S/A			DIC (em horas)			FIC (número de interrupções)			DMIC (em horas)	DICRI (em horas)
Conjunto	DEC	FEC	Anual	Trim	Mensal	Anual	Trim	Mensal	Mensal	Interrupção
Jandaia - GO	16	11	44,65	22,32	11,16	30,98	15,49	7,74	6,08	16,60

(Fonte: ANEEL, 2021)

Para sistemas híbridos o banco de baterias não tem a necessidade de ser dimensionado para suportar a carga de toda unidade consumidora. Ele deve suportar cargas prioritárias durante um intervalo de tempo razoável e eficiente o bastante para suprir uma falta na rede elétrica de grande extensão. Para tal, é necessário analisar os indicadores de falta observados na Tabela 6, em especial o indicador DIC, que indica a duração das interrupções. Na tabela é mostrado que a média de durações de interrupções é de 27 horas e o banco de bateria deve suportar 50% (16,48 kWh/dia) da demanda da unidade consumidora durante esse tempo no mínimo.

Com esse levantamento a capacidade das baterias no regime de descarga de 20 horas (CB_{c20}) é de 23175 Wh. Com esse valor é possível definir a capacidade de descarga em ampères-hora (CBI_{c20}) através da Eq. 17, em que a tensão do sistema (V_{sist}) pode ser de 12 V, 24 V ou 48 V, para o sistema que será objeto desse projeto será selecionada uma tensão do sistema de 48 V, pois com uma tensão maior é possível ter uma menor corrente de descarga gerando um menor gasto com a seção dos fios para conexão das baterias, nesse caso é obtido

um CBI_{c20} tem um valor de 482,81 Ah. Esses dados são importantes para definir a topologia do banco de baterias.

Para definir a disposição do arranjo do banco de baterias serão utilizadas as expressões na Eq. 18 para definir o número de baterias em série e na Eq. 19 para definir o número de baterias em paralelo, assim utilizando baterias de 12 V e um sistema de 48 V é possível projetar um sistema com 4 baterias em série. Para definir o número de baterias em paralelo é utilizado o parâmetro CBI_{c20} dividido pelo CBI da bateria como é mostrado na Eq. 19 sendo utilizadas baterias de 220 Ah (CBI_{bat} é encontrado no *datasheet* da bateria), é obtido o resultado de 2 baterias em paralelo. Logo, o banco de baterias do será conectado com 4 baterias em série e cada série com 2 baterias em paralelo, totalizando um banco com 8 baterias no total.

No software SAM é possível fazer algumas previsões sobre o funcionamento e estimativas de descarga do banco de baterias e para esse arranjo com 8 baterias estima-se uma máxima corrente de descarga de 220 Ah, levará cerca de 2 horas para se carregar através da geração, com uma potência nominal de 10,56 kW e capacidade nominal 21,12 kWh.

4.6 DIMENSIONAMENTO DO CONTROLADOR DE CARGA

Para dimensionar um controlador de carga é necessário determinar seus limites máximos do equipamento, tanto os limites de entrada vindos dos módulos da geração quanto os limites de saída para o banco de baterias. Nesse caso, o primeiro parâmetro a ser definido é a corrente máxima vinda dos módulos na Eq. 20.

$$I_c = 1,25 \cdot n^\circ \text{ de módulos em paralelo} \cdot I_{sc} \quad (20)$$

Em que:

I_c (A) – Corrente máxima vinda da geração que o controlador de carga deve suportar.

I_{sc} (A) – Corrente de curto-circuito obtida no *datasheet* do módulo utilizado na geração (seção 2.7.2).

Na Eq. 20, o fator 1,25 se deve ao fato de a corrente máxima dos módulos poderem chegar até 25% a mais da sua corrente máxima em dias de muita irradiação solar e multiplicar pelo número de módulos em paralelo, pois como as correntes dos módulos em paralelo se somam. Logo, para o sistema que é objeto desse projeto, é obtido um valor de corrente máxima do controlador de carga de 24,37 A.

Outro parâmetro importante para escolha e dimensionamento do controlador de carga é a escolha da tensão máxima de entrada que será suportada pelo controlador. Para isso, é utilizada a expressão da Eq. 21, que

define que o nível de tensão máximo do controlador deve ser sempre maior que a tensão do arranjo fotovoltaico.

$$N^{\circ} \text{ de módulos em série} \cdot V_{oc} < V_c \quad (21)$$

Em que:

V_{oc} (V) – Tensão de circuito aberto do módulo fotovoltaico utilizado no projeto (seção 2.7.2)

V_c (V) – Tensão máxima de entrada que o controlador deve suportar.

Multiplicar a tensão de circuito aberto pelo número de módulos em série se deve ao fato das tensões dos módulos em série se somarem. Para o caso do projeto em questão é obtida uma tensão máxima de entrada do controlador de carga de 477,4 V.

4.7 DIMENSIONAMENTO DOS CABOS DO SISTEMA

Os bancos de baterias são os componentes de maior custo não só pelo preço das baterias, que são os componentes mais importantes, mas também pelo fato desse componente do sistema apresentar descargas com altas correntes, 220 A para o caso do sistema em questão. Nesse caso, é preciso ter um cabeamento bem robusto para que não haja superaquecimento nos cabos e evitando até possíveis acidentes. Para definir a seção do cabo para esse sistema será considerada uma distância de 5 metros do banco de baterias para o quadro de distribuição da unidade consumidora, o sistema tem tensão de 48 V, e a NBR 5410 suporta uma variação de no máximo 4% devido às quedas de tensão geradas pela resistência da fiação, pela lei de Ohm é possível definir a resistência mínima para que não se exceda o limite da norma.

Realizando o cálculo de 4% de 48 V é obtida queda de tensão limite de 1,92 V, dividindo esse valor pela corrente de descarga de 220 A (de acordo com a lei de ohm $V=Z.I$), é obtido um limite de resistência de 0,0087 Ω . Com a Eq. 22, é possível definir a seção do cabo ideal para o banco de baterias.

$$S = \rho \cdot \frac{2L}{R_{lim}} \quad (22)$$

Em que:

S (mm²) – Espessura do cabo.

ρ ($\Omega.m$) – Resistividade do cobre (0,017 $\Omega.m$).

