



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

DÊNIO SILVA DA COSTA

**FLEXIBILIZAÇÃO DA MICRORREDE PICI-UFC PARA OPERAÇÃO COMO
SISTEMA HÍBRIDO ISOLADO**

**FORTALEZA
2018**

DÊNIO SILVA DA COSTA

FLEXIBILIZAÇÃO DA MICRORREDE PICI-UFC PARA OPERAÇÃO COMO SISTEMA
HÍBRIDO ISOLADO

Trabalho de Conclusão de Curso, apresentado à Coordenação do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas Elétricos de Potência.

Orientador: Prof.^a Ph.D. Ruth Pastôra Saraiva Leão

Coorientador: Prof. Me. Aluísio Vieira Carneiro

FORTALEZA

2018

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca Universitária

Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

- C871f Costa, Dênio Silva da.
Flexibilização da microrrede Pici-UFC para operação como sistema híbrido isolado / Dênio Silva da Costa. – 2018.
83 f. : il. color.
- Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2018.
Orientação: Profa. Dra. Ruth Pastora Saraiva Leão.
Coorientação: Prof. Me. Aluisio Vieira Carneiro.
1. Microrrede. 2. Fotovoltaico. 3. Geração. 4. Sistema híbrido isolado. 5. Armazenamento por baterias. I. Título.

CDD 621.3

DÊNIO SILVA DA COSTA

FLEXIBILIZAÇÃO DA MICRORREDE PICI-UFC PARA OPERAÇÃO COMO SISTEMA
HÍBRIDO ISOLADO

Trabalho de Conclusão de Curso, apresentado à Coordenação do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas Elétricos de Potência.

Aprovada em: ___/___/_____.

BANCA EXAMINADORA

Prof.^a Ph.D. Ruth Pastôra Saraiva Leão (Orientadora)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Me. Alúcio Vieira Carneiro (Coorientador)
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Ceará (IFCE)

Prof. Dr. Raimundo Furtado Sampaio
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof.^a Me. Janaína Barbosa Almada
Universidade Federal do Ceará (Unilab)

A Deus.

Aos meus pais, Deusdedit e Núbia.

AGRADECIMENTOS

A Deus, que me amou antes mesmo de vir à luz. Sempre cuidando de mim, colocando pessoas em meu caminho para me ajudar.

A meu pai Deusdedith e minha mãe Núbia que nunca deixaram faltar nada, sempre procurando oferecer a melhor educação possível e, muitas vezes, abriram mão dos próprios prazeres.

Aos meus irmãos Deusdedith Júnior e Dakson que acompanharam toda minha trajetória com muita diversão e amizade.

A meu pastor Vinícius Farias que me ajudou a entender e viver o evangelho de Jesus, meu discipulador Marcelo Mardson que sempre tem algo a me ensinar da vida com Cristo e a toda a Comunidade de Discípulos de Jesus que vivem o reino de Deus comigo.

À minha namorada Isabelle que é para mim como um trampolim e, ao mesmo tempo, uma rede de segurança do acrobata, sempre me impulsionando e me dando segurança para continuar crescendo.

Ao grande amigo e coorientador deste trabalho, Aluísio Vieira, por ser um grande professor, conselheiro, motivador e me ajudar a viver o evangelho mesmo nos momentos difíceis.

À minha orientadora Profa. Ph.D. Ruth Pastôra Saraiva Leão, que acreditou em mim e sempre esteve disposta a auxiliar e contribuir com o trabalho.

Aos meus amigos Janderson, Jander, Thiago, Nadson, Mapse, Kevin, Fábio e Everton que tornaram o curso de engenharia elétrica produtivo e divertido.

Ao meu amigo Jeúde que desde a infância me acompanhou em todas as etapas da minha vida.

A todos os professores que tive na UFC, nas escolas físicas e online por onde passei.

“O temor do Senhor é o princípio da sabedoria.”

(Bíblia Sagrada, Provérbios 9:10a)

RESUMO

As microrredes podem ser projetadas para trabalhar conectadas à rede elétrica de distribuição ou totalmente isoladas desta, com o objetivo de fornecer energia elétrica a comunidades não servidas pela rede. A microrrede instalada no laboratório de Redes Elétricas Inteligentes, no Departamento de Engenharia Elétrica, do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará (UFC) é formada por três micro fontes fotovoltaicas monofásicas, um banco de baterias monofásico e em curso um sistema turbina eólica emulada-gerador trifásico. A microrrede Pici-UFC tem como objetivo fornecer um ambiente flexível para pesquisa e desenvolvimento. O inversor do banco de baterias (formador de rede) é bidirecional e tem a função de possibilitar a operação da microrrede em modo *backup* para atender cargas prioritárias. O inversor de bateria utilizado oferece igualmente a possibilidade de dar suporte a sistemas isolados, tais como sistemas fotovoltaicos, mini hidrelétricas, geradores eólicos, microturbinas, etc. Este trabalho tem como objetivo agregar à microrrede Pici-UFC uma funcionalidade adicional, que proporcionará operação plenamente isolada da rede de distribuição de forma permanente, utilizando o modo *offgrid* do inversor de forma a tornar este ambiente de pesquisa ainda mais flexível. A microrrede isolada foi projetada para operar com um gerador fotovoltaico, um gerador a diesel e um banco de baterias de 41,47 horas de autonomia. Um projeto de comando e controle local foi desenvolvido para operação da microrrede em modo isolada, bem como o mapeamento dos pontos para supervisão e controle remotos realizado a partir de entradas e saídas digitais de um controlador programável da microrrede.

Palavras-chave: Microrrede. Fotovoltaico. Geração. Sistema híbrido isolado. Armazenamento por baterias.

ABSTRACT

The microgrids can be designed to work connected to or totally isolated from the distribution network in order to provide electricity to communities not supplied by the distribution network. The microgrid installed in the Intelligent Electrical Networks laboratory, in the Department of Electrical Engineering, of the Technology Center of the Federal University of Ceará (UFC) is made up of three single-phase photovoltaic sources, a bank of batteries, and in development an emulated three-phase wind turbine system. The microgrid Pici-UFC aims to provide a flexible environment for research and development. The battery bank inverter (network former) is bidirectional and has the function of enabling the operation of the microgrid in backup mode to meet priority loads. The battery inverter enables also to support offgrid systems, supplied by photovoltaic systems, small hydroelectric power plants, wind turbine systems, microturbines, etc. The purpose of this work is the addition of a function that will provide fully isolated operation of the Pici-UFC microgrid from the distribution network, using the battery inverter in order to make this research environment even more flexible. The offgrid microgrid is designed to operate with a photovoltaic system, a fuel-based generator and a battery bank of 41.47 hours of autonomy. A local command and control was designed for operation of the microgrid in isolated mode, as well as mapping the points for remote supervision and control made available from digital inputs and outputs of a programmable controller of the microgrid.

Keywords: Microgrid. Photovoltaic. Generation. Isolated hybrid system. Battery storage.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Segmento híbrido isolado da microrrede Pici-UFC	19
Figura 2 – Funcionamento de um sistema híbrido fotovoltaico-diesel com banco de baterias	22
Figura 3 – Sistema híbrido STECA	23
Figura 4 – Sistema híbrido SMA	23
Figura 5 – Inversor <i>Sunny Island 3.0M-11</i>	24
Figura 6 – Sistema ongrid com aumento de autoconsumo	25
Figura 7 – Sistema <i>ongrid</i> com <i>backup</i> de bateria	26
Figura 8 – Controle de frequência	27
Figura 9 – Visão explodida das principais partes de uma bateria de acumuladores.....	31
Figura 10 – Estágios de carregamento.....	36
Figura 11 – Principais componentes de um SFV.....	40
Figura 12 – Célula fotovoltaica	40
Figura 13 – Módulo fotovoltaico.....	41
Figura 14 – Inversor fotovoltaico	41
Figura 15 – Grupo Motor-gerador	43
Figura 16 – Configuração campo móvel e campo fixo	44
Figura 17 – Comportamento do gerador: frequência.....	47
Figura 18 – Comportamento do gerador: tensão	47
Figura 19 – Esquemático da microrrede Pici-UFC – campus do Pici	49
Figura 20 – Carga resistiva 2 kW	51
Figura 21 – Conexões elétrica do SI para o modo offgrid.....	53
Figura 22 – Entradas e saídas do SI.....	53
Figura 23 – Pontos de conexão elétrica do SI	54
Figura 24 – Bateria Moura clean nano 12MF220.....	55
Figura 25 – Ligação do banco de baterias	58
Figura 26 – Chave seccionadora fusível.....	59
Figura 27 – Tela inicial do PVSYST	61
Figura 28 – Tela de projeto.....	62
Figura 29 – Tela de orientação dos painéis.....	63
Figura 30 – Definições do sistema	64
Figura 31 – Geração e perdas do sistema	66
Figura 32 – Diagrama de perdas do sistema.....	67

Figura 33 – Gerador 2,2 kW	68
Figura 34 – Configuração do sistema FV-1 da microrrede Pici-UFC	69
Figura 35 – Sistema híbrido isolado	70
Figura 36 – Conexões elétricas no modo ongrid com backup de baterias	71
Figura 37 – Detalhamento da CTA	71
Figura 38 – Chave para acionamento remoto	73

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Relação entre densidade do eletrólito, tensão de um elemento e o SOC.....	32
Tabela 2 – Características das baterias de acumuladores comerciais.....	33
Tabela 3 – Modelos de inversores <i>Sunny Island</i>	52
Tabela 4 – Descrição das conexões.....	54
Tabela 5 – Fusíveis recomendados para um SI.....	59
Tabela 6 – Dados elétricos.....	64
Tabela 7 – Dados meteorológicos, solarimétricos e resultados.....	65

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

CA	Corrente Alternada
CTA	Chave de Transferência Automática
FV	Fotovoltaico
GMG	Grupo Motor Gerador
GREI	Grupo de Redes Elétricas Inteligentes
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IFR	Inversor Formador de Rede
IHM	Interface Homem Máquina
IU ₀ U	Corrente constante (I), sobretensão constante (U ₀) e tensão constante (U),
LPT	Luz Para Todos
ONU	Organização das Nações Unidas
PAC	Potência AC
SCADA	<i>Supervisory Control And Data Acquisition</i>
SFV	Sistema Fotovoltaico
SGHI	Sistema de Geração Híbrido Isolado
SOC	<i>State Of Charge</i>
SR	Supridor de Rede
SRC	<i>Sunny Remote Control</i>
UFC	Universidade Federal do Ceará
VRLA	<i>Valve Regulated Lead Acid</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	Motivação	15
1.2	Justificativa	17
1.3	Objetivos	18
1.4	Metodologia	18
1.5	Estrutura do Trabalho	19
2	PANORAMA SOBRE MICRORREDES E SEUS COMPONENTES	21
2.1	Sistema de Geração Híbrido Isolado (SGHI)	21
2.2	Inversor Formador de Rede (IFR)	24
2.2.1	<i>Controle das Fontes Ligadas à microrrede isolada</i>	27
2.2.2	<i>Gerenciamento de Baterias</i>	28
2.2.3	<i>Gerenciamento do gerador</i>	28
2.3	Bateria de acumuladores	28
2.3.1	<i>Tipos de bateria de acumuladores</i>	29
2.3.2	<i>Bateria de chumbo-ácido</i>	31
2.3.3	<i>Gerenciamento de carga das baterias em Sistemas OffGrid</i>	33
2.3.3.1	<i>Efeito da Temperatura</i>	35
2.3.3.2	<i>Controle do Carregamento</i>	36
2.3.3.3	<i>Modo de Proteção da Bateria</i>	38
2.4	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede	39
2.4.1	<i>Módulos Fotovoltaicos</i>	40
2.4.2	<i>Inversores para Sistemas Fotovoltaicos</i>	41
2.5	Grupo Motor Gerador	42
2.5.1	<i>Gerador Síncrono</i>	43
2.5.2	<i>Gerenciamento do gerador pelo IFR</i>	45
2.5.2.1	<i>Sincronismo</i>	46
2.5.2.2	<i>Proteções</i>	46
2.5.2.3	<i>Regulação</i>	47
2.6	Microrrede Pici-UFC	48
3	PROJETO DO SEGMENTO HÍBRIDO ISOLADO	50
3.1	Inversor Formador de Rede (IFR)	52
3.1.1	<i>Projeto</i>	52
3.1.2	<i>Conexões Elétricas</i>	53

3.2	Banco de Baterias	54
3.2.1	<i>Dimensionamento do Banco de Bateria</i>	55
3.2.2	<i>Dimensionamento da Chave Seccionadora Fusível</i>	58
3.3	Sistema Fotovoltaico	60
3.3.1	<i>Parâmetros para Simulação</i>	60
3.3.2	<i>Resultados de Simulação no PVsyst</i>	65
3.4	Grupo Motor Gerador	67
3.5	Flexibilização	69
3.6	Conclusão do capítulo	74
4	CONCLUSÃO	75
4.1	Contribuições	75
4.2	Trabalhos Futuros	75
	REFERÊNCIAS	77
	APÊNDICE A –Diagrama da microrrede Pici-UFC	79
	APÊNDICE B –Diagrama geral da microrrede Pici-UFC modificado	80
	APÊNDICE C –Conexões elétricas do SI e C.T.A - Modo <i>ongrid</i>	81
	APÊNDICE D -Conexões do SI e CMM-11 (Força)	82
	APÊNDICE E –CMM-11 – Comando	83

1 INTRODUÇÃO

1.1 Motivação

O uso de energia, em suas diferentes formas, é indispensável para a existência da vida humana. Nas sociedades primitivas, a lenha das florestas era utilizada como fonte de energia para aquecer, cozinhar e realizar atividades domésticas. Ao longo dos anos, o crescimento populacional humano e o conseqüente aumento no consumo de energia implicaram na necessidade de utilização de outras fontes e formas de energia. Desde a sua descoberta, no final do século XVII, a energia elétrica tornou-se a mais conveniente e versátil forma de aproveitamento energético, ante às demais práticas de uso da energia. Dentre as principais razões disso está a possibilidade de utilizá-la em lugares diferentes de onde foi gerada. Além disso, a adequação da eletricidade aos diversos processos de conversão tornou-a notória e indispensável para o desenvolvimento das nações.

A eletricidade se tornou tão necessária que se fez um direito humano fundamental, sendo uma forma de energia utilizada para comunicação, informação, saúde, lazer, produção de bens e serviços e transporte (LEÃO, 2015a).

Apesar de todos os avanços tecnológicos que a humanidade vem experimentando, cerca de 1,061 bilhão de pessoas no mundo ainda viviam sem energia elétrica no ano de 2014, sendo que, do total das pessoas que moram nos centros urbanos, 96,3% têm acesso à energia elétrica, ao passo que nas zonas rurais esta taxa diminui para 73% (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA) AND THE WORLD BANK, 2017). Os problemas relativos à falta de eletricidade são diversos, tais como: impossibilidade de desempenhar atividades à noite, dificuldade de acesso à informação, desperdício de comida por falta de refrigeração, insegurança, etc. Em muitos países, a utilização de querosene para iluminação é responsável por milhões de mortes anuais, causadas tanto por acidentes como pela inalação da fumaça.

No Brasil, segundo o último censo de 2010 divulgado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), o serviço de energia elétrica atingia 97,8% dos domicílios brasileiros, nas áreas urbanas este percentual chega a 99,1%, enquanto que na zona rural diminui para 89,7%.

A razão pela qual a zona rural possui um índice de pessoas sem energia elétrica maior que na zona urbana reside no fato de que os custos envolvidos na construção e manutenção de linhas elétricas para o atendimento de pequenas comunidades inviabilizam economicamente o projeto. É dentro deste contexto que surgem os sistemas de geração híbridos

isolados (SGHI) com o objetivo de combinar em um único sistema, diferentes fontes de energia, tornando o suprimento de eletricidade da região economicamente mais atrativo, confiável e flexível.

Fornecer energia elétrica a todos tornou-se tão importante que vários programas de incentivo à eletrificação foram criados, tanto a nível mundial quanto nacional.

A nível mundial destaca-se a iniciativa *Sustainable Energy for All*, criado em 2011 pelo secretário geral das Nações Unidas (ONU), Ban Ki-Moon. O programa possui três objetivos energéticos globais para até 2030:

- 1) Garantir o acesso universal aos serviços energéticos modernos;
- 2) Dobrar a taxa global de melhoria da eficiência energética;
- 3) Dobrar a participação das energias renováveis no setor energético global.

A nível nacional destaca-se o programa Luz para Todos (LPT), instituído por meio do Decreto 4.873 de 11/11/2003, alterado pelos Decretos nº 6.442 de 25 de abril de 2008, nº 7.520 de 08 de julho de 2011 e nº 8.387 de 30 de dezembro de 2014. A iniciativa tem como objetivo, levar, até 2018, energia elétrica à população do meio rural brasileiro ainda não servida (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2015).

O programa LPT estabelece que os projetos de eletrificação rural sejam realizados prioritariamente explorando os potenciais energéticos da região e utilizando fontes renováveis de energia, com o objetivo de reduzir os impactos ambientais. Para dar suporte fazendo uso de geração descentralizada, o manual para atendimento às regiões remotas dos sistemas isolados considera as seguintes tecnologias como opções:

- a) Minicentral hidrelétrica;
- b) Microcentral hidrelétrica;
- c) Usina termelétrica a biocombustível ou gás natural;
- d) Usina solar fotovoltaica;
- e) Aerogeradores;
- f) Sistemas híbridos, resultantes da combinação de duas ou mais das seguintes fontes primárias: solar, eólica, biomassa, hídrica e/ou diesel.

No documento oficial, definido como "Projeto de Referência", a Eletrobrás Amazonas Energia apresenta o atendimento de 33 localidades isoladas através de usinas termelétricas, onde apenas 1 é movida a gás natural e as 32 demais a diesel. Devido ao difícil acesso à maioria das localidades, o preço do diesel tornou-se muito alto, porém o potencial solar energético mostrou-se suficiente para que haja considerável economia no combustível (ANTÚNEZ, 2013).

Ramos (2016) afirma que devido à diminuição dos custos das instalações solares fotovoltaicas e o aumento de sua eficiência, juntamente com a redução dos custos com os sistemas de armazenamento e controle (incluindo seus melhoramentos tecnológicos), tem se definido um cenário forte para que, nos próximos anos, o desenvolvimento de soluções *offgrid* sejam técnica e economicamente viáveis.

Muitos benefícios sociais podem ser citados, decorrentes da implantação dos SGHIs em comunidades remotas, dentre eles podem ser citados:

- Capacitação e geração de empregos temporários e definitivos para a população do local decorrentes da implantação do sistema (construção, instalação, operação e manutenção do sistema);
- Benefícios na educação, uma vez que as crianças que vivem em casas servidas por esses sistemas de eletrificação isolados conseguem ter melhor aproveitamento escolar (RAMOS, 2016);
- Melhoramentos em serviços públicos, como segurança e menos riscos de contaminação ambiental (iluminação a querosene), entre outros (RAMOS, 2016).

Apesar dos grandes benefícios sociais, os SGHIs ainda apresentam muitos desafios a serem vencidos. Carneiro (2017) elenca alguns obstáculos e desvantagens na implantação de microrredes no Brasil, a saber: altos custos de investimento, dificuldades técnicas relacionadas à falta de experiência e controle de microfones, escassez de normas regulamentadoras e regulação do preço da tarifa da energia, o que pode implicar no fornecimento de energia elétrica de baixa qualidade acarretando riscos a equipamentos e pessoas.

