



Universidade Federal  
de Campina Grande

Centro de Engenharia Elétrica e Informática  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Glêston Carneiro Agra

Automação em Sistemas de Potência: Arquitetura de Chaveamento  
considerando disponibilidade de Fontes, Demanda e Prioridade de Cargas

Campina Grande - PB

Agosto - 2018



UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE  
Centro de Engenharia Elétrica e Informática  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Automação em Sistemas de Potência: Arquitetura de Chaveamento  
considerando disponibilidade de Fontes, Demanda e Prioridade de Cargas

Glêston Carneiro Agra

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Processamento da Informação

Professor Raimundo Carlos Silvério Freire, D. Sc.

Orientador

Professor Edmar Candeia Gurjão, D. Sc.

Orientador

Campina Grande - PB

Agosto - 2018

A277a

Agra, Glêston Carneiro.

Automação em sistemas de potência: arquitetura de chaveamento considerando disponibilidade de fontes, demanda e prioridade de cargas / Glêston Carneiro Agra. – Campina Grande, 2018.

94 f. : il. color.

Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Engenharia Elétrica e Informática, 2018.

"Orientação: Prof. Dr. Raimundo Carlos Silvério Freire, Prof. Dr. Edmar Candeia Gurjão".

Referências.

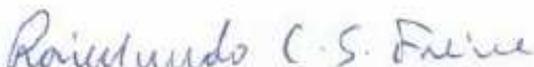
1. Energia Elétrica – Redes Inteligentes. 2. Sistemas Fotovoltaicos e Híbridos. 3. Chave de Transferência – Energia Elétrica. 4. Geração Distribuída – Energia Elétrica. I. Freire, Raimundo Carlos Silvério. II. Gurjão, Edmar Candeia. III. Título.

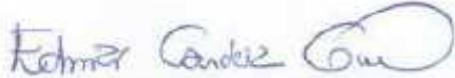
CDU 621.311.1(043)

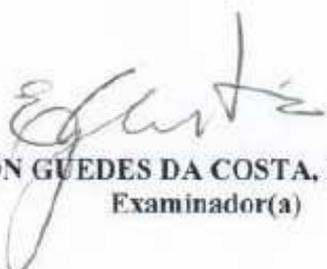
**"ARQUITETURA DE CHAVEAMENTO CONSIDERANDO DISPONIBILIDADE DE FONTES, DEMANDA E PRIORIDADE DE CARGAS"**

**GLÊSTON CARNEIRO AGRA**

**DISSERTAÇÃO APROVADA EM 24/08/2018**

  
**RAIMUNDO CARLOS SILVÉRIO FREIRE, Dr., UFCG**  
**Orientador(a)**

  
**EDMAR CANDEIA GURJAO, D.Sc., UFCG**  
**Orientador(a)**

  
**EDSON GUEDES DA COSTA, D.Sc., UFCG**  
**Examinador(a)**

  
**BENEDITO ANTONIO LUCIANO, D.Sc., UFCG**  
**Examinador(a)**

**CAMPINA GRANDE - PB**

A Deus, pela minha existência, por ter me dado serenidade e coragem, aos meus pais, irmãos, irmã e à minha esposa pelos incentivos e apoio ao longo desta jornada, dedico.

# AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, agradeço a Deus, Pai todo Poderoso, pela minha existência, por ter me dado saúde, perseverança, persistência, serenidade e coragem para vencer sempre.

À minha família e à minha esposa, Suelane Bezerra Teixeira, por se fazerem presentes em todos os momentos da minha trajetória, acreditando que eu seria capaz, apoiando-me nas dificuldades, principalmente sem apoio financeiro desta pesquisa, bem como torcendo e vibrando com cada obstáculo superado ao longo do desenvolvimento da pesquisa da dissertação.

Aos meus queridos pais, Afonso Agra da Cunha e Maria Inez Carneiro Agra, aos meus irmãos e irmãs, pelas críticas, conselhos e ensinamentos incondicionais de forma direta ou indireta. Aos meus queridos sobrinhos e sobrinhas, tios e tias, primos e primas agradeço por me motivarem a dar sempre o melhor de mim.

Aos meus orientadores, Professor Raimundo Carlos Silvério Freire e Professor Edmar Candeia Gurjão, por acreditarem no meu potencial e pelos conselhos, sugestões e ensinamentos tanto profissionais quanto pessoais que me passaram durante os cursos de graduação e pós-graduação.

Agradeço a todos os professores, funcionários, amigos e colegas da UFCG que forneceram toda a base dos conhecimentos acadêmicos para minha formação como engenheiro. Em especial ao meu amigo Geraldo Alves Pereira Júnior que me auxiliou sempre que necessário.

Por fim, agradeço a Senninha por ter ficado ao meu lado por horas e horas dando apoio emocional de forma indireta e inconsciente, mas com muito carinho e amor incondicional.

*No que diz respeito ao empenho, ao compromisso, ao esforço, à dedicação, não existe meio termo. Ou você faz uma coisa bem feita ou não faz.*

Ayrton Senna

## RESUMO

Mediante a possibilidade da conversão de energia elétrica local, é possível que os consumidores tenham simultaneamente mais de uma fonte para suprir a sua demanda. Espera-se que o chaveamento entre as fontes e as cargas necessite de um sistema de supervisão e controle que mantenha a continuidade do serviço, evite reconexões abruptas e ainda respeite a prioridade de cargas. Neste trabalho propõe-se uma arquitetura de supervisão para controle para o chaveamento de fontes e cargas, sendo utilizado como exemplo um sistema fotovoltaico (SFV) conectado à rede elétrica pública. As comutações das fontes para as cargas são realizadas por chaves de transferências, que operam de acordo com a prioridade de cargas e devem realizar o ligamento ou desligamento observando a oferta de energia, evitando-se também o pagamento de multas por ultrapassagem da demanda. No exemplo de aplicação foram considerados sistemas fotovoltaicos *on grid* e *off grid*, e a utilização de cada um depende da aplicação e/ou da disponibilidade dos recursos energéticos. Também foi considerada a presença de um sistema de armazenamento de energia que alimenta um grupo de cargas essenciais, em horários específicos do dia, incluindo o horário de ponta e/ou como sistema de emergência, no caso de falha de energia elétrica da rede da concessionária. Foram realizadas análises dinâmicas e lógicas, via simulação computacional, para constatação do atendimento dos requisitos e viabilidade do módulo de monitoramento, controle e comando das chaves. Observou-se que a arquitetura proposta atende aos requisitos, mantendo a continuidade no serviço e, quando necessário, priorizando a alimentação de algumas cargas em detrimento de outras.

**Palavras-chave:** Chave de Transferência. Sistema Fotovoltaico. Sistemas Híbridos. Geração Distribuída. Redes Inteligentes.

## ABSTRACT

Local energy generation permits the consumers to have more than one power sources to supply their demands. Switching between the sources and charges implies in the necessity of a supervision and control system to avoid discontinuity respecting the load priorities. In this work it is proposed an architecture for supervision and control of the switching, and it is used a photovoltaic (PV) system connected to the grid as an example of application. The proposed architecture controls the switching between load and sources using transfer switches operating according the load priorities observing the energy disponibility, avoiding abrupt disconnections and excess of demand that implies in penalties for the consumer. In the example of application it is considered on grid and off grid photovoltaic systems, and their utilization depends on the demand and disponibility of energy. A storage system to feed a group of essential loads in specific period of the day is considered, utilization of this system considers peak hours, and energy faults of the power utility. Using computational simulation it is performed dynamic and logical analysis of the proposed architecture, and the obtained results confirms that the propose architecture maintains the service continuity, and when necessary prioritize the feeding of loads.

**Keywords:** Transfer Switch. Photovoltaic System. Hybrid Systems. Distributed Generation. Smart Grid.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1: Configuração básica de um sistema fotovoltaico isolado com distribuição CC. .....	27
Figura 2: Exemplo de sistema isolado alimentando cargas CA. ....	28
Figura 3: Sistema fotovoltaico conectado à rede. ....	29
Figura 4: Medição bidirecional de registros independentes (a) com a utilização de um medidor bidirecional e (b) com a utilização de dois medidores unidirecionais. ....	30
Figura 5: Funções do sistema de transferência de carga. ....	32
Figura 6: Diagrama elétrico de contadores com intertravamento mecânico. ....	33
Figura 7: Transferência de carga em transição fechada em rampa. ....	34
Figura 8: Diagrama de blocos do sistema fotovoltaico híbrido. ....	43
Figura 9: Diagrama funcional do sistema fotovoltaico híbrido. ....	48
Figura 10: Diagrama de blocos do circuito controlador. ....	51
Figura 11: Diagrama de blocos do modelo usado na simulação do ambiente Simulink. ....	52
Figura 12: Bloco representativo da rede elétrica da concessionária. ....	54
Figura 13: Bloco representativo transformador abaixador. ....	54
Figura 14: Bloco representativo baterias. ....	55
Figura 15: Bloco representativo dos painéis solares. ....	56
Figura 16: Bloco representativo conversor CC/CC bidirecional. ....	57
Figura 17: Bloco representativo conversor CC/CC. ....	58
Figura 18: Bloco representativo do barramento CC. ....	58
Figura 19: Bloco representativo do inversor CC/CA bidirecional. ....	59
Figura 20: Bloco representativo das cargas. ....	60
Figura 21: Bloco representativo do controle, lógica e gráficos das cargas e fontes. ....	61
Figura 22: Sinais de controle para acionamento das cargas 1, carga 2 e carga 3. ....	62
Figura 23: Sinais de controle para acionamentos das fontes de potência (Rede e Bateria). .....	63
Figura 24: Potência na carga 1 (2.000 W), $P(W) \times T(s)$ . ....	63
Figura 25: Potência na carga 2 (3.000 W), $P(W) \times T(s)$ . ....	64
Figura 26: Potência na carga 3 (1.000 W), $P(W) \times T(s)$ . ....	64
Figura 27: Potência de saída dos painéis fotovoltaicos $P(W) \times T(s)$ . ....	65
Figura 28: Potência na rede $P(W) \times T(s)$ . ....	65

Figura 29: Potência na bateria $P(W) \times T(s)$ .....	66
Figura 30: Tensão no enrolamento primário do transformador da rede $V(V) \times T(s)$ .....	66
Figura 31: Corrente no enrolamento primário do transformador da rede $I(A) \times T(s)$ .....	67
Figura 32: Tensão no enrolamento secundário do transformador da rede $V(V) \times T(s)$ .	67
Figura 33: Corrente no enrolamento secundário do transformador da rede $I(A) \times T(s)$ .	67
Figura 34: Tensão de saída dos painéis solares $V(V) \times T(s)$ .....	68
Figura 35: Corrente de saída dos painéis solares $I(A) \times T(s)$ .....	68
Figura 36: Estado de carga - SOC (%). .....	69
Figura 37: Corrente da bateria $I(A) \times T(s)$ . .....	69
Figura 38: Tensão da bateria $V(V) \times T(s)$ . .....	69
Figura 39: Circuito de potência, proteção, comando e sinalização do sistema híbrido...	71
Figura 40: Circuito de potência, proteção, comando e sinalização do sistema híbrido (Energização e presença da rede pública).....	75
Figura 41: Circuito de potência, proteção, comando e sinalização do sistema híbrido (Energização do circuito das cargas essenciais). .....	75
Figura 42: Circuito de potência, proteção, comando e sinalização do sistema híbrido (Acionamento do SFV <i>on Grid</i> - Período de incidência solar). .....	76
Figura 43: Circuito de potência, proteção, comando e sinalização do sistema híbrido (Desacionamento do SFV <i>on Grid</i> - Período de falta de incidência solar). .....	77
Figura 44: Circuito de potência, proteção, comando e sinalização do sistema híbrido (Ausência de tensão na rede e atuação do SFV <i>on Grid</i> - Período de incidência solar). ..	78
Figura 45: Circuito de potência, proteção, comando e sinalização do sistema híbrido (Ausência de tensão na rede, atuação do SFV <i>on Grid</i> e SFV <i>off Grid</i> ). .....	79
Figura 46: Circuito de potência, proteção, comando e sinalização do sistema híbrido (Ausência de tensão na rede, desativação do SFV <i>on Grid</i> e atuação do SFV <i>off Grid</i> ). .....	79
Figura 47: Circuito de potência, proteção, comando e sinalização do sistema híbrido (Retorno da rede, atuação do SFV <i>on Grid</i> - Período de incidência solar). .....	81
Figura 48: Circuito de potência, proteção, comando e sinalização do sistema híbrido (Retorno da rede, atuação do SFV <i>on Grid</i> e desativação do SFV <i>off Grid</i> ). .....	81
Figura 49: Circuito de potência, proteção, comando e sinalização do sistema híbrido (Retorno da rede, desativação do SFV <i>on Grid</i> - Período de falta de incidência solar). ..	82
Figura 50: Sinaleiros luminosos. ....	82
Figura 51: Modelo de painel de sinalização luminoso. ....	83

Figura 52: Projeto elétrico do sistema fotovoltaico híbrido. ....94

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Resumos das contribuições das pesquisas .....	39
---	----

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
A/D	Conversão Analógico Digital
ATS	<i>Automatic Transfer Switch</i>
ANSI	Instituto Nacional Americano de Padrões (do inglês, <i>American National Standards Institute</i> )
BEN	Balanco Energético Nacional
CC	Tensão/Corrente Contínua
CA	Tensão/Corrente Alternada
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
CEPEL	Centro de Pesquisa de Energia Elétrica
CGEE	Centro de Gestão e Estudos Estratégicos
DSP	Processador Digital de Sinais (do inglês, <i>Digital Signal Processor</i> )
DSM	<i>Demand Side Management</i>
EPE	Empresa de Pesquisas Energéticas
GLD	Gerenciamento pelo Lado da Demanda
GD	Geração Distribuída
INEE	Instituto Nacional de Eficiência Energética
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
LABMET	Laboratório de Metrologia
LIMC	Laboratório de Instrumentação e Metrologia Científicas
MPPT	Rastreamento do Ponto de Máxima Potência (do inglês, <i>Maximum Power Point Tracking</i> )
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PMP	Ponto Máximo de Potência

PV	Fotovoltaica (do inglês, <i>Photovoltaic</i> ) – Painel Fotovoltaico
PROCEL	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica
QTA	Quadro de Transferência Automática
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SOC	<i>State Of Charge</i> – Estado da Carga
UFCG	Universidade Federal de Campina Grande

## LISTA DE SÍMBOLOS

FP	Fator de Potência [%] ou [Adimensional]
F	Frequência em Hertz [Hz]
G	Irradiância Solar Incidente [ $\text{W}/\text{m}^2$ ]
H	Radiação Solar Acumulada [Wh]
$I_0$	Corrente de Saturação Reversa do Diodo [A]
$I_D$	Corrente no Diodo [A]
$I_{PV}$	Corrente da Célula <i>Photovoltaic</i> [A]
$I_{SC}$	Corrente de Curto-Circuito (do inglês, <i>Intensity of Short Circuit</i> ) da Célula PV [A]
$I_{MP}$	Corrente de Máxima Potência da Célula PV [A]
k	Constante de Boltzmann [ $1.380 \times 10^{-23}$ J/K]
P	Potência Elétrica em Watt [W]
$P_{MP}$	Máxima Potência da Célula PV [W]
Q	Potência Aparente [VA]
q	Carga Elementar do Elétron em Coulomb [ $-1.602 \times 10^{-19}$ C]
$R_P$	Resistência Elétrica Paralela Equivalente do Módulo em ohm [ $\Omega$ ]
$R_S$	Resistência Elétrica Série Equivalente do Módulo em ohm [ $\Omega$ ]
S	Área de Superfície do Módulo em Metro Quadrado [ $\text{m}^2$ ]
T	Temperatura da Junção p-n da Célula em Kelvin [K]
V	Tensão Fotovoltaica em Volt [V]
$V_D$	Tensão de Condução do Diodo [V]
$V_T$	Tensão Elétrica Correspondente à Temperatura T [V]
$V_{PV}$	Tensão da Célula Photovoltaic PV [V]
$V_{OC}$	Tensão de Circuito Aberto (do inglês, <i>Voltage of Open Circuit</i> ) da Célula PV [V]
$V_{MP}$	Tensão de Máxima Potência da Célula PV [V]

# SUMÁRIO

1	Introdução .....	17
1.1	Objetivos gerais e específicos .....	19
1.2	Contribuições da dissertação .....	20
1.3	Organização do texto .....	20
1.4	Publicações .....	21
2	Fundamentação teórica .....	22
2.1	Fontes de energia .....	22
2.2	Geração distribuída .....	24
2.3	Eficiência energética .....	24
2.4	Energia solar fotovoltaica .....	25
2.4.1	Sistema fotovoltaico .....	26
2.4.2	Sistemas fotovoltaicos isolados .....	26
2.4.3	Sistemas fotovoltaicos conectados à rede .....	28
2.4.4	Sistema híbrido .....	30
2.5	Sistemas de transferência de cargas elétricas .....	31
2.5.1	Transferência automática .....	32
2.5.2	Transferência Automática – Por transição aberta .....	32
2.5.3	Transferência Automática - Por transição fechada .....	33
3	Revisão bibliográfica .....	35
4	Metodologia .....	41
5	Arquitetura proposta .....	42
5.1	Detalhamento da arquitetura proposta .....	44
5.1.1	Modos de operação da arquitetura proposta .....	44
5.1.2	Funcionamento da arquitetura proposta .....	46
5.1.3	Circuito de monitoramento, controle e comando .....	50
6	Resultados .....	52
6.1	Simulações .....	52
6.1.1	Arquitetura modelada no ambiente simulink/matlab .....	52
6.1.2	Bloco rede da concessionária .....	53

6.1.3	Bloco transformador abaixador 13,8 kV/220 V .....	54
6.1.4	Bloco baterias .....	55
6.1.5	Bloco painéis solares .....	55
6.1.6	Bloco conversor cc/cc bidirecional .....	56
6.1.7	Bloco conversor cc/cc .....	57
6.1.8	Bloco barramento cc.....	58
6.1.9	Bloco inversor cc/ca bidirecional .....	59
6.1.10	Bloco carga .....	59
6.1.11	Bloco controle, lógica e gráficos .....	60
6.1.12	Resultados das simulações no ambiente simulink.....	61
6.1.13	Arquitetura modelada no ambiente cade_simu .....	70
6.1.14	Simulação do circuito de potência e comando .....	70
6.1.15	Comportamento do sistema fotovoltaico <i>on grid</i> .....	75
6.1.16	Comportamento do sistema fotovoltaico <i>off grid</i> .....	77
6.1.17	Comportamento do sistema no retorno da energia elétrica da rede.....	79
6.1.18	Comportamento dos sinaleiros do sistema híbrido.....	82
7	Conclusões .....	85
	Trabalhos futuros .....	86
	Referências .....	87
	APÊNDICE A – PROJETO ELÉTRICO .....	93

# 1 INTRODUÇÃO

Quase todas as fontes de energia – hidráulica, biomassa, eólica, combustível fóssil e dos oceanos – são formas indiretas de energia solar. Além disso, a radiação solar pode ser utilizada diretamente como fonte de energia térmica, para aquecimento e para conversão de potência mecânica ou elétrica. Pode ainda ser convertida diretamente em energia elétrica, mediante efeitos sobre determinados materiais, entre os quais se destacam o termoelétrico e o fotovoltaico [1][2].

Após a crise do petróleo de 1973, aumentou bruscamente o interesse em aplicações de sistemas fotovoltaicos autossustentáveis. Porém, para que se tornasse viável a utilização desses sistemas havia duas opções: reduzir em até 100 vezes o custo de produção das células solares utilizadas em explorações espaciais em relação ao praticado na época, ou modificar os conversores e células fornecidos por sistemas mais robustos e eficientes [3].

A ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) aprovou em 17 de Abril de 2012 uma Resolução Normativa - REN 482/12, na qual permite que os consumidores de energia elétrica possam ser também geradores de energia, o que significa um grande passo para o país, uma vez que a falta de regulamentação era uma séria barreira que obstava potenciais “geradores” residenciais de energia.

Nessa regulamentação estipulou-se o tipo e a potência máxima dos geradores, podendo ser: hidráulicos (micro hidrelétricas), eólicos (micro aerogeradores) e solares (fotovoltaicos). A potência máxima fornecida obedece a um limite de classificação do sistema de geração: entende-se como geração (micro ou mini), a partir de fonte incentivada, a central geradora de energia elétrica com potência instalada menor ou igual a 100 kW, no caso de microgeração ( $P_{INST} \leq 100 \text{ kW}$ ), ou com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW, para o caso de minigeração ( $100 \text{ kW} < P_{INST} \leq 1 \text{ MW}$ ), que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada (um processo de produção e utilização combinada de calor e eletricidade), ao lado da carga a atender, a partir da queima de combustíveis como gás natural ou de resíduos industriais ou de biomassa, com eficiências iguais e/ou superior a 75%. Acima de 1 MWp classificar-se-á como usina como, por exemplo, a

MPX Tauá, do grupo EBX conhecida como a primeira usina fotovoltaica do Brasil [4] [5] [6] [7][8].

Dessa forma, a motivação vem da possibilidade de uma mesma carga poder ser alimentada por mais de uma fonte de potência (energia elétrica), e o chaveamento entre elas necessitar de uma arquitetura de supervisão e controle de transferência de fontes alternativas de conversão de energias. Por exemplo, um sistema fotovoltaico (SFV), que pode operar tanto como isolados da rede, SFV *off Grid* ou conectados à rede, SFV *on Grid* ou SFV *grid Tie*. Além do chaveamento entre as fontes de potência e o alívio de cargas para evitar o pagamento de multas por ultrapassagem da demanda contratada, foca-se também em potencializar e maximizar a energia gerada pelos painéis fotovoltaicos para atender a demanda das cargas consumidoras e utilizar a rede elétrica pública como rota para escoar o excedente dessa energia.

O chaveamento entre as fontes de potência da arquitetura proposta é controlado e realizado por chaves de transferência. A arquitetura conta com um sensoriamento das condições das fontes de energia elétrica e, quando a capacidade de conversão estiver abaixo de certos limites faz a comutação da carga entre elas. Essa comutação também é realizada em situações que existem cargas essenciais (prioritárias) para compensação financeira durante horários específicos do dia, incluindo o horário de ponta.

Como exemplo, na Universidade Federal de Campina Grande (UFCG), vem-se desenvolvendo um sistema de acompanhamento do consumo de energia elétrica, no qual cada prédio deverá gerenciar a utilização de um conjunto de painéis solares (fonte alternativa) e do banco de baterias para armazenamento da energia elétrica, cuja carga instantânea será informada ao sistema central de monitoramento. A central de monitoramento decidirá a possibilidade de transferência da fonte de alimentação do prédio, que normalmente é suprida pela rede elétrica pública, pela utilização da energia armazenada no banco de baterias que contribuirá para redução do consumo total de energia elétrica da UFCG.

Quando a arquitetura proposta estiver operando no modo de emergência, ou seja, no caso de ausência de energia elétrica da rede da concessionária e a fonte de potência utilizada seja da geração distribuída, haverá possibilidades diferentes na alimentação das cargas, pois existem na arquitetura três prioridades para alimentação dos blocos de cargas. Dessa maneira, a mesma irá desligar umas cargas em detrimento das outras devido à prioridade de atendimento.

A arquitetura de supervisão e controle de transferência de fontes aqui proposta fará o chaveamento entre uma determinada carga e as fontes de potência disponíveis. Além disso, tem incorporado um módulo responsável pelo alívio de carga, ou seja, desligar algumas cargas em detrimento das outras devido à prioridade de atendimento gerenciado pelo circuito de controle. Utilizando como fontes de potência a própria rede elétrica da concessionária local e geração distribuída por sistema fotovoltaico numa configuração híbrida, *SFV on Grid* e *SFV off Grid*, sendo possível fazer esse chaveamento mantendo a continuidade do serviço e otimizando o uso das fontes disponíveis.