L (m) – Comprimento do cabeamento utilizado no projeto.

R_{lim} (Ω) – Resistência limite para que a queda de tensão não exceda a determinação da NBR 5410.

Na Eq. 22, o comprimento do cabeamento é multiplicado por 2 pois nos equipamentos de corrente contínua, se utilizam os polos negativo e positivo para ligação dos componentes. Logo é obtida uma seção mínima de 20 mm² (é uma boa prática de projeto escolher uma seção um pouco maior que essa para que o cabo suporte eventuais descargas muito mais altas, admite-se um fator de 5% a

mais, para o sobredimensionamento). Na Figura 32 é possível ver um cabo a ser utilizado em um banco de baterias assim como o tipo de conexão utilizado.

Figura 32 - Cabo para banco de baterias de 20 mm²



(Fonte: Minha Casa Solar, 2021)

O dimensionamento do cabeamento do gerador fotovoltaico é feito da mesma maneira, pela quantidade de módulos e considerando que o gerador vai ficar em uma localidade onde não precise muitos metros de fios. Estima-se 25 m de cabeamento para o gerador. Como mostrado na seção 4.4, a corrente máxima atingida pelo sistema é de 19,2 A e a tensão de circuito aberto do módulo é 68,2 V (onde a queda de tensão aceitável pela NBR 5410 é de 2,72 V). Com isso, obtém-se uma resistência limite de 0,14 Ω . Esses resultados conciliados com a aplicação da Eq. 22 concedem uma seção para o gerador fotovoltaico de 6 mm².

4.8 DIMENSIONAMENTO E CUSTO DO SISTEMA

Para estimar o custo do sistema é necessário trabalhar em partes, levantando o preço de cada componente do sistema e ao final realizar o somatório de todos os custos, além disso é necessário realizar uma estimativa de custo de possíveis manutenções que deverão ser realizadas devido as degradações advindas com o tempo de uso do sistema.

Primeiramente, será dimensionado o custo do inversor, o qual é projetado para trabalhar com apenas um inversor. O preço de um inversor híbrido para a potência do sistema que é pretendido instalar gira entorno de R\$ 15.000,00. Os inversores têm uma vida útil de 10 a 15 anos. O preço de um módulo fotovoltaico de potência 350 Wp de um modelo semelhante ao que é usado para o projeto em questão tem preço que gira em torno de R\$ 800,00; como se trata de um sistema que utiliza 21 módulos é obtido um custo total com o arranjo de R\$ 16.800,00. Para o cabeamento, é necessário fazer o levantamento para o gerador e do banco de baterias. Para o gerador, estima-se um custo de R\$ 10,06 por metro de cabo de 6 mm² como foi estimado na seção 4.7, o uso de 50 metros

desse tipo de cabo estima-se o gasto de R\$ 502,66 com esse componente. Para o cabeamento do banco de baterias foi estimado o uso de 10 metros de cabos de 20 mm², o custo de 1 metro desse tipo de cabo gira em torno de R\$ 63,10; então para o sistema em questão estima-se o custo de R\$ 631,00.

Por último, é necessário definir o custo do banco de baterias, para esse sistema são utilizadas baterias lítio, o preço de uma bateria com as especificações do projeto é de, aproximadamente, R\$ 24.000,00. Todos os valores levantados anteriormente foram estimados a partir de *sites* especializados em vendas de equipamentos elétricos. Na Tabela 7 é mostrado o custo de cada conjunto de componentes e, ao final, o preço total do conjunto da instalação.

Tabela 7 - Custo total dos equipamentos do sistema.

Equipamento	Custo (R\$)
Inversor	15.000,00
Arranjo Fotovoltaico	16.800,00
Cabeamento do Gerador	502,66
Cabeamento do Banco de Baterias	631,00
Baterias	24.000,00
Dispositivos de Proteção	400,00
Mão de Obra de Instalação	10.000,00
Total	67.333,66

(Fonte: Portal solar, SolarX, SunPower, WEG, 2021)

É preciso estimar gastos com possíveis manutenções no sistema. Os módulos têm garantia contratual de 6 a 12 anos. Contudo, módulos fotovoltaicos têm uma garantia de desempenho de 25 anos. Então, é possível estimar que um arranjo fotovoltaico funcione sem falhas por 8 anos em média. Logo estima-se um custo de manutenção de R\$ 2.100,00 por ano após acabar a garantia do módulo. De forma semelhante, é feita a estimativa de gasto com manutenção do banco de baterias, no entanto, baterias têm uma durabilidade protegida por garantia bem menor, por exemplo, baterias estacionárias têm garantia de 2 a 3 anos. Logo, estima-se um custo de manutenção R\$ 5.200,00 por ano após acabar a garantia das baterias. A mão de obra de instalação de um sistema fotovoltaico é de, aproximadamente, R\$ 10.000,00.

Para a simulação desses custos no SAM, foi levado em conta o preço do dólar a R\$ 5,35, então para cada componente do projeto foi feita uma estimativa para se adequar aos parâmetros do software, para estimativa de preços e custos de degradação do sistema decorrente do tempo. Além disso, leva-se em conta a inflação, com isso foi considerada a inflação do ano de 2021 no Brasil de 9,68%.

4.9 RESULTADO DAS SIMULAÇÕES

Dentre as várias informações que são apresentadas na Tabela 8. A que mais se destaca é: a energia gerada anualmente estimada para o sistema de 10.155 kWh. O padrão de consumo da unidade consumidora indica uma média de consumo mensal de 606,81 kWh/mês resultando em uma demanda média em um ano de 7.272 kWh. É possível concluir que o sistema além de estar com uma geração próxima da demanda da unidade consumidora ainda há a possibilidade de, em meses de alta geração de energia, o sistema injetar potência ativa na rede gerando ainda mais descontos nas faturas de energia. Outra informação que é apresentada na Tabela 8 que chama a atenção é a eficiência do banco de baterias que atinge o patamar de 89,52%, valor satisfatório para a aplicação em questão, que está sujeito a degradações decorrentes de ciclos de cargas e descargas.

Tabela 8 - Tabela resumo da simulação do sistema.