1.2 Justificativa

O segmento de distribuição de energia elétrica vem sofrendo mudanças onde muitas inovações estão surgindo e gerando a necessidade de estudos mais aprofundados, como por exemplo, sobre a inserção de fontes alternativas de energia, as características dessas fontes, e consequentemente o impacto delas. Portanto, faz-se necessário a investigação de fatores que garantem a qualidade do fornecimento da energia em sistemas isolados alimentados por fontes alternativas, tais como, confiabilidade, distorções harmônicas, níveis de tensão, flutuações de tensão e desequilíbrios.

O Grupo de Redes Inteligentes (GREI) da Universidade Federal do Ceará (UFC) vem fazendo estudos e produzindo vários trabalhos sobre o tema. No trabalho de Almada (2013)

foi projetada e simulada a operação de uma microrrede composta de diferentes microfontes, incluindo sistemas de armazenamento por bateria, célula a combustível, sistema solar fotovoltaico e sistema eólico, numa análise de diferentes configurações. Por sua vez, Rocha (2014) desenvolveu um sistema de gerenciamento de uma microrrede operando em modo isolado da rede elétrica principal. No trabalho de Oliveira (2014) foram apresentadas as diretrizes para implantação de um sistema de automação, supervisão e controle para a microrrede da UFC. Já no trabalho de Carneiro (2017) foi projetado e implementado uma microrrede no campus universitário Pici da UFC, com fontes do tipo solar fotovoltaica e banco de baterias, que opera no modo *ongrid* com *backup* de bateria, destinada a oferecer um ambiente de desenvolvimento e pesquisa na área.

Este trabalho vem agregar à microrrede Pici-UFC uma funcionalidade adicional que favorecerá o desenvolvimento de estudos e pesquisas em sistemas híbridos isolados com geração diesel, solar e *backup* de bateria.

1.3 Objetivos

Este trabalho tem como objetivo projetar a operação da microrrede Pici-UFC em modo isolado. Como objetivos específicos tem-se:

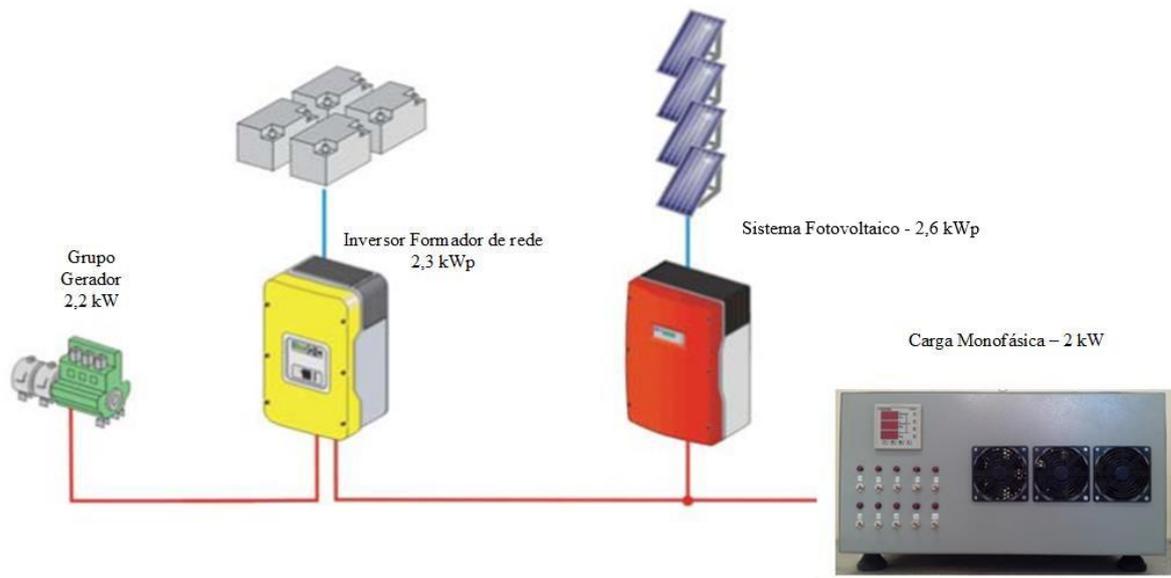
- Projetar a operação do conversor de bateria formador de rede para operar no modo isolado (*offgrid*);
- Dimensionar os componentes da microrrede isolada: sistema fotovoltaico, grupo motor gerador, banco de bateria;
- Projetar o circuito de comando e controle local da microrrede isolada, juntamente com a parte física necessária para supervisão e controle remoto e a comutação entre os dois modos de operação local e/ou remoto.

1.4 Metodologia

Com o objetivo de enriquecer a plataforma de pesquisas e desenvolvimento em microrredes da UFC, este trabalho apresenta o projeto e desenvolvimento de um sistema híbrido isolado com geração solar fotovoltaica (FV), diesel e *backup* de baterias. Para operação da microrrede em modo *offgrid*, foi projetado um circuito de comando para comutação do inversor formador de rede (IFR) do modo *ongrid* com *backup* de bateria para modo *offgrid*. A microrrede *offgrid* inclui o inversor IFR de 2,3 kW, um sistema solar fotovoltaico monofásico de 2,6 kWp,

uma carga monofásica de 2,0 kW com 10 estágios 200 W, e um banco de baterias com autonomia para atender uma carga durante cerca de 40 horas, sem o auxílio de outra fonte. Este sistema conta ainda com o auxílio de um gerador monofásico à diesel de 2,2 kW para complementar ou assumir o fornecimento de energia em situações de baixo estado de carga das baterias e de geração de energia solar insuficiente. A Figura 1 mostra em um diagrama unifilar a topologia do segmento híbrido isolado da microrrede UFC.

Figura 1 – Segmento híbrido isolado da microrrede Pici-UFC



Fonte: Adaptado de (SMA, 2009).

1.5 Estrutura do Trabalho

Este trabalho foi estruturado em 4 capítulos os quais são detalhados a seguir.

No Capítulo 1 o trabalho é contextualizado com a apresentação de uma motivação e justificativa, os objetivos a serem alcançados, a metodologia aplicada na sua efetivação.

No Capítulo 2 é feita uma abordagem que inclui a base teórica sobre os sistemas de geração híbrido isolado além de um detalhamento sobre o inversor formador de rede utilizado e suas principais características. Este capítulo também contém informações sobre a operação do banco de baterias, do sistema fotovoltaico e do grupo motor gerador, incluindo ainda uma breve descrição da microrrede Pici-UFC.

No Capítulo 3 é apresentado o projeto detalhado do sistema híbrido, assim como sua habilidade de tornar a operação da microrrede flexível entre os modos *ongrid* e *offgrid* do inversor formador de rede.

O Capítulo 4 apresenta as conclusões, contribuições e propõe trabalhos futuros.

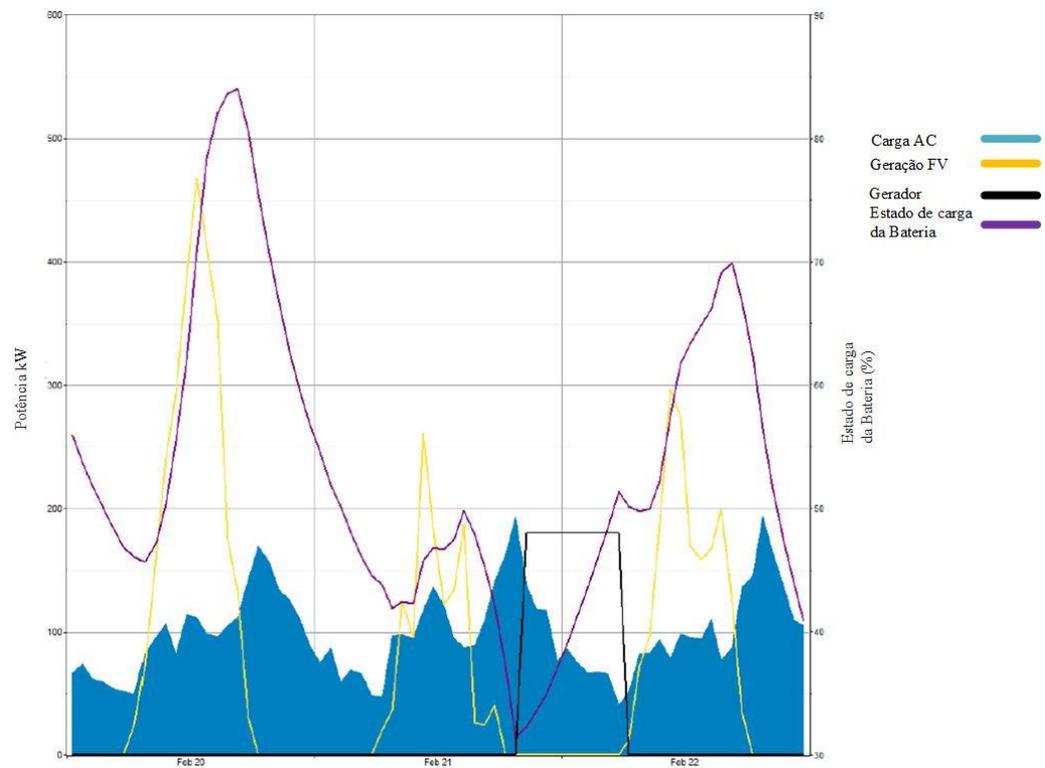
2 PANORAMA SOBRE MICRORREDES E SEUS COMPONENTES

2.1 Sistema de Geração Híbrido Isolado (SGHI)

Os sistemas híbridos isolados, também conhecidos como microrredes isoladas, são sistemas que combinam duas ou mais diferentes fontes de energia, a fim de fornecer energia elétrica a regiões remotas em que os gastos com estrutura, manutenção e operação de uma linha de transmissão/distribuição torna-a não econômica e nem fisicamente viável. Nesses casos, os SGHIs apresentam-se como solução em fornecimento de energia promovendo aproveitamento dos recursos energéticos disponíveis nas regiões a serem atendidas, garantindo fornecimento contínuo de energia. A combinação diesel-fotovoltaica com banco de baterias tem sido bastante utilizada, pois muitas localidades são dependentes de diesel para geração de energia elétrica. Por sua vez, muitos desses locais possuem alto potencial de geração solar fotovoltaica. Outro aspecto favorável ao uso da energia solar fotovoltaica nessa combinação de fontes é que a geração fotovoltaica tem se tornado cada dia mais viável no mercado.

Para que um SGHI seja confiável, eficiente e economicamente viável é importante que disponha de um gerenciamento que controle a geração das fontes geradoras a fim de seguir, em qualquer instante, a curva de demanda. Diante disso, quando o grupo gerador diesel estiver desligado, o banco de baterias deve fornecer energia diretamente para as cargas, a fim de compensar as variações características da geração fotovoltaica. Quando a energia solar fotovoltaica disponível for maior que o consumo, ela deve ser utilizada para carregar o banco de baterias que pode também ser carregado pelo gerador em períodos de demanda menor do que a potência nominal. A Figura 2 mostra o funcionamento de um sistema híbrido fotovoltaico-diesel com banco de baterias.

Figura 2 – Funcionamento de um sistema híbrido fotovoltaico-diesel com banco de baterias

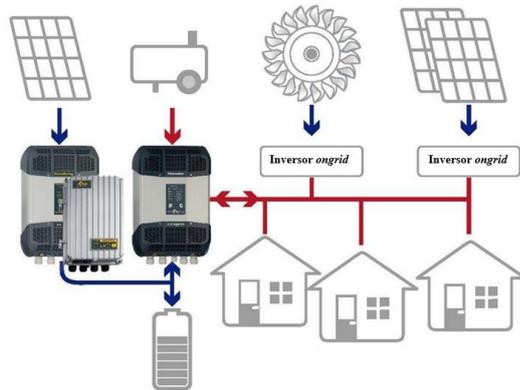


Fonte: Adaptado de (ANTÚNEZ, 2013)

Devido ao preço do combustível do grupo gerador, em comparação com o gerador fotovoltaico e as baterias, o gerador FV pode ser um pequeno contribuinte ou virar a fonte principal da microrrede, deixando o gerador a diesel como *backup* para situações de radiação solar extremamente baixa ou demanda incompatível com a capacidade instantânea do sistema FV (ANTÚNEZ, 2013).

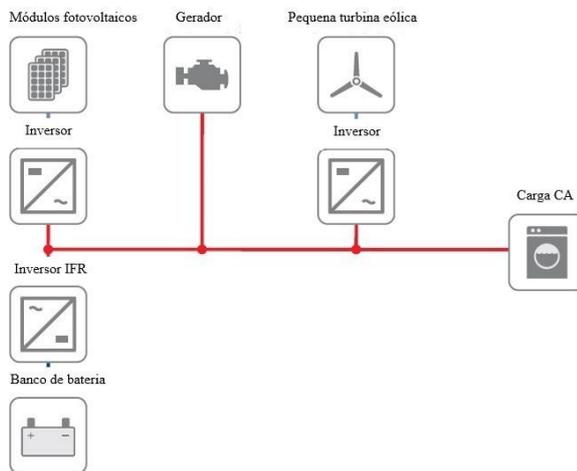
Figura 3 e Figura 4 apresentam as configurações de sistemas híbridos monofásicos de dois fabricantes de mercado.

Figura 3 – Sistema híbrido STECA



Fonte: Adaptado de (STECA ELEKTRONIK GMBH, 2018)

Figura 4 – Sistema híbrido SMA



Fonte: Adaptado de (SMA, 2004a)

As tecnologias da STECA e STUDER oferecem soluções de sistemas híbridos com banco de baterias para sistemas isolados de até 72 kW. Por sua vez, o fabricante SMA oferece sistemas com capacidade de atendimento de até 300 kW de demanda máxima, a partir daí a utilização de um banco de baterias não é economicamente viável. Além disso, o fabricante SMA apresenta equipamentos que incorporam características como:

- Configuração flexível para sistemas monofásicos ou trifásicos;
- Topologia modular, adaptável a necessidades de aumento da potência do sistema e alteração de configuração (de sistema monofásico para trifásico);
- Alto grau de proteção, com capacidade de operação em diversas condições climáticas;

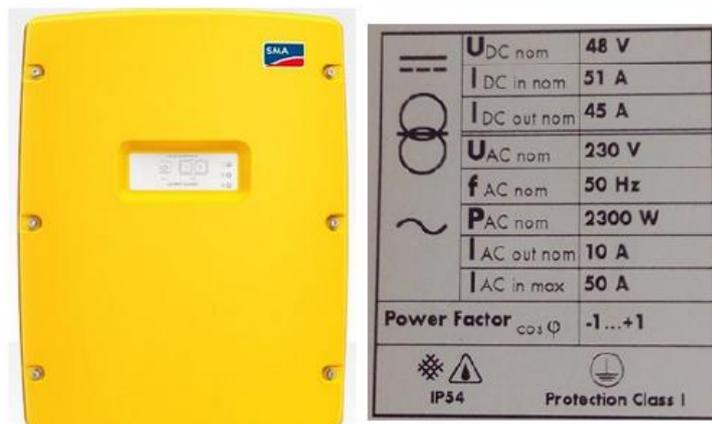
- Gerenciamento de carga e descarga do banco de baterias e monitoramento otimizado do estado de carga;
- Controle de partida do gerador;
- Controle de geração e consumo.

Na concepção do sistema híbrido isolado da SMA, o inversor formador de rede cria uma rede de corrente alternada (CA), a partir do banco de baterias, no qual podem ser inseridas cargas e unidades de geração: solar, eólica e pequenas centrais hidrelétricas, por exemplo. A microrrede é gerenciada pelo inversor formador de rede, motivo pelo qual ele recebe esta designação.

2.2 Inversor Formador de Rede (IFR)

O IFR utilizado neste trabalho é o inversor de bateria bidirecional *Sunny Island 3.0M-11* do fabricante alemão SMA, ilustrado na Figura 5 juntamente com os dados de placa. Percebe-se que a frequência nominal é de 50 Hz, porém é possível configurá-lo para operar em 60 Hz.

Figura 5 – Inversor *Sunny Island 3.0M-11*



Fonte: (CARNEIRO, 2017)

O *Sunny Island* (SI) além de criar a rede *offgrid* também regula o balanço de energia injetada através das fontes geradoras e consumida pelas cargas, através do sistema de gerenciamento de baterias, geradores e cargas.

O SI é capaz de operar em sistemas totalmente isolados da rede de distribuição (SGHI), no modo *offgrid* com *backup* de bateria (desconectado da rede), como também pode

ser configurado para funcionar no modo *ongrid*, abrindo possibilidades para operar em três sub modos do tipo *ongrid*, que são:

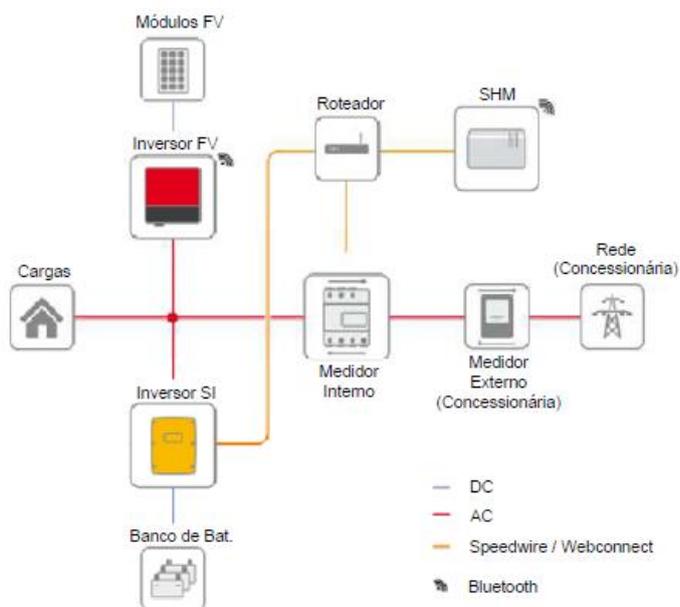
- Aumento de autoconsumo;
- *Backup* de bateria;
- *Backup* de bateria com aumento de autoconsumo.

A) Sistema *ongrid* com aumento de autoconsumo

A Figura 6 apresenta a topologia de montagem para a atuação do SI no modo autoconsumo. Nessa configuração, a microrrede operada conectada à rede de distribuição e o objetivo é evitar que a energia produzida pelo sistema fotovoltaico seja exportada para a rede elétrica assim como evitar importar da rede, tornando o consumidor autossuficiente.

Na ocorrência de demanda maior que a capacidade de geração do sistema FV, o IFR solicita energia do banco de baterias até que o estado de carga mínimo seja atingido. A partir de então, o inversor solicita apoio da rede da concessionária. Por sua vez, quando a capacidade de geração for maior que o consumo, o excesso será utilizado para recarregar o banco de baterias (CARNEIRO, 2017).