## 1.1 OBJETIVOS GERAIS E ESPECÍFICOS

O objetivo geral deste trabalho é desenvolver uma arquitetura de supervisão e controle de transferência de fontes para gerenciar o chaveamento considerando as variações nas disponibilidades dessas fontes, e também prioridade de cargas garantindo continuidade do serviço e melhoria da eficiência energética.

Além disso, para alcançar o objetivo principal foram buscados os seguintes objetivos específicos:

- 1.1.1. Propor uma arquitetura que potencialize a utilização das fontes de energia;
- 1.1.2. Desenvolver um módulo de comutação e potência (Chave de Transferência Automática);
- 1.1.3. Desenvolver um módulo de alívio de cargas para evitar o pagamento de multas por ultrapassagem da demanda ou, caso a fonte de potência selecionada não consiga suprir a demanda das cargas, desligar algumas cargas em detrimento das outras devido à prioridade de atendimento;
- 1.1.4. Analisar o desempenho da arquitetura proposta sob os modos de operação.

## 1.2 CONTRIBUIÇÕES DA DISSERTAÇÃO

As principais contribuições deste trabalho de dissertação são as seguintes:

- 1.2.1. Proposição de uma configuração de chave de transferência automática de fontes alternativas de conversão de energias;
- 1.2.2. Propositiva de uma configuração que garanta o fornecimento ininterrupto de energia elétrica para determinadas cargas essenciais (críticas);
- 1.2.3. Topologia com alta eficiência na conversão e na continuidade operacional;
- 1.2.4. Proposta da lógica para chaveamento de fontes de acordo com a prioridade das cargas.

## 1.3 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

Além do presente capítulo de Introdução, este trabalho de dissertação está organizado da seguinte forma: na seção 1.4 apresentam-se as publicações correlatas; no capítulo 2 apresenta-se o que foi realizado com relação à fundamentação teórica, ou seja, os embasamentos necessários utilizados no projeto de pesquisa. Posteriormente, no capítulo 3, é exposta a revisão bibliográfica que foi feita, com ênfase em pesquisas relacionadas aos sistemas híbridos e às fontes alternativas de conversão de energias. No capítulo 4 será apresentada a metodologia empregada para desenvolvimento da arquitetura proposta e dessa maneira atingir os objetivos gerais; no capítulo 5 serão detalhados os aspectos gerais e os resultados obtidos. Em seguida, as conclusões serão apresentadas no capítulo 6. Por fim, vão ser apresentadas propostas de trabalhos futuros, as referências e apêndice utilizado nas pesquisas.

## 1.4 PUBLICAÇÕES

Durante a realização dos estudos para elaboração da dissertação, o autor deste trabalho publicou em congresso e foram aceitos os seguintes artigos científicos: “*Proposal of Supervision and Control of Alternative Sources Transfer*” e “*Some Considerations about Development Research and Development Projects on Energy Efficiency in the Brazilian Electrical Systems*” no VII Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE 2018.

## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Nesta seção é apresentada a fundamentação teórica no intuito de facilitar o entendimento do tema desta dissertação. Assim, têm-se abaixo informações a respeito de fontes de energia, de geração distribuída, de eficiência energética, da energia solar fotovoltaica e de sistemas de transferência de cargas elétricas.

### 2.1 FONTES DE ENERGIA

As principais fontes de energia do Brasil, atualmente, são: hidroelétrica, petróleo, carvão mineral e os biocombustíveis, além de algumas outras utilizadas em menor escala, como gás natural e a nuclear.

As formas e fontes de energia disponíveis no Planeta Terra são majoritariamente originadas do Sol.

Mostram-se abaixo os tipos de formas de energia de acordo com os efeitos que a mesma produz ou conforme os fenômenos a que está associada.

- ✓ **Energia Química** (Biomassa ou massa biológica): é toda matéria orgânica, de origem vegetal ou animal, utilizada na produção de energia mediante as reações químicas. Ex: álcool, óleo combustível, carvão mineral etc. É uma forma indireta de energia solar (Energia solar → Fotossíntese → Energia Química);
- ✓ **Energia Radiante** (Solar): é a radiação que se propaga na forma de onda eletromagnética. Manifesta-se de diversas maneiras. Uma delas é sob a forma de luz (Energia luminosa);
- ✓ **Energia Térmica** / Calorífica (Gás Natural): manifesta-se sob a forma de calor (associada à temperatura dos corpos);
- ✓ **Energia Nuclear**: é a energia liberada em uma reação nuclear, ou seja, em processos de transformação de núcleos atômicos (desintegração do núcleo). Manifesta-se sob a forma de radioatividade;
- ✓ **Energia Hídrica**: é obtida a partir da energia cinética ou potencial de uma massa de água;

- ✓ **Energia Mecânica:** a energia mecânica total de um sistema é a soma da energia cinética, relacionada ao movimento de um corpo, com a energia potencial, relacionada ao armazenamento podendo ser gravitacional ou elástica. Manifesta-se sob a forma de movimento;
- ✓ **Energia Elétrica:** é uma forma de energia baseada na geração de diferenças de potencial elétrico entre dois pontos, que permitem estabelecer uma corrente elétrica entre ambos. Manifesta-se sob a forma de uma corrente elétrica. A forma de energia mais utilizada no mundo, que pode ser obtida de diferentes maneiras: usina hidrelétrica, solar, nuclear, eólica, entre outras;
- ✓ **Energia Magnética:** é uma energia gerada a partir da oposição de dois polos iguais, que criam uma força repelente, afastando um (polo) do outro. Manifesta-se sob a forma de campo magnético;
- ✓ **Energia Geotérmica:** é associada à atividade térmica no interior da terra;
- ✓ **Energia Eólica:** é a transformação da energia do vento em energia útil, tal como na utilização de aerogeradores para produzir eletricidade, moinhos de vento para produzir energia mecânica ou velas para impulsionar veleiros. É associada ao vento;
- ✓ **Energia Sonora:** é uma forma de energia que está associada a vibrações da matéria, ou seja, é um tipo de energia mecânica. É a energia presente em uma onda sonora.

Os recursos energéticos são as reservas de energia disponíveis na natureza e podem ser classificados como: renováveis (hidráulica, biomassa, eólica, solar, oceânica) e não-renováveis (o carvão mineral, o petróleo, o gás natural e a nuclear).

- ✓ **Renováveis:** são aquelas que vêm de recursos naturais que são naturalmente reabastecidos, como o sol, a água, marés, o vento, madeira, lenha, cana-de-açúcar, milho, esterco, restos de alimentos e outros elementos.
- ✓ **Não renováveis:** Os combustíveis fósseis, como o petróleo, o carvão mineral, o xisto e o gás natural, bem como aqueles usados como matéria-prima para produzir a energia nuclear, o Urânio e o Tório são exemplos de fontes de energia não renováveis, ou seja, são retirados da natureza, porém existem em quantidade limitada e não se renova.

## 2.2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Geração Distribuída (GD) é uma expressão usada para designar a geração elétrica realizada de forma não centralizada, junto ou próxima do(s) consumidor(es), independente da potência, tecnologia e fonte de energia. As tecnologias de GD têm evoluído e hoje incluem: i) co-geradores; ii) geradores que usam como fonte de energia resíduos combustíveis de processo; iii) geradores de emergência; iv) geradores para operação no horário de ponta; v) painéis fotovoltaicos; vi) pequenas centrais hidrelétricas (PCH) [9].

A GD envolve, ainda, os equipamentos de medição, controle e comando que articulam a operação dos geradores e o eventual controle de cargas (ligamento/desligamento) para que se adaptem à oferta de energia.

A geração elétrica perto do consumidor chegou a ser a regra na primeira metade do século XIX, quando a energia usada nas indústrias era praticamente toda gerada localmente e existiam poucas contribuições para a área da eletricidade. Porém, à época, ela não era mais que um conjunto bastante limitado de conhecimentos não sistematizados. A partir do decênio de 1940, no entanto, a geração em centrais de grande porte ficou mais barata, reduzindo o interesse dos consumidores pela GD e, como consequência, o desenvolvimento tecnológico para incentivar esse tipo de geração [9].

As crises do petróleo introduziram fatores perturbadores que mudaram irreversivelmente o cenário, revelando a importância, por exemplo, da economia de escopo obtida na cogeração. A partir do decênio de 1990, a reforma do setor elétrico brasileiro permitiu a competição no serviço de energia, criando a concorrência e estimulando todos os potenciais elétricos com custos competitivos.

## 2.3 EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

O conceito de eficiência energética está intimamente relacionado com a redução de perdas e à eliminação de desperdícios. As perdas são reduzidas mediante o emprego de materiais e métodos mais eficientes. A eliminação dos desperdícios se dá mediante educação e treinamento. Considera-se também que a eficiência energética consiste na

obtenção de melhorias, ou seja, na otimização da utilização das fontes de energia existentes, ou no uso da energia disponível, por meio de ações que busquem a conservação dos recursos não renováveis e melhor aproveitamento dos recursos renováveis [10].

Podem-se citar exemplos de ações para atingir a eficiência energética, como o enquadramento tarifário, ou seja, a tarifa horossazonal azul e/ou verde e adequação da demanda de potência ativa (kW) contratada, para enquadrar os contratos de fornecimento com a concessionária de energia elétrica, de modo que não se pague por algo que efetivamente não esteja sendo usado [9].

Algumas ações de eficiência energética no que se **refere ao suprimento**: i) Controle de demanda contratada (evitar multas por estouro/ultrapassagem da demanda); ii) Correção do fator de potência (evitar pagamentos de excedentes reativos devidos fator de potência baixo; iii) Auditoria da medição da concessionária; iv) Gerenciamento do consumo em tempo real; vi) Automação de sistemas (programações horárias para ligar/desligar iluminação e sistema de refrigeração); vii) Sistema para ligar gerador (sinal de horário de ponta); dentre outras [9].

Ações de eficiência energética no que se **refere ao consumo**: i) Diminuir o consumo e/ou melhorar a qualidade da energia: ii) Diminuir o consumo de energia via (- Inversores de frequência; - *Soft starters* e partidas eletrônicas para motores; - Controle de iluminação eficiente e ar condicionado); iii) Otimizar a energia disponível mediante (- Bancos de capacitores; - Automação de sistemas elétricos); iv) Reduzir o número de paradas não-programadas via (- Sistemas para qualidade de energia; - Identificação de eventos e de *status* [*on / off*] que possam comprometer o perfeito funcionamento de máquinas e equipamentos; - Filtros de harmônicas; - Modernização de painéis e instalações; - Sistemas de proteção); v) Manual de boas práticas (criação de hábitos e práticas racionais) voltado à eficiência energética; dentre outras [9].

## 2.4 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Nesta seção é apresentada alguns conceitos no intuito de facilitar o entendimento sobre energia solar e como são classificados. Assim como, são mostrados as configurações básicas de um sistema fotovoltaico.

#### 2.4.1 SISTEMA FOTOVOLTAICO

A conversão de energia elétrica solar está baseada na intensidade da luz incidente sobre os painéis e denomina-se um conjunto de painéis interconectados, com um equipamento que converte energia de corrente contínua para alternada, de um sistema fotovoltaico[11][12].

Os sistemas fotovoltaicos (SFV) podem ser classificados em duas categorias principais: isolados (ou SFV *off Grid*) e conectados à rede (ou SFV *on Grid* ou *Grid Tie*). Em ambos os casos, podem operar apenas como fonte única ou combinados com uma ou mais fontes de energia, quando são chamados de SFV híbridos. A utilização de cada uma dessas opções depende da aplicação e/ou disponibilidade dos recursos energéticos [13][14][15].

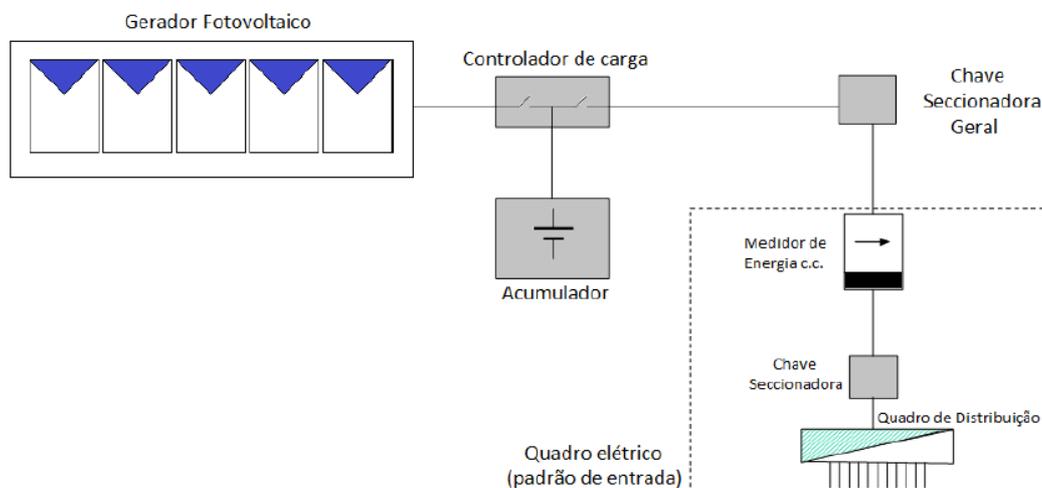
#### 2.4.2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS ISOLADOS

Os sistemas isolados podem ser individuais ou em miniredes. No primeiro caso a conversão é exclusiva para atendimento de uma única unidade consumidora, enquanto que no caso da minirede, a conversão é partilhada entre um pequeno grupo de unidades consumidoras que estão geograficamente próximas [15].

Os elementos fundamentais que caracterizam este sistema são a própria carga e o gerador fotovoltaico. Em geral, um sistema tão simples somente permitiria consumos proporcionais à radiação solar, isto é, durante as horas do dia e em dias ensolarados. Como regra geral, o sistema deve possuir um acumulador (bateria), que permita dissociar o horário de consumo do horário de conversão [15].

Na Figura 1, está apresentado um sistema de conversão de energia fotovoltaica isolado com distribuição em corrente contínua, CC (DC, do inglês *direct current*).

Figura 1: Configuração básica de um sistema fotovoltaico isolado com distribuição CC.



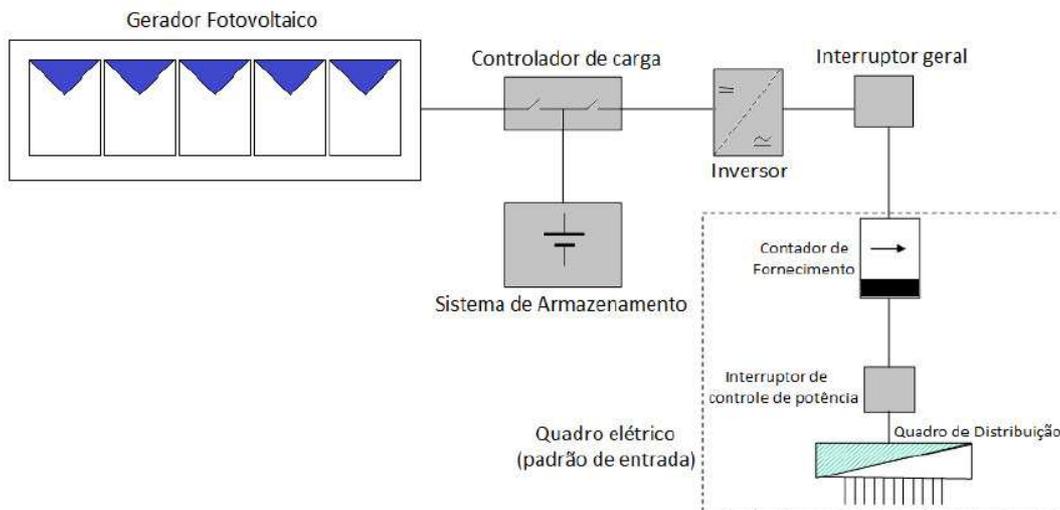
Fonte: Brasil (2014) [15].

O grande problema para este tipo de sistema é sua saída em corrente contínua (CC), o que cria um limitante com relação à utilização da mesma para uso doméstico uma vez que não se tem uma grande variedade de equipamentos que são alimentados por corrente alternada, CA (AC, do inglês *alternating current*).

Para resolver o problema, ainda neste tipo de sistema, são comumente introduzidos inversores CC/CA para que seja fornecida energia elétrica em corrente alternada, de modo que se possa oferecer mais possibilidades de utilização de aparelhos eletrodomésticos comercialmente disponíveis e também para se equiparar ao serviço convencional de distribuição de energia elétrica disponível nos centros urbanos.

Na Figura 2, é possível identificar a situação citada anteriormente.

Figura 2: Exemplo de sistema isolado alimentando cargas CA.



Fonte: Brasil (2014) [15].

Os sistemas em minirredes se diferenciam por ter um volume maior de equipamentos e podem atender uma quantidade maior de unidades consumidoras, entretanto, não fazem parte do escopo do trabalho de dissertação.

#### 2.4.3 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE

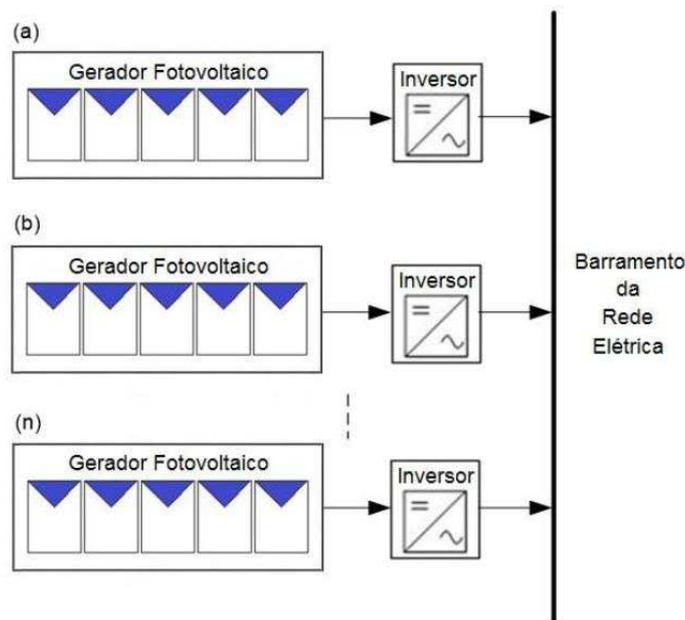
Sistemas conectados à rede são aqueles em que a potência produzida pelo gerador fotovoltaico (painéis solares) é entregue diretamente à rede elétrica. Para tanto, é indispensável que se utilize um inversor CC/CA [12].

Os painéis fotovoltaicos conseguem fornecer energia à carga e o excedente da energia convertida pelo SFV é injetado para a rede elétrica da concessionária. Então, a rede elétrica de distribuição comporta-se como um dispositivo de armazenamento para a energia elétrica produzida, não necessitando, neste caso, da inclusão do sistema de armazenamento [12].

Os sistemas conectados à rede estão regulamentados pela ANEEL, por meio da Resolução Normativa - REN 482/2012, onde, entre outras exigências, não permite a operação ilhada destes sistemas, ou seja, em caso de ausência de energia na rede de distribuição, o sistema deve parar de funcionar [15].

Na Figura 3, verifica-se um sistema de conversão de energia fotovoltaico conectado à rede.

Figura 3: Sistema fotovoltaico conectado à rede.



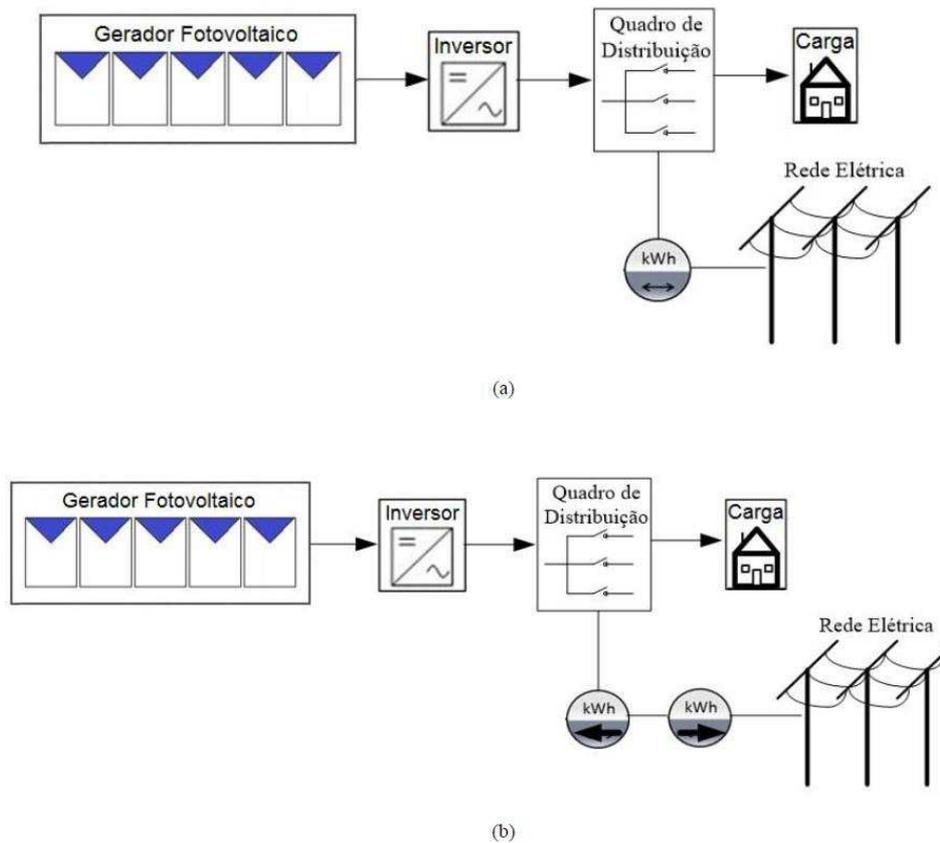
Fonte: Brasil (2014) [15].

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede dispensam o uso de acumuladores, pois a energia por eles produzida pode ser consumida diretamente pela carga, ou injetada diretamente na rede elétrica convencional, para ser consumida pelas unidades consumidoras conectadas ao sistema de distribuição. Estes sistemas são basicamente de um único tipo e são aqueles em que o gerador fotovoltaico representa uma fonte complementar ao sistema elétrico ao qual está conectado [15].

No Brasil, os sistemas fotovoltaicos enquadrados como sistema de micro e minigeração, são regulamentados pela Resolução Normativa ANEEL N° 482/2012, e devem atender aos Procedimentos de Distribuição (PRODIST), Módulo 3, e às normas de acesso das distribuidoras locais [15].

No âmbito das micro e minigeração, existem diretrizes específicas com relação à medição de energia consumida e produzida, a fim da realização de leituras de consumo e produção para cobrança ou crédito de energia elétrica. Para isto, é necessária a adequação do mecanismo de medição da unidade consumidora, podendo ser por medidor bidirecional ou por dois medidores unidirecionais, cada um deles fazendo a medição para um sentido (consumo e produção), conforme se verifica na Figura 4 [15] [16] [17].

Figura 4: Medição bidirecional de registros independentes (a) com a utilização de um medidor bidirecional e (b) com a utilização de dois medidores unidirecionais.



Fonte: Brasil (2014) [15].

#### 2.4.4 SISTEMA HÍBRIDO

O sistema fotovoltaico híbrido é aquele que se utiliza de outra fonte de produção de energia diferente associada ao SFV existente. O sistema híbrido de conversão de energia reúne pelo menos duas fontes de conversão diferentes. A utilização e a escolha das mesmas dependem fundamentalmente da disponibilidade de energia primária: sol, vento, biomassa, hidrogênio, combustíveis fósseis etc [18].