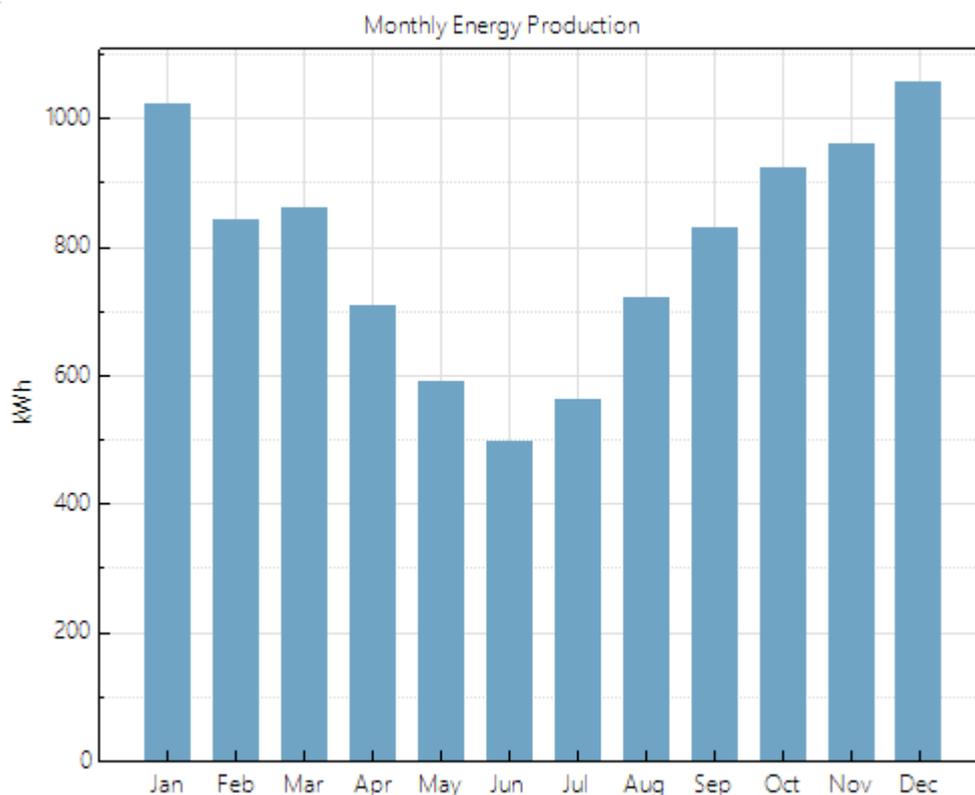
Metric	Value
Annual energy (year 1)	10,155 kWh
Capacity factor (year 1)	15.8%
Energy yield (year 1)	1,381 kWh/kW
Performance ratio (year 1)	0.74
Battery roundtrip efficiency	89.52%
Battery charge energy from system	100.0%
PPA price (year 1)	9.00 ¢/kWh
PPA price escalation	0.50 %/year
Levelized PPA price (nominal)	10.42 ¢/kWh
Levelized PPA price (real)	8.32 ¢/kWh
Levelized COE (nominal)	306.43 ¢/kWh
Levelized COE (real)	244.63 ¢/kWh
Net present value	\$-283,605
Internal rate of return (IRR)	NaN
Year IRR is achieved	10,
IRR at end of project	NaN
Net capital cost	\$462,756
Equity	\$462,318
Size of debt	\$438

(Fonte: System Advisor Model, 2020)

Na Figura 33 é possível ver a estimativa de geração por mês na unidade consumidora. É possível observar que em apenas 3 meses do ano (maio, junho, julho), a geração do sistema é abaixo da média de consumo da unidade consumidora. Isso não significa um erro de projeto, apenas significa que nesses meses houve um alto consumo, provavelmente, energia será drenada da rede e, em caso de falta na rede, momentos de baixa geração ou horários predefinidos, nos quais o banco de baterias deverá ser acionado. Contudo, nos outros meses do ano, a geração do sistema é acima da média de consumo da unidade consumidora. Isso significa que o proprietário da geração terá descontos nas faturas decorrentes da injeção de excedente que compensarão os meses de pouca geração, além disso o sistema estará bem alimentado em caso de crescimento da

carga instalada, sem que seja necessário aumentar o número de módulos. Contudo, em caso de aumento de carga instalada, será necessário fazer um estudo em relação ao banco de baterias, se ele precisará ser complementado ou não. Em caso de necessidade ou viabilidade de aumentar a geração, o inversor ainda suporta mais potência do que a instalada para essa geração. Não foram colocados mais módulos, pois seria um superdimensionamento desnecessário, uma vez que o sistema atual suporta com folgas (aproximadamente, 16,74% maior) a carga instalada.

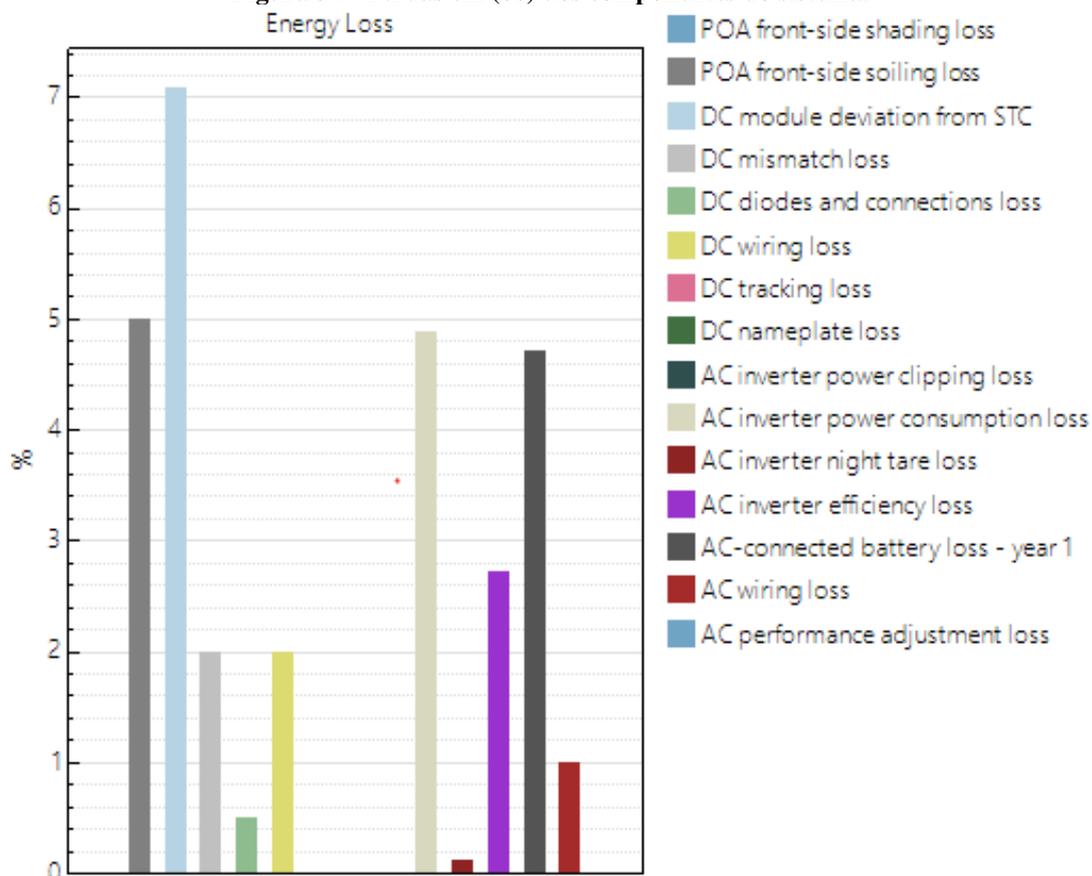
Figura 33 - Geração mensal do sistema simulado.