Figura 6 – Sistema *ongrid* com aumento de autoconsumo



Fonte: (CARNEIRO, 2017)

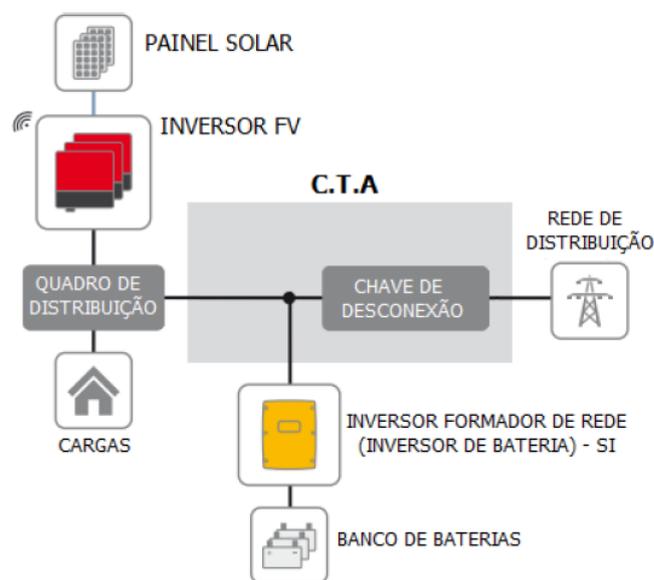
A opção ‘Autoconsumo’ é selecionada para operação do SI quando conectado à rede de distribuição.

B) Sistema *ongrid* com *backup* de bateria

A Figura 7 apresenta a topologia de montagem para a atuação do SI no modo *backup* de bateria. O objetivo deste sistema é garantir fornecimento ininterrupto às cargas durante uma falta de suprimento da rede de distribuição.

Nesse cenário, o SI forma uma rede de *backup* a partir do banco de baterias e o sistema fotovoltaico, e continua a alimentar as cargas conectadas à rede *backup*, estando a chave de desconexão aberta. Quando a capacidade de geração de energia do sistema FV não for suficiente para promover o atendimento integral à carga, o banco de baterias fornece energia complementar até o momento em que atinja o seu estado de carga mínimo. O ilhamento desta rede é feito por uma chave de transferência automática controlada pelo SI através de relés auxiliares (SMA, 2004b).

Figura 7 – Sistema *ongrid* com *backup* de bateria



Fonte: (CARNEIRO, 2017)

C) Sistema *ongrid* com autoconsumo e *backup* de bateria

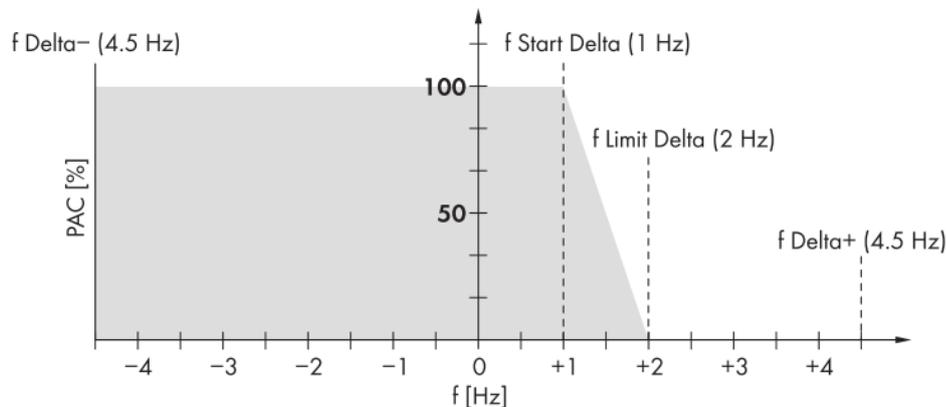
Este sistema é uma combinação dos dois modos citados anteriormente. O SI gerencia o balanço de energia de forma que o usuário use o mínimo possível de energia da rede

de distribuição, ao mesmo tempo em que na ocorrência de uma falta da rede elétrica as cargas continuam a ser alimentadas pela rede de *backup* formada pelo SI. A topologia utilizada neste modo é a mesma da Figura 7, diferenciando-se apenas pela habilitação da função “*autoconsumo*” na interface homem máquina (IHM).

2.2.1 Controle das Fontes Ligadas à microrrede isolada

O SI limita a potência de saída gerada pelas fontes de energia, como inversores supridores de rede (SR) conectados à microrrede isolada, através de ajuste da frequência de referência, método denominado de “*Frequency Shift Control*”. Esse processo é utilizado quando ocorrem, simultaneamente, as duas seguintes situações: o estado de carga das baterias está em 100% e os inversores conectados à rede dispõem de potência acima do que está sendo demandado. Nesse cenário, para evitar sobrecarga ao banco de baterias, o IFR aumenta a frequência da microrrede acrescentando uma variação tal que toda a capacidade de geração é utilizada até atingir o valor previamente especificado, designado pelo fabricante como “*f Start Delta*”, a partir de então, os inversores supridores de rede passam a limitar sua potência AC (PAC) com o aumento da frequência até que, em “*f Limit Delta*”, a potência gerada seja nula. A Figura 8 ilustra esta operação, onde “*f Delta +*” e “*f Delta -*” são os limites de frequência que a microrrede isolada pode ser submetida e nestes limites os inversores SR são desconectados da rede (SMA, 2004a).

Figura 8 – Controle de Frequência



Fonte: Adaptado de (SMA, 2004a)

Ao utilizar um grupo motor gerador como fonte externa de energia, o SI faz o gerenciamento e controle do mesmo, conforme descrito na seção 2.5.2. Porém, devido o

sincronismo do gerador com a rede isolada, o IFR não pode mais realizar o “*Frequency Shift Control*”.

2.2.2 Gerenciamento de Baterias

O SI possui internamente um gerenciador de baterias que atua baseado no monitoramento do estado de carga (SOC) da bateria, no qual são utilizados os três métodos mais comuns de se determinar o SOC, que possuem precisão de mais de 95%. Com isso são evitadas sobrecargas, bem como descargas profundas da bateria (SMA, 2014a). O item 2.3.3 descreve com mais detalhes o gerenciamento e controle do banco de baterias feito pelo SI.

2.2.3 Gerenciamento do gerador

O SI possui internamente um sistema de controle e gerenciamento para gerador despachável que visa comandar as operações de entrada e saída monitorando o sincronismo, atuando com funções de proteção internas e regulando o nível de carregamento. O item 2.5.2 descreve com mais detalhes o gerenciamento e controle do gerador feito pelo SI.

2.3 Bateria de acumuladores

Em sistemas híbridos de geração solar-diesel isolados da rede de distribuição de energia elétrica, o armazenamento de energia, para utilização nos momentos em que não haja disponibilidade de recurso solar, é indispensável. Além disso, sua presença atende à perspectiva de mitigar dependência do diesel, por se tratar de uma fonte primária esgotável e cujo uso, inevitavelmente, além de agregar ao sistema um custo operativo, implica na emissão de gases poluentes de efeito estufa. Dentre os métodos mais utilizados para armazenamento de energia estão usinas de bombeamento, supercapacitores, bobinas supercondutoras, volantes de inércia, e baterias eletroquímicas. As baterias ainda são o tipo mais usual de tecnologia dos sistemas isolados, tanto pelo custo como pela eficiência.

O banco de baterias é um componente essencial em microrredes isoladas que utilizam inversores formadores de rede, pois é a partir dele que a rede em corrente alternada é formada. Além disso, as baterias são utilizadas na função de *backup* de energia quando a disponibilidade de recurso energético for insuficiente para atender as cargas.

Trata-se de equipamentos que armazenam energia elétrica através de um processo eletroquímico conhecido como oxirredução, no qual à medida que a bateria é utilizada para alimentação de uma carga, um dos compostos químicos sofre oxidação¹ enquanto o outro sofre redução². Por outro lado, ao conectar uma fonte de energia elétrica aos terminais de uma bateria, a passagem de corrente elétrica gera o efeito contrário, ou seja, reverte o processo de oxidação e redução. Dependendo do tipo de célula, a bateria pode ser utilizada apenas uma vez, quando, ao se descarregar a sua vida útil acaba. Estas são conhecidas como baterias primárias. Por outro lado, existem, ainda, baterias que podem ser recarregáveis com o auxílio de uma fonte externa. Essas são conhecidas como baterias secundárias, acumuladores ou ainda dispositivos de armazenamento (PINHO; GALDINO, 2014).

2.3.1 Tipos de bateria de acumuladores

Existem vários tipos de bateria de acumuladores, tais como chumbo-ácido, níquel-cádmio, íon de Lítio, entre outros. Segue abaixo as principais características dos tipos de acumuladores mais utilizados:

A) Chumbo-ácido

Devido ao baixo custo e alta eficiência este é o tipo de bateria mais utilizado em sistemas fotovoltaicos. Sua estrutura é basicamente eletrodos de chumbo (Pb) mergulhados em um eletrólito ácido, normalmente ácido sulfúrico (H₂SO₄). Essas baterias aumentam a capacidade e diminuem a vida útil com o aumento da temperatura e diminuem a capacidade juntamente com a diminuição da temperatura (GARRIDO, 2010).

As baterias de chumbo ácido podem ser do tipo abertas, também conhecidas como ventiladas, ou do tipo selada, denominada também de reguladas a válvulas.

Em baterias do tipo aberta o eletrólito é líquido e livre, por esta razão devem ser estacionárias e ser montadas na posição vertical. Durante sua utilização, a eletrólise libera oxigênio e hidrogênio no estado gasoso, diminuindo assim o nível de água da solução, sendo assim necessário a reposição periódica de água (PINHO; GALDINO, 2014).

¹ Oxidação é o processo em que um elemento ou composto químico perde elétrons.

² Redução é o processo em que um elemento ou composto químico ganha elétrons.

Nas baterias seladas, o eletrólito fica confinado em um separador ou na forma de gel, permitindo assim a recombinação dos gases, e, portanto, as perdas de água são reduzidas, livrando assim essas baterias de manutenção. O nome “regulada à válvula” vem do fato de que possui válvulas que permitem a saída dos gases quando a pressão interna atinge determinado nível (PINHO; GALDINO, 2014).

B) Níquel Cádmio

Este tipo de bateria é formado por um ânodo de hidróxido de níquel (Ni(OH)_2), um cátodo de cádmio (Cd) e um eletrólito alcalino, normalmente hidróxido de potássio (KOH). Elas possuem um preço mais alto, porém não sofrem tanto com a variação da temperatura e sobrecargas. A principal desvantagem desse tipo de bateria é a existência do efeito memória, ou seja, ela memoriza os últimos perfis de cargas e tende a repeti-lo. Sendo portanto, inviável sua utilização em sistemas fotovoltaicos isolados (GARRIDO, 2010).

C) Íon de Lítio

Fisicamente é formada por um catodo de lítio (Li), um anodo de carbono poroso e um eletrólito de sais de lítio num solvente orgânico. Possuem como vantagem alto tempo de vida útil, leveza, alta densidade energética, ausência do efeito memória, suporta altas taxas de carga e descarga, baixo tempo de carga e baixa taxa de auto descarga³, sendo por esses motivos bastante utilizadas em produtos eletrônicos portáteis e até em veículos elétricos. No entanto, para que essas baterias tenham esse desempenho, é necessário que haja um sistema de controle bastante avançado. Uma vez que em sistemas fotovoltaicos as taxas de carga⁴ e descarga são baixas e o custo inicial é ainda muito alto, não é atrativo a utilização desta tecnologia em sistemas fotovoltaicos isolados (PINHO; GALDINO, 2014).

³ A auto descarga é um processo lento que acontece devido às reações químicas que sucedem naturalmente nos eletrodos. Em sistemas isolados que permitem descarga profunda a auto descarga não deve ser maior do que 3% da energia armazenada (VIANA, 2010).

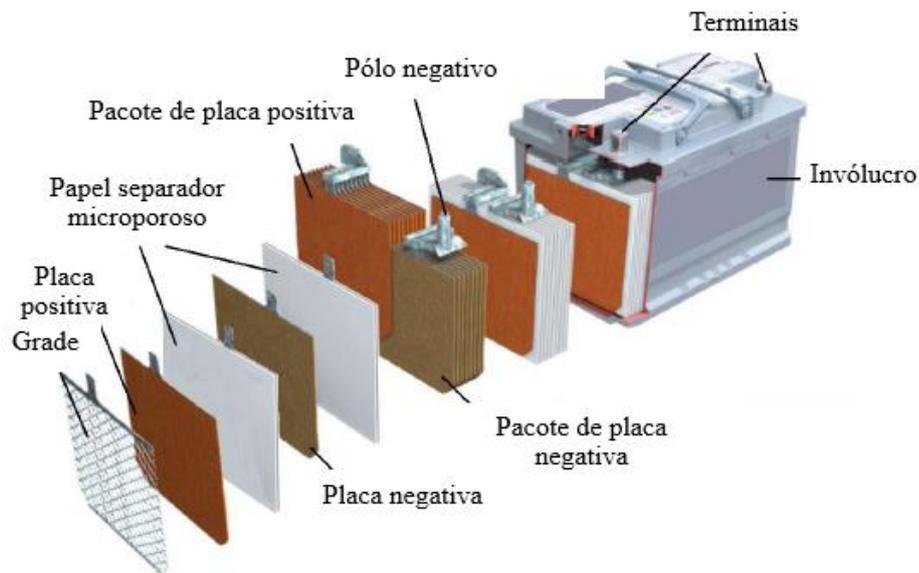
⁴ Taxa de carga é o valor de corrente elétrica aplicado a uma bateria ou banco de bateria durante o processo de carga. Esta taxa é normalizada em relação à capacidade nominal. Normalmente é utilizado a taxa C/20 para projetos de sistemas fotovoltaicos.

2.3.2 Bateria de chumbo-ácido

Dentre todos os tipos de acumuladores eletroquímicos a tecnologia mais utilizada é a chumbo-ácido. Algumas razões para isso são apresentadas a seguir.

As baterias do tipo chumbo ácido são compostas por um conjunto de células individuais, também conhecidas como “elementos”, em que cada um, normalmente, é responsável por uma tensão terminal de 2 volts. Esses elementos são formados por placas de chumbo, que atuam como eletrodo, distanciadas por um separador⁵ e imersas em uma solução de ácido sulfúrico. A estrutura física e montagem de uma bateria de acumuladores são ilustradas na Figura 9.

Figura 9 – Visão explodida das principais partes de uma bateria de acumuladores



Fonte: Adaptado de (ZOBAA, 2013)

Durante o processo de descarga, a passagem de elétrons do polo negativo (eletrodo de chumbo - Pb) para o positivo (eletrodo de dióxido de chumbo – PbO₂) acontece uma reação química entre as placas e a solução de ácido sulfúrico (H₂SO₄). Esta reação provoca o consumo do eletrólito diminuindo a concentração de ácido.

⁵ Material eletricamente isolante, microporoso e permeável ao fluxo de íons, usado para evitar o contato direto entre as placas que formam a célula.

É a partir da medição da concentração, ou densidade, do eletrólito que é possível determinar o estado de carga⁶ da bateria, conhecido como SOC, que vem do termo em inglês *State of Charge*. Outra forma de medir o SOC é através da tensão nos terminais da mesma, como mostra a Tabela 1. Esse é o principal parâmetro a ser considerado para que haja um melhor gerenciamento do banco, como será apresentado no item 2.3.3.

Tabela 1 – Relação entre densidade do eletrólito, tensão de um elemento e o SOC

Densidade Eletrólito (g/cm ³)	Tensão de Equilíbrio (V)	SOC (0-1)
1.10	1.96	0.0
1.13	1.99	0.2
1.16	2.01	0.4
1.20	2.05	0.6
1.24	2.08	0.8
1.28	2.12	1.0

Fonte: Adaptado de (GREENPRO, 2004)

A reação que foi anteriormente descrita no processo de descarga acontece no sentido inverso quando uma tensão é aplicada nos terminais da bateria, porém não completamente e algumas moléculas de sulfato de chumbo não se dissolvem, levando a um fenômeno chamado sulfatação e, portanto, diminuindo a capacidade da bateria. Quanto maior for a profundidade de descarga, maior será a perda de capacidade (VIANA, 2010).

De acordo com (PINHO; GALDINO, 2014):

A profundidade de descarga da bateria chumbo ácido a ser considerada em um projeto depende do tipo construtivo da mesma. Baterias chamadas OPzS e OPzV (baterias projetadas para descarga profunda) aceitam até 80% de profundidade de descarga máxima, enquanto baterias estacionárias comuns não devem passar de 50%. Quanto maior a profundidade de descarga, menor a quantidade de ciclos que a bateria chumbo-ácido vai apresentar em sua vida útil (PINHO; GALDINO, 2014).

⁶ Estado de carga é a capacidade disponível na bateria em determinado momento, representado como uma porcentagem da capacidade nominal, onde 100% indica que a bateria está totalmente carregada e 0% que está totalmente descarregada.

Outro fator que influencia diretamente na capacidade da bateria é a temperatura, pois quanto menor for a temperatura mais lentamente ocorrerão as reações químicas, o inverso também pode ser comprovadamente verificado.

A bateria de chumbo ácido utilizada neste trabalho é a regulada por válvula VRLA, do inglês *Valve Regulated Lead Acid*. Nessas baterias não ocorre a estratificação do eletrólito e diminuição da sulfatação, gerando, portanto, uma maior vida útil, além de dispensarem a reposição do eletrólito. Porém, essas baterias precisam ser utilizadas com um bom gerenciador de carga e descarga, de forma a garantir um bom procedimento de carregamento. Nesse caso, a única forma de avaliar o SOC é através da tensão nos terminais da bateria.

A Tabela 2 apresenta as principais características das baterias de acumuladores existente no mercado.

Tabela 2 – Características das baterias de acumuladores comerciais

Tipo	Eletrólito	Rendimento (%)	Densidade de Energia (Wh kg ⁻¹)	Tempo de Vida (Ciclos)	Temperaturas de Operação (°C)
Chumbo-Ácido	H ₂ SO ₄	75	20-35	200-2000	-20 a 60
Níquel-Cádmio	KOH	60	40-60	500-2000	-40 a 60
Ni-Hidreto Metálico	KOH	50	60-80	<3000	10 a 50
Ion de Lítio	LiPF ₆	70	100-200	500-2000	-20 a 60

Fonte: Adaptado de (VIANA, 2010)

A partir da tabela, percebe-se que dentre as baterias de uso comercial a de Chumbo-ácido é a que possui maior rendimento aliado a um alto tempo de vida. As células Chumbo-ácido são a tecnologia de armazenamento de energia de menor custo por Wh atualmente disponível no mercado para aplicação em sistemas fotovoltaicos (PINHO; GALDINO, 2014).

2.3.3 Gerenciamento de carga das baterias em Sistemas OffGrid

O sistema proposto neste trabalho utiliza um inversor de baterias que gerencia o armazenamento de energia em acumuladores, a fim de garantir o fornecimento contínuo de eletricidade. O gerenciamento das baterias de acumuladores é de extrema importância, pois a vida útil das mesmas é afetada diretamente por este processo.

A grande dificuldade de se garantir uma correta operação das baterias está em determinar precisamente o estado de carga das baterias. Caso o SOC não seja medido ou estimado corretamente, o sistema de gerenciamento não irá funcionar bem e isso implicará na diminuição da vida útil das baterias, elevando, razoavelmente, os custos de manutenção do sistema.

Durante o processo de gerenciamento é importante considerar que, para baterias de chumbo-ácido, o SOC não deverá ultrapassar o limite entre 20-40%, do contrário isso implicará na ocorrência de descargas profundas que resultam na diminuição da vida útil ou ainda em danos permanentes (SMA, 2014a).