O emprego de várias formas de conversão de energia elétrica torna-se complexo quanto à otimização, sendo necessário estabelecer um controle de todas as fontes para se alcançar a máxima eficiência na entrega da energia ao usuário [19][20].

Como cada fonte de energia possui suas próprias particularidades de produção de energia. É comum que cada uma delas dê sua contribuição ao sistema elétrico nos respectivos períodos em que estão gerando energia, de forma a se complementarem em determinados períodos do dia.

No sistema híbrido as fontes de energia principais são aquelas provenientes de energias renováveis [21][22].

## 2.5 SISTEMAS DE TRANSFERÊNCIA DE CARGAS ELÉTRICAS

Os sistemas de transferência automática têm por finalidade comutar as fontes de alimentação dos circuitos consumidores, e são utilizadas principalmente para cargas elétricas críticas (essenciais), ou seja, equipamentos cuja interrupção no seu funcionamento pode resultar em prejuízos aos usuários que dependem do sistema. Sendo assim, este tipo de carga necessita de um sistema com alta disponibilidade e que garanta qualidade no fornecimento de energia elétrica [23].

O elemento principal de um sistema de transferência automática é a chave de transferência, que é basicamente um interruptor que interliga eletricamente uma determinada carga entre duas fontes. Estas chaves podem ser manuais, onde o operador faz a comutação entre as fontes disponíveis ou chaves automáticas, QTA (Quadros de Transferência Automática), também conhecidos por ATS (*Automatic Transfer Switch*), onde um sistema eletrônico monitora a disponibilidade de cada uma das fontes e faz a comutação entre elas [24].

O chaveamento entre fontes é utilizado tanto na ocorrência de ausência de tensão como para compensação financeira nos horários de ponta, onde a energia fornecida pela concessionária torna-se mais cara.

Para o estudo aqui proposto, será analisada a transferência entre o sistema fotovoltaico conectado à rede (*SFV on Grid*) e o sistema fotovoltaico isolado (*SFV off Grid*), fazendo a comutação entre os inversores conforme seja detectada a ausência de fornecimento de energia elétrica pela concessionária ou outro critério a ser estabelecido.

Sendo assim, serão apresentados a seguir os modos pelos quais é possível realizar a transferência de cargas, de modo automático e também manual, para que no fim possa determinar o método a ser utilizado no sistema proposto.

A escolha entre os diversos modos depende da necessidade e complexidade do sistema ao qual o mesmo será aplicado e o resultado desejado.

### 2.5.1 TRANSFERÊNCIA AUTOMÁTICA

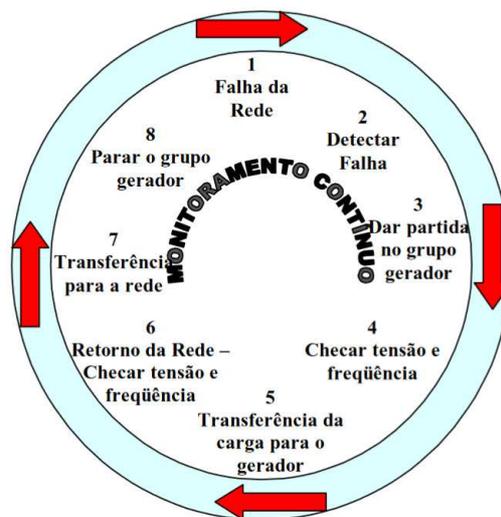
Este tipo de sistema faz o sensoriamento das condições das fontes de energia e, quando da diminuição da capacidade de conversão, faz a comutação da carga entre elas.

Sistema de transferência automática possui tempos de comutação mais curtos e compõem os QTA (Quadros de Transferência Automática), também conhecidos por chave de transferência automática - ATS (*Automatic Transfer Switch*). O mesmo se divide em dois grupos: o de transição aberta e o de transição fechada.

Os sistemas de transferência automática possuem parâmetros ajustáveis, inclusive um tempo para confirmação de falha, de modo a evitar partidas desnecessárias do grupo gerador por conta de picos instantâneos de tensão [25].

Na Figura 5, está apresentado um fluxograma de transferência de carga para um grupo gerador a diesel.

Figura 5: Funções do sistema de transferência de carga.



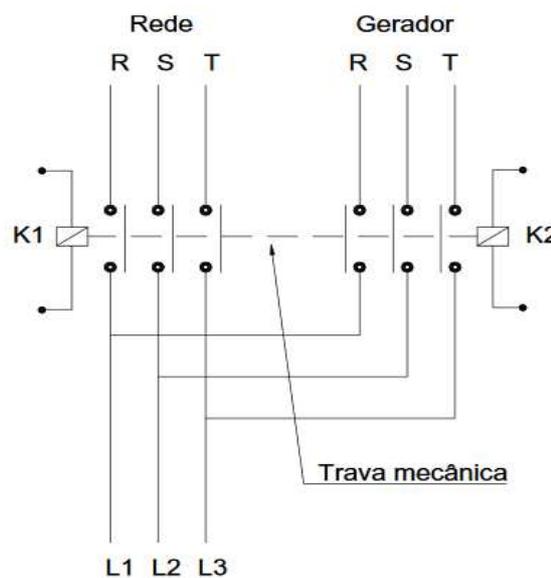
Fonte: Pereira (2016) [25].

### 2.5.2 TRANSFERÊNCIA AUTOMÁTICA – POR TRANSIÇÃO ABERTA

Os QTA para este tipo de transição aberta fazem simplesmente a comutação entre uma fonte ou outra para alimentar a carga, bastante semelhante ao sistema manual, todavia com a utilização de sensores para tornar o sistema automático.

Existe ainda para os sistemas com contatores o intertravamento mecânico (ou simplesmente intertravamento), que impede o acionamento dos contatores ao mesmo tempo, ou seja, o bloqueio mecânico garantindo que somente um possa abrir e dessa maneira garantir segurança ao sistema. Na Figura 6, está apresentada a ligação elétrica para este tipo de sistema.

Figura 6: Diagrama elétrico de contatores com intertravamento mecânico.



Fonte: Pereira (2017) [26].

Mesmo permitindo o ajuste do tempo de comutação, os sistemas acionados mediante contatores possuem um atraso para o desligamento de carga devido a características intrínsecas do componente. O que causa o desligamento momentâneo da carga. Em muitos casos este intervalo não traz problemas, podendo ser até mesmo resolvido com a utilização de *no-breaks* [27].

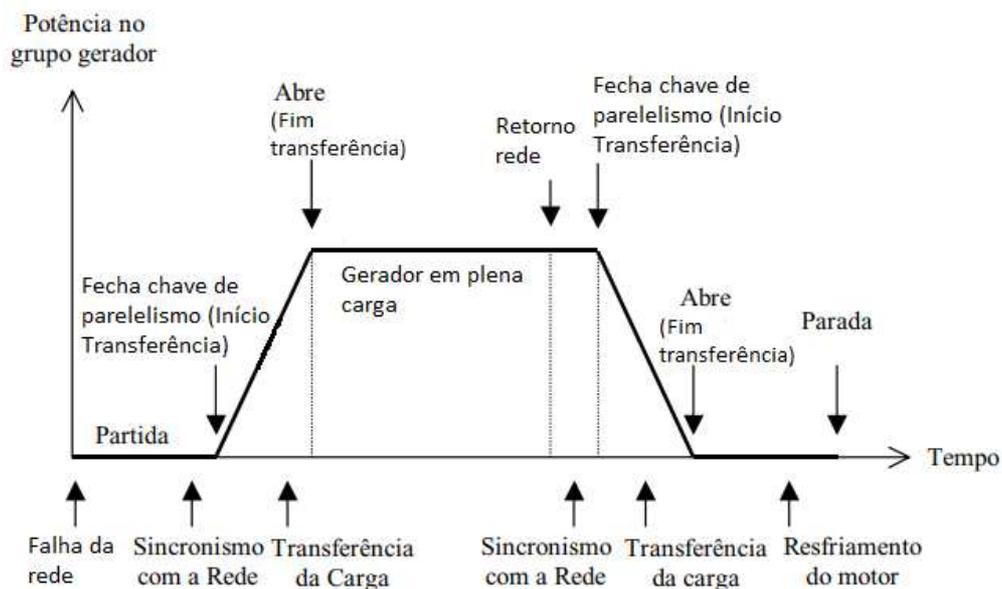
### 2.5.3 TRANSFERÊNCIA AUTOMÁTICA - POR TRANSIÇÃO FECHADA

Outra forma de fazer a transferência automática de carga é mediante a transição fechada. Esta, por sua vez, coloca as duas fontes em paralelo momentaneamente, sendo que para utilização com a rede da concessionária existem exigências específicas, que devem ser atendidas basicamente com relação a sincronismo entre as fontes, a fim de evitar instabilidade no sistema devido à perda de sincronismo.

No processo de transição fechada são realizados controles de ângulo de fase, frequência e magnitude da tensão da fonte secundária, de modo que as grandezas tenham os mesmos valores que a fonte primária, garantindo assim o conhecido sincronismo entre as fontes que possibilitam a ligação de ambas em paralelo.

Na Figura 7, se verifica a transferência de carga entre fontes para uma transição fechada em rampa, ou seja, de modo suave.

Figura 7: Transferência de carga em transição fechada em rampa.



Fonte: Pereira (2017) [25]

O sistema possibilita, então, que o desligamento momentâneo seja inexistente, fazendo com que cargas que necessitam de trabalhos ininterruptos possam operar normalmente durante a transferência de carga [28][29].

Neste capítulo, foi apresentada uma fundamentação teórica sobre fontes de energia, geração distribuída, eficiência energética, energia solar fotovoltaica e sistemas de transferência de cargas elétricas.

No próximo capítulo, será descrita a metodologia, apresentação e descrição do sistema híbrido proposto e o detalhamento a respeito dos principais dispositivos relacionados ao tema do trabalho.

### 3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo é abordada uma revisão bibliográfica sobre os principais assuntos relacionados ao tema do trabalho.

O Gerenciamento pelo Lado da Demanda, GLD (DSM, do inglês *Demand Side Management*), que envolve ações das concessionárias destinadas a influenciar nos consumidores de forma a produzir alterações desejadas na curva de carga, ou seja, conhecer o perfil de consumo. Quase sempre demanda uma participação efetiva do consumidor, seja pela autorização para efetuar mudanças, seja por meio de uma mudança de hábitos. Algumas ações de GLD no Brasil estão vinculadas aos programas conservação e eficiência energética, principalmente ao Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL). Nas pesquisas bibliográficas foram consultados acervos da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL), Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Centro de Gestão e Estudos Estratégicos (CGEE), Empresa de Pesquisa Energética (EPE), entre outras [30][31][32][33][34][35].

As Redes Elétricas Inteligentes - REI (ou, do inglês, *Smart Grid*) fornecem as ferramentas necessárias para tornar rentável e conveniente o Gerenciamento pelo Lado da Demanda. A expressão *Smart Grid* deve ser entendida mais como um conceito do que uma tecnologia ou equipamento específico [36][37][38]. Ela carrega a ideia de uma rede que utiliza tecnologia digital avançada para coordenar e monitorar o transporte de eletricidade em tempo real, com fluxo de energia e de informações bidirecionais entre o sistema de fornecimento de energia e o cliente final, o que possibilitará a implantação de estratégias de otimização e controle da rede de forma muito mais eficiente que as atualmente em uso [39][40][41][42].

Um dos desafios das *Smart Grids* é o gerenciamento pelo lado da demanda, GLD (DSM, do inglês *Demand-Side Management*), que consiste em ações de planejamento, implementação e monitoramento do uso da energia elétrica pelo lado do consumidor, cujo objetivo é operar o sistema com maior eficiência e sustentabilidade. Para alcançar tais objetivos, a principal tarefa dos programas de GLD é diminuir o consumo de energia elétrica nos horários de pico. No GLD indireto o próprio

consumidor reconfigura sua demanda. Para isto, as concessionárias incentivam a modificação dos hábitos de consumo via tarifas variantes no tempo [43][44][45].

Com a utilização de sistemas auxiliares utilizando energia solar fotovoltaica com armazenamento de energia para alimentar diferentes tipos de carga, estudos do gênero vêm sendo realizados. Por exemplo, em [46] foi realizado um experimento com um sistema interativo com a rede da concessionária local, bidirecional, com armazenamento de energia de 3 kVA de potência instalada.

Em 2001, um grupo de pesquisa com o apoio da *New England Power Service*, analisou o desempenho de um sistema híbrido residencial de 4 kW de armazenamento energia conectado à rede. O sistema era composto por um sistema fotovoltaico e um sistema de conversão eólico, localizados em *Lowell, MA*, nos Estados Unidos da América e foi originalmente projetado para atender a demanda típica de carga, com uma possível perda de alimentação de um dia, como recomendado pela concessionária local. Os dados utilizados no cálculo foram à velocidade do vento e irradiação obtidos a partir do Centro Nacional do Clima, na Carolina do Norte. Foram apresentados os resultados referentes a dois anos de funcionamento do projeto. Por volta do meio-dia o sistema está com seus valores de conversão em níveis máximos, alimentando sua carga e fornecendo energia adicional para o armazenamento ou para a rede. A produção de energia no local é acompanhada de minimização da poluição ambiental, redução de perdas em sistemas de transmissão de energia e equipamento de distribuição, e ainda apoia a concessionária local no controle da demanda [47].

Em outras pesquisas em 2007, Zhou (et al, 2007) apresentaram o projeto de funcionamento de um sistema fotovoltaico utilizando a lógica de um Controlador Lógico Programável, CLP para controlar a comutação do sistema fotovoltaico direcionando a conversão de energia para a carga, para a rede ou armazenando energia elétrica mediante um banco de baterias. Segundo Zhou (et al, 2007), a energia armazenada no banco de baterias só ocorrerá quando a conversão de energia mediante os painéis fotovoltaicos não for suficiente para alimentar o inversor bidirecional. Quando a energia produzida pelos módulos fotovoltaicos é suficiente para o funcionamento do inversor, este converte a corrente contínua para corrente alternada, com o intuito de alimentar a carga, onde a conversão excedente é injetada de forma automática na rede da concessionária local.

Em alguns momentos o sistema de conversão *on Grid* não se torna possível devido a pouca energia gerada. Nestes casos, se as baterias estiverem totalmente carregadas ou com um nível de carga suficiente para gerar corrente alternada via inversor, será utilizada toda a energia armazenada no banco de baterias. Os limites máximos de descarga do banco de baterias são determinados pela lógica de funcionamento do CLP, que é responsável por controlar o sistema de forma automatizada. Quando as baterias também não forem capazes de fornecer energia para o funcionamento do inversor, a carga é alimentada pela rede da concessionária local. Isto ocorre de maneira inteligente, onde a rede também pode fornecer a energia para a carga se o sistema fotovoltaico não for capaz de gerar energia ou não tiver energia armazenada nas baterias do sistema [48].

Urbanetz Junior (2010), em sua tese de doutorado e artigos publicados em congresso e revista, relatou a interação entre o desempenho dos inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica e os parâmetros de qualidade da energia no ponto de conexão, além disso, propondo soluções que permitam a conexão à rede [49][50].

Severo (2011) apresenta no trabalho de dissertação, uma síntese de diversos métodos de proteção de anti-ilhamento residentes no conversor eletrônico aplicado a sistemas de geração distribuída utilizando tecnologia solar fotovoltaica. É realizado também um estudo minucioso dos vários métodos conhecidos passivos e ativos presentes na literatura. É feita a escolha do método passivo de detecção por frequência e tensão e detecção por salto de fase de tensão para aplicação no desenvolvimento do trabalho [51].

Francisco (2013), em seu trabalho de mestrado, desenvolveu um sistema para microprodução de energia elétrica, a partir de uma ou mais fontes de energia com ligação à rede elétrica de energia, de maneira a que este seja compacto e eficiente, além de adicionar várias soluções em nível de software (automatismos) de maneira a aumentar as funções do sistema sem utilizar hardware adicional. Apresentou-se também resultados de simulações computacionais em ambiente Simulink/Matlab de maneira a demonstrar todas as funcionalidades do sistema [52].

Na dissertação de mestrado, Braz (2016), mostraram em seu trabalho os objetivos de relevância para produzir resultados econômicos, técnicos e de eficiência e eficácia, do uso da energia solar em unidades de grande porte, como é o complexo

militar brasileiro em regiões que tenham deficiência de fontes de energia estabilizadas, podendo ser aprimorada a técnica e estrutura para beneficiar, inclusive, pequenas comunidades ou cidades planejadas das quais tenham localização geográfica com restrição de recursos energéticos [53].

Rao, Shrivastava e Ranjith (2016), informam que devido à rápida expansão da questão energética, os desenvolvimentos da fonte de energia renovável estão se tornando mais populares e atraentes. As fontes renováveis comumente usadas são sistemas de energia solar fotovoltaica e eólica que receberam uma grande aceitação no campo de geração de energia para desempenho livre de poluição, disponibilidade livre e para grande confiabilidade. Maior desenvolvimento e uso efetivo dos recursos naturais, os sistemas híbridos são desenvolvidos. Painéis solares são usados para converter energia solar e turbinas eólicas são usadas para converter energia eólica em eletricidade. A modelagem de sistemas de energia solar fotovoltaica e eólica híbrida foi feita usando o Simulink/Matlab [54].

Ferreira, Andreza Cardoso et al (2018), analisaram mediante uma pesquisa que retrata o desenvolvimento de modelos computacionais em ambiente Simulink/Matlab, a fim de simular a operação em aplicações isoladas e/ou interligadas à rede elétrica de uma minirrede de distribuição de energia elétrica com sistemas híbridos de produção de eletricidade. Além disso, descreve o sistema híbrido e seus componentes (sistemas de geração, sistemas de condicionamento de potência, minirrede e cargas propostas), bem como os modelos matemáticos, apresentando as equações dos componentes, aplicadas a estudos dinâmicos. Em seguida, os modelos dos componentes que constituem o sistema são validados e analisados a partir de dados experimentais [55].

Pradeep e Kumar (2018), relata que sistemas de energia renovável, como sistemas fotovoltaicos e de energia eólica, são amplamente conectados em rede ou em modo autônomo. Os conversores que são utilizados nesses tipos de sistemas de energia operam na rede ou fora da rede. Foi desenvolvida via projeto de um sistema híbrido eólico - fotovoltaico para operar tanto como um sistema autônomo quanto como um sistema conectado à rede. O conversor usado neste estudo foi projetado para operar tanto na rede como fora da rede. Devido à contínua demanda por energia, as baterias de gel podem ser usadas no sistema híbrido para armazenar a energia de maneira eficiente. A unidade de controle projetada realiza o gerenciamento de energia para sistemas híbridos eólico - fotovoltaico e bateria em rede e fora da rede, fornecendo uma

transferência de energia efetiva para baterias, cargas e redes. Assim, a unidade de controle projetada forneceu a oportunidade de trabalhar com mais eficiência [56].

Na Tabela 1 pode ser visto um resumo das principais contribuições das pesquisas supracitadas com relação ao tema abordado neste trabalho.

Tabela 1: Resumos das contribuições das pesquisas

<b>Instituições / Pesquisadores</b>	<b>Contribuições</b>
CANEPPELE (2007)	Estudos sobre a energia gerada por Sistema Fotovoltaicos Híbrido.
CRESESB/CEPEL (2001, 2008, 2014)	Estudos sobre os princípios e tecnologias da energia solar e eólica gerada por sistema híbrido. Atlas do Potencial Eólico Brasileiro.
VILLALVA e GAZOLI (2012)	Estudo sobre os principais conceitos e aplicações de energia solar fotovoltaica.
PROCEL (2005 - 2017)	Estudo sobre avaliação do mercado de eficiência energética do Brasil.
ONS (2010)	Realização de estudos referentes às regulamentações e estudos de casos.
CCGE (2012-2017)	Estudo sobre as redes elétricas inteligentes dentro do contexto nacional.
EPE (2013-2017)	Estudos sobre o balanço energético nacional - BEN.
FALCÃO (2009)	Estudo sobre as redes elétricas inteligentes, microrredes e gerenciamento pelo lado da demanda.
HIRACHI (et al, 1996)	Realização de experimento com um sistema fotovoltaico híbrido interativo com a rede da concessionária local.
GIRAUD e SALAMEH (2001)	Realização de experimento com um sistema fotovoltaico híbrido interativo com a rede da concessionária local.
ZHOU (et al, 2007)	Realização de experimento com um sistema fotovoltaico híbrido.

Urbanetz (2010)	Estudos sobre sistemas fotovoltaicos conectados a redes de distribuição urbanas.
Severo (2011)	Estudos sobre implementação de métodos de proteção de anti-ilhamento aplicados a sistemas fotovoltaicos.
Francisco (2013)	Estudos sobre produção de energia elétrica a partir de fontes de energia renovável para sistemas de microprodução.
Braz (2016)	Estudos sobre energia solar como alternativa energética.
Rao, Shrivastava e Ranjith (2016)	Análise e Simulação de Sistemas Híbridos de Energia Renovável Solar - Eólica.
Ferreira, Andreza Cardoso et al (2018)	Estudos sobre modelagem e simulação em ambiente Simulink/Matlab da operação de sistemas de geração.
Pradeep e Kumar (2018)	Estudos sobre Gerenciamento de energia para sistemas on-grid e off-grid usando fontes de energia híbridas.
Este trabalho de Pesquisa (2018)	Conforme seção 1.2 da dissertação.

Fonte: elaboração própria.

Neste capítulo foi apresentada inicialmente uma revisão bibliográfica sobre os principais estudos relacionados ao tema do trabalho proposto. Em seguida, foi apresentado um resumo das principais contribuições das pesquisas supracitadas, com relação ao tema abordado neste trabalho.

No próximo capítulo, será descrita a fundamentação teórica referente aos principais assuntos abordados no trabalho de dissertação.

## 4 METODOLOGIA

Para a realização do trabalho foi realizada uma revisão bibliográfica referente ao tema pesquisado e normas regulamentadoras, conforme apontado no Capítulo 3.

Foi utilizada simulação computacional para analisar o comportamento dinâmico e lógico da arquitetura proposta. No caso do comportamento dinâmico, foi utilizado o software MATLAB. Para o comportamento lógico o CADe\_SIMU®.

Apesar de ser possível usar qualquer outra fonte de energia alternativa a rede elétrica da concessionária, como exemplo de aplicação, foi considerado um cenário com diferentes tipos de sistemas fotovoltaicos (SFV). Para tanto foi modelado o funcionamento de um sistema desse tipo, considerando também a presença de armazenadores de energia.

As simulações implementadas permitem avaliar situações de geração de energia sob diversas condições, como também a resposta da arquitetura proposta quando há necessidade de chavear entre as fontes.