(Fonte: System Advisor Model, 2020)

Na Figura 34, é possível observar os componentes que geram perdas de energia no sistema. A informação a se retirar desse gráfico é que as perdas são muito pequenas, na faixa de 7% as perdas referentes aos módulos e de, aproximadamente, 4,8% em relação ao consumo de potência do inversor. A perda por conexão do banco de baterias é de 5%. Contudo, é preciso pensar que banco de baterias é uma energia suplementar, que não deve ser acionado com frequência.

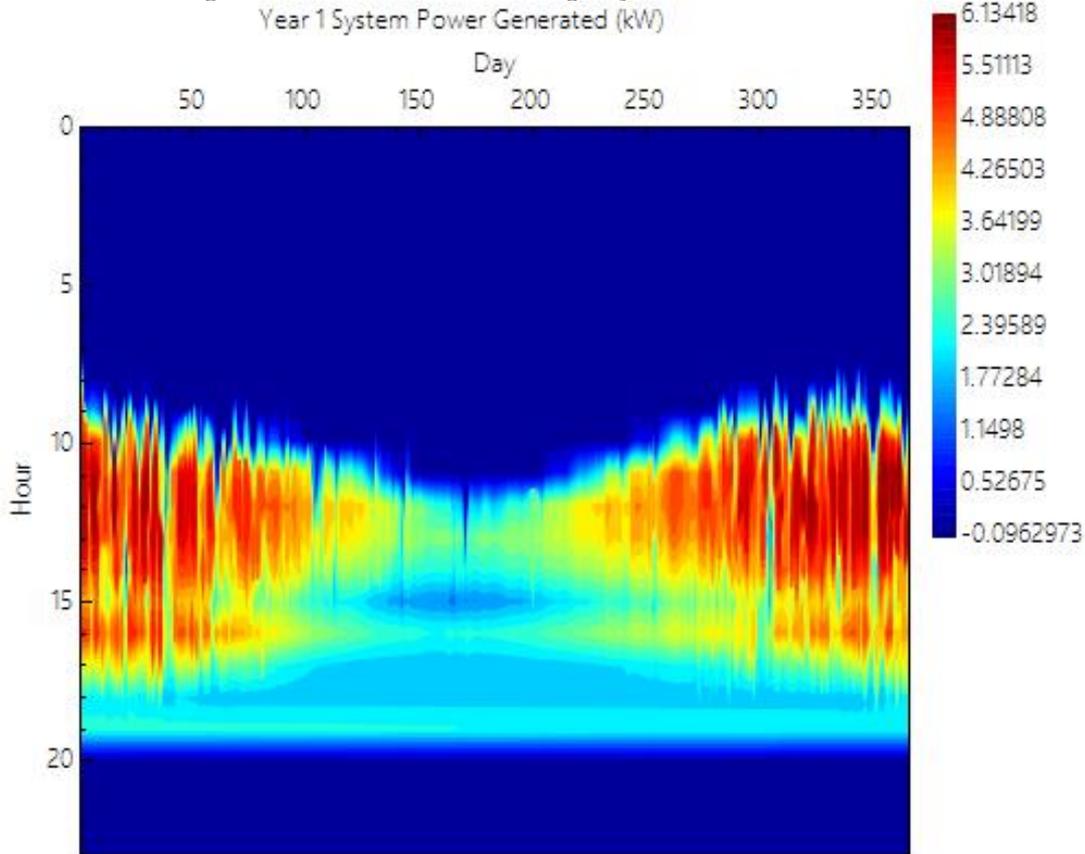
Figura 34 - Perdas em (%) dos componentes do sistema.



(Fonte: System Advisor Model, 2020)

O mapa de calor mostrado na Figura 35, mostra a faixa de horário dos dias que a geração de energia é maior. Nota-se que o período de maior geração, para o local onde será instalado o sistema, é de 10 horas da manhã até 5 horas da tarde, no qual o mapa de calor é colorido com cores mais quentes (vermelho e amarelo), e em consonância com o gráfico da Figura 34. Nos períodos do meio do ano, a incidência solar é menor na cidade de Jandaia – GO e leva a uma baixa geração de energia.