O perfeito controle do carregamento e descarregamento da bateria depende diretamente da estimativa atualizada do SOC, a qual pode ser feita com menos precisão considerando apenas a capacidade nominal do banco, porém este valor não seria real, diminuindo, por conseguinte, a vida da bateria, ou estimado com mais precisão, considerando fatores como, a temperatura, o envelhecimento e o histórico do banco.

Um dos principais fatores que dificultam a determinação precisa do SOC instantâneo é o envelhecimento, que pode ser causado por vários fatores, principalmente causados por reações químicas secundárias e indesejáveis, tais como, a sulfatação (citada anteriormente) e a corrosão (que ocorre diminuindo a área de contato e aumentando a resistência à passagem de corrente elétrica, assim como a diferença entre as células, pois fisicamente nenhuma bateria é perfeitamente igual à outra e, portanto, algumas células envelhecem mais rápido do que outras). Todos esses fatores são diretamente proporcionais à temperatura, de forma que um sistema de controle e gerenciamento de baterias deve levar todos esses fatores em consideração para atingir um desempenho otimizado.

Existem vários métodos para estimativa do estado de carga, o mais simples deles é a partir da medição da tensão nos terminais. Uma vez feitos os ajustes do controlador com a especificação do valor máximo da tensão durante o carregamento e o limite mínimo da tensão durante a descarga, o controlador de carga mede a tensão constantemente para garantir uma perfeita operação, porém este método quando utilizado de forma isolada não considera o envelhecimento da bateria.

O segundo método, chamado de “modelo corrente-tensão”, consegue estimar com mais precisão o SOC pois considera tanto a tensão quanto a corrente de carga e descarga. Ainda assim esse método não atinge valores precisos pois não considera fatores importantes, tais como, envelhecimento, temperatura e o histórico do banco. Esses dois modelos podem atingir um erro de até 50% na determinação do SOC (SMA, 2014a).

Um terceiro método baseia-se no balanço de corrente, que se mede a corrente que entra e que sai da bateria e a diferença é levada em conta no processo de gerenciamento de carga e descarga. É necessário que no início as baterias estejam carregadas e que a capacidade total seja conhecida. Nesse método são consideradas as reações secundárias que ocorrem dentro da bateria, pois estas são responsáveis pelo aumento da resistência interna e conseqüentemente na diminuição da corrente que é fornecida pela bateria.

Para fazer o carregamento da bateria, a principal tarefa é evitar tanto a descarga profunda como a sobrecarga. O equipamento responsável por isso nos sistemas convencionais é conhecido como controlador de carga, porém o próprio IFR utilizado na topologia desse trabalho possui integrado um controlador de carga.

O inversor de baterias SI consegue atingir até 95% de precisão na estimação do SOC (SMA, 2014a). Isto é possível pois ele utiliza os dois melhores métodos de medição em conjunto. Em primeiro plano está o balanço de corrente, onde a diferença entre a corrente que sai durante a descarga e a corrente que entra durante o carregamento permite levar em consideração as reações secundárias que ocorrem internamente causando o envelhecimento e, também, provocadas pelo efeito da temperatura. Adicionalmente, os limites de tensão e corrente são respeitados de acordo com o modelo corrente-tensão. Dessa forma, o SI faz uso de um algoritmo que adapta o modelo de corrente-tensão às novas condições (definido como *self-learning*), portanto o SOC é medido baseado na capacidade atual e não na capacidade nominal.

2.3.3.1 Efeito da Temperatura

Como descrito anteriormente, a temperatura possui grande influência nas reações químicas que acontecem na bateria e, portanto, este é um parâmetro que deve ser considerado durante o processo de carga e descarga de uma bateria. Abaixo de 20 °C a capacidade da bateria diminui significativamente. O sistema de gerenciamento de bateria do IFR corrige o SOC em 1% a cada 1 °C abaixo de 20 °C (SMA, 2004a).

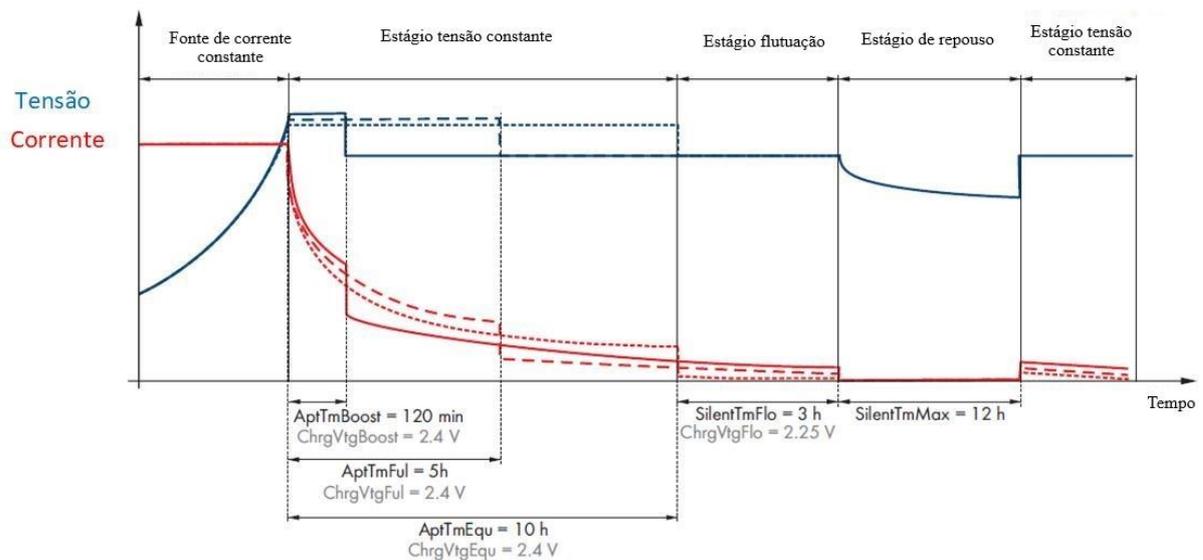
Para prevenir o banco de sobrecarga ou de carregamento insuficiente, o sistema de gerenciamento de bateria monitora continuamente a temperatura e ajusta o valor da tensão de carregamento da seguinte forma: para temperaturas acima de 20 °C a tensão de carregamento é diminuída, enquanto que abaixo de 20 °C é aumentada.

O sistema de proteção das baterias ocorre de forma que, quando a temperatura máxima é excedida, o SI desliga as baterias, retornando somente quando o banco for resfriado.

2.3.3.2 Controle do Carregamento

O controle de carregamento feito pelo IFR é baseado na técnica IU₀U⁷, que se dá em três estágios descritos a seguir e apresentado na Figura 10.

Figura 10 – Estágios de carregamento



Fonte: Adaptado de (SMA, 2004a)

A seguir é apresentada a lista de parâmetros a serem ajustados durante a configuração do IFR a fim de que este realize o controle do carregamento da melhor forma:

- Corrente máxima de carga;
- Corrente nominal das fontes externas;
- Máxima corrente de carregamento AC do SI;
- Tensão por elemento;
- Periodicidade para carga completa;
- Periodicidade para equalização;

⁷ IU₀U é uma designação do Instituto Alemão de Normatização para o procedimento de carregamento de baterias do tipo chumbo-ácido, também conhecido como carga a 3 estágios: corrente constante (I), sobretensão constante (U₀) e tensão constante (U), motivo da designação IU₀U.

- Tensão de equalização;
- Duração de equalização;

A seguir é apresentada uma descrição breve de cada um dos estágios que constituem o processo de carregamento.

A) Estágio a corrente constante

Nesta etapa o sistema de carregamento fornece corrente constante a qual pode ser a corrente máxima de carregamento especificado pelo fabricante, ou a corrente nominal fornecida pelas fontes de energia externa, ou ainda a máxima corrente de carregamento AC do IFR. Todos esses valores são configurados no SI de forma que o primeiro deles a ser atingido limitará a corrente de carregamento. Enquanto a corrente é mantida constante a tensão do banco aumenta gradativamente até que o valor de tensão limite de célula é atingido, especificado de acordo com o tipo de bateria, no caso das baterias VRLA, este valor é de 2,4 V por elemento (CARNEIRO, 2017).

B) Estágio a tensão constante

Ao passar para o estágio a tensão constante o sistema de gerenciamento seleciona, de acordo com o número de cargas e descargas que ocorreram no banco, um dos três processos de carregamento: carga rápida (*boost*), carga plena (*full*) ou compensação (*equalization*). Cada um dos processos possui um limite e período de carregamento diferente, como explicado a seguir. Nesse estágio, como a tensão é constante, a corrente diminui continuamente.

No regime de carga rápida (*boost*), uma sobretensão é aplicada nos terminais do banco. Em um curto intervalo de tempo a bateria atinge entre 85% a 90% da capacidade atual. Para esse processo é necessário ajustar a tensão por elemento e o tempo de duração da sobretensão aplicada, seguindo as recomendações para a bateria utilizada.

O regime de carga plena (*full*) tem como objetivo atingir o SOC de 95% ao fim do processo. É utilizado para compensar os efeitos de uma carga eventualmente insuficiente realizada em algum momento anterior. Esse procedimento é escolhido pelo SI quando uma das seguintes situações ocorrem: a periodicidade para aplicação de uma carga completa for atingida ou a soma de todas as descargas desde a última carga completa foi oito vezes a capacidade nominal da bateria.

O objetivo do regime de compensação (*equalization*) é neutralizar as diferenças de SOC dos elementos individuais, com isso a vida útil da bateria pode ser prolongada em até 50% (CARNEIRO, 2017). Esse regime é cumprido pelo SI quando o recurso é forçado pelo operador via IHM ou quando uma das situações ocorrem: a periodicidade para a compensação for atingida ou a soma de todas as descargas desde a última equalização for 30 vezes a capacidade nominal da bateria (SMA, 2016).

C) Estágio flutuação (*float*)

O objetivo deste estágio é manter o banco completamente carregado sem sobrecarregá-lo. A tensão é reduzida até que seja atingido o valor especificado pelo operador de acordo com as recomendações do fabricante. Esse estágio termina quando uma das seguintes situações ocorrerem: a soma de todas as descargas atingirem 30% da capacidade nominal ou o SOC estimado estiver abaixo de 70% da capacidade disponível.

D) Estágio de repouso (*silent*)

Este estágio ocorre para sistemas conectados à rede. O objetivo é poupar energia, pois neste modo toda a carga é alimentada somente pela rede. O SI sai desse modo quando o intervalo de tempo definido e ajustado pelo operador no SI para esse estágio for atingido ou quando a tensão por célula cair a 0,14 V.

2.3.3.3 Modo de Proteção da Bateria

O modo de proteção de bateria é acionado no SI quando os limites de SOC são atingidos, com o objetivo de proteger as baterias contra descargas profundas mudando para o modo de espera (*standby*) ou desligando-se. O modo de proteção possui três níveis, cada nível é acionado quando o SOC atinge o seu limite. Segue abaixo a descrição de cada nível.

A) Nível 1

Quando o SOC atinge o valor abaixo do limite definido e ajustado pelo operador para o nível 1, o SI entra em modo de *standby* entre o tempo inicial e final, também predefinidos. Dessa forma, existe uma flexibilidade para ajustar o horário que o SI estará operante,

considerando que há horários do dia em que a probabilidade de haver excedente de energia produzida pelas fontes externas é maior.

B) Nível 2

Quando o SOC atinge o valor abaixo do limite definido e ajustado pelo operador para o nível 2, o SI entra em modo de *standby*. Havendo excedente de energia das fontes externas o SI inicia o carregamento da bateria. Fazendo uso das definições de tempo de início e de fim do nível 2 pode-se especificar o período em que o SI inicia a cada duas horas a fim de carregar a bateria, diferente do nível 1 onde o FR opera de forma contínua fora do período de configurado para permanecer em *standby*. Se durante todas essas tentativas não houver energia para carregar as baterias, o SI permanecerá em *standby*.

C) Nível 3

Quando o SOC atinge o valor abaixo do limite definido para o nível 3, o SI desliga a fim de proteger o banco contra descarga profunda. Para recarregar as baterias o SI deve ser ligado e iniciado manualmente.

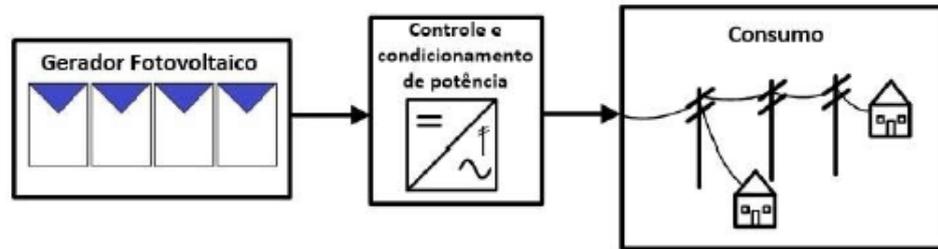
Em todos os níveis o SI só entra em *standby* ou desliga-se quando este não perceber corrente de carregamento das baterias por seis minutos.

2.4 Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede

Os sistemas fotovoltaicos (SFV) conectados à rede produzem energia elétrica que pode ser diretamente consumida pela carga ou injetada diretamente à rede elétrica. Nesses casos, o SFV representa uma fonte complementar.

Um sistema fotovoltaico possui como principais componentes os dispositivos de geração e equipamentos de controle e condicionamento de potência, ou seja, módulos fotovoltaicos e inversores respectivamente, como mostra a Figura 11.

Figura 11 – Principais componentes de um SFV



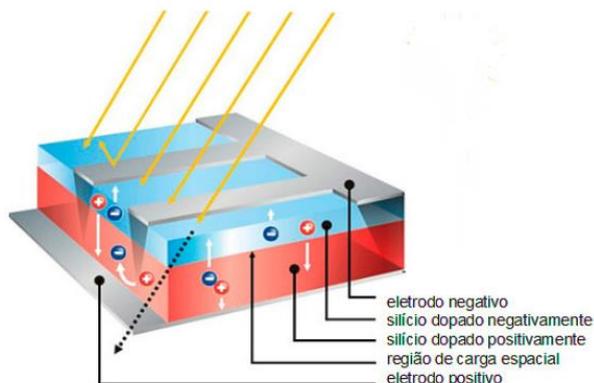
Fonte: Adaptado de (PINHO; GALDINO, 2014)

2.4.1 Módulos Fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos são equipamentos que convertem a energia solar em energia elétrica (efeito fotovoltaico), produzindo uma tensão e corrente desejada por meio de associações em série e paralelo das células que o constituem.

O efeito fotovoltaico foi descoberto por Becquerel, em 1839, que consiste na excitação de elétrons a partir da luz solar. Esse fenômeno torna-se atrativo em materiais semicondutores, pois com o processo de dopagem as propriedades do semicondutor são alteradas quando este é submetido a determinadas condições de exposição ao sol. À união de duas placas de um material semicondutor, uma com dopagem positiva (tipo p) e outra com dopagem negativa (tipo n), com características tais que, ao serem expostas a níveis de irradiância não desprezíveis, favoreça a criação de uma diferença de potencial entre seus terminais (conforme ilustrado na Figura 12), é dada a designação de célula fotovoltaica.

Figura 12 – Célula fotovoltaica



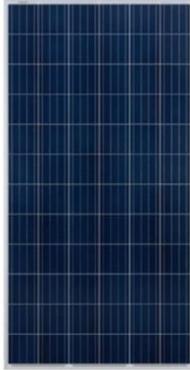
Fonte: adaptado de (FOTOVOLTEC, 2017).

Apesar da célula fotovoltaica possuir pequenos valores de tensão e corrente, os

fabricantes fazem uso de associações em série e paralelo a fim de alcançar níveis elétricos usuais de comercialização, recebendo, este conjunto a designação de módulo fotovoltaicos, conforme ilustrado na

Figura 13.

Figura 13 – Módulo fotovoltaico



Fonte: Adaptado de Google Imagens

2.4.2 Inversores para Sistemas Fotovoltaicos

Assim como as células fotovoltaicas, os módulos fotovoltaicos também são combinados em série e/ou paralelo, a fim de gerar determinada potência a ser consumida ou armazenada no sistema. Cada conjunto de módulos em série dá-se o nome de fileira ou, no inglês, *string*. Os módulos fotovoltaicos dispõem em sua saída tensão e corrente contínua (CC), portanto, faz-se necessário um equipamento que forneça energia elétrica em corrente alternada a partir de uma fonte elétrica em corrente contínua. O equipamento elétrico responsável por esta função é o inversor fotovoltaico apresentado na Figura 14.

Figura 14 – Inversor fotovoltaico



Fonte: SMA, [S.d]).

Além de inverter a energia elétrica de CC para CA, os inversores fotovoltaicos também possuem outras funções de controle e proteção a fim de garantir a qualidade da energia fornecida pelo mesmo às cargas por eles supridas.

Em sistemas fotovoltaicos os inversores são classificados como inversores *ongrid* e inversores *offgrid*. Os inversores *ongrid* são conectados a redes elétricas que possuem padrões de tensão e corrente elétrica definidas em normas por agentes reguladores do mercado de energia. Para operarem conectados a elas, os fabricantes de inversores devem disponibilizar ajustes de forma a tornar a operação dos inversores compatível com a rede de distribuição à qual serão conectados. Isso permitirá sincronização, partida e injeção de potência na rede. Esses inversores não devem operar em caso de falta de energia na rede que está conectado, uma vez que, em caso de manutenção a rede não pode estar energizada. Os inversores *offgrid* são utilizados normalmente para atender um propósito específico e local pois não precisam de referências de tensão e corrente de uma rede externa para funcionar.

2.5 Grupo Motor Gerador

A forma culturalmente mais comum de produzir energia elétrica é através de máquinas rotativas acionadas mecanicamente por máquinas primárias produzindo tensão senoidal com frequência e amplitude definidos no projeto do gerador. Pode-se definir como geradores rotativos as máquinas girantes que transformam energia mecânica em energia elétrica, através do princípio de conversão eletromecânica de energia. O acionamento da máquina primária pode ser feito de diversas formas, tais como: turbinas hidráulicas, turbinas a vapor, turbinas a gás, máquinas de combustão interna, ou turbina eólica (LEÃO, 2015b; GALDINO, 2011). Neste trabalho será dado enfoque às máquinas com acionamento a combustão.

Os motores de combustão interna são classificados de acordo com o princípio de funcionamento como motores do ciclo Otto e motores do ciclo Diesel.

Os motores do ciclo Otto são aqueles que aspiram a mistura ar-combustível preparada antes de ser comprimida no interior dos cilindros e é por meio de centelhas produzidas pelas velas de ignição que a combustão é iniciada. Esse tipo de motor é mais utilizado com gasolina, álcool, gás, ou metanol, em geral são os motores presentes nos automóveis (PEREIRA, [ca 2000]).

Nos motores do ciclo Diesel o ar é aspirado e comprimido nos cilindros e só depois disto é que receberá o combustível que está em uma pressão elevada. O contato entre o ar

comprimido e o combustível com pressão elevada provocará a combustão, processo também conhecido como autoignição. O combustível mais utilizado nesta aplicação é o óleo diesel (PEREIRA, [ca 2000]).

O Grupo Motor Gerador (GMG) é um conjunto formado por um gerador de energia elétrica, o qual converte em energia elétrica a energia mecânica produzida por um motor de combustão, conforme ilustrado na Figura 15, onde o combustível pode ser do tipo óleo diesel, gasolina, gás natural, biogás, entre outros.