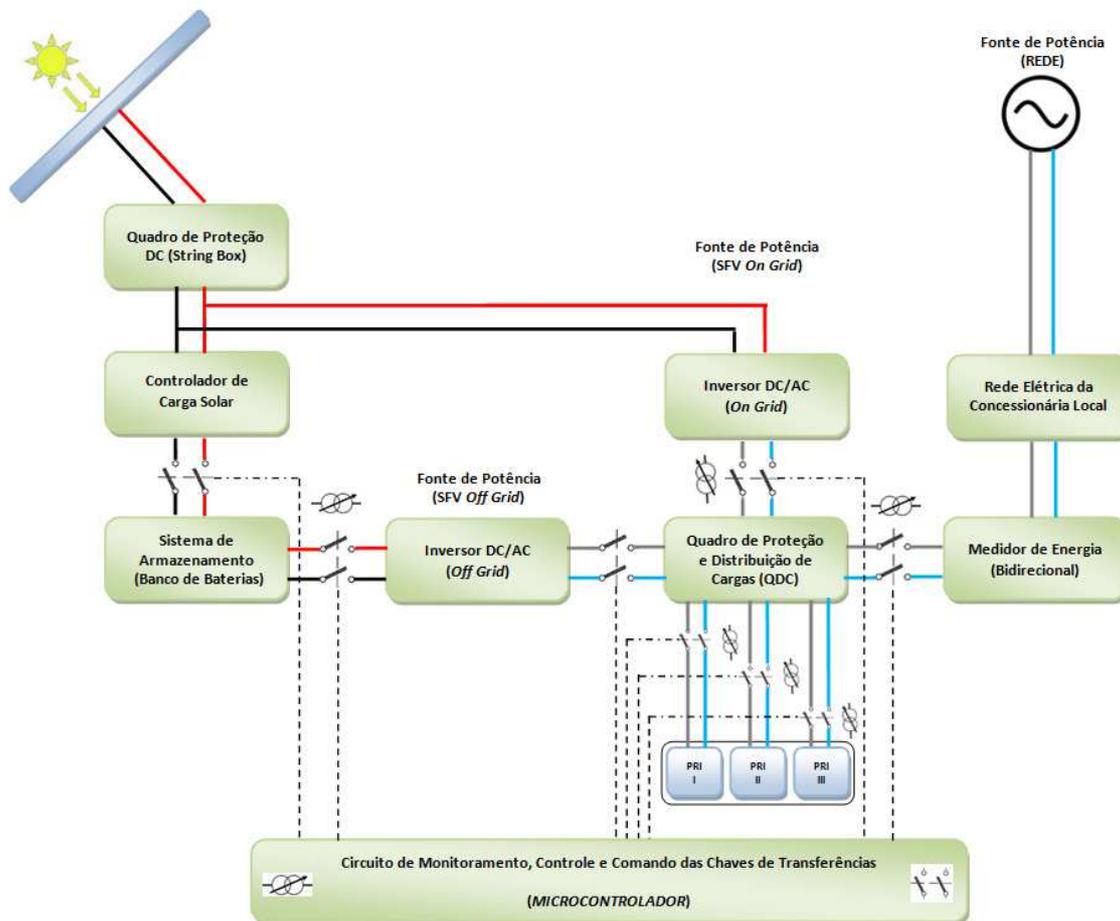
## 5 ARQUITETURA PROPOSTA

Neste capítulo é apresentada a operação e funcionamento, assim como a descrição detalhada da arquitetura proposta neste trabalho. Essa arquitetura contempla os seguintes componentes: módulos fotovoltaicos, quadro de proteção CC (*String Box*), controlador de carga solar (Tipo MPPT - *Maximum Power Point Tracking / Rastreamento do Ponto de Máxima Potência*), sistema de armazenamento de energia elétrica (banco de baterias estacionária chumbo ácida), inversor de frequência CC/CA (*off Grid*), inversor de frequência CC/CA (*on Grid*), chave de transferência de cargas entre as fontes de potência (Rede, SFV *on Grid e SFV off Grid*), circuito de monitoramento, controle e comando e os transdutores proporcionais e diferenciais de tensões e correntes.

A arquitetura proposta é composta de um sistema fotovoltaico híbrido sendo controlado por um módulo com uma lógica de tomada de decisão implementada, o qual é responsável pelo monitoramento, controle e comando das chaves de transferência.

Na Figura 8, está apresentado o diagrama de blocos da arquitetura proposta. Verifica-se que estão inseridas as chaves seccionadoras (contadoras de potência) e os transdutores (sensores de tensões e correntes), que são responsáveis pelas comutações e medições das grandezas elétricas das fontes e cargas. Outrossim, verifica-se as chaves do circuito de alívio de cargas, para uma eventual desconexão das mesmas, realizando o ligamento ou desligamento, para que estas se adaptem à oferta de energia elétrica da geração distribuída.

Figura 8: Diagrama de blocos do sistema fotovoltaico híbrido.



Fonte: elaboração própria.

Os painéis fotovoltaicos no diagrama da Figura 8 são responsáveis por converter a energia elétrica que será utilizada pelo bloco de cargas, ou injetar a sobra dessa energia para a rede elétrica pública, conseguindo, dessa maneira, os créditos junto à concessionária local. Além disso, é possível verificar que a energia convertida é primeiramente condicionada, via os inversores de frequência CC/CA (SFV *on Grid* e SFV *off Grid*). Optou-se no projeto proposto pela utilização de chaves contatoras para fazer a comutação entre as fontes de potência (Rede, SFV *on Grid* e SFV *off Grid*) e o bloco de cargas (PRI-I, PRI-II e PRI-III).

No diagrama do projeto é observada a presença de transdutores, para realização das medições das tensões e correntes, referentes aos sensoriamentos das fontes de potência e do bloco de cargas, ou seja, informando o *status* para que o sistema de controle possa analisar e atuar corretamente.

## 5.1 DETALHAMENTO DA ARQUITETURA PROPOSTA

Nesta seção, estão apresentados os modos de operação, funcionamento e o circuito de monitoramento, controle e comando da arquitetura proposta.

### 5.1.1 MODOS DE OPERAÇÃO DA ARQUITETURA PROPOSTA

A arquitetura proposta que é constituída por um sistema fotovoltaico híbrido, contém um “módulo de monitoramento, controle e comandos das chaves de transferências”, que fará o sensoriamento da potência nominal de cada “fonte” e das “cargas”, para possível suprimento da demanda esperada. Além disso, analisa o perfil de consumo e se há presença da rede elétrica.

Nessa arquitetura tem **Modos de Operação (MO)** para escolha das fontes de potência que suprirão a demanda das cargas. Portanto, para que seja escolhido o modo de operação que irá atender a carga, via circuito que fará a tomada de decisão, é preciso que a respectiva fonte de potência atenda as seguintes condições:

#### **MO → REDE:**

- ✓ Há tensão disponível na rede elétrica da concessionária local que irá alimentar as cargas essenciais (críticas) e não críticas;
- ✓ Não há conversão de energia fotovoltaica (pouca incidência solar ou período da noite);
- ✓ Há sistema de armazenamento de energia e o banco de baterias (BBAT está descarregado);

#### **MO → REDE + SFV (ON GRID):**

- ✓ Há tensão disponível na rede elétrica da concessionária local;
- ✓ Há conversão de energia fotovoltaica (existe boa incidência solar – período do dia) que poderá alimentar as cargas ou injetar energia na rede e gerar créditos junto a concessionária local;
- ✓ Com essas características, as fontes de potência utilizadas serão a da rede elétrica da concessionária junto com o sistema fotovoltaico (SFV) com inversor *Grid Tie-on Grid* acionado;

**MO → SFV (ON GRID)** - Sem Sistema de Armazenamento de Energia:

- ✓ Não há tensão disponível na rede elétrica da concessionária local (houve queda de energia);
- ✓ Há conversão de energia fotovoltaica (existe boa incidência solar – período do dia);
- ✓ Com essas características, a fonte de potência utilizada será o SFV com inversor *Grid Tie-on Grid* acionado;

**MO → SFV (OFF GRID + NO BREAK)** - Com Sistema de Armazenamento de Energia:

- ✓ Não há tensão disponível na rede elétrica da concessionária local (houve queda de energia);
- ✓ Não há conversão de energia fotovoltaica (pouca incidência solar ou período da noite);
- ✓ Há sistema de armazenamento de energia e o banco de baterias (BBAT está carregado) que irá alimentar as cargas essenciais (críticas). O estado da bateria está carregado (*State of Charge*, SoC = 1), utilizando a energia do banco de baterias para suprir o consumo das cargas;
- ✓ Com essas características, a fonte de potência utilizada será o SFV com inversor *CC/CA-off Grid* acionado junto com o banco de baterias BBAT.

**MO → SFV (ON GRID + OFF GRID + NO BREAK)**:

- ✓ Não há tensão disponível na rede elétrica da concessionária local (houve queda de energia);
- ✓ Há conversão de energia fotovoltaica (existe boa incidência solar – período do dia);
- ✓ Há sistema de armazenamento de energia e o banco de baterias (BBAT está carregado) que irá alimentar as cargas críticas. O estado da bateria está carregado (*State of Charge*, SoC = 1), utilizando a energia do banco de baterias para suprir o consumo;

- ✓ Com essas características, as fontes de potência utilizadas serão SFV com o inversor *Grid Tie-on Grid*, inversor *CC/CA-off Grid* junto com o banco de baterias BBAT;

**MO → GMG** (Grupo Motor Gerador a Diesel):

- ✓ Não há tensão disponível na rede elétrica da concessionária local (houve queda de energia);
- ✓ Não há conversão de energia fotovoltaica (pouca incidência solar ou período da noite) ou a conversão fotovoltaica é insuficiente para suprir a carga;
- ✓ Há sistema de armazenamento de energia e o banco de baterias (BBAT está descarregado). O estado da bateria está descarregado (*State of Charge*, SoC = 0);
- ✓ Há combustível para o GMG;
- ✓ Com essas características, a fonte de potência utilizada será a do GMG. Porém, quando a energia da rede elétrica da concessionária for restaurada, e se o período for diurno, o SFV *on Grid* volta a funcionar em conjunto com a rede.

No desenvolvimento desse trabalho não se considera o modo de operação GMG, somente o sistema fotovoltaico (SFV) híbrido operando de tal maneira para a maximização da utilização do potencial solar disponível.

### 5.1.2 FUNCIONAMENTO DA ARQUITETURA PROPOSTA

Como mencionado, o sistema proposto de conversão fotovoltaico híbrido (SFV) possibilita o funcionamento com os seguintes modos de operações: (REDE), (REDE + SFV *ON GRID*), (SFV *OFF GRID*), (SFV *ON GRID* + *NO BREAK*) ou (SFV *OFF GRID* + *ON GRID* + *NO BREAK*). Considerando-se que os módulos fotovoltaicos convertem energia elétrica nos períodos de incidência solar, compreendidos entre (5h e 17h). Todavia, a energia captada nos painéis solares será acumulada no sistema de armazenamento de energia, via banco de baterias.

Essa energia convertida chegará até o quadro de proteção CC (*String Box*), em seguida ao controlador de cargas, que é responsável por proporcionar o controle e carga das baterias do sistema de *backup*. Além disso, sempre que as baterias estiverem carregadas, e nos horários em que o mesmo estiver programado para funcionar, conforme a lógica de funcionamento implementada, por exemplo, nos horários de ponta

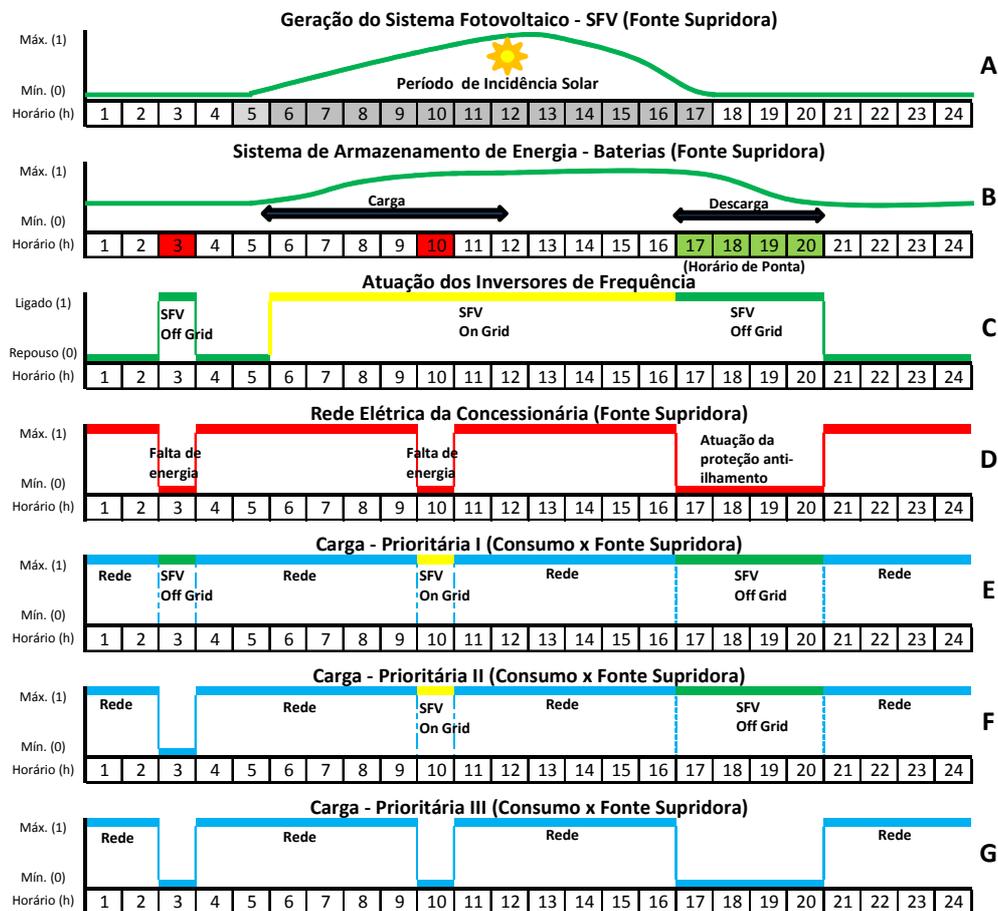
de consumo de energia elétrica que normalmente são compreendidos entre (17h30 às 20h30), nesses horários a tarifa de energia elétrica é mais cara, ou na ausência de energia da rede elétrica da concessionária. A energia acumulada no sistema de armazenamento será utilizada pelo inversor de frequência CC/CA do SFV *off Grid* que transformará a tensão contínua da bateria, em tensão alternada para alimentar os blocos de cargas essenciais (críticas) e não essenciais do sistema híbrido.

Foram inseridas algumas medidas adicionais de proteções elétricas no sistema, tais como: fusíveis, disjuntores termomagnéticos (DTM), dispositivos de proteção contra surtos (DPS) que completam essas proteções em caso de descargas atmosféricas e de curto circuito no barramento de corrente contínua (CC) e de corrente alternada (CA). Caso falhe as proteções que são realizadas pelo controlador de carga e pelo inversor de frequência.

No processo de carregamento das baterias a tensão nos terminais do controlador de cargas se eleva até os 14,5 V de forma inversamente proporcional à corrente de carga da bateria, que tende a zero quando a mesma atinge o seu ponto de carga completa. A tensão de equalização, um pouco superior à tensão máxima de carga, podendo chegar aos 14,8 V.

De acordo com o diagrama funcional do sistema proposto, ilustra-se o ciclo de funcionamento durante todo período compreendido de 0h às 24h, conforme está apresentado na Figura 9. Verifica-se também, de forma gráfica a lógica de funcionamento do sistema.

Figura 9: Diagrama funcional do sistema fotovoltaico híbrido.



Fonte: elaboração própria.

Na figura 9 observa-se o processo de conversão de energia do sistema fotovoltaico (SFV), o processo de carga e descarga do sistema de armazenamento de energia (banco de baterias), os horários de partida, ou seja, atuação dos inversores de frequência CC/CA do (SFV *on Grid* e do SFV *off Grid*) para alimentar as cargas (bloco de cargas prioritárias) do QDC (Quadro de Distribuição de Cargas ou Circuitos), a presença e ausência da fonte da rede elétrica da concessionária local e, ainda, os períodos em que cada carga (prioritária I, prioritária II ou prioritária III) do QDC é suprida por uma determinada fonte de potência ou pela rede elétrica da concessionária local.

Lembrando que o circuito de monitoramento, controle e comando é responsável pela atuação de cada chave contatora do circuito de potência do sistema híbrido que

constituem as chaves de transferências e também pelo monitoramento das grandezas elétricas das fontes de potência (Rede, SFV *on Grid* e SFV *off Grid*).

O suprimento de energia elétrica vindo do sistema fotovoltaico (SFV) deve obedecer à seguinte ordem de prioridade para atendimento: primeiro, a demanda de consumo das cargas essenciais (críticas); segundo, o carregamento do sistema de armazenamento (baterias); e, por último, injetar a sobra da energia gerada para a rede elétrica. Esse tipo de sistema se comportará como uma fonte de energia ininterrupta conhecida como *No Break* ou UPS (*Uninterruptible Power Supply*). O sistema de supervisão tomará as devidas decisões e definirá em qual modo de operação o sistema estará funcionando.

O sistema de armazenamento de energia acumula toda a energia elétrica que for gerada pelo SFV durante o dia e que não tenha sido consumida pelas cargas, conforme os horários de incidência solar - ver detalhes na curva (A) da Figura 9, no detalhe (B) pode-se visualizar o carregamento da bateria. O processo de descarga das baterias se inicia no horário previamente configurado, para que o sistema alimente o bloco de cargas, sujeito às condições de carga da mesma. Neste mesmo momento, em que se pode visualizar o processo de descarga da bateria, mediante curva (B), da Figura 9, inicia-se a utilização do inversor CC/CA do SFV *off Grid* para alimentar as cargas, onde a tensão contínua acumulada nas baterias será transformada pelo inversor do SFV *off Grid*. Durante o horário escolhido, por exemplo, os horários de ponta compreendidos entre (17h30 às 20h30) ou pela ausência de energia elétrica da rede, as cargas serão desconectadas da rede elétrica da concessionária local e conectadas ao inversor do SFV *off Grid* que entrará em funcionamento - ver detalhes nas curvas (E, F e G) da Figura 9. Esta comutação, onde as cargas deixam de ser alimentadas pela fonte de potência da rede elétrica da concessionária local e passam a ser alimentadas pelo inversor do SFV *off Grid*, pode ser visualizada via curva (D) da Figura 9. Já a curva (C) dessa figura representa os intervalos de tempo em que os blocos de cargas são alimentados pela rede elétrica da concessionária local e/ou pelos inversores do SFV *on Grid* e SFV *off Grid*.

Uma vez encerrado o horário de ponta, a carga será desconectada do inversor do SFV *off Grid* e voltará a ser conectada à rede, onde o inversor para de alternar a tensão contínua neste momento. Toda a lógica de funcionamento é controlada de forma automática pelo circuito do microcontrolador do projeto. Vale ressaltar que o inversor

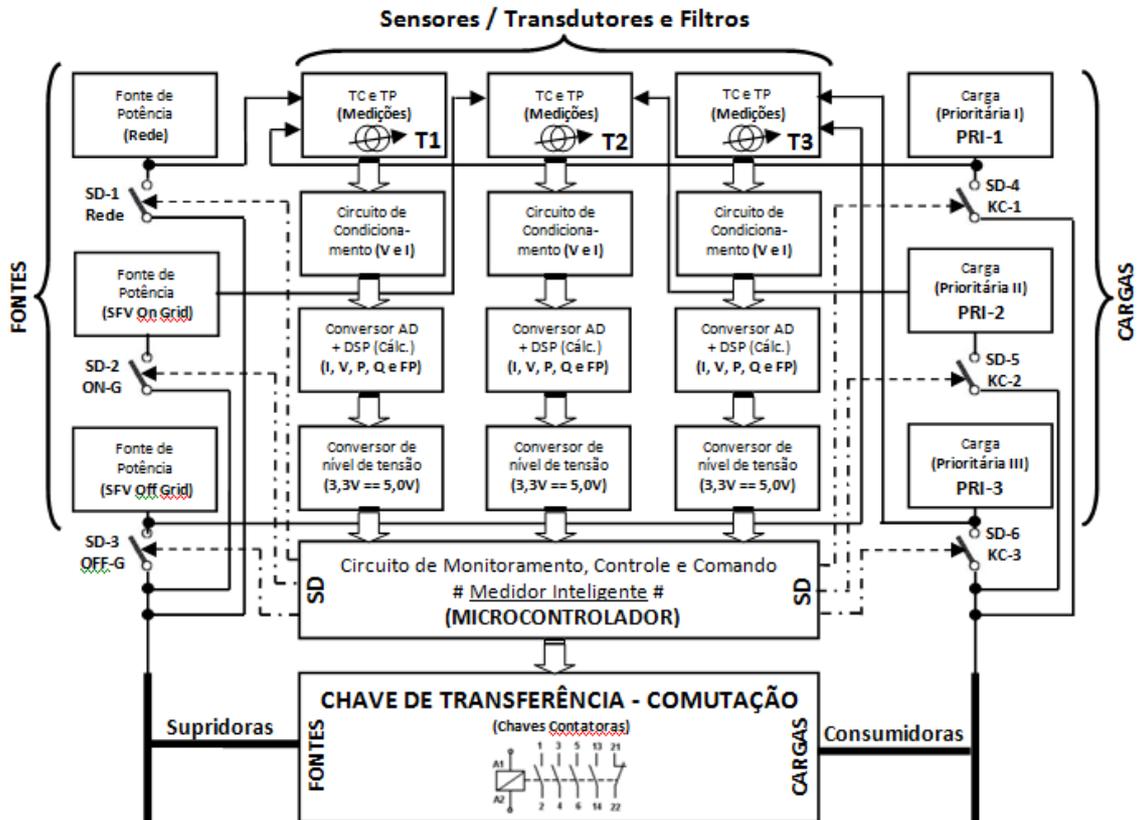
do SFV *off Grid* somente entrará em operação se a bateria estiver devidamente carregada.

Podemos fazer análise similar referente à lógica de funcionamento do sistema híbrido para qualquer um dos modos de operação (MO) a qual a carga possa ser suprida: (REDE), (REDE + SFV *ON GRID*), (SFV *ON GRID*), (SFV *OFF GRID* + *NO BREAK*) e (SFV *ON GRID* + *OFF GRID* + *NO BREAK*). Lembrando que a eletricidade convertida pelo sistema fotovoltaico e que não foi consumida pelas cargas é injetada na rede da concessionária para consumo posterior.

### 5.1.3 CIRCUITO DE MONITORAMENTO, CONTROLE E COMANDO

O diagrama de blocos do circuito controlador - microcontrolador com as demais partes do circuito é apresentado na Figura 10. O microcontrolador irá comandar o acionamento de cada uma das chaves contadoras (KF-1 Rede, KF-2 *On-G*, KF-3 *Off-G*, KC-1 PRI-1, KC-2 PRI-2 e KC-3 PRI-3), do relé falta de fase (Relé RFF) e do programador horário (PROG SFV) via energização de suas respectivas bobinas de alimentação. Esse processo ocorrerá quando o sistema de controle solicitar o envio de um sinal de comando para ativar uma ou mais saídas digitais (SD-1 Rede, SD-2 *ON G*, SD-3 *OFF G*, SD-4 KC-1, SD-5 KC-2 e SD-6 KC-3). Essas chaves contadoras são utilizadas como chaves de transferência e seus respectivos intertravamentos elétricos são realizados mediante lógica de contatos auxiliares (KF-1A Rede, KF-2A *On-G*, KF-3A *Off-G*, KC-1A PRI-1, KC-2A PRI-2, KC-3A PRI-3, Relé RFF A e PROG SFV A) desses componentes.

Figura 10: Diagrama de blocos do circuito controlador.



Fonte: elaboração própria.

Neste capítulo, foram apresentados a metodologia, apresentação e descrição do sistema híbrido proposto e o detalhamento a respeito dos principais dispositivos.

No capítulo seguinte, serão apresentados os resultados obtidos a partir das simulações computacionais realizadas utilizando os softwares Simulink/Matlab® e CAdE\_SIMU®.

## 6 RESULTADOS

Neste capítulo, são apresentados os resultados das simulações realizadas como os modelos desenvolvidos, e as respectivas análises.