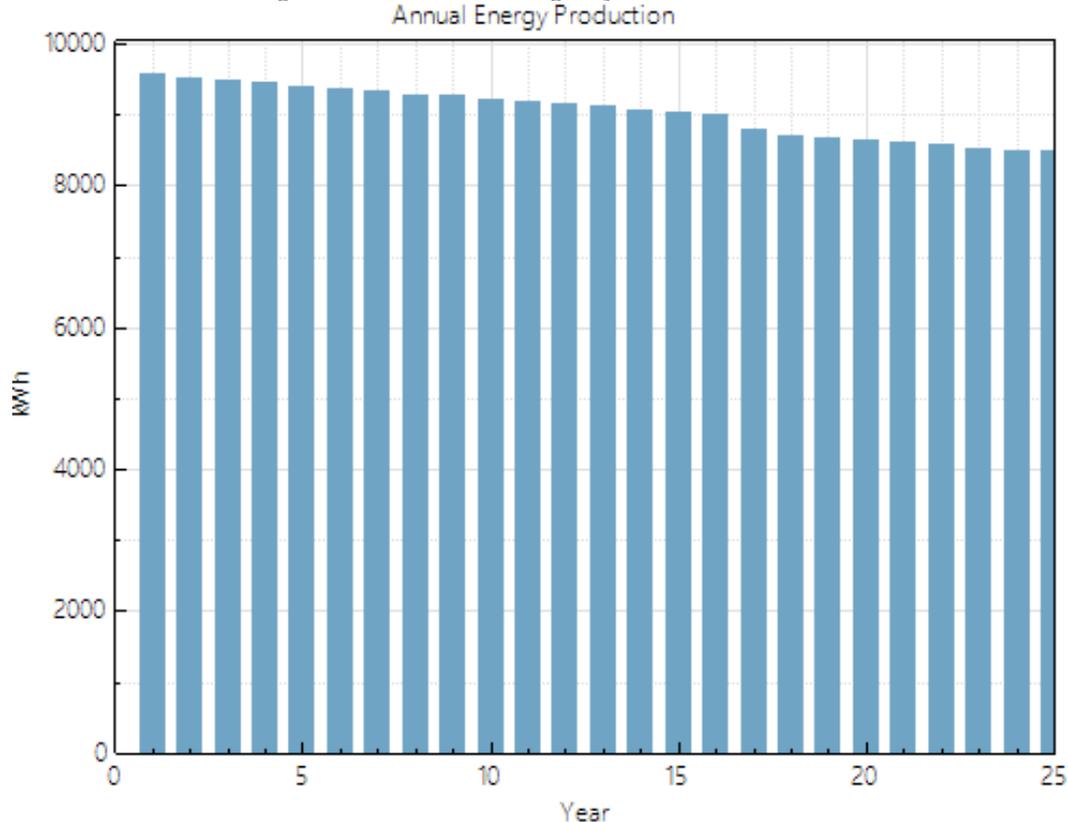
Figura 35 - Hora do dia de maior geração no decorrer de 1 ano.



(Fonte: System Advisor Model, 2020)

O gráfico da Figura 36 mostra a estimativa de geração anual para o sistema. É notável que a estimativa de geração tenda a diminuir com a passagem do tempo. Isso se deve à degradação dos componentes ou até devido às mudanças climáticas associadas a esse período, mas é importante notar a grande durabilidade que o sistema terá mesmo depois de 25 anos o qual continua tendo geração anual maior do que a demandada pela unidade consumidora. Isso se deve à qualidade dos componentes e ao fato de não haver sobrecargas em nenhum componente, fazendo com que eles tenham uma vida útil muito grande. Além disso, é preciso salientar a importância do banco de baterias nessa durabilidade do sistema, o qual é responsável por sustentar qualquer falha temporária.

Figura 36 - Estimativa de geração anual do sistema.



(Fonte: System Advisor Model, 2020)

4.10 CONCLUSÕES

Em um primeiro momento, é possível observar que a análise do padrão de consumo da unidade consumidora para que se possa dimensionar os equipamentos. Com isso, quando o sistema não dispõe de padrão de consumo predefinido, é necessário fazer uma previsão desse consumo através do que se pretende ser suportado pela geração fotovoltaica. Como se trata de um sistema fotovoltaico, a análise do recurso solar é muito importante, o Brasil, devido à sua localização geográfica, dispõe quase sua totalidade de um recurso solar bem farto. O SAM dispõe de um recurso que possibilita buscar esses dados na *internet*.

A proposta de dimensionamento de cada um dos componentes do sistema mostrou um resultado consistente sem que se extrapole os limites dos componentes. A união das técnicas de dimensionamento de sistema *on-grid* e *off grid* possibilitou o dimensionamento do sistema híbrido com valores consistentes. O dimensionamento mostrou que a melhor escolha para os equipamentos de um sistema fotovoltaico híbrido são: os preços dos equipamentos, suas características de durabilidade e resistência, potência e resistência a variações de temperatura, pois são características que influenciam diretamente na qualidade do projeto.

Os resultados das simulações mostraram que a implementação desse sistema em locais nos quais as redes elétricas são pouco confiáveis é rentável, pois os resultados mostraram que anos depois (aproximadamente, 10 anos) haverá um retorno econômico significativo para o local onde se encontra instalad. Contudo, também foi possível observar que é necessário um investimento inicial relativamente alto (aproximadamente, R\$ 67.000.00) para construir um projeto dessa magnitude. Portanto, abre-se a possibilidade de maior difusão dessas técnicas em microrredes ou em locais de alta produção e geração de renda. No Anexo ao final desse trabalho, há um relatório completo disponibilizado pelo SAM sobre todas as características do sistema e seus resultados para o futuro.

5 CONCLUSÃO

Sistemas fotovoltaicos representam a esperança de um mundo com geração de energias mais limpas que não afetem o meio ambiente de forma tão agressiva. Para que a geração de energia embasada na queima de combustíveis fósseis seja mínima é necessário haver um maior desenvolvimento nas tecnologias ligadas a sistemas fotovoltaicos ou eólicos. Sistemas fotovoltaicos que utilizam inversores híbridos representam um grande avanço nos sistemas que funcionam a base de energia solar, pois se mostram uma estratégia que entregam ao sistema grande confiabilidade, locais como: hospitais, microrredes, indústrias necessitam de um fornecimento contínuo de energia, pois a falta de energia mesmo que por alguns minutos podem significar perdas muito grandes de dinheiro e no caso dos hospitais a falta de energia pode significar a perda de uma vida.