Figura 15 – Grupo Motor Gerador



Fonte: Adaptada de Google Imagens

De acordo com o princípio de funcionamento, os geradores se classificam como: síncronos, de corrente contínua e de indução. Nesse trabalho será dado ênfase aos geradores síncronos, pois além de serem os geradores mais utilizados praticamente em todo o mundo, este é um dos requisitos para que haja um funcionamento adequado entre o gerador e o IFR utilizado.

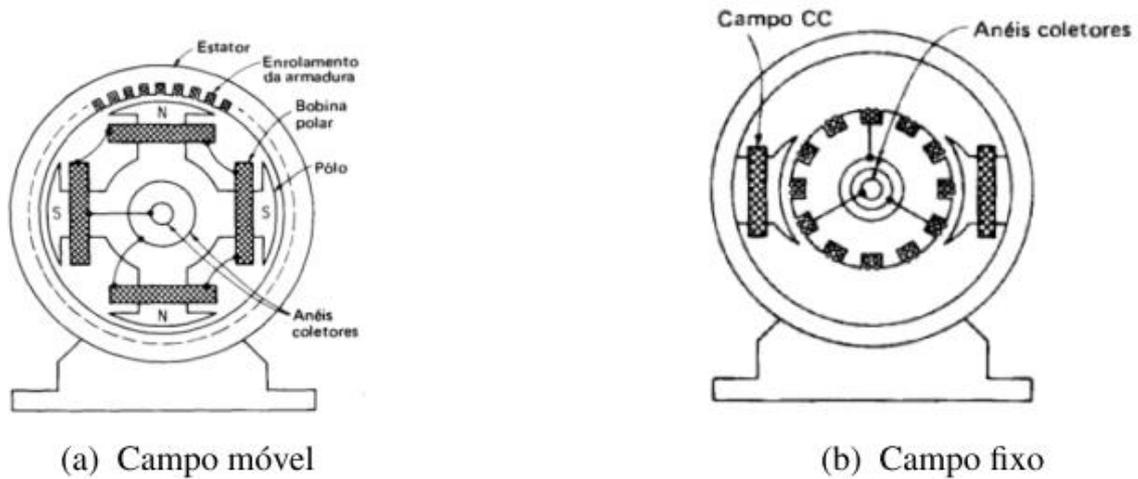
2.5.1 Gerador Síncrono

Basicamente um gerador é formado pelo rotor e pelo estator que são a parte girante e fixa da máquina, respectivamente.

De acordo com a localização do enrolamento de campo, pode-se classificar os geradores como de campo fixo ou móvel, vide Figura 16. Nos geradores de campo fixo, o rotor abriga o enrolamento de armadura, enquanto o enrolamento de campo fica no estator. Nas

máquinas de campo móvel, o estator abriga o enrolamento de armadura e é no rotor que fica o enrolamento que produz o fluxo magnético. Por conta de dificuldades construtivas e econômicas a configuração de campo móvel é mais utilizada (KOSOW, 1982).

Figura 16 – Configuração campo móvel e campo fixo



Fonte: Adaptada de (KOSOW, 1982)

O termo “síncrono” vem do fato de que o rotor da máquina gira na mesma velocidade (n) que o campo girante, e sua relação com a frequência do campo magnético (f), dado em Hz e o número de polos da máquina (p) é:

$$n = \frac{120f}{p} \quad (1)$$

A relação entre graus elétricos (θ_e) e graus mecânicos (θ_m) é dado pela equação abaixo:

$$\theta_e = \frac{p}{2} \theta_m \quad (2)$$

A equação (2) representa uma característica muito importante para um gerador pois mostra que a velocidade de rotação é proporcional à frequência da tensão induzida podendo assim, ajustar a frequência da saída do gerador através da velocidade da máquina (COSTA, 2017).

A tensão induzida no estator E_A é dada pela equação abaixo:

$$E_A = \sqrt{2}\pi N_C f \phi \quad (3)$$

em que N_C é o número de espiras por bobina do estator, f é a frequência de giro da bobina em termos de ciclo elétrico e ϕ é o fluxo que atravessa a bobina. Da equação (3) percebe-se que a tensão interna gerada é proporcional ao fluxo no estator e à velocidade da máquina.

As conclusões relativas às equações 1 e 3 são extremamente importantes, pois é a partir delas que se desenvolvem os reguladores de frequência e tensão para o controle da frequência e da tensão do gerador, respectivamente.

2.5.2 Gerenciamento do gerador pelo IFR

Em sistemas *offgrid*, o gerador pode ser utilizado como uma reserva ou como *backup* de energia, em que através de um sistema de gerenciamento inteligente, o gerador assumirá o fornecimento de energia à microrrede CA sempre que a energia gerada pela fonte solar não for suficiente para atender as demandas energéticas (SMA, 2014b).

O IFR pode acionar um gerador baseado na estimativa do estado de carga do banco de baterias ou quando a carga da rede isolada exceder um limite de potência pré-configurado pelo usuário. O acionamento é feito através de um contato seco⁸, de forma que quando estiver na posição fechada, o gerador deve ser ligado, e quando na posição aberta, o gerador deve ser desligado. Portanto, para que o IFR possa gerenciar o fornecimento de energia pelo gerador, ligando-o e desligando-o, é necessário que o mesmo seja dotado de uma partida automática. Pode-se partir o gerador de dois modos, manual, onde o contato de comando é fechado utilizando o *Sunny Remote Control* (SRC) do SI ou o modo automático, onde é possível configurar o SI para que acione o gerador quando: o banco de baterias atingir um SOC pré-definido, um limite de carga for excedido, para um dia e hora pré-definidos, configurado para carga completa e equalização de carga.

Durante a operação do gerador, desde o momento da ignição até o momento de seu desligamento, o SI utilizado regula os tempos de aquecimento, resfriamento e os tempos

⁸ Contatos secos são contatos utilizados para acionar ou desligar um circuito, é composto por uma parte fixa e outra móvel, geralmente acionada por um dispositivo eletromecânico.

mínimos de operação do mesmo, aumentando a vida útil e diminuindo os custos com manutenções.

2.5.2.1 Sincronismo

A principal utilização do GMG em sistemas híbridos *offgrid* é a garantia de confiabilidade do sistema. Porém, deve-se ter cuidado na entrada e saída do mesmo para que a qualidade da energia fornecida seja garantida, caso contrário, podem haver problemas na tensão gerada e conseqüentemente nos equipamentos conectados à microrrede. Portanto, para que um gerador possa ser inserido em um barramento é necessário que alguns fatores sejam observados. Um deles é o sincronismo com a rede estabelecida pelo IFR.

Para se estabelecer a conexão, o primeiro fator a ser analisado é se a tensão de geração é a mesma do barramento. Se essa consideração não for atendida, poderá ocorrer uma descarga de corrente de arco elétrico entre o gerador e o barramento, causando aquecimento e podendo resultar em queima dos componentes ou redução da vida útil dos equipamentos. No caso dos geradores trifásicos, o segundo passo é verificar se a sequência de fases gerada é a mesma do barramento, caso contrário pode acontecer um curto-circuito e queimar equipamentos. O terceiro critério é analisar a frequência, pois caso não esteja igual à do barramento, poderá aparecer no barramento tensões com o dobro de amplitude das ondas que deveriam ser geradas.

No caso do sistema proposto neste trabalho, o IFR atua como uma fonte de tensão criando um barramento monofásico de corrente alternada. Quando ocorrer uma das situações que o SI foi configurado para partir o gerador, citadas anteriormente, este será acionado, após isto o IFR sincroniza a frequência, tensão e fase da rede *offgrid* com o gerador e quando as três condições citadas acima forem atendidas o SI fecha um relé de transferência interno e o gerador passa a determinar a tensão e frequência da rede isolada.

2.5.2.2 Proteções

É possível configurar uma corrente máxima do gerador no IFR, assim como proteções contra sobrecargas. O SI monitora a frequência e reduz a carga quando aquela cai abaixo de um valor pré-definido.

Outra proteção integrada é contra potência reversa, pois em situação em que a potência gerada pelo SFV se tornar maior que a carga, a potência excedida poderá fluir no

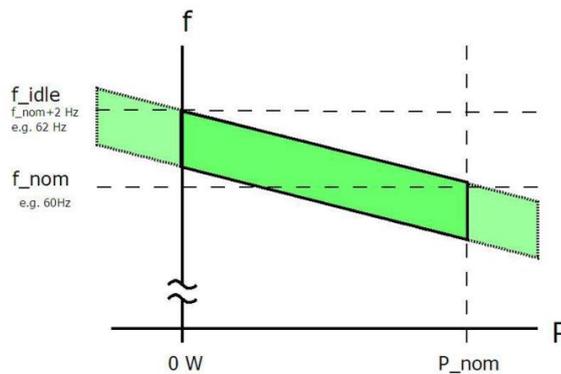
sentido do gerador e isto pode causar, em alguns casos, diminuição da vida útil. Se uma potência reversa acontecer, o SI desconecta o gerador.

2.5.2.3 Regulação

A fim de garantir que a energia gerada na microrrede isolada esteja dentro de padrões mínimos de qualidade de energia esperados pelos usuários, o SI faz internamente o controle separado de tensão e frequência. Para isso é necessário que o grupo gerador utilizado opere com as características de uma máquina síncrona, ou seja, que a frequência diminua com o aumento de carga, e a tensão aumente em resposta a uma carga capacitiva, como apresentado nas Figuras Figura 17 e Figura 18. Na configuração utilizada neste trabalho o gerador deverá operar como uma fonte de tensão e ser capaz de assumir o fornecimento de energia às cargas estabelecendo uma rede elétrica (SMA, 2014b).

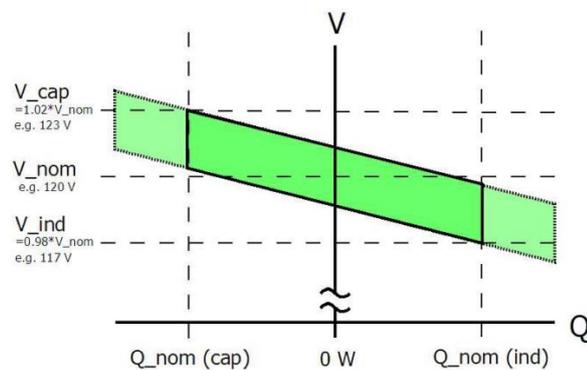
O controle feito pelo IFR faz que a tensão e a frequência do gerador estejam dentro da região verde “vivo” das Figura 17 e Figura 18 de forma linear e contínua.

Figura 17 – Comportamento do gerador: Frequência



Fonte: Adaptado de (SMA, 2014b)

Figura 18 – Comportamento do gerador: Tensão



Fonte: Adaptado de (SMA, 2014b)

Através do controle interno de tensão e corrente feito pelo SI, o fornecimento de potência reativa e ativa pode ser gerenciado pelo IFR, onde a potência reativa pode ser totalmente fornecida pelo GMG, pelo SI ou dividido entre as fontes.

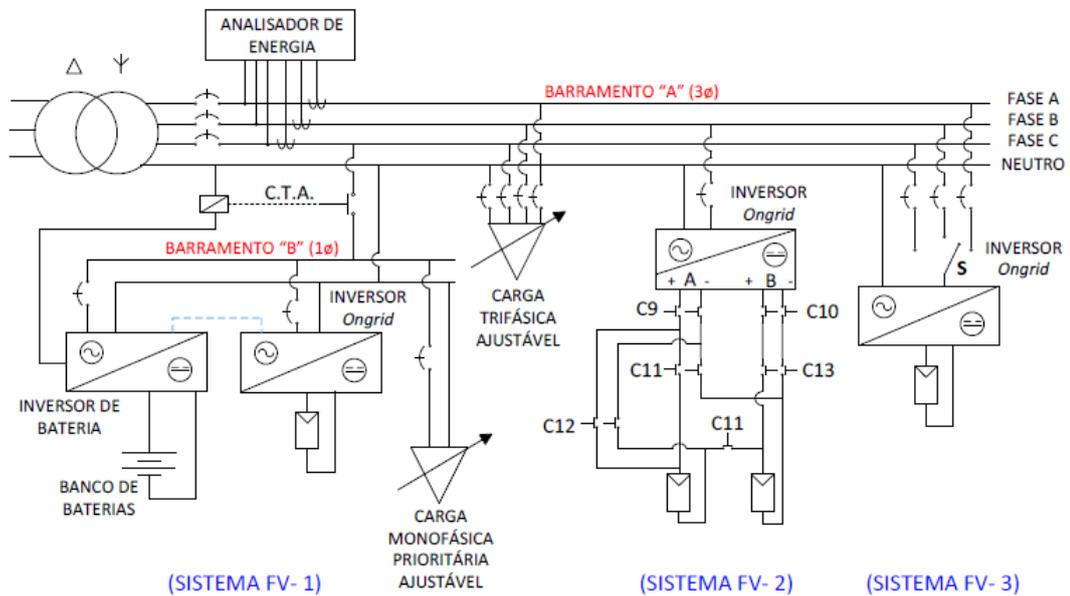
Com o objetivo de minimizar o consumo do combustível do GMG, é possível configurar o SI para que toda a energia reativa seja suprida por ele e que o GMG assuma o fornecimento somente da potência ativa do sistema. Isso é feito com a regulação de frequência e de tensão feito pelo SI, quando o mesmo mantém as duas grandezas dentro dos limites, com a potência ativa provida pelo GMG.

2.6 Microrrede Pici-UFC

A microrrede Pici-UFC no campus do Pici foi idealizada e projetada de forma que sua operação fosse flexível para dar liberdade a trabalhos de investigação e ensaio pelo Grupo de Redes Inteligentes (GREI) da UFC (CARNEIRO, 2017).

A Figura 19 apresenta o esquemático da microrrede UFC, que foi idealizada e implementada com três sistemas monofásicos de 2,6 kWp de geração fotovoltaica e cargas monofásica e trifásica para testes. Como interface entre a microrrede e a rede elétrica do campus do Pici foi dimensionado um transformador a seco de 35 kVA, 380/220, 60 Hz, ligado em $\Delta - Y$ solidamente aterrado. Para monitorar a qualidade da energia no barramento geral da microrrede, foi instalado um analisador de energia Nexus 1500 da marca Electro Industries Gaugetech. Cada sistema fotovoltaico, nomeados por sistema FV-1, sistema FV-2 e sistema FV-3 possui características próprias de manobra.

Figura 19 – Esquemático da microrrede Pici-UFC – campus do Pici



Fonte: (CARNEIRO, 2017)

O sistema FV-1, conectado à fase C do barramento “A” (ver Figura 19), garante o fornecimento de energia mesmo quando desconectado da rede de distribuição, seja por uma falta do sistema elétrico ou intencional. O inversor de bateria (IFR) forma uma rede de *backup* a partir do banco de baterias e o sistema fotovoltaico através do inversor (SR) continua a alimentar as cargas conectadas à microrrede, e quando a energia gerada não for suficiente, o banco de baterias dá suporte energético até que atinja o seu estado de carga mínima.

O sistema FV-2, conectado à fase B do barramento “A” (ver Figura 19), permite que o operador conecte os módulos em série ou em paralelo e quando em paralelo pode operar com uma ou duas *strings* (fileiras).

O sistema FV-3 permite que o operador selecione a fase em que se deseja injetar potência, com o objetivo de reduzir ou provocar o desbalanceamento entre as fases.

3 PROJETO DO SEGMENTO HÍBRIDO ISOLADO

Para que um sistema *offgrid* seja economicamente viável e operacionalmente confiável é de grande importância que o projeto do mesmo seja baseado na demanda a ser atendida, alinhando a energia fotovoltaica disponível, determinado pelas condições geográficas e o perfil de consumo dos usuários.

Com relação à demanda, as principais informações a serem fornecidas para projeto de um sistema *offgrid* são: cargas elétricas a serem supridas pelo sistema, máximo consumo de energia e a máxima potência demandada em um dia. Conhecendo as cargas elétricas instaladas e o número de horas de operação, é possível calcular o consumo diário de cada equipamento, como mostra a equação (4):

$$E_{dia} = P_N \cdot T_{dia} \quad (4)$$

em que:

E_{dia} Consumo de energia diário;

P_N Potência nominal;

T_{dia} Tempo de operação por dia.

Como o sistema projetado neste trabalho tem como objetivo proporcionar um ambiente para desenvolvimento de pesquisa, utilizou-se, como informação de consumo uma carga elétrica monofásica resistiva variável para simulação de uma demanda de, no máximo, 2 kW. A carga conta com 10 estágios de 200 W, em paralelo, ingressados por meio de chaves, conforme mostra a Figura 20. Considerando uma utilização média de 5,5 horas por dia em potência máxima, correspondente ao número de horas de sol pleno⁹ no local de instalação do sistema FV, tem-se que o consumo diário e anual, respectivamente, são:

$$E_{dia} = 2 \cdot 5,5 = 11 \text{ kWh/dia}$$

$$E_{anual} = 11 \cdot 365 = 4015 \text{ kWh/ano}$$

⁹ Número de horas por dia em que a radiação solar deve permanecer constante e igual a 1.000 W/m².

Figura 20 – Carga resistiva 2 kW



Fonte: (CARNEIRO, 2017)

Portanto, os dados de carga para o projeto são:

- Potência máxima da carga: 2 kW;
- Consumo anual (E_{anual}): 4015 kWh/ano;
- Tempo de autonomia do banco de bateria: 1 dia (critério descrito no item 3.2.1);
- Sistema *offgrid* monofásico;
- Para dar suporte no fornecimento de energia, quando a energia solar não estiver disponível, um gerador deverá ser acionado.

Com essas informações, o sistema híbrido isolado foi projetado e, para flexibilizar o estabelecimento da microrrede isolada, a partir da plataforma já existente (plataforma *ongrid* com *backup* de bateria), foram utilizadas chaves e contadores eletromagnéticos numa montagem cuja lógica de comando elétrico favoreceu o estabelecimento da microrrede isolada.

3.1 Inversor Formador de Rede (IFR)

O inversor formador de rede existente na microrrede Pici-UFC é o *Sunny Island* 3.0M – 11, o qual ligado diretamente ao banco de baterias, é responsável pela formação da rede de corrente alternada e pela regulação da frequência e tensão da mesma.

3.1.1 Projeto

O procedimento utilizado para projeto do sistema híbrido isolado, foi elaborado respeitando as condições estabelecidas no manual do fabricante. Dessa forma, para a escolha da quantidade de inversores do tipo formador de rede os dados necessários são:

- Potência máxima demandada pelas cargas em um dia (P_{MAX}): neste caso 2 kW;
- Potência do inversor por 30 minutos a 25° C (P_{30min}): valor fornecido na Tabela 3, o qual representa a máxima potência que o inversor pode alimentar durante 30 minutos ininterruptos operando a 25°C.

Com essas informações, calcula-se o número de inversores a partir da equação (5):

$$N^{\circ}SI = \frac{P_{MAX}}{P_{30min}} \quad (5)$$

Substituindo $P_{MAX} = 2000 \text{ W}$ e $P_{30min} = 3000$ para o SI3.0M-11, conforme a Tabela 3, tem-se $N^{\circ}SI = 0,666$ e, portanto, 1 *Sunny Island* 3.0M é suficiente para atender a demanda de 2 kW.