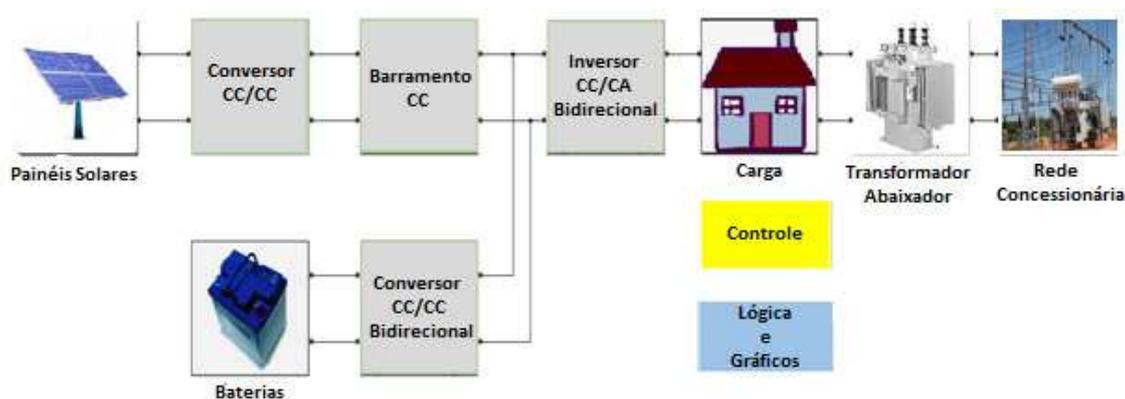
### 6.1 SIMULAÇÕES

Nesta seção será apresentado o modelo da arquitetura proposta e em seguida os resultados sob os aspectos dinâmico e lógico.

#### 6.1.1 ARQUITETURA MODELADA NO AMBIENTE SIMULINK/MATLAB

Na Figura 11 está apresentado o diagrama de blocos do modelo usado na simulação, que é composto por três fontes (Painéis Solares, Banco de Baterias e Rede Concessionária), conversores CC/CC, barramento CC, inversor CC/CA bidirecional, carga e transformador abaixador. Na próxima seção, cada bloco será apresentado separadamente para facilitar a compreensão da arquitetura modelada.

Figura 11: Diagrama de blocos do modelo usado na simulação do ambiente Simulink.



Fonte: adaptado MathWorks®.

O princípio de funcionamento da arquitetura proposta considera a entrada e saída de cargas e baterias de forma dinâmica. Nos instantes em que não há carga, ou seja, consumo, a energia elétrica obtida da microgeração, referente aos painéis solares, deve ser injetada para a rede elétrica de distribuição. Quando há carga com demanda inferior

a potência gerada pelo sistema fotovoltaico, o excedente é injetado para a rede elétrica da concessionária. Posteriormente, quando houver mais acionamentos de cargas, fazendo com que o consumo aumente, e considerando a demandada superior a potência gerada pelo sistema fotovoltaico a diferença necessária para completar a alimentação das cargas é completada pela rede pública. Considerando o desligamento da rede de distribuição, a energia convertida pelos painéis solares é utilizada para carregar as baterias, caso não haja carga acionada. Além disso, em situações de ausência de tensão da rede e com a presença de cargas, o banco de baterias funcionará de maneira semelhante a um *no-break*, complementando a potência necessária para alimentá-las.

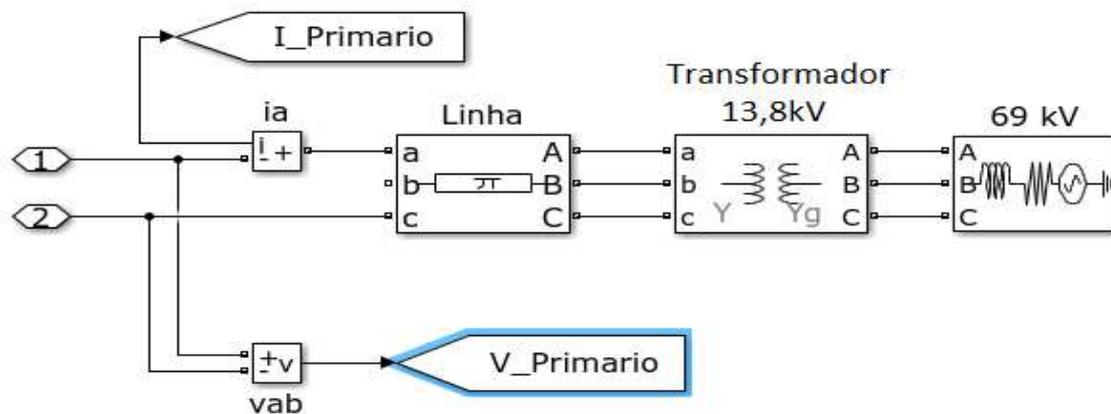
### 6.1.2 BLOCO REDE DA CONCESSIONÁRIA

Para simulação da rede concessionária foi modelado o conjunto apresentado na Figura 12, composto por uma unidade geradora de 69 kV, fonte de tensão trifásica balanceada, para a qual é possível especificar resistência interna, indutância de dispersão, potência e tensão nominal. Outrossim, um transformador abaixador de 69 kV/13,8 kV, adequada aos níveis de tensão das redes de distribuição utilizadas nos centros urbanos. Ademais, o último agrupamento representa uma linha de transmissão trifásica balanceada com parâmetros concentrados em um modelo PI. Por fim, os sinais indicados como, I\_Primary (ia) e V\_Primary (vab), são enviados para as entradas do osciloscópio, o qual irá exibir as curvas destas duas componentes.

Principais parâmetros especificados na modelagem:

- ✓ Gerador 69 kV → Tensão fase a fase: 69 kV e frequência nominal: 60 Hz;
- ✓ Transformador abaixador 69 kV/13,8 kV → Potência aparente:  $10 \times 10^6$  VA e frequência nominal: 60 Hz;
- ✓ Enrolamento 1 de 69 kV → R1: 0,002 pu e L1: 0,08 pu;
- ✓ Enrolamento 2 de 13,8 kV → R2: 0,002 pu e L2: 0,08 pu.

Figura 12: Bloco representativo da rede elétrica da concessionária.



Fonte: adaptado MathWorks®.

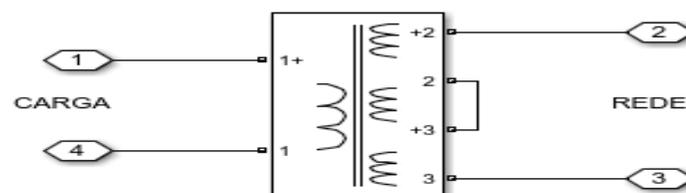
### 6.1.3 BLOCO TRANSFORMADOR ABAIXADOR 13,8 kV/220 V

Para o sistema se ajustar a níveis de tensões de atendimento residencial, é necessária a utilização de um transformador para reduzir o nível de tensão de 13,8 kV para 220 V, conforme é apresentado na Figura 13. Logo, a parametrização desse bloco tem como objetivo atender cargas em 220 V / 60 Hz.

Principais parâmetros especificados na modelagem:

- ✓ Potência e frequência nominal: 10 kVA e 60 Hz;
- ✓ Tensão nominal nos enrolamentos: 13.800 V / 127 V / 127 V;
- ✓ Resistência dos enrolamentos: 0,00005 pu / 0,00005 pu / 0,00005 pu / 0,00005 pu.

Figura 13: Bloco representativo transformador abaixador.



Fonte: adaptado MathWorks®.

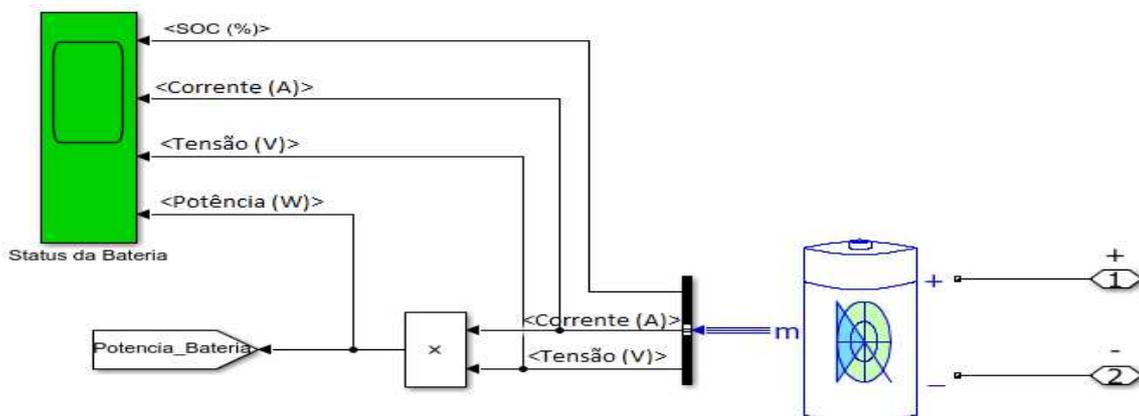
#### 6.1.4 BLOCO BATERIAS

Uma das fontes de energia elétrica da arquitetura proposta são as baterias. Nesse sentido, no Matlab/Simulink é oferecido um modelo de uma bateria, o qual está apresentado na Figura 14, desse modo, enviando para as entradas do osciloscópio a: potência da bateria (W), tensão (V), corrente (A) e estado da carga em (%) (SOC, do inglês *State Of Charge*), mostrando o seu *status*.

Principais parâmetros especificados na modelagem:

- ✓ Tensão nominal: 200 V;
- ✓ Capacidade nominal: 40 Ah;
- ✓ Estado inicial de carga (SOC): 80 %;
- ✓ Tempo de resposta da bateria: 30 s.

Figura 14: Bloco representativo baterias.



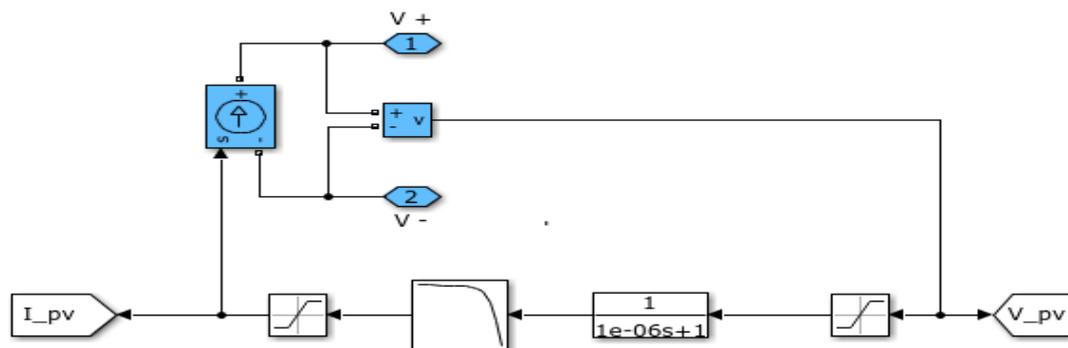
Fonte: adaptado MathWorks®.

#### 6.1.5 BLOCO PAINÉIS SOLARES

A fim de converter a energia dos painéis solares numa potência em torno de 5.200 W, foi modelado um sistema que oferece em sua saída uma tensão de 185 V a 225 V e uma corrente de aproximadamente 25,7A, o qual é controlado pela função de transferência, que faz parte dos painéis fotovoltaicos, representado na Figura 15. Além disso, os dois blocos extremos limitam o valor máximo e mínimo de saturação do sinal de entrada, como também, há uma fonte de corrente controlada para manter a mesma constante e assim, variando apenas a tensão do sistema, posto que simula a ação da

temperatura e irradiação sobre os painéis solares. Finalmente, os sinais de corrente e tensão elétrica,  $I_{pv}$  e  $V_{pv}$ , são enviados para as entradas do osciloscópio e também para o bloco que faz o controle do algoritmo de rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT, do inglês *Maximum Power Point Tracking*).

Figura 15: Bloco representativo dos painéis solares.

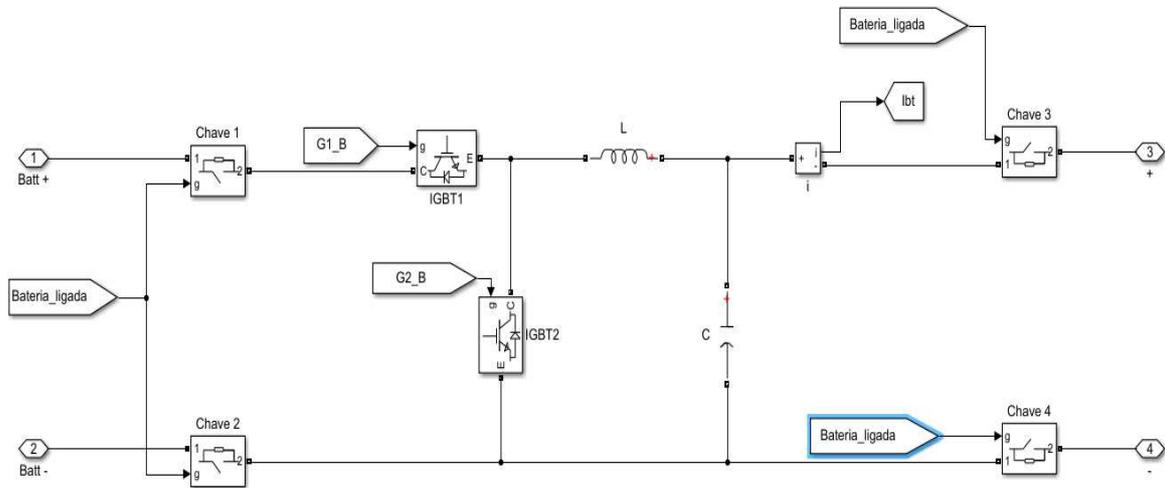


Fonte: adaptado MathWorks®.

#### 6.1.6 BLOCO CONVERSOR CC/CC BIDIRECIONAL

Na Figura 16, está apresentado o modelo de um conversor CC/CC bidirecional utilizado no projeto para o banco de baterias. Esse conversor adequa a tensão provida dos painéis solares a níveis compatíveis com a máxima tensão suportada pelo banco de baterias, impedindo que haja dano quando este estiver sendo carregado pelos painéis solares ou pela rede da concessionária. Nessa perspectiva, o conversor CC/CC bidirecional será acionado a partir do momento que forem acionados os *gates* (g) das chaves e dos IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistor* / Transistor Bipolar de Porta Isolada). Além disso, as etiquetas (*tag*), com o nome *Bateria\_ligada*, recebem o sinal gerado pelo bloco de controle (Figura 11).

Figura 16: Bloco representativo conversor CC/CC bidirecional.

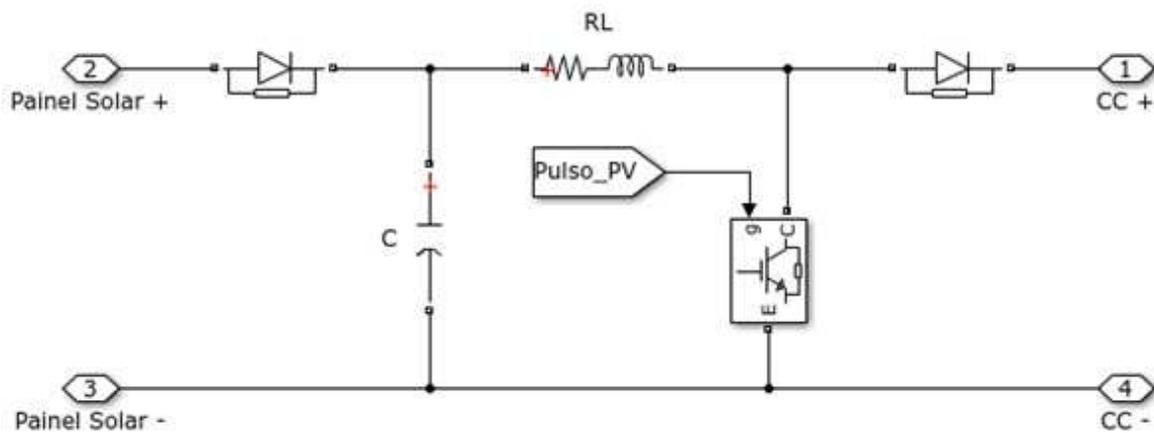


Fonte: adaptado MathWorks®.

### 6.1.7 BLOCO CONVERSOR CC/CC

O conversor CC/CC é ligado diretamente ao painel fotovoltaico, para acompanhar o ponto de potência máxima (MPPT), conforme é ilustrado na Figura 17, aumentando, assim, a eficiência do sistema. Nesse contexto, o conversor buscará, a todo tempo, extrair a máxima potência gerada pelos painéis solares, no caso do modelo proposto, foi projetado para 5.200 W. Outrossim, o algoritmo de MPPT atua no chaveamento do IGBT para controle da tensão de saída, de forma a se extrair mais potência, como também, sua atuação é necessária em face das variações de irradiâncias e temperaturas impostas ao bloco dos painéis solares.

Figura 17: Bloco representativo conversor CC/CC.

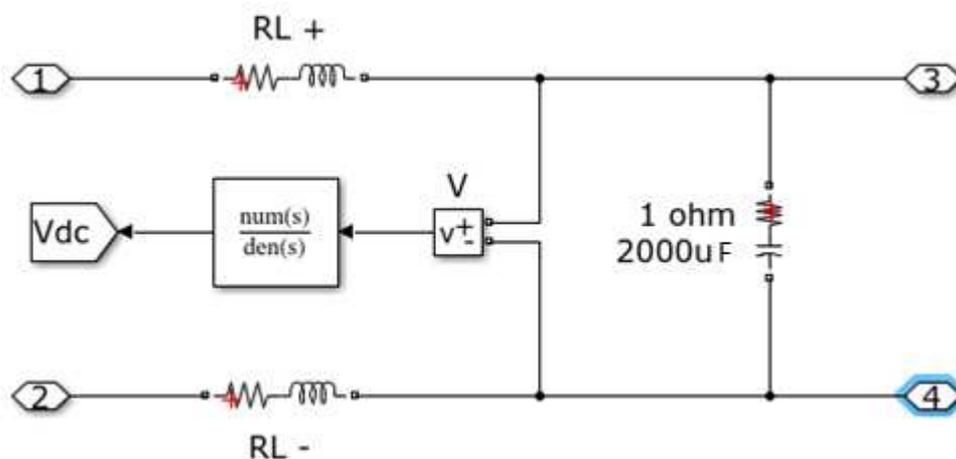


Fonte: adaptado MathWorks®.

#### 6.1.8 BLOCO BARRAMENTO CC

O barramento CC (*High-Voltage Direct Current – HVDC BUS*), com configuração apresentada na Figura 18, tem a função, neste projeto, de estabilizar as tensões variáveis, que são fornecidas pelos painéis solares, devido à influência da temperatura e irradiação. Portanto, esse barramento será capaz de receber uma tensão contínua variável e dar uma tensão contínua constante em sua saída.

Figura 18: Bloco representativo do barramento CC.

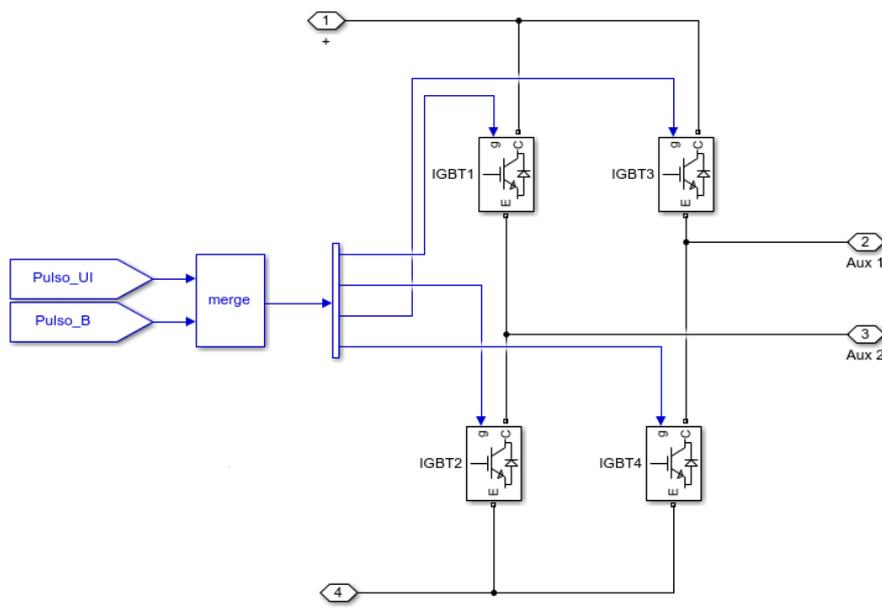


Fonte: adaptado MathWorks®.

### 6.1.9 BLOCO INVERSOR CC/CA BIDIRECIONAL

O modelo apresentado na Figura 19, é de um inversor CC/CA bidirecional utilizado na arquitetura proposta que deve ser utilizado pelo fato das cargas serem abastecidas em sua maioria por corrente alternada (CA), bem como, para que os painéis solares possam injetar o excedente da energia elétrica convertida na rede da concessionária. Ademais, por ser um inversor bidirecional, a rede elétrica pública também poderá servir como fonte para carregar as baterias. Nesse sentido, o inversor CC/CA bidirecional será acionado quando houver o surgimento de um pulso nos *gates* (g) dos IGBT, dessa forma, fazendo-o funcionar na inversão  $CC \rightarrow CA$  ou  $CA \rightarrow CC$ . O bloco “merge” funciona de forma similar a um multiplexador.

Figura 19: Bloco representativo do inversor CC/CA bidirecional.



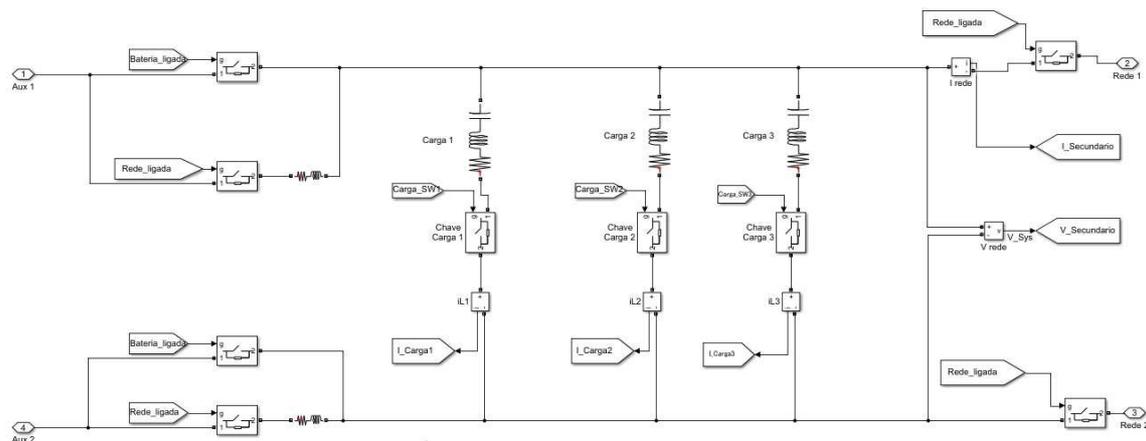
Fonte: adaptado MathWorks®.

### 6.1.10 BLOCO CARGA

Na Figura 20, é possível observar o bloco de cargas que representa a carga 1, carga 2 e carga 3, com seus respectivos acionamentos (Carga\_SW1, Carga\_SW2 e Carga\_SW3), as quais apresentam uma chave de controle para alívio de cargas, que é acionada quando se tem ativada a entrada g (*gate*). O mesmo acontece para as fontes de potência (Rede e Bateria), que são acionadas pelas suas respectivas etiquetas:

Bateria\_ligada e Rede\_ligada, que recebem os sinais vindos do bloco de controle, os quais são de acordo com o nível apresentado no *gate*, sendo acionada ou desativada a respectiva fonte do sistema. Na arquitetura proposta tem-se três cargas, que foram parametrizadas com 2.000 W, 3.000 W e 1.000 W, podendo ou não serem ativadas conjuntamente, tal seleção varia de acordo com a lógica de controle implementada.