Sistemas híbridos se mostram o maior avanço em termos de confiabilidade no que diz respeito às energias renováveis. Isso é muito significativo pois uma das desvantagens de muitas energias renováveis é a característica da variação da geração com as mudanças ambientais. Quando se oferece a oportunidade de não haver mais essa desvantagem, abre-se o caminho para a implementação em larga escala para possibilitar a implantação sistemas que são alimentados apenas com energias renováveis, é o que acontece nas microrredes isoladas onde os geradores de energia alimentam as cargas do sistema. Nesses sistemas são projetados vários geradores de diferentes tecnologias, pois uma vez que há várias fontes de geração o sistema se torna ainda mais confiável, se a microrrede não for isolada e for conectada ao sistema de transmissão o sistema se torna mais confiável ainda.

Contudo, não é só confiabilidade que os inversores híbridos fornecem aos sistemas fotovoltaicos. Esses inversores se mostram uma ótima opção de viabilidade econômica para sistemas que se localizam próximos às redes com baixa confiabilidade, onde nesse caso não seria uma boa prática fazer um sistema *on-grid*, pois o inversor ligado à rede entra no modo de anti ilhamento quando há falha na rede, tornando o sistema ineficiente em caso de baixa geração, e instalar um sistema apenas *off-grid* seria muito caro devido ao alto valor para a compra dos bancos de baterias e o alto custo e manutenção. O inversor híbrido oferece a possibilidade de aliar os aspectos positivos dos sistemas *on-grid* e *off-grid*, pois os sistemas fotovoltaicos híbridos têm um banco de baterias bem menor, pois seu dimensionamento é projetado para o caso de falhas na rede aliadas com uma baixa geração de energia por parte do painel. Ao se analisar a ligação do sistema em redes de baixa confiabilidade, não se vê problemas em caso de falhas na rede pois o sistema consegue funcionar ilhado, e quando a rede está em seu funcionamento normal o sistema tem uma confiabilidade maior.

Portanto, sistemas híbridos representam o próximo passo para a evolução da geração fotovoltaica abrindo espaço para um crescimento da potência

instalada no mundo desse tipo de equipamento, mesmo ainda não sendo regulamentado no Brasil, em pouco tempo, com o crescimento dessa tecnologia, serão regulamentados e aliado ao potencial energético do país poderá se tornar em pouco tempo uma referência na implantação desse tipo de sistema, pois a maior renda do Brasil está ligada a produção agrária locais onde a aplicação de sistemas híbridos é muito indicada.

5.1 TRABALHOS FUTUROS

Para trabalhos futuros, é importante haver um maior detalhamento e estudo na forma de dimensionar o banco de baterias no SAM. É preciso fazer um estudo minucioso da tecnologia de bateria que se pretende usar no sistema simulado, pois, na aba Battery Cell and System, é possível determinar a disposição do seu banco de baterias e, além disso, definir padrões eletroquímicos, degradação, tempo para substituição e características térmicas das baterias. Cada parâmetro desse tem que ser estudado detalhadamente, pois eles influenciam diretamente na simulação final do sistema.

Outro ponto que precisa ser explorado com mais clareza, é a análise financeira do SAM, é possível fazer uma simulação dos custos e retornos financeiros do sistema. Para isso, é preciso fazer a conversão para do real para dólar e levar em conta inflação incidente sobre o sistema, além disso, é necessário fazer uma estimativa de troca mais detalhada para cada equipamento e ser simulado um modelo financeiro consistente.

6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Ana Paula M. G. Barandas, Ivam M. Valverde Jr, Júlio C. Afonso, José Luiz Mantovano, José W. S. D. da Cunha “**Recuperação de cádmio de baterias níquel-cádmio via extração seletiva com trinitilfosfato (TBP)**”, Departamento de Química Analítica, Universidade federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 30, Junho, 2007.
- Arthur R. P. Lugon, Marco A. Galdino, Eduardo A. Benincá, Claudio Moissés Ribeiro, “**Controle de carga de bancos de baterias de sistemas fotovoltaicos utilizando uma arquitetura segmentada**”, Fortaleza, 1, Junho de 2020.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. “**NBR 5410: Instalações elétricas de baixa tensão**”. Rio de Janeiro: ABNT, 2005.
- Canal Solar, “**Oversizing e clipping em sistemas fotovoltaicos**”, 30, Fevereiro, 2019. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/oversizing-e-clipping-nos-sistemas-fotovoltaicos/>>. Acesso em: Maio, 2021.
- Cassiano Rech, Hilton A. Gründling, Hélio L. Hey, Humberto Pinheiro, José R. Pinheiro “**Uma metodologia de projeto generalizada para inversores multiníveis híbridos**”, Grupo de Eletrônica de potência e controle, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, Rio Grande do Sul, 15, Junho, 2014.
- Centro de Referências para as Energias Solar e Eólica Sergio de S. Brito, “**Potencial Solar – SunData 3.0**”, 2014. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php#data>>. Acesso em: Maio, 2021.
- Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA), “**Resolução CONAMA Nº 401**”, Governo Federal, 4, novembro, 2008.
- Cristiane F. Brasil “**Análise Técnico-Econômica e de Eficiência dos Principais Tipos de Baterias Utilizadas em Sistemas Fotovoltaicos Isolados**”, Universidade do Estado do Amazonas Escola Superior de Tecnologia, Manaus, 2018.
- Daniel Gois, Gabriel Bruno, Marcela Alonso, “**Descarte incorreto lixo eletrônico traz risco de cancer e problemas ambientais**”, 15, junho, 2019. Disponível em: <<https://g1.globo.com/sp/santos-regiao/educacao/noticia/2019/06/15/descarte-incorreto-de-lixo-eletronico-traz-risco-de-cancer-e-problemas-ambientais.ghtml>>. Acesso em: julho, 2021.
- Eletromag Projetos e Instalações, “**Inversores Híbridos**”. 01, outubro de 2018, Disponível em :< <https://eletromag.net/inversores-hibridos/>>. Acesso em: Maio, 2021.
- EM – Eletricidade Moderna, “**VTMR vai erguer usina híbrida eólica-solar**”, 21, maio, 2021. Disponível em: < [VTRM vai erguer usina híbrida eólica-solar \(arandanet.com.br\)](http://arandanet.com.br)>. Acesso em: julho, 2021.
- Enio B. Pereira, Fernando R. Martins, André R. Gonçalves, Rodrigo S. Costa, Francisco J. L. de Lima, Ricardo Rüther, Samuel L. de Abreu, Gerson M. Tiepolo, Silvia V. Pereira, Jeferson G. de Souza, “**Atlas Brasileiro de**