Tabela 3 – Modelos de inversores *Sunny Island*

Modelo	Potência Nominal (W)	Potência por 30 minutos a 25° C
SI3.0M-11 (Sunny Island 3.0M)	2300	3000
SI4.4M-11 (Sunny Island 4.4M)	3300	4400
SI6.0H-11 (Sunny Island 6.0H)	4600	6000
SI8.0H-11 (Sunny Island 8.0H)	6000	8000

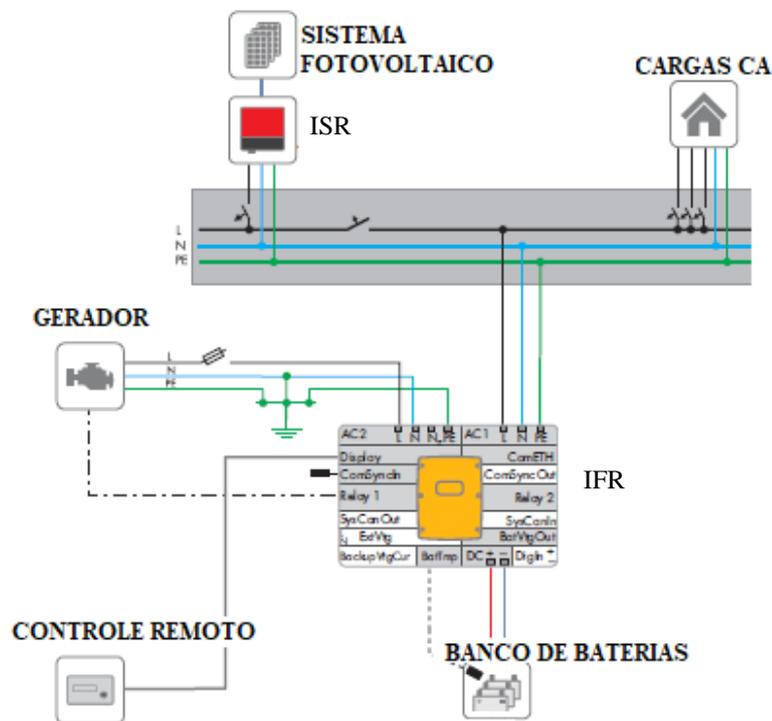
Fonte: Adaptado de (SMA, 2014a)

3.1.2 Conexões Elétricas

O inversor SI possui dois principais modos de operação, a saber: *ongrid* e *offgrid*, e cada um desses modos possui outros sub modos de configuração. As conexões elétricas no IFR mudam de acordo com o modo de operação pretendido. Como o sistema proposto neste trabalho é do tipo *offgrid*, serão apresentadas apenas as conexões elétricas do referido modo.

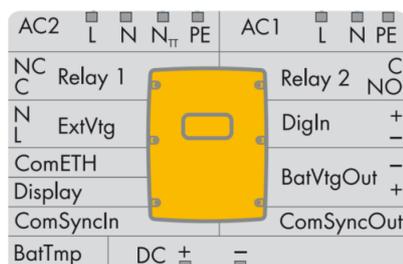
A Figura 21 apresenta em um diagrama detalhado os bornes de conexão elétrica de entrada e saída do SI. A Figura 22 apresenta com mais detalhes, as entradas e saídas do inversor. A Figura 23 apresenta os pontos de conexão elétrica e a Tabela 4 descreve os mesmos.

Figura 21 – Conexões elétrica do SI para o modo *offgrid*



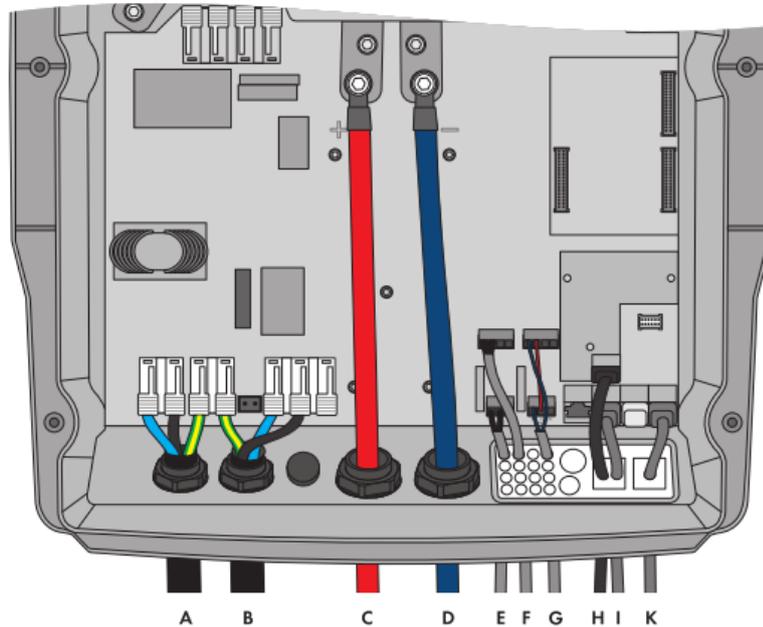
Fonte: Adaptado de (SMA, 2016)

Figura 22 – Entradas e Saídas do SI



Fonte: Adaptado de (SMA, 2016).

Figura 23 – Pontos de conexão elétrica do SI



Fonte: Adaptado de (SMA, 2016).

Tabela 4 – Descrição das conexões

Conexão	Descrição
A	Cabos AC da rede isolada
B	Cabos AC do gerador
C	Cabo positivo do Banco de Bateria
D	Cabo negativo do Banco de Bateria
E	Comando do gerador
F	Sensor de temperatura
G	Controle de cargas
H	Cabo de rede
I	Cabo de dados do SRC
K	Cabo de dados do Controlador de Carga

Fonte: O próprio autor

3.2 Banco de Baterias

O banco de baterias desempenha um papel fundamental neste sistema híbrido isolado pois é a partir do banco que a rede de corrente alternada é criada pelo IFR, assim como, as cargas serão alimentadas pelo banco no momento em que a demanda for maior que a energia

gerada pelo SFV. Uma vez que é nessa rede que são conectados os sistemas de geração (FV + GMG) e as cargas, pode-se perceber o importante papel desempenhado pelo banco de baterias. Para este projeto, foram utilizadas baterias do tipo 12MF220 com tecnologia VRLA da linha “*Clean Nano Technology*”, fabricado pela Moura conforme mostra a Figura 24. As baterias possuem uma capacidade de 220 Ah e 12 V cada. A seguir é mostrado o dimensionamento do banco de baterias empregado neste trabalho.

Figura 24 – Bateria Moura clean Nano 12MF220



Fonte: Adaptador de (MOURA, 2000)

3.2.1 Dimensionamento do Banco de Bateria

Os principais fatores para o dimensionamento e seleção das baterias são a capacidade da bateria, a tensão e a tecnologia de armazenamento. O projeto do banco foi baseado na premissa de atender às demandas das cargas por um período mais longo onde a fonte de energia primária não estivesse disponível.

Para o cálculo da capacidade da bateria é utilizada a equação (6).

$$C_{Necessária} [kWh] = \frac{Autonomia \cdot \frac{E_{anual}}{365}}{\eta_{Bat}} \quad (6)$$

Autonomia é definida como o tempo médio que o banco de baterias pode sozinho fornecer energia ao sistema, sem que o banco atinja uma descarga profunda (ANTÚNEZ, 2013). Normalmente, em sistemas isolados, é aconselhado utilizar autonomia de dois dias, considerando o caso em que não haveria disponibilidade de energia solar para geração durante este tempo. Essa premissa não seria de bom senso para este trabalho, por tratar-se de uma região

com disponibilidade solar bastante favorável, além do que a escolha de dois dias encareceria bastante o trabalho devido ao aumento do banco, portanto, foi escolhido uma autonomia de 1 dia.

Tem-se também que η_{Bat} é a eficiência da bateria durante uma descarga elétrica, a qual é de aproximadamente 0,9 em sistemas *offgrid*, segundo (SMA, 2014a).

Substituindo os valores na equação (6), tem-se que:

$$C_{Necessária} = \frac{1 \cdot \frac{4015}{365}}{0,9} = 12,22 \text{ kWh}$$

A capacidade da bateria é comumente especificada em Ah, portanto para transformar, se usa a equação (7):

$$\text{Capacidade da Bateria [Ah]} = \text{Capacidade da Bateria [kWh]} \frac{1000}{V_{BAT}} \quad (7)$$

A tensão do banco de baterias é 48 V_{cc} , pois esta é a tensão CC de operação nominal ($V_{cc \text{ nom}}$) do inversor SI, conforme mostra a Figura 5, logo,

$$C_{Necessária} = 12,22 \frac{1000}{48} = 254,58 \text{ Ah}$$

Para garantir uma estável operação do sistema, é importante observar a capacidade mínima da bateria para a escolha da mesma. Nesse caso, verifica-se nos dados elétricos, presente nos manuais do IFR que a capacidade mínima é de 100 Ah.

Com o objetivo de diminuir os custos do projeto, optou-se por utilizar as baterias já utilizadas pelo IFR quando operando na configuração *ongrid* com *backup* de baterias. Logo, as baterias utilizadas são do modelo 12MF220 da Moura. Essa bateria fornece 12 V_{cc} nos seus terminais e possui uma capacidade de 220 Ah. Com essas informações, é possível calcular o número de baterias em série e o número de *strings* em paralelo, como segue.

O número de baterias em série pode ser calculado se acordo com a equação (8).

$$Bat_{SERIE} = \frac{V_{SISTEMA}}{V_{BATERIA}} \quad (8)$$

em que:

$V_{SISTEMA}$ é a tensão nominal do sistema, neste caso $48 V_{cc}$;

$V_{BATERIA}$ é a tensão de uma bateria escolhida, neste caso $12 V_{cc}$;

Logo:

$$Bat_{SERIE} = \frac{48}{12} = 4 \text{ baterias}$$

O número de *strings* em paralelo pode ser calculado se acordo com a equação (9).

$$N^{\circ}_{STRING} = \frac{C_{Necessária}}{C_{Utilizada}} \quad (9)$$

em que:

$C_{Necessária}$ é a capacidade de bateria necessária para garantir a autonomia do projeto, seu valor é de 254,58 Ah;

$C_{Utilizada}$ é a capacidade da bateria utilizada no projeto, que é 220 Ah.

Logo:

$$N^{\circ}_{STRING} = \frac{254,58}{220} = 1,16 \text{ strings}$$

De forma a proceder um cálculo conservador, e para garantir a capacidade necessária para uma autonomia de 1 dia, o sistema contará com 2 *strings*, em que cada uma deverá ser composta por 4 baterias em série, portanto o número total de baterias é:

$$N^{\circ}_{Bat_{Total}} = Bat_{SERIE} \cdot N^{\circ}_{STRING} \quad (10)$$

$$N^{\circ}_{Bat_{Total}} = 4 \cdot 2 = 8 \text{ baterias}$$

Recalculando a capacidade do banco de baterias, tem-se que:

$$C_{Real}[Ah] = 2 \cdot 220 = 440 \text{ Ah}$$

$$C_{Real}[kWh] = 440[Ah] \cdot \frac{48[V]}{1000} = 21,12 \text{ kWh}$$

Sendo assim, a autonomia real será de:

$$Autonomia_{real} = \frac{C_{Real} \cdot \eta_{Bat}}{\frac{E_{anual}}{365}} \quad (11)$$

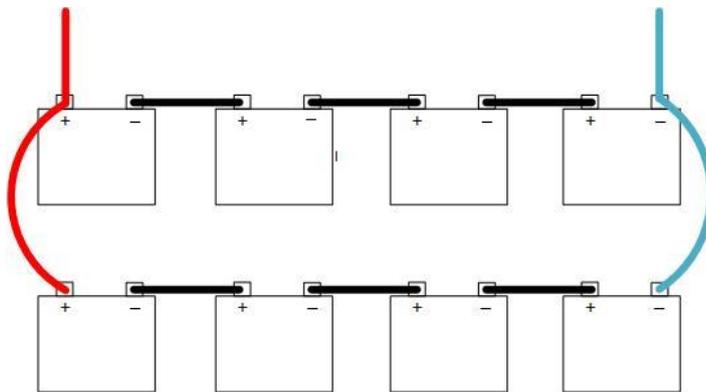
$$Autonomia_{real} = \frac{21,12 \cdot 0,9}{\frac{4015}{365}} = 1,72 \text{ dia}$$

Logo, a autonomia real do sistema é de 41,47 horas.

A ligação elétrica do banco de baterias será de 2 *strings* de 4 baterias cada, como apresentado na

Figura 25.

Figura 25 – Ligação do Banco de baterias



Fonte: O próprio autor

3.2.2 Dimensionamento da Chave Seccionadora Fusível

Com o objetivo de conectar o banco de baterias ao SI é necessário a instalação de uma chave seccionadora fusível, ver Figura 26.

Figura 26 – Chave Seccionadora Fusível



Fonte: Adaptado de (SMA, 2014c)

A chave seccionadora fusível funciona como um dispositivo de proteção dos cabos do IFR, servindo também como uma chave de secção para serviços de manutenção ou desconexão voluntária. A caixa onde chave seccionadora é instalada possui um barramento de corrente contínua (CC), sendo assim possível conectar ao barramento um controlador de carga, cargas CC e até mesmo um conversor CC/CC para alimentação de um *cooler* para resfriamento das baterias.

Projetado somente para uso em interiores, todos os cabos conectados devem ser de cobre (SMA, 2014c).

Os fusíveis utilizados na chave seccionadora são escolhidos para diferentes classes de potência dos inversores *Sunny Island*. Como, no sistema proposto neste trabalho foi utilizado o inversor *Sunny Island 3.0M*, é recomendado a utilização de um elo fusível de 80 A, como mostra a Tabela 5.

Tabela 5 – Fusíveis recomendados para um SI

Modelo	Fusível Recomendado
SI3.0M	80
SI4.4M-11	100
SI6.0H-11	160
SI8.0H-11	200

Fonte: O Próprio Autor

3.3 Sistema Fotovoltaico

Projetar um SFV envolve a orientação dos módulos, disponibilidade de área, disponibilidade do recurso solar, demanda a ser atendida, entre outros dados. O objetivo do dimensionamento é converter a energia recebida do sol, através de módulos fotovoltaicos, a fim de suprir a demanda de energia elétrica (PINHO; GALDINO, 2014).

Em sistemas *offgrid*, a potência máxima do sistema FV depende da potência total de inversores SI (SMA, 2016). No caso deste trabalho foi utilizado apenas um SI3.0M-11 e a potência máxima de sistema FV indicado nos manuais é de 4600 W (SMA, 2004a).

A partir do consumo anual de 4015 *kWh/ano*, foi projetado um sistema fotovoltaico de 2,6 kWp, formado por 10 módulos fotovoltaicos de 260 W ligados em série e conectados a 1 MPPT do inversor da SMA, modelo SUNNY BOY 3000TL. Com o auxílio do *software PVsyst* foi possível estimar os valores de eficiência, perdas e energia gerada.

3.3.1 Parâmetros para Simulação

A Figura 27 apresenta a tela inicial do *software* PVSYST. A partir de então, escolheu-se a opção “*Project design*”, pois neste ambiente os parâmetros de análise são calculados com mais precisão, diferentemente da opção “*Preliminary design*”, que faz uma análise menos rigorosa sendo utilizado apenas como pré-projeto ou análise econômica. Ainda nessa tela, foi escolhida a opção “*Grid-Connected*”, pois o sistema projetado será conectado à uma rede elétrica formada pelo IFR.

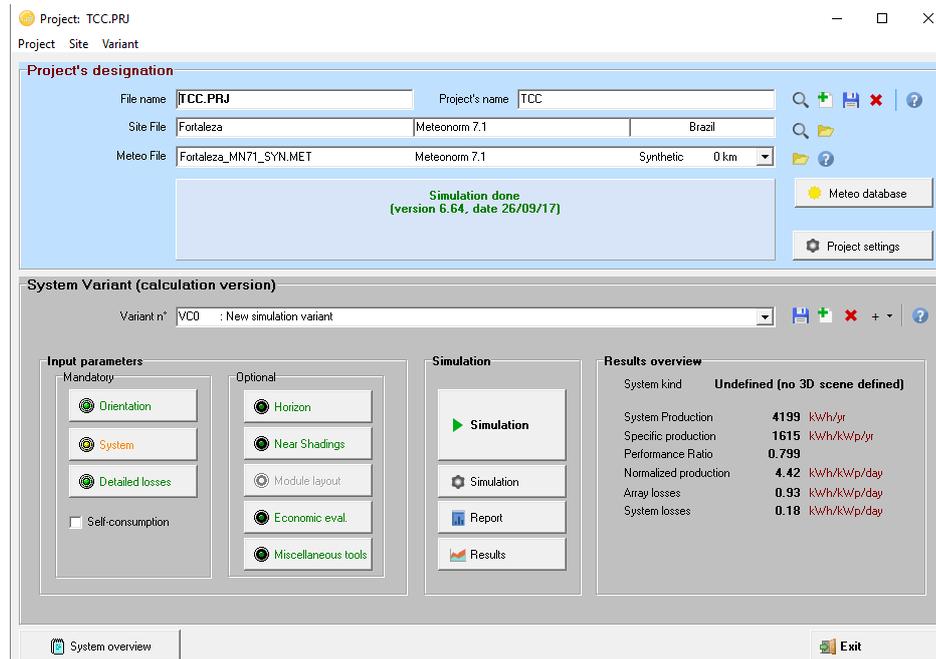
Figura 27 – Tela inicial do PVSYST



Fonte: Próprio autor

Após o procedimento feito no parágrafo anterior, o *software* apresenta a tela geral do projeto, como mostra a Figura 28. O primeiro passo requerido ao projetista é inserir os dados meteorológicos e geográficos do local de instalação dos painéis. Selecionando o país e a cidade, o PVSYST carrega o arquivo nomeado por “*Fortaleza_MN71_SyntheFortaleza Meteonorm 7.1 Synthetic 0 km*” a partir do *software* Meteonorm, o qual contém os dados de irradiação, temperatura e velocidade do vento no local. O *software* Meteonorm, gera os dados meteorológicos a partir de um banco de dados de 8000 estações climáticas ou meteorológicas e cinco satélites estacionários.