Figura 20: Bloco representativo das cargas.



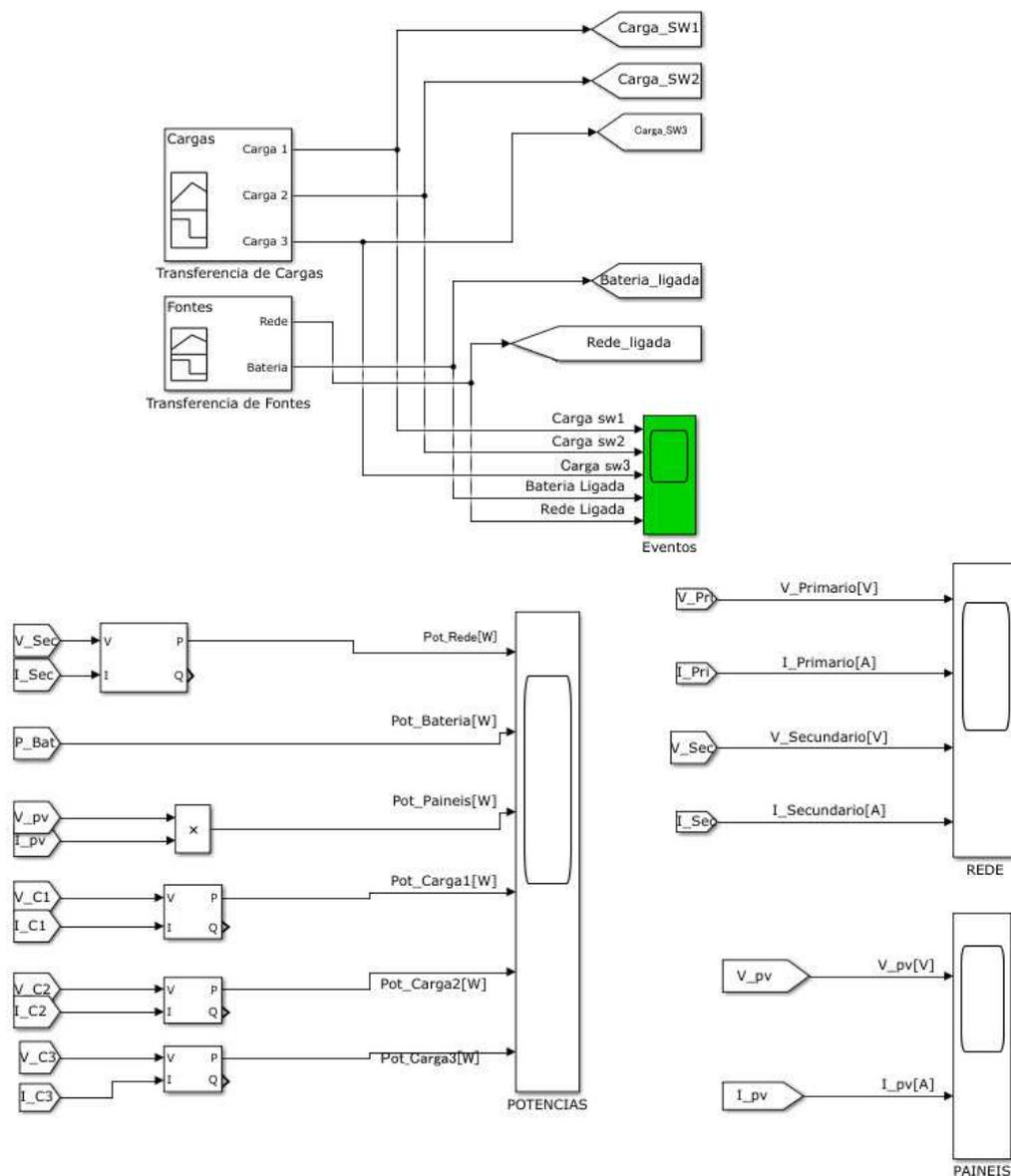
Fonte: adaptado MathWorks®.

#### 6.1.11 BLOCO CONTROLE, LÓGICA E GRÁFICOS

Na Figura 21, é possível identificar os blocos de controle para transferência de cargas (Carga\_1, Carga\_2 e Carga\_3) e de fontes de potência (Rede e Bateria), os quais irão definir os momentos em que cada um estará ativado ou desativado, isto é, conectado ao sistema, bem como os eventos (Carga SW1, Carga SW2, Carga SW3, Bateria ligada e Rede ligada) que representam os sinais de controle mostrados no osciloscópio. Nesse sentido, cada etiqueta (Carga\_SW1, Carga\_SW2, Carga\_SW3, Bateria\_ligada e Rede\_ligada) recebe o sinal, vindo do controlador, circuito que contempla o algoritmo com a lógica de funcionamento do sistema e o envia para o bloco das cargas e fontes, apresentado na Figura 20, acionando o *gate* (g) da respectiva chave e colocando em funcionamento o sistema.

Diante disso, na Figura 21, são encontrados os sinais para disponibilização das medições mostradas nos gráficos das potências, referentes fontes e cargas supracitadas. Além disso, na imagem estão representadas as correntes e tensões elétricas da rede e dos painéis solares.

Figura 21: Bloco representativo do controle, lógica e gráficos das cargas e fontes.



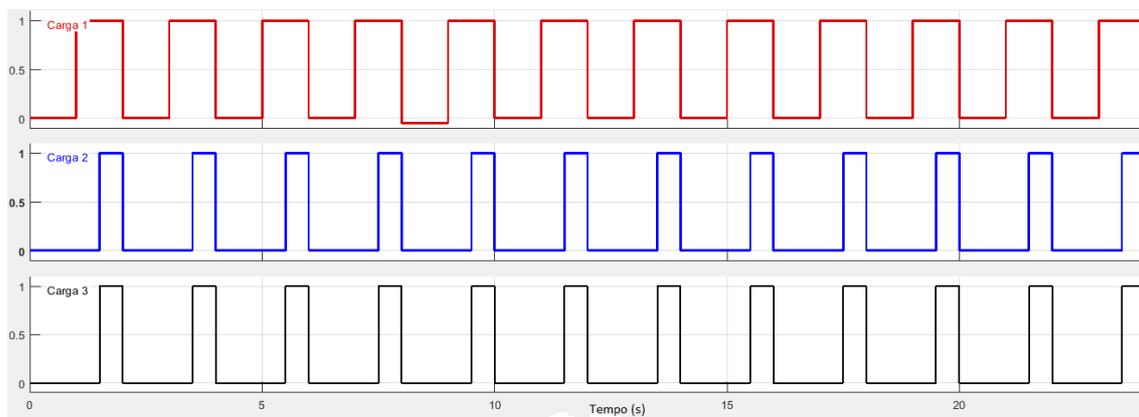
Fonte: adaptado MathWorks®.

#### 6.1.12 RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES NO AMBIENTE SIMULINK

Nas Figuras 20 e 21, são apresentados os circuitos para o envio dos sinais de controle para acionamento e desacionamento da carga 1 (2.000 W), carga 2 (3.000 W) e carga 3 (1.000 W) e das fontes (Rede e Bateria), via o bloco de transferência de cargas e de fontes, os quais são apresentados na Figura 22 e 23. As características apresentadas desses sinais foram definidas manualmente, atribuindo valor 1 (um), quando as chaves

são ativadas e as cargas conectadas para serem supridas pelas fontes de potência. Quando for atribuído 0 (zero), significa que as chaves são desativadas e as cargas são desconectadas, ou seja, não serão supridas pelo sistema. Além disso, dependendo dos valores medidos, esses sinais de controle serão diferentes. Portanto, tal lógica é aplicada pelo circuito controlador (Figura 10) que é responsável pelo monitoramento das grandezas elétricas, seleção das cargas e fontes.

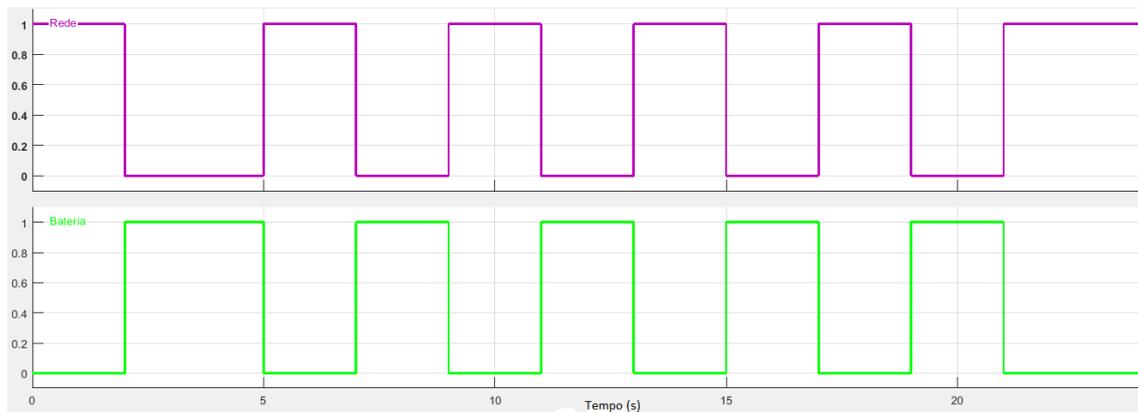
Figura 22: Sinais de controle para acionamento das cargas 1, carga 2 e carga 3.



Fonte: adaptado MathWorks®.

Na Figura 23, estão apresentados os sinais de controle para acionamentos das fontes de potência (Rede e Bateria). Segue-se o mesmo princípio de funcionamento explicado para os sinais de controle do bloco de cargas. Porém, neste caso, os sinais referem-se à lógica para atuar nas chaves das fontes. Ademais, não se verifica o sinal de controle referente à fonte dos painéis solares, pois nas simulações considerou-se o uso do algoritmo MPPT. Por fim, o sinal de controle referente aos painéis solares será sempre 1 (um), indicando que esta fonte estará sempre presente e gerando potência para o sistema, ou seja, ora supre a demanda das cargas, ora injeta a sobra da energia elétrica dos painéis solares, não consumida pelas cargas, na rede pública e ora carrega as baterias.

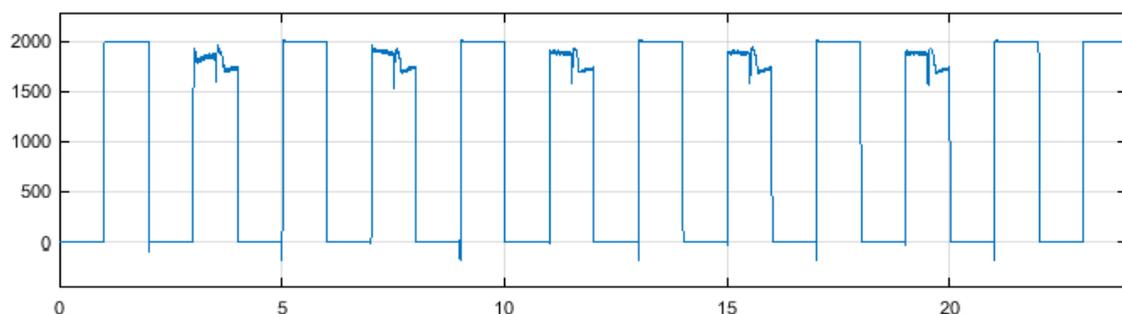
Figura 23: Sinais de controle para acionamentos das fontes de potência (Rede e Bateria).



Fonte: adaptado MathWorks®.

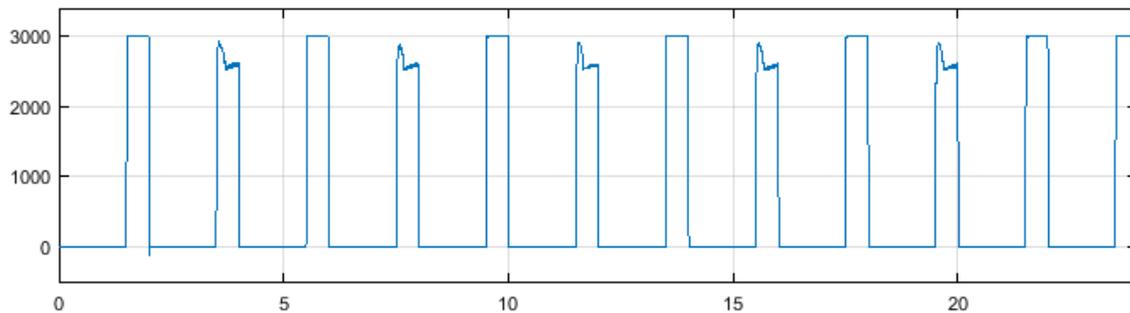
Nas Figuras 24, 25 e 26, é possível visualizar as curvas que representam o comportamento dinâmico das potências das cargas. Percebem-se os momentos em que as cargas são acionadas ou retiradas do sistema (intervalos quando a potência é diferente de zero). O comportamento segue a lógica de controle implementada no controlador, de acordo com os sinais de controle das cargas e fontes, mostradas nas Figuras 22 e 23. Constata-se também, os momentos em que existe comutação para uma das fontes de potência, representado nos gráficos pela distorção no sinal. Quando a fonte de potência da rede está conectada ao sistema, atenderá as potências da carga 1, carga 2 e carga 3, porém, quando não está conectada, poderá ocorrer o processo de alívio de cargas. Observou-se também, quando a rede elétrica pública estiver presente, o sistema de armazenamento de energia está desconectado e vice-versa. Logo, quando as cargas estiverem sendo supridas pelos painéis solares e a energia convertida não é suficiente para atendê-las, quem irá complementar o restante da potência necessária será a bateria.

Figura 24: Potência na carga 1 (2.000 W),  $P(W) \times T(s)$ .



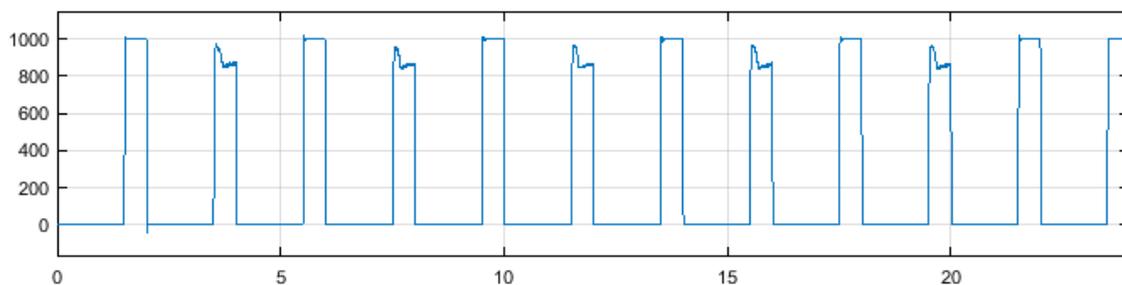
Fonte: adaptado MathWorks®.

Figura 25: Potência na carga 2 (3.000 W),  $P(W) \times T(s)$ .



Fonte: adaptado MathWorks®.

Figura 26: Potência na carga 3 (1.000 W),  $P(W) \times T(s)$ .

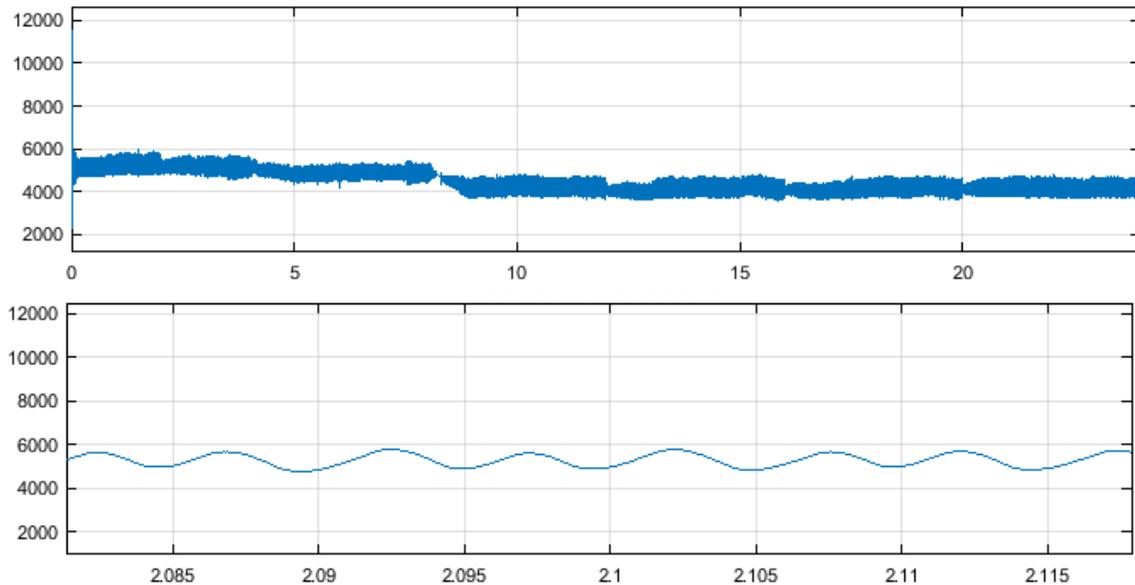


Fonte: adaptado MathWorks®.

Nas Figuras 27, 28 e 29 estão representadas as potências referentes às fontes (Painéis Fotovoltaicos, Rede e Bateria). Constatam-se, nesses gráficos, os momentos em que a rede e a bateria são acionadas ou desacionadas, seguindo a lógica de controle inserida no controlador.

Na Figura 27 b), verifica-se a utilização do recurso de aumento “*zoom in*”, na escala de tempo, para constatar-se que a potência de saída dos painéis fotovoltaicos mantém-se próxima de 5.200 W, devido à aplicação do algoritmo de rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT).

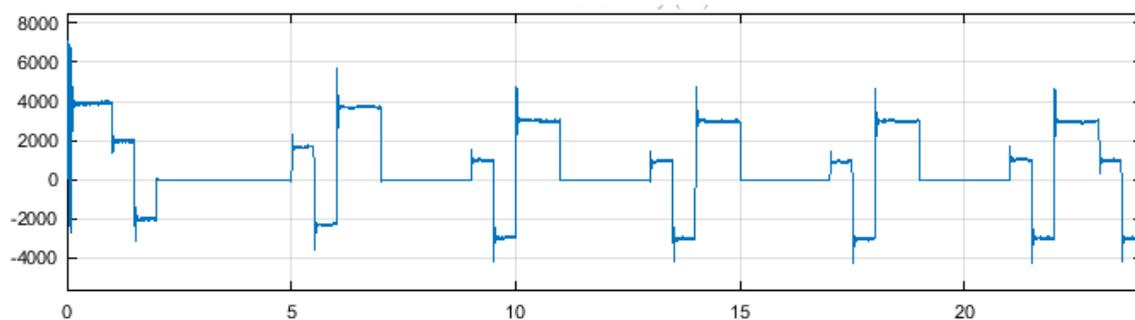
Figura 27: Potência de saída dos painéis fotovoltaicos P(W) x T(s).



Fonte: Adaptado MathWorks®.

Na Figura 28, é possível identificar, no intervalo de 0 a 1s, que inicialmente a fonte de potência dos painéis solares (PV) estará injetando toda a potência convertida (5.200 W) na rede elétrica pública, pois ainda não tem carga inserida ao sistema. Porém, quando for inserida uma carga, no intervalo de 1 a 1,5s, com potência inferior à conversão dos painéis solares, a potência do mesmo será distribuída para a carga e a sobra será injetada na rede. Todavia, no intervalo de 1,5 a 2s, em que a potência demandada pelo bloco de cargas (2.000 W + 3.000 W + 1.000 W) for maior que a potência convertida pelos painéis fotovoltaicos, o complemento da potência necessária será fornecida por outra fonte supridora (Rede ou Bateria).

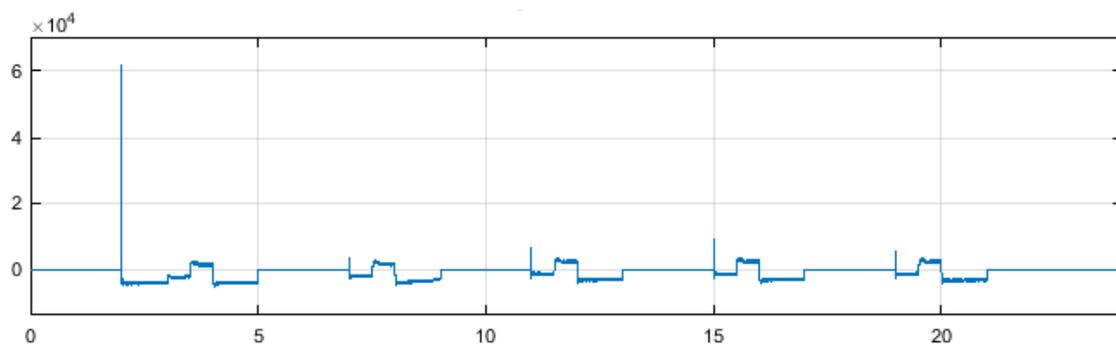
Figura 28: Potência na rede P(W) x T(s).



Fonte: adaptado MathWorks®.

De acordo com as Figuras 28 e 29, percebe-se que a fonte de potência relativa à rede pública e à bateria (inserida no momento em que ocorre o pico), não alimentam o bloco de cargas ao mesmo tempo. Entretanto, a fonte fotovoltaica estará sempre fornecendo potência ao sistema, ou seja, alimentando as cargas e carregando as baterias do sistema de armazenamento (momento em que a rede é desconectada) ou injetando na rede elétrica da concessionária, quando houver sobra energia convertida pelo sistema fotovoltaico.

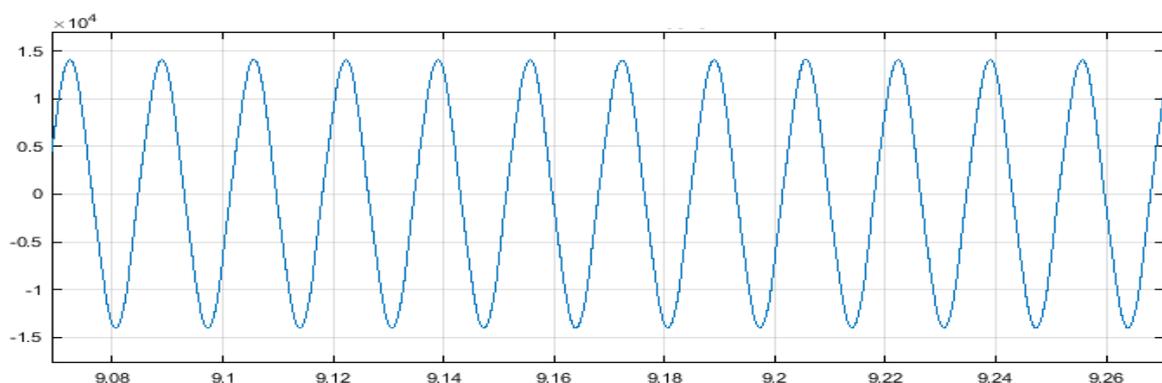
Figura 29: Potência na bateria  $P(W) \times T(s)$ .



Fonte: adaptado MathWorks®.