- Energia solar – 2ª edição**”, 2017. Disponível em: < http://labren.ccst.inpe.br/atlas_2017.html>. Acesso em: Maio, 2021.
- Giuliano Arns Rampinelli, **“Estudo de Características Elétricas e Térmicas de Inversores para Sistemas Fotovoltaicos Ligados à Rede”**, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Brasil, dezembro, 2010.
- J. A. Pomilia, **“Conversores Cuk, Sepic e Zeta como PFP. dsce.fee.unicamp”**, 2021. Disponível em: <<https://www.dsce.fee.unicamp.br/~antenor/pdf/files/pfp/Cap6.pdf>>. Acesso em: 22, Março e 2021
- Joana Pauli Ghizoni, **“Sistema Fotovoltaico: Estudo sobre Reciclagem e Logística Reversa para o Brasil”**, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis Santa Catarina, Brasil, 2016.
- João T. Pinho, Marco A. Galdino, **“Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos”**, Rio de Janeiro, março, 2012.
- Joaquim Carneiro, **“Módulos fotovoltaicos características e associações”**, Escola de ciências, Departamento de Física, Universidade Federal de Rio Minho, 2010.
- L. Amedó, A. Kroeber, **“Hybrid Solar Inverter, Based on a Standard Power Electronic Cell for Microgrids Applications”**, setembro, 2011.
- Lucas Paulis Mendonça, **“Introdução às Microrrede e seus Desafios”**, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil, Março, 2011.
- Luiz Antônio de Souza Ribeiro, Osvaldo Ronald Saavedra **“Inversores para aplicações em sistemas híbridos de geração de energia elétrica em localidades isoladas”**
- M. Dali, J. Belhadj, Xavier Roboam, **“Hybrid Solar-Wind system with battery storage operating in grid-connected and standalone mode: Control and energy management – Experimental investigation”**, Laboratory of Electrical System, Tunisia, abril, 2010.
- Maria de Fátima N. C. Rosolem, Felipe L. ds Reis Marques, Juliana Cintra M. S. Aranha, Raul F. Beck, Renato do Nascimento, Sender R. dos Santos, Thiago C. do Nascimento, Wagner F. R. Cano, Mauro F. Basquera Jr. **“Desenvolvimento de Bateria de Lítio-Íon Nacional para Sistemas Fotovoltaicos”**, VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, Gramado, abril, 2018.
- Melo, Fernando Cardoso, **“Projeto e análise de desempenho de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica de baixa tensão em conformidade com a resolução normativa 408 da ANEEL”**, Uberlândia, 7, fevereiro de 2014. Disponível em: < <https://repositorio.ufu.br/handle/123456789/14560> >. Acesso em: Maio, 2021.
- Ministério do Meio Ambiente, **“Logística Reversa”**, 14, Março, 2018. Disponível em: <<https://sinir.gov.br/logistica-reversa>>. Acesso em: Setembro, 2021.
- N. Priyadarshi, S. Padmanaban, M. Ionel, L. Mihet-Popa, F. Azam, **“Hybrid PV-Wind, Micro Development Using Quasi-Z Source Inverter Modeling and Control”**, Department of Electrical Engineering, Millia Institute of Technology, India, agosto, 2018.

- North American Electric Reliability Corporation (NERC), **“Reliability Guideline Performance, Modeling, and Simulations of BPS-Connected Battery Energy Storage Systems and Hybrid Power Plants”**, Atlanta, dezembro de 2020.
- Origo Solar, **“História Energia Solar no Brasil”**. 07, Agosto de 2020, Disponível em :< <https://origoenergia.com.br/blog/a-historia-da-energia-solar-no-brasil>>. Acesso em: Maio, 2021.
- Ostend Batista Cardim, **“Energia Fotovoltaica em Estruturas Híbridas”**, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, fevereiro ,2012.
- Portal solar, **“Dados do Mercado de Energia Solar no Brasil”**. 2020, Disponível em :< <https://www.portalsolar.com.br/mercado-de-energia-solar-no-brasil.html>>. Acesso em: Maio, 2021.
- Portal Solar, **“Inversor Solar Híbrido”**, 2020. Disponível em :<<https://www.portalsolar.com.br/inversor-solar-hibrido>>. Acesso em: Maio, 2021.
- Portal solar, **“Mercado de inversores híbridos cresce 18%, mas Brasil esbarra em marco regulatório”**, 2020. Disponível em :<<https://www.portalsolar.com.br/blog-solar/energia-renovavel/mercado-de-inversores-hibridos-cresce-18-mas-brasil-esbarra-na-falta-de-marco-regulatorio.html>>. Acesso em: Maio, 2021.
- Portal solar, **“Sistema fotovoltaico híbrido para irrigação vai gerar economia de cerca de R\$ 15 milhões em propriedade rural”**. 2020, Disponível em :< <https://www.portalsolar.com.br/blog-solar/energia-renovavel/sistema-fotovoltaico-hibrido-para-irrigacao-vai-gerar-economia-cerca-de-r-15-milhoes-em-propriedade-rural.html>>. Acesso em: Maio, 2021.
- Renato C. Ambrosio, Edson A. Ticianelli **“Baterias de níquel-hidreto metálico, uma alternativa para as baterias de níquel-cádmio”**, Instituto de Química de São Carlos, USP, São Carlos, São Paulo, 2010.
- Shenzhen Ates Power Technology, **“Hybrid energy system User Manual”**, Baoan district, Shenzhen, China, 2020.
- Solar Edge, **“Importância da função Anti-ilhamento”**. 21, julho de 2021, Disponível em :< <https://www.solaredge.com/br/solaredge-blog/funcao-anti-ilhamento-inversores-fotovoltaicos>>. Acesso em: Maio, 2021.
- Susana Felipa Almeida, **“Modelação de Microsistemas Híbridos Fotovoltaicos/Eólicos para Produção Decentralizada”**, Instituto Superior Técnico, Junho, 2010
- Véronique Monier, **“Study on Photovoltaic Panel Supplementing the Impact Assessment for a Recast of the WEEE Directive”**, European Commission, Paris ,2011.