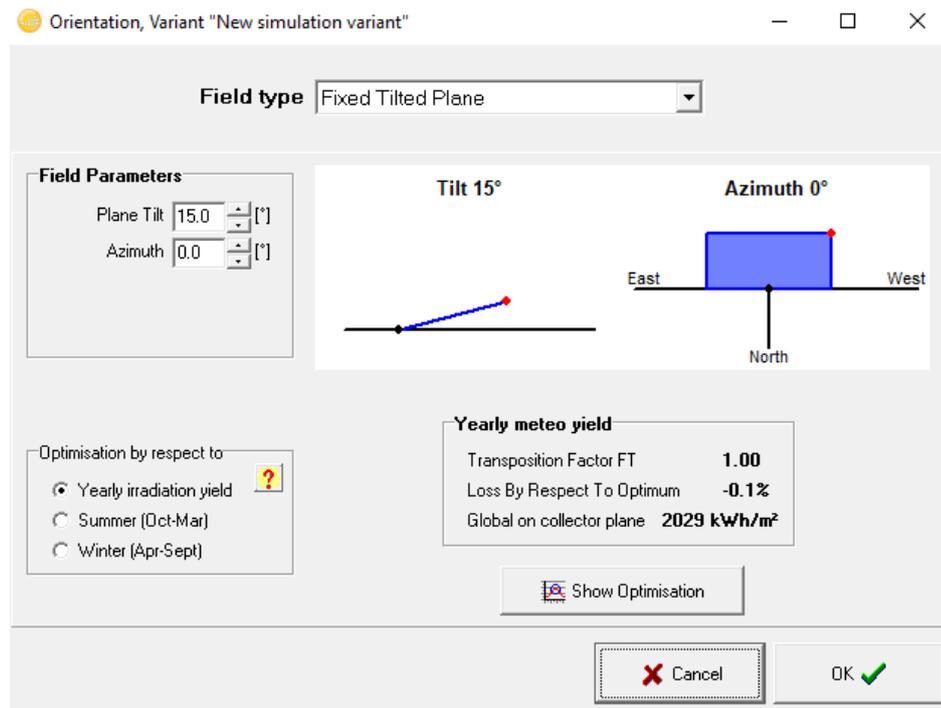
Figura 28 – Tela de projeto



Fonte: Próprio autor

A orientação dos módulos será em direção à linha do equador e o ângulo de inclinação dos módulos deve ser igual à latitude do local, ou seja 3°, onde o sistema é instalado (PINHO; GALDINO, 2014). Ao selecionar a opção “*Orientation*” em “*Input parameters*”, ver Figura 28, abre-se a tela ilustrada na Figura 29, em que se define parâmetros de angulação dos painéis. Nesse caso, foi utilizado uma inclinação de 15° dos painéis em relação ao solo, por recomendação do fabricante para que não se acumulem sujidades nem poças de água na superfície dos painéis.

Figura 29 – Tela de orientação dos painéis



Fonte: Próprio autor

Ao selecionar a opção “System” em “Input parameters”, ver Figura 28, abre-se a tela mostrada na Figura 30, na qual são definidos os equipamentos e parâmetros elétricos do sistema. Foi escolhido o módulo fotovoltaico da Canadian Solar, modelo CS6P -260P. O inversor escolhido foi o de 3,0 kW da marca SMA, modelo SUNNYBOY 3000TL. O arranjo é formado por 10 módulos FV em série que ocupam uma área de 16,1 m². A Tabela 6 mostra as características gerais do sistema dimensionado.

Figura 30 – Definições do sistema

Grid system definition, Variant "New simulation variant"

Global System configuration

1 Number of kinds of sub-arrays

Simplified Schema

Global system summary

Nb. of modules	10	Nominal PV Power	2.6 kWp
Module area	16 m ²	Maximum PV Power	2.5 kWdc
Nb. of inverters	1	Nominal AC Power	3.0 kWac

PV Array

Sub-array name and Orientation

Name: PV Array

Orient: Fixed Tilted Plane

Tilt: 15°

Azimuth: 0°

Resizing Help

No sizing

Enter planned power: 2.6 kWp

or available area(modules): 16 m²

Select the PV module

Available Now: [Dropdown]

Approx. needed modules: 10

Canadian Solar Inc. | 260 W/p 26V Si-poly CS6P-260P MIX | Until 2017 | Manufacturer 2016 |

Sizing voltages: V_{mpp} (60°C) 25.9 V
V_{oc} (-10°C) 41.8 V

Use Optimizer

Select the inverter

Available Now: [Dropdown]

SMA | 3.0 kW 175-500 V TL 50/60 Hz Sunny Boy 3000 TL-21 | Since 2011 |

Nb. of inverters: 1 Use multi-MPPT feature

Operating Voltage: 175-500 V
Input maximum voltage: 750 V

Global Inverter's power: 3.0 kWac
Inverter with 2 MPPT

50 Hz
 60 Hz

Design the array

Number of modules and strings

Mod. in series: 10 between 7 and 16

Nbre strings: 1 only possibility 1

Overload loss: 0.0 %
P_{nom} ratio: 0.87

Nb. modules: 10 Area: 16 m²

Operating conditions

V_{mpp} (60°C) 25.9 V
V_{mpp} (20°C) 31.0 V
V_{oc} (-10°C) 41.8 V

Plane irradiance: 1000 W/m²

I_{mpp} (STC) 8.6 A
I_{sc} (STC) 9.1 A
I_{sc} (at STC) 9.1 A

Max. in data STC

Max. operating power: 2.3 kW
at 1000 W/m² and 50°C

Array nom. Power (STC) 2.6 kWp

The inverter power is slightly oversized.

Fonte: Próprio autor

Tabela 6 – Dados elétricos

Grandeza	Valor
Tensão nominal (50°C)	272,0 V
Corrente nominal (50°C)	8,6 A
Tensão de circuito aberto	375,0 V
Corrente de curto circuito	15,0 A
Potência	2600 W

Fonte: Próprio autor.

3.3.2 Resultados de Simulação no PVsyst

Feito todos os ajustes apresentados no item anterior e selecionando a opção “*Simulation*” (ver Figura 28), é gerado o relatório com as características e resultados do sistema simulado. Do relatório foram extraídas a Tabela 7, Figura 31 e Figura 32.

A Tabela 7 apresenta os dados meteorológicos que foram usados para a simulação, os quais foram considerados a irradiação global, horizontal, inclinada e temperatura ambiente. Como principal resultado, tem-se a energia média anual gerada igual a 4198,9 kWh/ano com eficiência média de 79,9%.

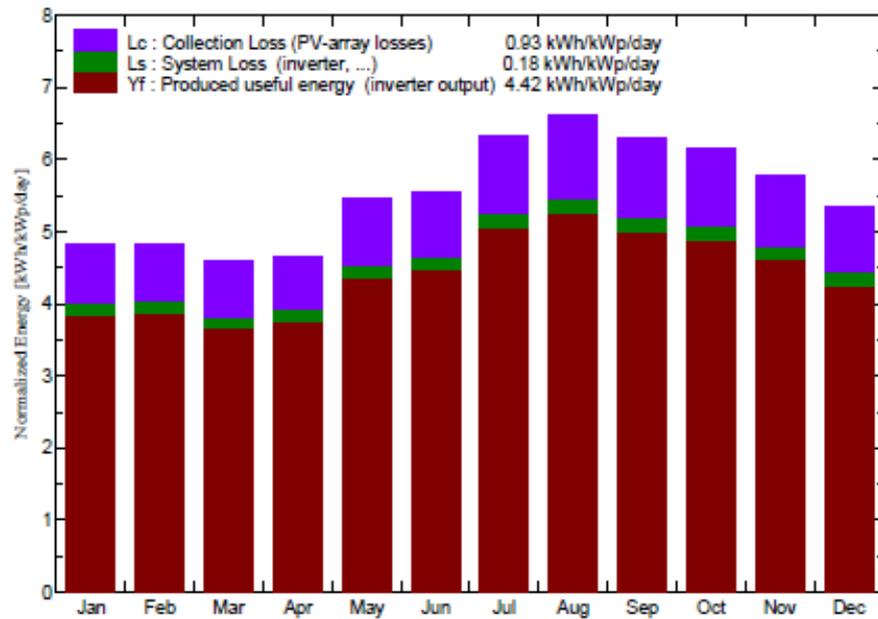
Tabela 7 – Dados meteorológicos, solarimétricos e resultados

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR
January	165.1	85.00	27.72	149.3	144.9	324.5	310.9	0.801
February	143.6	83.10	27.66	135.2	131.4	294.2	281.8	0.802
March	145.1	77.70	27.31	142.6	139.1	308.5	295.1	0.796
April	136.1	80.80	26.56	139.9	136.4	305.6	292.8	0.805
May	156.3	71.10	27.18	169.0	165.4	365.8	351.6	0.800
June	149.8	66.90	26.26	166.1	162.5	362.7	348.7	0.807
July	176.4	59.90	26.69	196.1	192.2	423.1	407.3	0.799
August	192.0	61.80	26.83	205.2	201.2	439.7	423.6	0.794
September	187.2	72.70	26.74	188.8	184.8	405.8	390.7	0.796
October	200.8	75.50	27.40	190.7	186.3	408.8	392.9	0.792
November	190.7	82.00	27.32	173.1	168.4	375.0	360.0	0.800
December	188.2	73.20	28.02	166.0	161.0	358.1	343.6	0.796
Year	2031.3	889.70	27.14	2021.9	1973.8	4371.9	4198.9	0.799

Fonte: Próprio autor

A Figura 31 apresenta em colunas verticais a energia mensal produzida, as perdas no sistema, e as perdas nas strings, onde pode-se perceber que a maior perda se dá nos módulos, com um percentual de 21,04% de perdas em relação a potência instalada.

Figura 31 – Geração e perdas do sistema



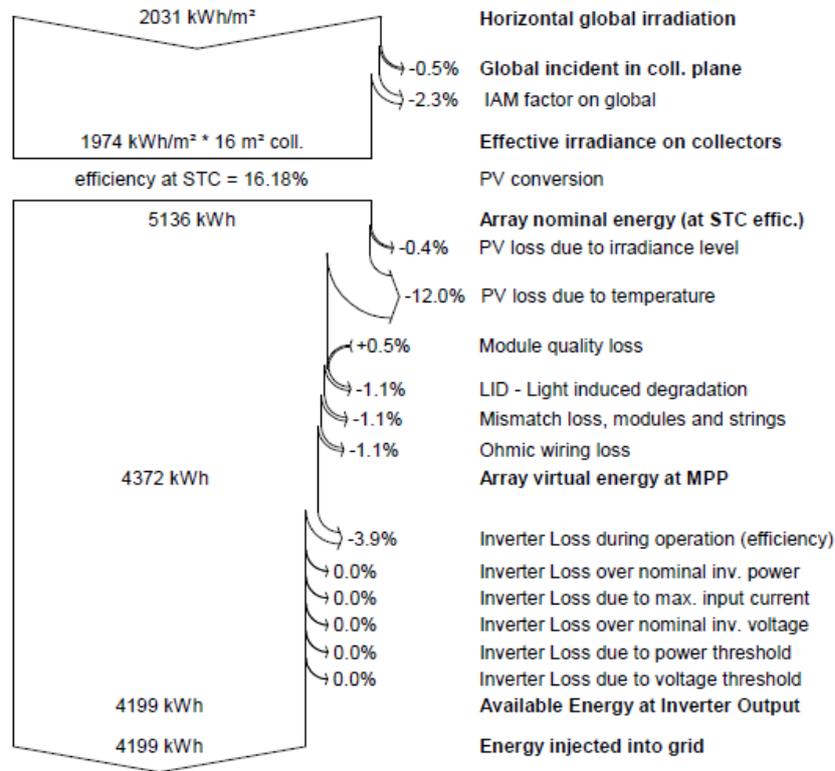
Fonte: Próprio autor

As perdas mais comumente encontradas em sistemas fotovoltaicos são as perdas por efeito Joule devido a resistências nos componentes, tais como conectores e cabeamento, sujeira na superfície do painel, sombreamento, eficiência do inversor, carregamento do inversor, diferença entre potências de módulos do mesmo modelo, resposta espectral e temperatura operacional (PINHO; GALDINO, 2014).

Ao selecionar a opção “*detailed losses*” em “*Input parameters*” (ver Figura 28), é possível configurar as perdas do sistema com maiores detalhes. Além disso, acessando a guia “*near shadings*” em “*Input parameters*”, é possível realizar o estudo detalhado do sombreamento a que o sistema é submetido por haver obstáculos próximos. Tais estudos fogem ao escopo desse trabalho, e, portanto, os parâmetros já configurados pelo software foram utilizados.

A Figura 32 apresenta em diagrama com as principais perdas existentes, onde são destacadas as perdas devido à temperatura, representando uma redução de 12% da potência total.

Figura 32 – Diagrama de perdas do sistema



Fonte: Próprio autor

Nesta seção foi simulado um sistema FV de 2,6 kWp no *software* PVSYSY. Foram explicadas algumas funcionalidades do *software* tais quais, configurações de coordenadas geográficas, dados meteorológicos, além das ferramentas que se pode utilizar com o seu total domínio. Para este projeto, foram utilizados os dados da cidade de Fortaleza/CE. Como resultados, foram mostrados o nível de desempenho do sistema e a geração média mensal, além do diagrama de perdas. O resultado da simulação foi satisfatório, uma vez que, apesar das perdas, o sistema FV de 2,6 kWp simulado possui geração média anual de 4.198,9 kWh, sendo suficiente para atender o valor de demanda anual estimada para a microrrede, no valor de 4.015 kWh.

3.4 Grupo Motor Gerador

Com a finalidade de garantir um fornecimento contínuo de energia elétrica, mesmo quando o estado de carga mínimo das baterias for atingido e a energia produzida pelo sistema PV for insuficiente, foi projetado um gerador a diesel.

A potência do gerador foi escolhida para atender 100% da carga, de forma que não haja interrupção no fornecimento de energia, mesmo em situações onde a energia solar não esteja disponível e, em último caso, as baterias estejam descarregadas.

De acordo com SMA (2004a), a potência nominal do gerador para esse sistema deve estar entre 80% a 120% da potência nominal do IFR. Porém, para garantir otimização na utilização do gerador, proporcionar maior vida útil e utilização eficiente do combustível, esse valor deve estar igual ou menor que 100%.

De acordo com a Tabela 3, a potência nominal do IFR é 2300 W. Assim a potência nominal do grupo gerador deve estar entre 1840 W (80%) e 2760 (120%), segundo orientação do fabricante do inversor. Logo, obedecendo o critério de uso eficiente do combustível, conforme recomendação citada no parágrafo anterior, idealizou-se para o projeto um gerador com 2300 W (100%) de potência nominal.

Quando for considerado a utilização do IFR para suprimento de potência reativa, pode-se utilizar geradores com fator de potência igual a 0,8.

A partida e parada do gerador pode ser controlada pelo IFR através de um relé com contato seco; quando o contato estiver fechado, o gerador deve ser partido e colocado em operação. Por sua vez, no momento em que o contato for aberto, o gerador deverá ser parado e retirado do barramento CA.

Para garantir um perfeito funcionamento com o IFR utilizado, deve-se garantir que o grupo gerador apresente as seguintes características:

- Ser capaz de estabelecer uma rede elétrica durante a operação;
- Apresentar partida elétrica que possa ser controlada pelo IFR;
- O gerador deve ser do tipo síncrono.

Uma opção disponível no mercado seria utilizar o gerador à diesel de 2,2 kW da empresa Motomil como ilustrado na Figura 20.

Figura 33 – Gerador 2,2 kW

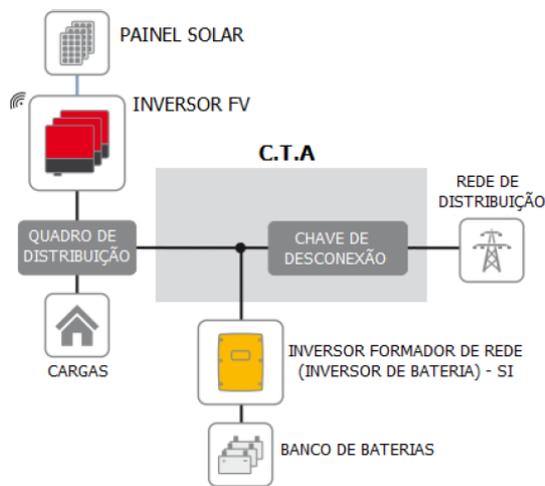


Fonte: Google imagens

3.5 Flexibilização

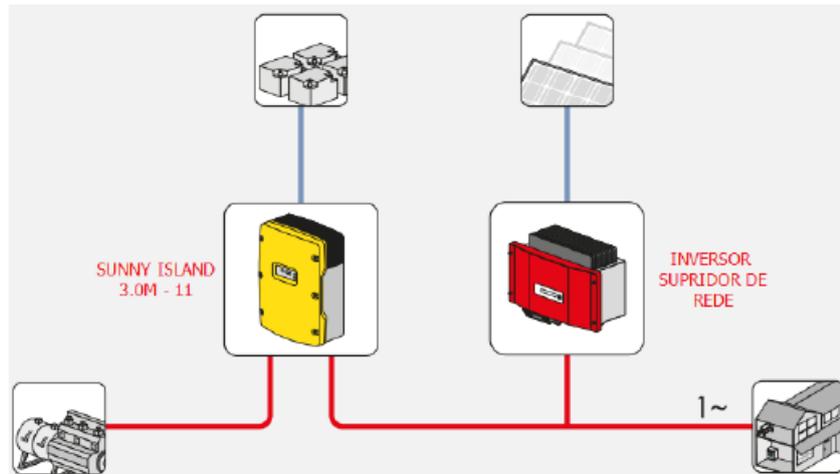
O sistema FV-1 da microrrede Pici-UFC, descrito no item 2.6, está montado na configuração apresentada na Figura 34. Este trabalho tem como objetivo projetar mais uma possibilidade de operação para a microrrede existente no campus. Trata-se de um sistema híbrido isolado de geração solar, diesel com *backup* de bateria, como mostra a Figura 35, tornando o sistema FV-1 flexível para operar no modo *ongrid* com *backup* de bateria ou no modo *offgrid*. Apesar de serem utilizados os mesmos equipamentos do sistema fotovoltaico FV-1, as ligações elétricas do IFR são diferentes. Conforme apresentado no item 3.1.2, é necessário que seja desenvolvida uma lógica de comandos elétricos com possibilidade de monitoramento e atuação remota, para que o operador possa escolher qual configuração de operação do SFV-1, no modo *ongrid* com *backup* de bateria ou no modo *offgrid*.

Figura 34 – Configuração do sistema FV-1 da microrrede UFC



Fonte: (CARNEIRO, 2017)

Figura 35 – Sistema híbrido isolado proposto

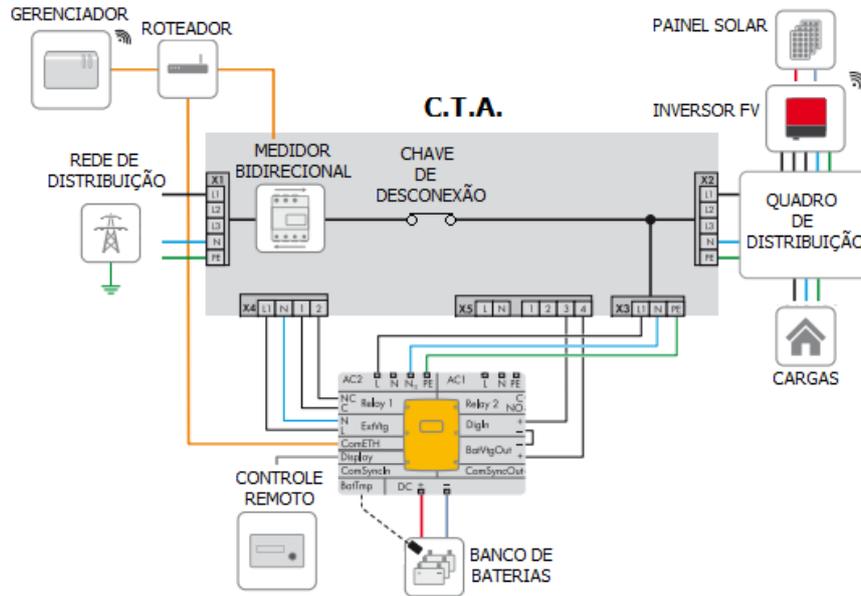


Fonte: (CARNEIRO, 2017)

O APÊNDICE A - mostra o diagrama geral da microrrede Pici-UFC atualmente em operação, cujo projeto e implementação é apresentado por Carneiro (2017). No, um grupo motor gerador é adicionado à microrrede Pici-UFC, bem como a chave de monitoramento e manobra (CMM-11) projetada, cujo diagrama é apresentado no APÊNDICE E - . O objetivo da CMM-11 é comutar as conexões elétricas do inversor *SI* de forma a possibilitar ao operador escolher qual modo de operação deseja estabelecer para a microrrede, se *ongrid* com *backup* de baterias ou *offgrid*.