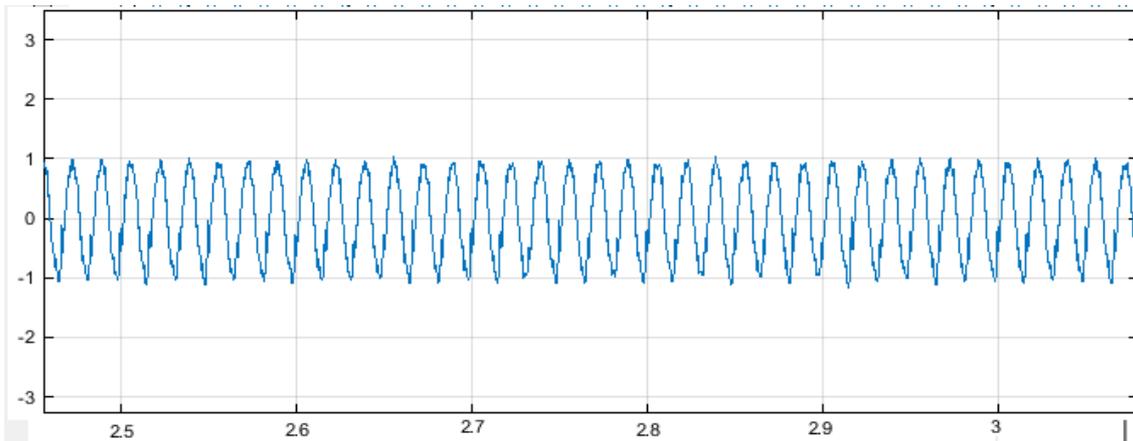
Nas Figuras 30, 31, 32 e 33, estão representados os sinais referentes às tensões e correntes elétricas, nos enrolamentos do primário e secundário, do transformador abaixador da rede pública, o qual fornece energia elétrica ao bloco de cargas do sistema proposto.

Figura 30: Tensão no enrolamento primário do transformador da rede  $V(V) \times T(s)$ .



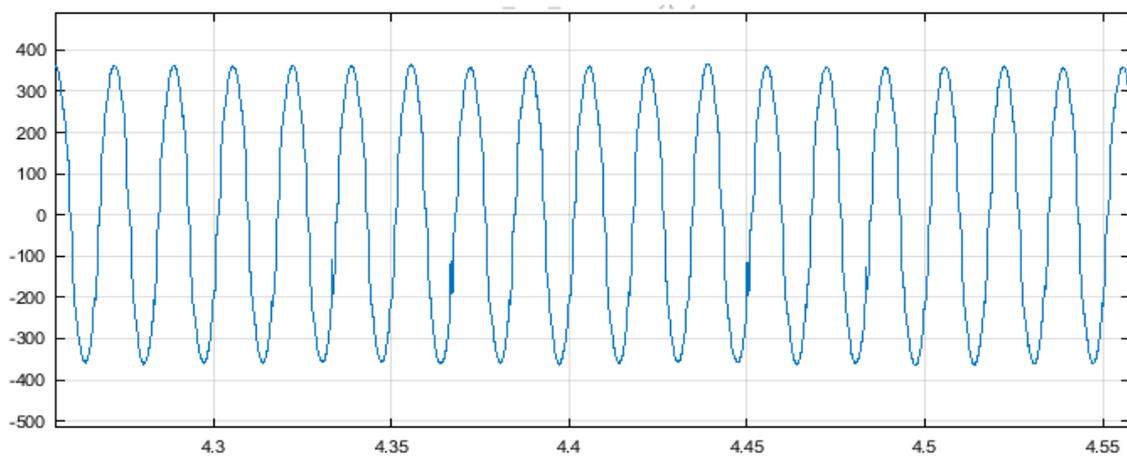
Fonte: adaptado MathWorks®.

Figura 31: Corrente no enrolamento primário do transformador da rede I(A) x T(s).



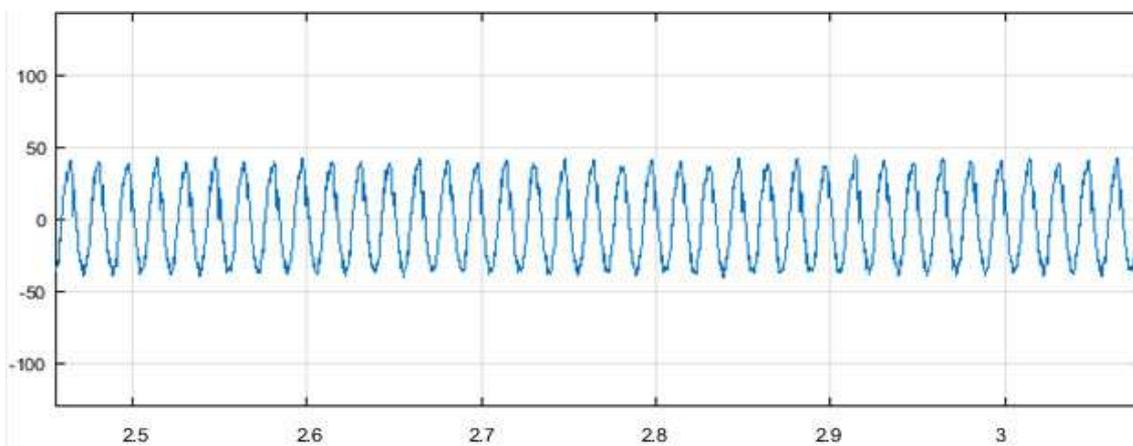
Fonte: adaptado MathWorks®.

Figura 32: Tensão no enrolamento secundário do transformador da rede V(V) x T(s).



Fonte: adaptado MathWorks®.

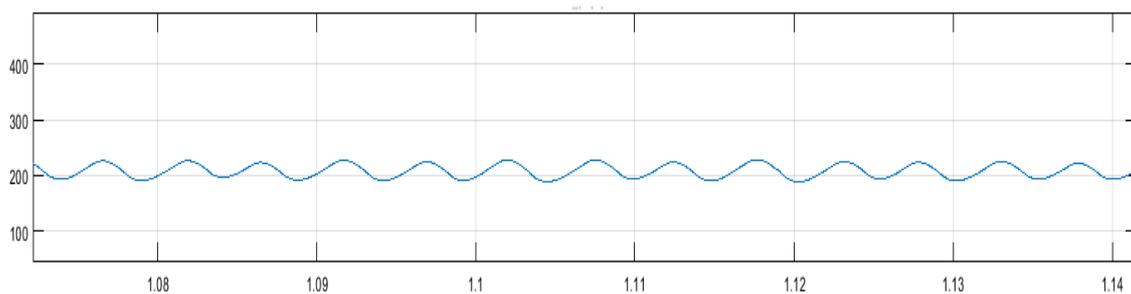
Figura 33: Corrente no enrolamento secundário do transformador da rede I(A) x T(s).



Fonte: adaptado MathWorks®.

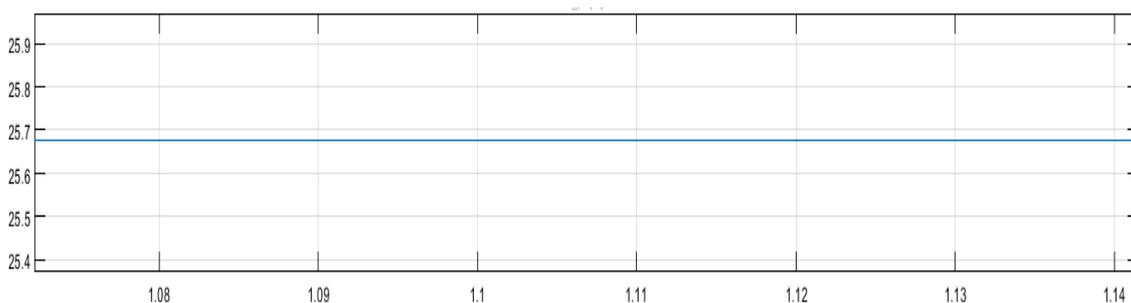
Nas Figuras 34 e 35, observam-se os sinais referentes à tensão e à corrente elétrica produzidas pelos painéis solares. Dessa forma, percebe-se que a tensão varia dentro do limite entre 185 V a 225 V, e a corrente tem seu valor constante próximo de 25,7 A. Portanto, confirmando que a potência de saída dos painéis solares (PV) se mantém sempre próxima do valor 5.200 W, devido aplicação do algoritmo MPPT.

Figura 34: Tensão de saída dos painéis solares V(V) x T(s).



Fonte: adaptado MathWorks®.

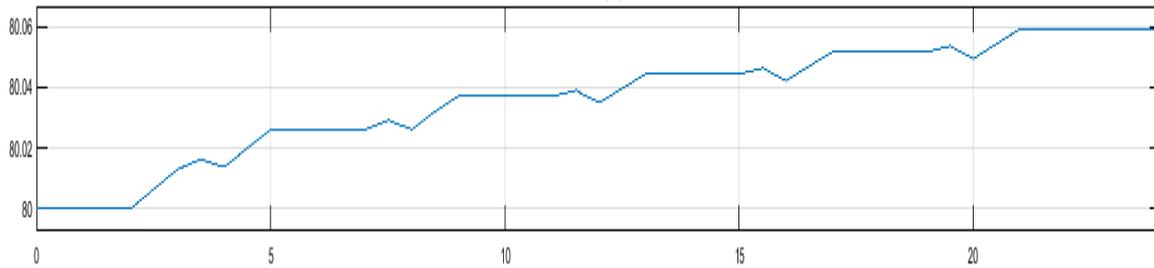
Figura 35: Corrente de saída dos painéis solares I(A) x T(s).



Fonte: adaptado MathWorks®.

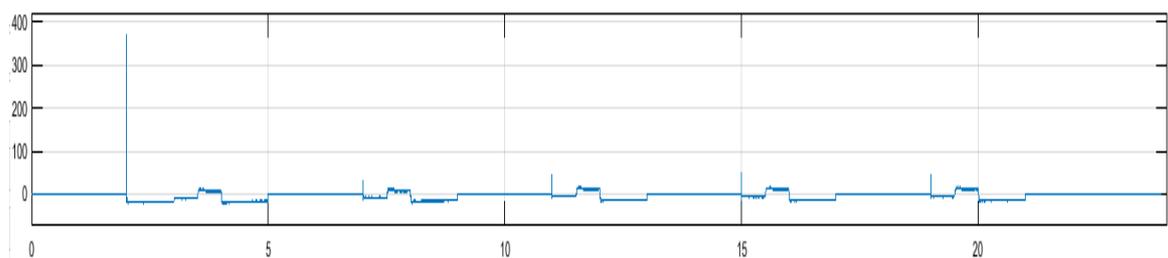
Nas Figuras 36, 37 e 38, percebem-se o comportamento da bateria e os momentos em que está atuando no sistema, visto que a bateria foi parametrizada com as seguintes especificações: tensão nominal de 200 V, capacidade nominal de 40 Ah e estado inicial de carga (80%). Nessa perspectiva, observam-se os pontos em que a mesma está carregando, ou seja, quando os painéis solares estão fornecendo potência para a carga, mas há sobra de potência e a mesma servirá para carregar a bateria. Ademais, nos momentos em que a bateria está descarregando, a demanda exigida é maior que a energia convertida, isto é, a bateria irá complementar a potência demandada pelas cargas.

Figura 36: Estado de carga - SOC (%).



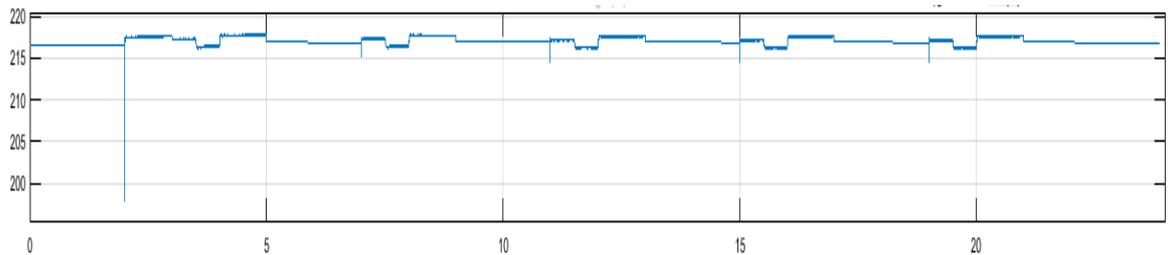
Fonte: adaptado MathWorks®.

Figura 37: Corrente da bateria I(A) x T(s).



Fonte: adaptado MathWorks®.

Figura 38: Tensão da bateria V(V) x T(s).



Fonte: adaptado MathWorks®.

Conforme analisado, os resultados apresentados na simulação computacional realizada utilizando o software Simulink/Matlab® foi possível verificar que o sistema tem comportamento dinâmico dentro do esperado.

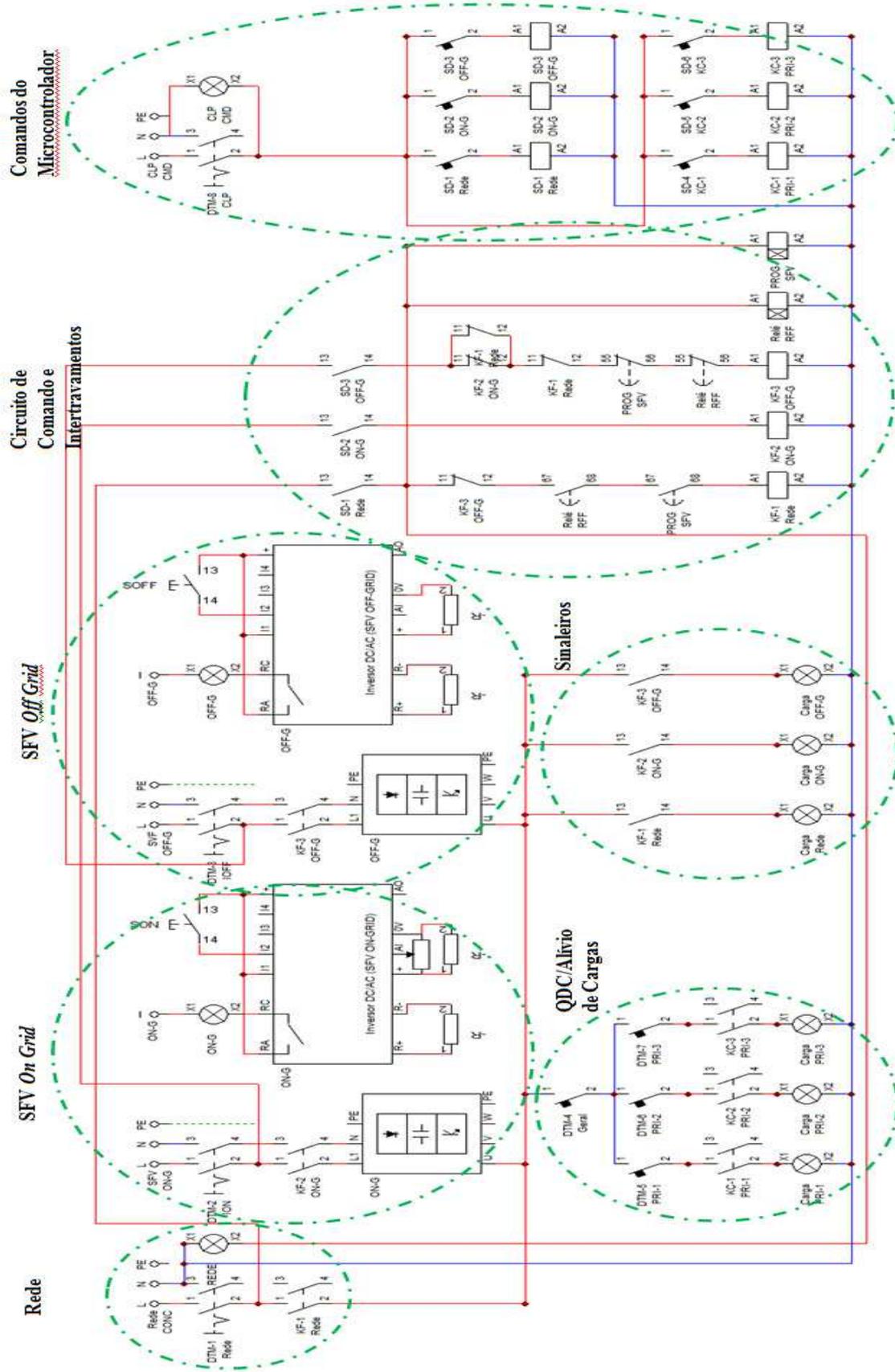
### 6.1.13 ARQUITETURA MODELADA NO AMBIENTE CADE\_SIMU

Para analisar o comportamento lógico da arquitetura proposta realizou-se uma modelagem para simulação dos circuitos utilizando o software CADe\_SIMU [57]. Assim, é possível verificar as respostas ao processo de chaveamento das chaves de transferência das fontes (Rede, SFV *on Grid* e SFV *off Grid*) e dos blocos cargas (Carga PRI-1, Carga PRI-2 e Carga PRI-3).

### 6.1.14 SIMULAÇÃO DO CIRCUITO DE POTÊNCIA E COMANDO

Conforme ilustrado na Figura 39, implementou-se uma simulação que contempla todas as ligações elétricas referentes aos circuitos de proteção, de força, de comando, do controlador lógico programável - CLP (microcontrolador), de alívio de cargas, dos sinaleiros e seus respectivos intertravamentos elétricos, realizados via lógica de contatos auxiliares das chaves contadoras e relés de interfaces. Desse modo, as chaves contadoras de potência são utilizadas como dispositivo de acionamento da parte de potência do sistema híbrido. Assim, as mesmas fazem o acionamento ou desacionamento de uma fonte de potência ou outra, como também, as seletividades para alívio das cargas que serão alimentadas por essas fontes. Logo, dependerá de suas gerações de energia elétrica no momento.

Figura 39: Circuito de potência, proteção, comando e sinalização do sistema híbrido.



Fonte: elaboração própria.

Os circuitos de potência e comando do sistema híbrido utilizados para montagem do painel elétrico, conforme apresentados na Figura 39, são construídos pelos seguintes elementos: fontes de potência (Rede, SFV *on Grid* e SFV *off Grid*), circuitos de comandos e intertravamentos das fontes de potência, - comandos do microcontrolador, - QDC/Alívio de Cargas e - sinaleiros (lâmpadas de sinalizações). Segue relação dos componentes de cada conjunto do sistema:

- ✓ Disjuntores (DTM-1 Rede, DTM-2 *ION*, DTM-3 *IOFF* e DTM-8 CLP), fazem as proteções da rede elétrica da concessionária, inversor *on Grid* (*ION*), inversor *off Grid* (*IOFF*) e circuito do microcontrolador (CLP);
- ✓ Disjuntores (DTM-4 Geral, DTM-5 PRI-1, DTM-6 PRI-2 e DTM-7 PRI-3) que fazem parte do quadro de distribuição de circuitos QDC/Alívio de cargas (proteção geral do bloco de cargas, proteção do bloco de cargas - prioritária 1, proteção do bloco de cargas - prioritária 2 e proteção do bloco de cargas - prioritária 3);
- ✓ Inversores CC/CA (*ION* do SFV *on Grid*) e (*IOFF* do SFV *off Grid*) com seus respectivos circuitos de parametrização (*ON-G* e *OFF-G*);
- ✓ Chaves contadoras de comutação automática (KF-1 Rede, KF-2 *ON G* e KF-3 *OFF G*), fazem os acionamentos dos contatos de força das fontes de potência do sistema fotovoltaico (SFV) e da rede elétrica pública: Inversores CC/CA (SFV *on Grid*), Inversores CC/CA (SFV *off Grid*) e da rede elétrica da concessionária local;
- ✓ Programador horário (PROG SFV) com retardo na energização, que fará o rastreamento do sol (incidência solar, por exemplo: liga o SFV *on Grid* às 5h e desliga às 17h);
- ✓ Relé falta de fase (Relé RFF) com retardo na energização, o qual indicará quando acontecer falha na rede elétrica da concessionária local;
- ✓ Botões/Chaves dos circuitos de comando (SD-1 Rede, SD-2 *ON G* e SD-3 *OFF G*) são acionados conforme algoritmo, ou seja, lógica de programação que foi embarcada na memória de programa do microcontrolador;
- ✓ Contatos auxiliares das chaves contadoras de potência (KF-1 Rede, KF-2 *ON G* e KF-3 *OFF G*), do relé falta de fase (Relé RFF) e do programador horário (PROG SFV), para fazer o sistema de intertravamento, ou seja, quando o circuito

principal (Rede Elétrica da Concessionária) estiver funcionando, o “circuito de emergência/*back-up*”, que funciona com um sistema de baterias (SFV *off-Grid*) não poderá entrar, e vice-versa. Logo, essa programação poderá ser alterada no algoritmo implementado no microcontrolador;

- ✓ Terminais de alimentação (A1 e A2) das bobinas das chaves contadoras (KF-1 Rede, KF-2 *ON G*, KF-3 *OFF G*), do programador horário (PROG SFV) e do relé falta de fase (Relé RFF);
- ✓ Lâmpadas de sinalização (Rede, *On-G*, *Off-G* e CLP CMD) são os sinaleiros informando quando existe tensão na rede elétrica pública, no SFV *on-Grid*, no SFV *off-Grid* e no circuito de comando CLP CMD respectivamente;
- ✓ Lâmpadas de sinalização (Carga PRI-1, Carga PRI-2 e Carga PRI-3) simulando as cargas (blocos de cargas - prioritária 1, bloco de cargas - prioritária 2 e bloco de cargas - prioritária 3);
- ✓ Lâmpadas de sinalização (Carga Rede, Carga *On-G* e Carga *Off-G*) são os sinaleiros informando qual das fontes de potência está sendo utilizada no momento para suprir o bloco de cargas.

Para fazer a simulação dos circuitos elétricos projetados no software CAdE\_SIMU, deve-se, ligar primeiramente os (04) quatro disjuntores (DTM-1 Rede, DTM-2 *ION*, DTM-3 *IOFF* e DTM-8 CLP) referentes a “Rede Elétrica Pública”, “Gerador Solar *on Grid*”, “Gerador Solar *off Grid*” e do Microcontrolador (CLP CMD), os (04) quatro disjuntores monopares do QDC/Alívio de cargas (DTM-4 Geral, DTM-5 PRI-1, DTM-6 PRI-2 e DTM-7 PRI-3) e depois realizar o acionamento manual dos botões/chaves (SD-1 Rede, SD-2 *ON G* e SD-3 *OFF G*) que são acionados conforme algoritmo implementado, ou seja, baseado na lógica de programação que foi embarcada na memória de programa do microcontrolador (CLP).