System Advisor Model Report

Detailed Photovoltaic - Battery 7.35 kW Nameplate -17.03, -50.18
 Single Owner \$1.65/W Installed Cost UTC -3

PV Performance Model		Battery Model	
Modules		Battery Specifications	
SunPower SPR-X21-350-BLK-E-AC		Battery capacity	21.12 kWh
Cell material	Mono-c-Si	Battery chemistry	Lithium ion
Module area	1.63 m ²	Battery dispatch option	Manual dispatch
Module capacity	350.1 DC Watts	Minimum state of charge	0.15
Quantity	21	Maximum state of charge	0.95
Total capacity	7.35 DC kW	Battery Charge and Discharge	
Total area	34 m ²	Battery Capacity	21.12 kWh
Inverters		Battery bank voltage	48 V
SolaX Power Network Technology (Zhe jiang) Co - Ltd ...		Number of cells	8
Unit capacity	8.600000 AC kW	Cells in series	4
Input voltage	258 - 500 VDC DC V	Strings in parallel	2
Quantity	1	Max discharge power (DC)	10.56 kW
Total capacity	8.6 AC kW	Max charge power (DC)	10.56 kW
DC to AC Capacity Ratio	0.85	Max discharge power (AC)	10.14 kW
AC losses (%)	1.00	Max charge power (AC)	11 kW
Array		Max discharge current (A)	220 A
Strings	3	Max charge current (A)	220 A
Modules per string	7	Battery Performance	
String Voc (DC V)	477.40	Roundtrip eff. (%)	89.52
Tilt (deg from horizontal)	-17.03	Cycle conversion eff. (%)	89.52
Azimuth (deg E of N)	180	Average cycle DoD	79.99
Tracking	no	Number of cycles	1,609
Backtracking	-	Year 1 energy charged	2,109.81 kWh
Self shading	no	Year 1 charged from PV	2,109.81 kWh
Rotation limit (deg)	-	Year 1 charged from grid	0 kWh
Shading	no	Year 1 energy discharged	1,887.71 kWh
Snow	no		
Soiling	yes		
DC losses (%)	4.44		
Performance Adjustments			
Availability/Curtailment	none		
Degradation	none		
Hourly or custom losses	none		
Annual Results (in Year 1)			
GHI kWh/m ² /day	5.76		
POA kWh/m ² /day	115.00		
Net to inverter	10,980 DC kWh		
Net to grid	10,150 AC kWh		
Capacity factor	15.8		
Performance ratio	0.74		

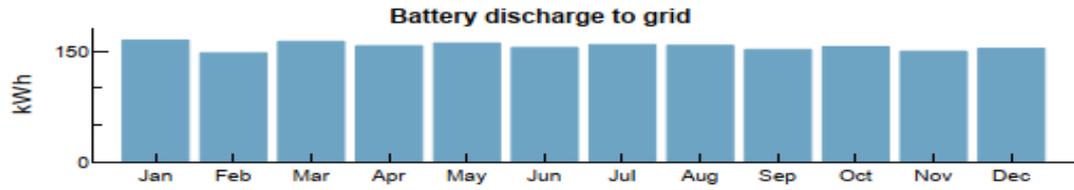
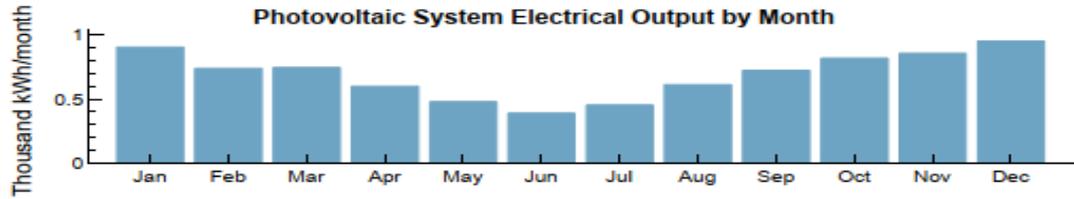
Single Owner | CEC Module with Database | Sandia Inverter Database | Lithium Ion Battery

System Advisor Model Standard Report generated by SAM 2020.11.29 on Mon Oct 4 17:15:17 2021

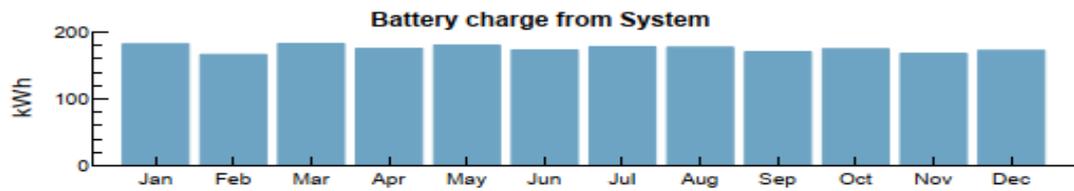
Detailed Photovoltaic - Battery
Single Owner

7.35 kW Nameplate
\$1.65/W Installed Cost

-17.03, -50.18
UTC -3



No battery charge from grid



Detailed Photovoltaic - Battery
Single Owner

7.35 kW Nameplate
\$1.65/W Installed Cost

-17.03, -50.18
UTC -3

Financial Model

Project Costs	
Total installed cost	\$12,159
Salvage value	\$0
Analysis Parameters	
Project life	25 years
Inflation rate	2.5%
Real discount rate	6.4%
Financial Targets and Constraints	
Solution mode	Calculate IRR
PPA price (bid price)	9 cents/kWh
PPA escalation rate	0.5 %/year
Tax and Insurance Rates	
Federal income tax	21 %/year
State income tax	7 %/year
Sales tax (% of indirect cost basis)	5%
Insurance (% of installed cost)	0.5 %/year
Property tax (% of assessed val.)	0 %/year
Incentives	
Federal ITC	26%
Depreciation	Depreciation allocations defined with no bonus depreciation
Results	
Nominal LCOE	306.4 cents/kWh
PPA price (year one)	9 cents/kWh
Project IRR	target not met
Project NPV	\$-283,600

Single Owner | CEC Module with Database | Sandia Inverter Database | Lithium Ion Battery

System Advisor Model Standard Report generated by SAM 2020.11.29 on Mon Oct 4 17:15:17 2021

4 / 5