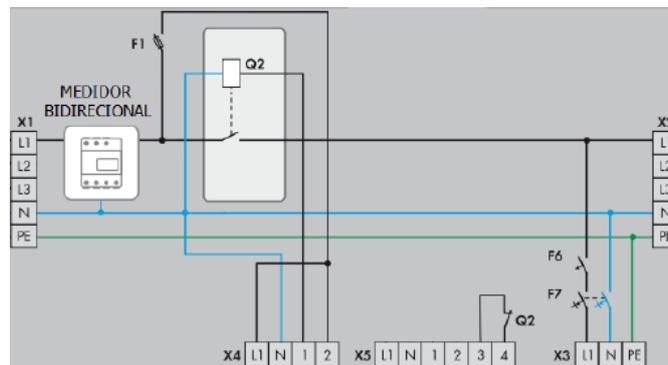
A Figura 36 apresenta as conexões no SI para que o mesmo possa ser configurado para operar no modo *ongrid* com backup de baterias. Os terminais da conexão AC2 (ver Figura 36) são utilizados para formar a rede de backup e o relé 1 (Relay 1, na figura) é utilizado para comandar o fechamento e abertura da chave de desconexão. A Figura 37 ilustra o detalhamento da parte interna da chave de transferência automática (CTA).

Figura 36 – Conexões elétricas no modo *ongrid* com *backup* de baterias



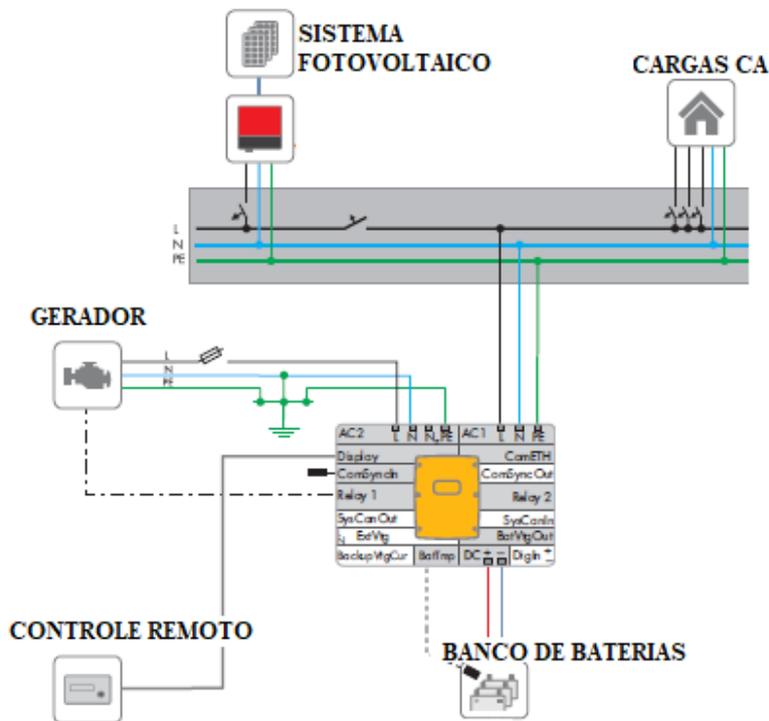
Fonte: (CARNEIRO, 2017)

Figura 37 – Detalhamento da CTA



Fonte: (CARNEIRO, 2017)

No item 3.1.2 foi mostrado na Figura 21 como as conexões elétricas devem ser feitas no SI para que o mesmo possa ser configurado para operar no modo *offgrid*. Nesse caso, os terminais da conexão AC2 são agora utilizados para conectar os terminais do gerador e desta vez as conexões de AC1, que não fora utilizada no modo *ongrid*, são utilizados para formar a rede *offgrid*. O relé 1 (*Relay 1*) agora passa a ser utilizado para comandar a partida do grupo motor gerador.



O APÊNDICE D - mostra as conexões elétricas e a parte de força da CMM-11, já o APÊNDICE E - apresenta o diagrama e a lógica de comando utilizada para que seja possível escolher o modo de operação do SI. O circuito de comando é alimentado pelo contato “L” de AC1, pois em ambos os modos de operação foi verificado a existência de tensão neste terminal, e protegido por um disjuntor de 6 A. Caso o operador opte para operar a microrrede no modo *ongrid* com *backup* de baterias, deverá acionar a botoeira B33. Dessa forma, a bobina do contator C19 será energizada e todos os contatos de força e auxiliares mudarão de estado, fazendo com que as conexões de AC2 sejam conectadas ao barramento B, neste caso os contadores C20, C21 e C23 estão desenergizados, logo as conexões de AC1 são desconectadas, assim como as do gerador e o banco de baterias passa a atuar com uma *string* de 4 baterias em série.

Caso o operador opte por operar no modo *offgrid* deverá acionar a botoeira B34. Dessa forma, a bobina dos contadores C20, C21 e C23 serão energizadas e todos os contatos de força e auxiliares mudarão de estado, fazendo com que as conexões de AC2 sejam conectadas aos cabos de força do gerador, as conexões de AC1 são ligadas ao barramento B e o banco de baterias passa a ser composto de duas *strings* de 4 baterias em série. Nesse caso, o contator C19 está desenergizado, logo as conexões da chave de desconexão são retiradas, bem como a ligação da AC2 ao barramento B.

Para que o SI possa comandar a partida e o desligamento do GMG foi utilizado um quadro de partida de gerador comumente encontrado no mercado, o qual funciona de forma que este fica conectada à uma fase e quando esta fase é desenergizada ele inicia o processo de partida. Porém nesse caso o sinal de partida vem do relé 1 do SI, então o quadro de partida do gerador será conectado à fase através de um contato normalmente fechado do contator C22 que ao receber o sinal do relé sua bobina será energizada e os contatos mudarão de estado provocando a desenergização da fase que o quadro de partida do gerador estará monitorando.

Além de permitir manobras locais, a CMM-11 foi projetada de forma a possibilitar manobras remotas através do desenvolvimento futuro do sistema de supervisão, controle e aquisição de dados (SCADA), de forma que o monitoramento dos estados (aberto ou fechado) dos disjuntores e contadores é feito por contatos auxiliares. Os contadores por sua vez, além de monitoráveis são também manobráveis. Para isso os dispositivos de acionamento foram implementados de forma redundante, de forma que foram dispostos contatos NF de minirelés 24Vcc em série com os contatos NF dos botões, enquanto que os contatos NA dos minirelés foram dispostos em paralelo com contatos NA das botoeiras. A Figura 38 ilustra os minirelés utilizados e sua base de fixação.

Figura 38 – Chave para acionamento remoto



Fonte: (CARNEIRO, 2017)

A fim de permitir a comunicação entre os inversores com o sistema de supervisão, além de permitir o monitoramento e manobra da CMM-11, é utilizado um controlador lógico programável modelo Modicon M251 do fabricante *Schneider*.

3.6 Conclusão

Neste capítulo foram apresentados e definidos os parâmetros para o projeto de uma microrrede híbrida isolada considerando um consumo anual de 4015 kWh. Foi dimensionado um inversor formador de rede de 2,3 kW. Um banco de baterias com autonomia de 41,47 horas foi projetado juntamente com seu dispositivo de proteção: a chave seccionadora fusível. Aqui, com o auxílio do *software* PVSYST, foi simulado um sistema fotovoltaico de 2,6 kWp, sendo possível, assim, simular as perdas do sistema, bem como, obter a geração média anual de 4198,9 kWh com uma eficiência de 79,9%. Dimensionou-se um Grupo Motor Gerador de 2,2 kW. Foi desenvolvida uma lógica de comandos elétricos com possibilidade de monitoramento e atuação remota, para que o operador possa escolher qual configuração de operação do SFV-1, no modo *ongrid* com *backup* de bateria ou no modo *offgrid*.

4 CONCLUSÃO

As microrredes têm se destacado no cenário global devido à preocupação com demandas de energia, eficiência energética e utilização de energias alternativas, além do que as microrredes têm características que as tornam adequadas ao fornecimento de energia em áreas não atendidas pela rede de distribuição. Porém, existem ainda desafios a serem vencidos, tais como: altos custos de investimento, dificuldades técnicas relacionadas à falta de experiência na operação e manutenção da microrrede, escassez de normas regulamentadoras e regulação do preço da tarifa da energia, o que pode implicar no fornecimento de energia elétrica de baixa qualidade acarretando riscos a equipamentos e pessoas.

4.1 Contribuições

Este trabalho apresentou o projeto de uma microrrede híbrida isolada, onde foi feito o dimensionamento do inversor formador de rede para atender uma demanda de 2 kW, do banco de baterias para garantir uma autonomia de aproximadamente 42 horas, do sistema fotovoltaico de 2,6 kWp e de um grupo motor gerador de 2,2 kW. A fonte fotovoltaica foi ainda simulada no *software* PVSYST, de forma a validar estimativamente o dimensionamento do projeto.

Por fim foram desenvolvidos os diagramas lógicos de comando e força utilizados para permitir a comutação da topologia *ongrid*, já existente na microrrede Pici-UFC, para a topologia *offgrid* projetada neste trabalho de forma ser possível configurá-la como uma rede puramente *offgrid* representando uma microrrede ou sistema híbrido isolado, tornando a microrrede Pici-UFC flexível para operar em dois modos de operação, quais sejam: *ongrid* com backup de bateria e *offgrid*.

4.2 Trabalhos Futuros

Apesar da adição de nova funcionalidade à microrrede Pici – UFC proposta neste trabalho, há muito que se implementar no sentido de tornar a plataforma ainda mais dinâmica. A seguir são citadas aquelas percebidas ao longo do desenvolvimento do trabalho:

- 1) Desenvolver e implementar o sistema supervisor para monitoramento e manobra remota;
- 2) Implementar um barramento CC para alimentar cargas CC assim como conectar um sistema FV no mesmo utilizando controlador de carga;
- 3) Implementar o controle de cargas feito pelo SI através de um dos relés internos;

- 4) Alterar a configuração do sistema de monofásico para trifásico;
- 5) Inserir geração eólica no sistema isolado;
- 6) Flexibilizar a entrada de outro inversor FV da microrrede na rede isolada.

REFERÊNCIAS

ALMADA, Janaína Barbosa. **Modelagem, controle, e gerenciamento da operação de microrredes com fontes renováveis**. 2013. 216 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2013.

ANTÚNEZ, Pau Farrés. **Potencial de integração de energia fotovoltaica em redes isoladas com geradores a diesel**. [s. L.]: Deutsche Gesellschaft Für Internationale Zusammenarbeit (giz) Gmbh, 2013. 30 p.

CARNEIRO, Aluísio Vieira. **Projeto, desenvolvimento e implementação de microrrede em campus universitário com tecnologia solar fotovoltaica e de armazenamento**. 2017. 176 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2017.

COSTA, Victor Lorhan Loiola. **Uma contribuição ao ensino da disciplina de máquinas síncronas**. 2017. 126 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2017.

FOTOVOLTEC. **Energia fotovoltaica: Tecnologia**. Disponível em: <<http://www.fotovoltec.com.br/front/tecnologia>>. Acesso em: 11 dez. 2017.

GALDINO, Jean Carlos da Silva. **Grupo Motor Gerador**. Rio Grande do Norte: IFRN, 2011. 42 p.

GARRIDO, Emmanuel Loureiro. **Baterias de acumuladores (secundárias)**. 2010. Disponível em: <https://paginas.fe.up.pt/~ee03096/index_ficheiros/Page666.htm>. Acesso em: 21 jul. 2010.

GREENPRO (Org.). **Energia Fotovoltaica: Manual sobre tecnologias, projecto e instalação**. [s. L.]: Greenpro, 2004. 357 p.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA) AND THE WORLD BANK (USA) (Org.). **Ustainable Energy for All 2017: Progress toward sustainable energy**. Washington, D. C: World Bank, 2017. 208 p.

KOSOW, Irving Lionel. **Máquinas elétricas e transformadores**. 4. ed. Porto Alegre: Globo, 1982. 667 p.

LEÃO, R. P. S. Introdução aos Sistemas Elétricos de Potência. In: **Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica**. Fortaleza: UFC, 2015a. v. Ip. 47.

LEÃO, R. P. S. Tecnologias de Geração de Energia Elétrica: Gerador. **Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica**. Fortaleza: UFC, 2015a. v. Vp. 24.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). **Manual para atendimento às regiões remotas dos sistemas isolados**. [S. l.]: Ministério de Minas e Energia, 2015. 12 p.

MOURA (Brasil). **Manual Técnico Moura – Modelo Clean Nano**. [S. l.]: Moura, 2000. 33 p.

OLIVEIRA, Rodrigo Carvalho de. **Estudo para aplicação de um sistema de automação para a microrrede do laboratório de redes elétricas inteligentes.** 2014. 71 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2014.

PEREIRA, José Claudio. **Motores e Geradores.** [s. L.]: Ufrgs, [2000]. 121 p.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antônio. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos.** Rio de Janeiro: Cresesb, 2014.

RAMOS, Sílvia Rola. **Optimização de um sistema híbrido off-grid PV, Gerador Diesel e Baterias.** 2016. 66 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e do Meio Ambiente, Universidade de Lisboa, Lisboa, 2016.

ROCHA, Janaína Esmeraldo. **Gerenciamento de uma microrrede operando em modo ilhado utilizando sistema multiagente.** 2014. 87 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2014.

SMA. **Planning Guidelines - Design of Off-Grid Systems with Sunny Island 3.0M / 4.4M / 6.0H / 8.0H Devices.** [S.I]: SMA, 2004a.

SMA. **Planning Guidelines | FLEXIBLE STORAGE SYSTEM WITH BATTERY-BACKUP FUNCTION.** [S.I]: SMA, 2004b.

SMA. **Solar Stand-Alone Power and Backup Power Supply.** [S.I]: SMA, 2009.

SMA. **Battery Management in Off-Grid Systems.** [S.I]: SMA, 2014a.

SMA. **Sunny Island Generator - White Paper.** [S.I]: SMA, 2014b.

SMA. **Operating Manual - BATFUSE-B.01 / B.03.** [S.I]: SMA, 2014c.

SMA. **Quick Reference Guide Off-Grid Systems.** [S.I]: SMA, 2016.

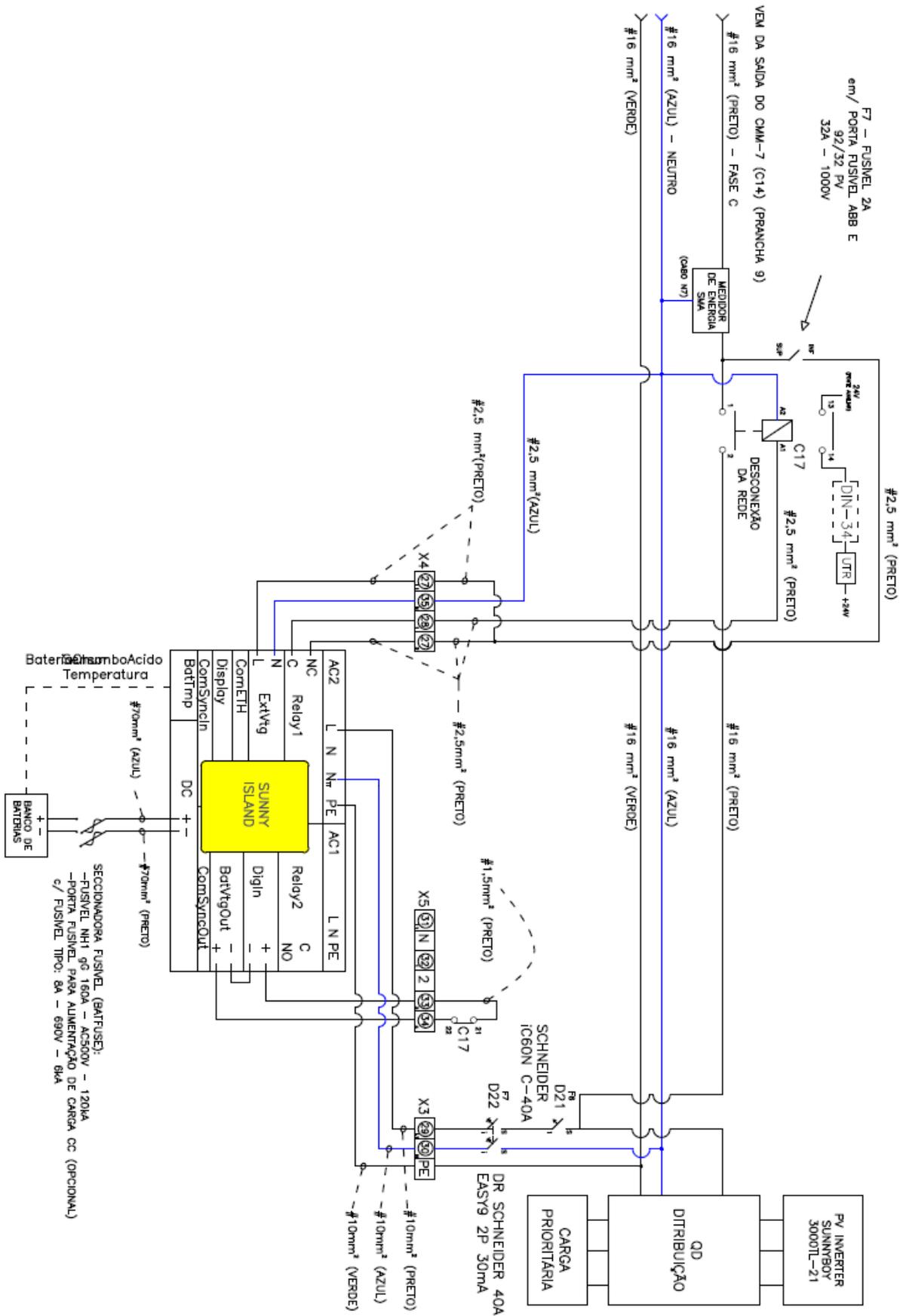
SMA. **Inversor fotovoltaico SUNNY BOY 3000TL/4000TL/5000TL.** [S.I]: SMA, [S.d.]

STEKA ELEKTRONIK. **Sistemas Híbridos.** Disponível em: <http://www.steca.com/index.php?Sistemas_hibridos>. Acesso em: 7 dez. 2017.

VIANA, Susana Filipa Almeida Castro. **Modelação de Micro-Sistemas Híbridos Fotovoltaicos/Eólicos para Produção Descentralizada.** 2010. 304 f. Tese (Doutorado) - Curso de Ciências da Engenharia, Universidade Técnica de Lisboa, Lisboa, 2010.

ZOBAA, Ahmed Faheem. **Energy Storage - Technologies and Applications.** [S.I]: Intech, 2013.

APÊNDICE C - CONEXÕES ELÉTRICAS DO SI E C.T.A - MODO *ON*GRID



APÊNDICE E - CMM-11 – COMANDO