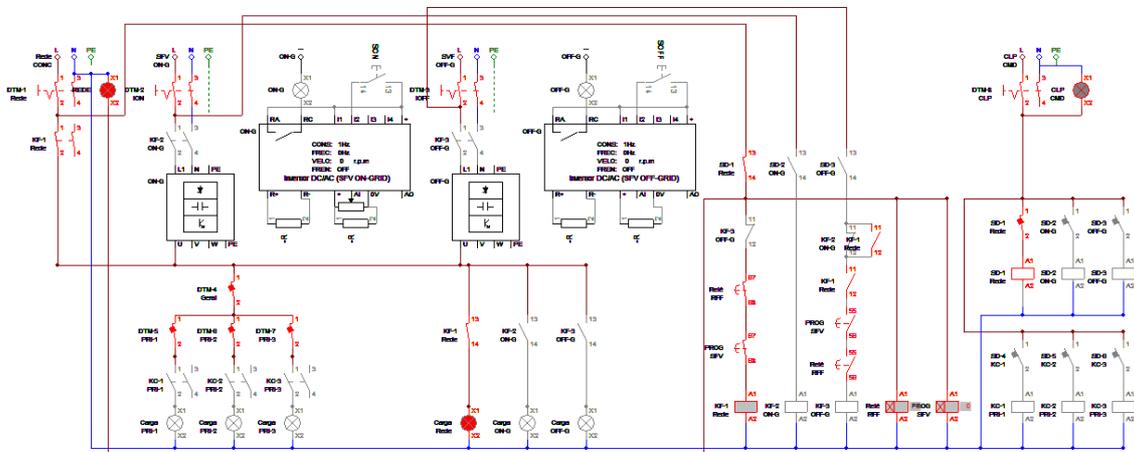
Por outro prisma, o circuito de monitoramento, controle e comando, entrará no ciclo de varredura do programa (*loop* infinito) implementado no microcontrolador, fazendo toda automação do processo das chaves de transferências tornando-as automáticas, ou seja, ficará constantemente monitorando as tensões, correntes e potência das fontes de energia (Rede, SFV *on Grid* e SFV *off Grid*) e dos blocos de cargas (Carga PRI-1, Carga PRI-2 e Carga PRI-3), mediante sistema de medição utilizando sensores/transdutores (TC - Transformador de Corrente, TP - Transformador

Potencial e Divisor de tensão proporcional e diferencial) e dos circuitos de condicionamentos de tensões e correntes, filtros passa-baixa e conversores de nível de tensão. Essas informações das leituras analógicas são enviadas ao circuito do microcontrolador para as respectivas tomadas de decisões conforme lógica implementada no algoritmo. Detalhes de cada bloco do sistema fotovoltaico híbrido estão apresentados no diagrama da Figura 10.

Ademais, ao ligar o sistema e supondo que o circuito de monitoramento detecte que exista a presença de tensão na fonte de potência da rede pública, ou seja, o algoritmo implementado no microcontrolador irá mandar fechar a chave - saída digital (SD-1 Rede), fazendo com que os terminais de alimentação (A1-A2) da bobina do relé (SD-1 Rede) seja energizada e, com isso, o contato auxiliar (SD-1 Rede) do circuito de comando e intertravamento mude de estado. Assim, com o contato auxiliar (SD-1 Rede) fechado fazendo com que haja energização nos terminais de alimentação (A1-A2) das bobinas do Relé RFF e do Programador horário (PROG SFV), os quais têm retardo na energização. Outrossim, após expirar os tempos preestabelecidos no Relé RFF e no Programador horário (PROG SFV), os contatos auxiliares dos mesmos mudarão de estado, isto é, fechando e energizando os terminais de alimentação (A1-A2) da bobina da contatora (KF-1 Rede), fazendo com que os contatos de força da contatora da fonte de potência Rede também seja fechado juntamente com o contato auxiliar da lâmpada de sinalização (Carga Rede), o qual acenderá sinalizando essa operação. Por conseguinte, conforme a lógica implementada, o circuito controlador enviará sinais de comandos para fechar (ligar) as saídas digitais do microcontrolador (SD-4 KC-1, SD-5 KC-2 e SD-6 KC-3) que por sua vez faz com que os terminais de alimentação (A1-A2) das bobinas das contadoras (KC-1 PRI-1, KC-2 PRI-2 e KC-3 PRI-3) sejam energizadas e os contatos de forças das contadoras do bloco de cargas mudem de estado, ou seja, fechem energizando todas as cargas (Carga PRI-1, Carga PRI-2 e Carga PRI-3), assim como acendendo as lâmpadas das cargas sinalizando essa operação.

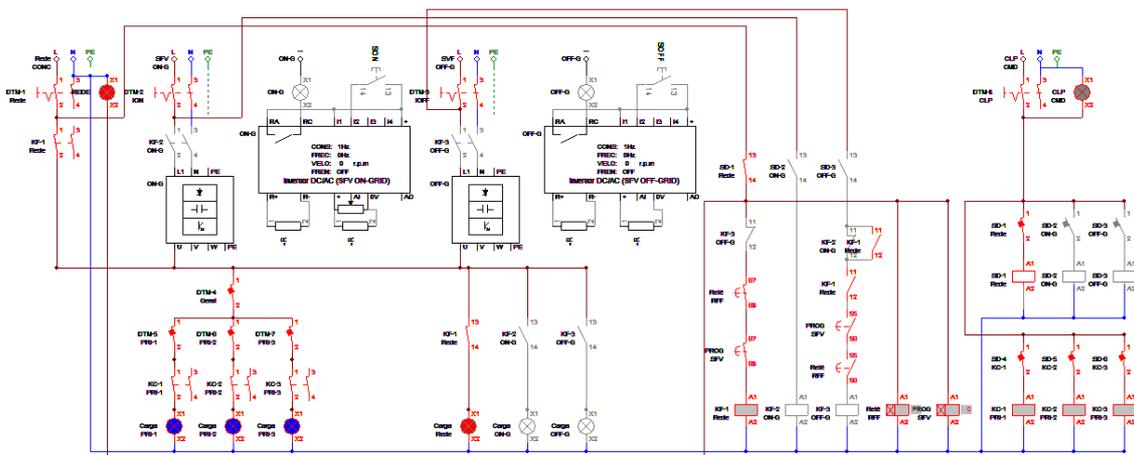
Nas Figuras 40 e 41, ilustra-se o funcionamento do sistema híbrido com essas condições. Para facilitar o entendimento foram atribuídas as seguintes cores: - cor cinza (simboliza que o condutor/fio, componente, contato (auxiliar ou força) está desenergizado), - cor vermelha (simboliza que o trecho está energizado ou algum componente mudou de estado (abriu e/ou fechou) e na - cor azul (simboliza o condutor/fio neutro).

Figura 40: Circuito de potência, proteção, comando e sinalização do sistema híbrido (Energização e presença da rede pública).



Fonte: elaboração própria.

Figura 41: Circuito de potência, proteção, comando e sinalização do sistema híbrido (Energização do circuito das cargas essenciais).



Fonte: elaboração própria.

### 6.1.15 COMPORTAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO *ON GRID*

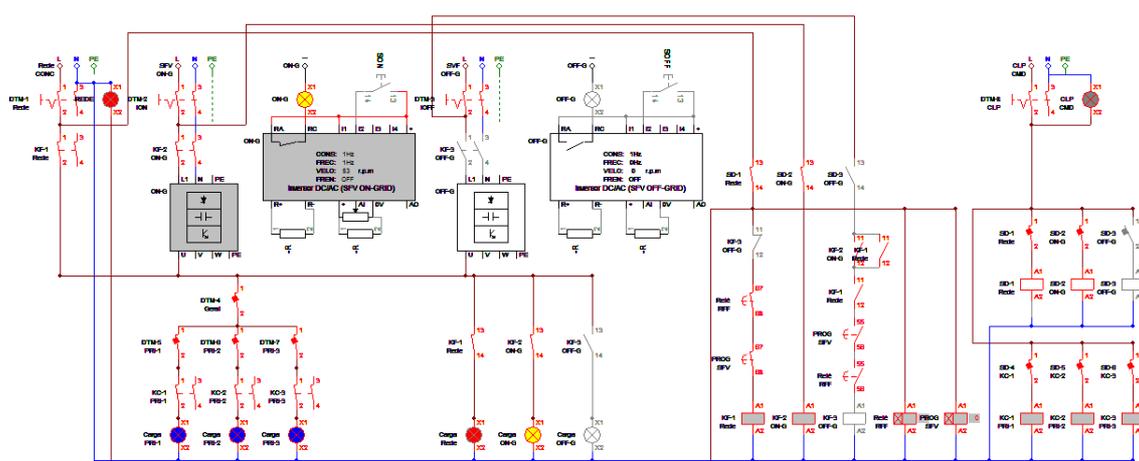
A priori, é possível observar que o algoritmo implementado no microcontrolador irá fazer o rastreamento do Sol. Por exemplo, ao ligar o SFV *on Grid* às 5h e desliga às 17h. Destarte, o sistema verificará se o horário está no intervalo de tempo que foi programado, como também se existe tensão na rede elétrica pública. Assim, caso essas condições sejam verdadeiras, o SFV *on Grid* entrará em paralelo com a rede. Além disso, como a chave - saída digital (SD-1 Rede), já está fechada devido à presença de rede, então, o microcontrolador vai ligar/fechar a saída digital (SD-2 *On-G*), fazendo

com que a os terminais de alimentação (A1-A2) da bobina da contatora (SD-2 *On-G*) sejam energizadas e com isso o contato auxiliar (SD-2 *On-G*) do circuito de comando mude de estado, ou seja, feche energizando os terminais de alimentação (A1-A2) da bobina da contatora (KF-2 *On-G*). Dessa forma, fazendo com que os contatos de força da contatora da fonte de potência (SFV *on Grid*) sejam fechados, juntamente com o contato auxiliar da lâmpada de sinalização (Carga *On-G*), o qual acenderá sinalizando essa operação.

Ademais, quando não houver incidência solar, ou seja, o microcontrolador abrirá a saída digital (SD-2 *On-G*), fazendo com que os terminais de alimentação (A1-A2) da bobina da contatora (SD-2 *On-G*) seja desenergizada e, com isso, o contato auxiliar (SD-2 *On-G*) do circuito de comando mude de estado, isto é, vai abrir desenergizando os terminais de alimentação (A1-A2) da bobina da contatora (KF-2 *On-G*), bem como, fazendo com que os contatos de força da contatora da fonte de potência (SFV *on Grid*) sejam abertos juntamente com o contato auxiliar da lâmpada de sinalização (Carga *On-G*), o qual apagará sinalizando essa operação.

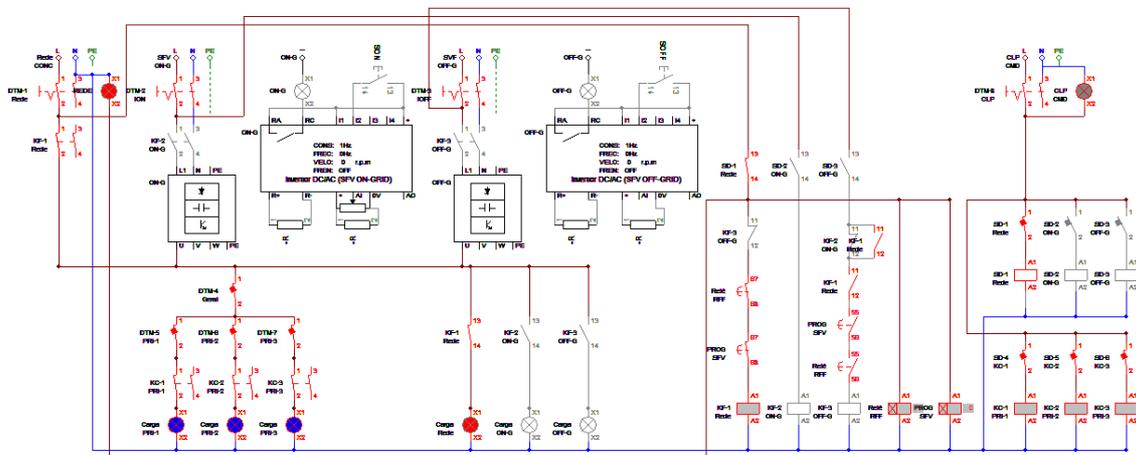
Nas Figuras 42 e 43, estão representados os diagramas do sistema híbrido, sendo que em vermelho simboliza a parte do circuito que foi energizado ou mudou de estado (abriu e/ou fechou).

Figura 42: Circuito de potência, proteção, comando e sinalização do sistema híbrido (Acionamento do SFV *on Grid* - Período de incidência solar).



Fonte: elaboração própria.

Figura 43: Circuito de potência, proteção, comando e sinalização do sistema híbrido (Desacionamento do SFV *on Grid* - Período de falta de incidência solar).



Fonte: elaboração própria.

#### 6.1.16 COMPORTAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO *OFF GRID*

É importante salientar, que o circuito de monitoramento, controle e comando, estará monitorando via sensores, as tensões e as correntes das fontes de potência e dos blocos de cargas, e considerando que o circuito de monitoramento detecte ausência de tensão da fonte de potência da rede pública o circuito de controle analisará as respectivas potências das demais fontes supridoras e das cargas consumidoras. Assim, para que seja tomada uma decisão sobre o alívio dos blocos de cargas e automaticamente mudará para o circuito de emergência-*backup* (SFV *off Grid*), que utilizará a energia elétrica do sistema de armazenamento, pois o algoritmo que foi implementado no microcontrolador irá ligar/fechar a saída digital (SD-3 *Off-G*). Desse modo, fazendo com que os terminais de alimentação (A1-A2) da bobina do relé (SD-3 *Off-G*) sejam energizados e, com isso, o contato auxiliar (SD-3 *Off-G*) do circuito de comando muda de estado, ou seja, o contato auxiliar (SD-3 *Off-G*) feche e, dessa maneira, energizará os terminais de alimentação (A1-A2) da bobina da contatora (KF-3 *Off-G*). Assim, fazendo com que os contatos de força da contatora da fonte de potência (SFV *off Grid*) seja fechado juntamente com o contato auxiliar da lâmpada de sinalização (Carga *Off-G*), o qual acenderá sinalizando essa operação. Logo, o alívio das cargas será realizado pelo microcontrolador que irá enviar sinais de comandos para as ligar/fechar ou desligar/abrir as chaves das saídas digitais (SD-4 KC-1, SD-5 KC-2 e SD-6 KC-3), conforme análise das potências a serem supridas.

Outrossim, os terminais de alimentação (A1-A2) das bobinas das contadoras (KC-1 PRI-1, KC-2 PRI-2 e KC-3 PRI-3) se energizam ou desenergizam, alterando o comportamento dos contatos de forças das contadoras do bloco de cargas, ou seja, fechando ou abrindo e, dessa maneira, selecionando qual das cargas (Carga PRI-1, Carga PRI-2 e/ou Carga PRI-3) serão supridas, assim como acendendo as lâmpadas das cargas selecionadas sinalizando essa operação. Além disso, caso a ausência de energia elétrica da rede pública seja no período da noite, o microcontrolador irá desligar/abrir a chave da saída digital (SD-2 *On-G*), fazendo com que os terminais de alimentação (A1-A2) da bobina da contadora (SD-2 *On-G*) sejam desenergizados e, com isso, o contato auxiliar (SD-2 *On-G*) do circuito de comando mude de estado, isto é, abra desenergizando os terminais de alimentação (A1-A2) da bobina da contadora (KF-2 *On-G*), assim como, fazendo com que os contatos de força da contadora da fonte de potência (SFV *on Grid*) sejam abertos juntamente com o contato auxiliar da lâmpada de sinalização (Carga *On-G*), o qual apagará sinalizando essa operação.

Nas Figuras 44, 45 e 46, ilustram-se essas condições, quando observa-se as lâmpadas nas cores amarela e verde sinalizando essa operação.

Figura 44: Circuito de potência, proteção, comando e sinalização do sistema híbrido (Ausência de tensão na rede e atuação do SFV *on Grid* - Período de incidência solar).

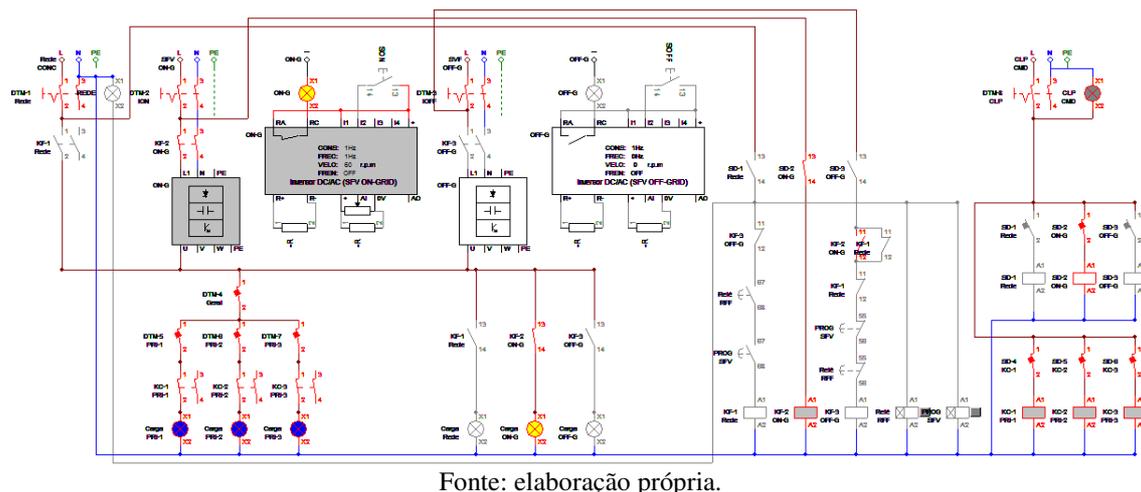
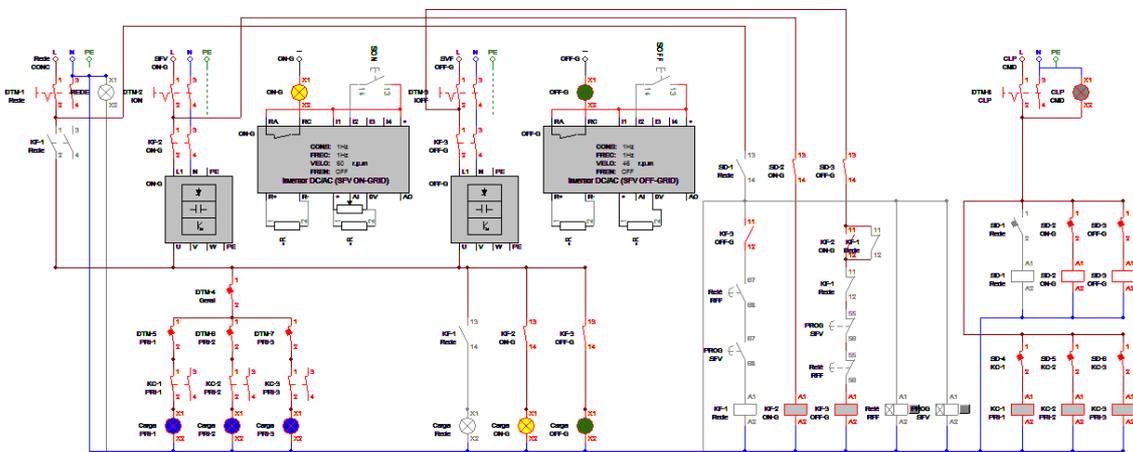
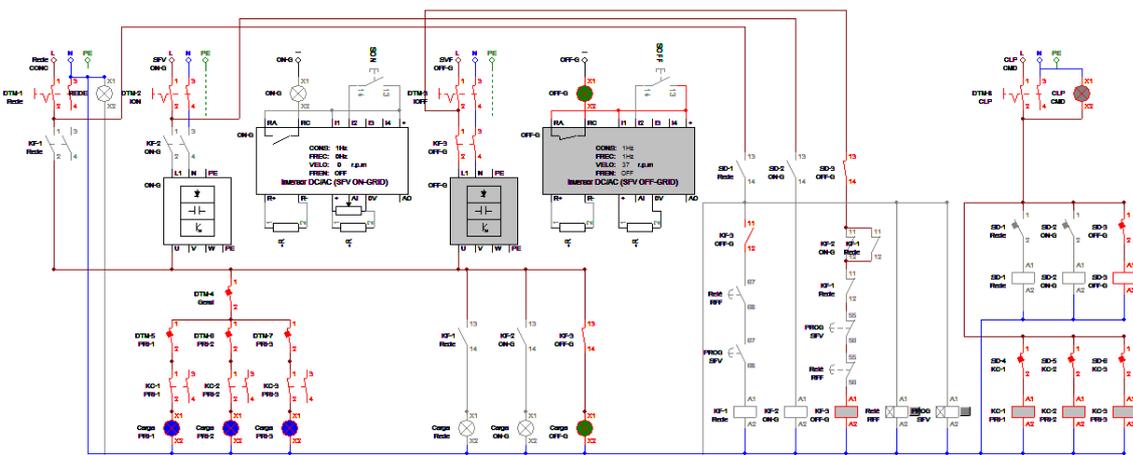


Figura 45: Circuito de potência, proteção, comando e sinalização do sistema híbrido (Ausência de tensão na rede, atuação do SFV *on Grid* e SFV *off Grid*).



Fonte: elaboração própria.

Figura 46: Circuito de potência, proteção, comando e sinalização do sistema híbrido (Ausência de tensão na rede, desativação do SFV *on Grid* e atuação do SFV *off Grid*).



Fonte: elaboração própria.

### 6.1.17 COMPORTAMENTO DO SISTEMA NO RETORNO DA ENERGIA ELÉTRICA DA REDE

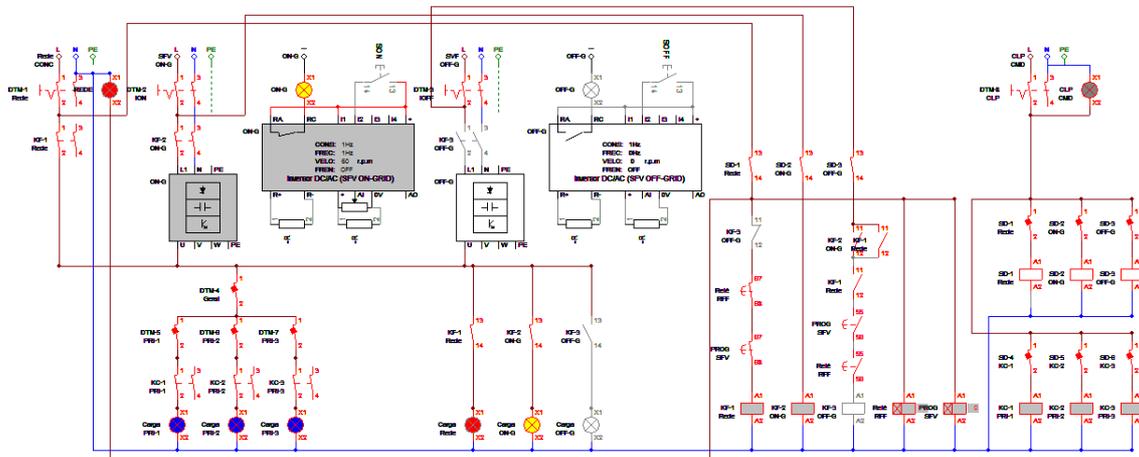
É fundamental observar que, quando o circuito de monitoramento detectar a presença de tensão na fonte de potência da rede elétrica da concessionária, então o algoritmo que foi implementado no microcontrolador ligará a chave da saída digital (SD-1 Rede). Desse modo, será possível que os terminais de alimentação (A1-A2) da bobina do relé (SD-1 Rede) sejam energizados e, com isso, o contato auxiliar (SD-1 Rede) do circuito de comando mude de estado, ou seja, feche e, dessa maneira, energizarão os terminais de alimentação (A1-A2) das bobinas do Relé RFF e do

Programador horário (PROG SFV). Ademais, após espirar os tempos preestabelecidos no Relé RFF e no Programador horário (PROG SFV), os contatos auxiliares dos mesmos fecham, energizando os terminais de alimentação (A1-A2) da bobina da contatora (KF-1 Rede). Assim, os contatos de força da contatora da fonte de potência da Rede é fechado juntamente com o contato auxiliar da lâmpada de sinalização (Carga Rede), o qual acenderá, sinalizando essa operação. Por conseguinte, o microcontrolador irá enviar sinais de comandos para ligar/fechar as chaves das saídas digitais (SD-4 KC-1, SD-5 KC-2 e SD-6 KC-3), fazendo com que os terminais de alimentação (A1-A2) das bobinas das contadoras (KC-1 PRI-1, KC-2 PRI-2 e KC-3 PRI-3) sejam energizadas e os contatos de forças das contadoras do bloco de cargas mudem de estado, isto é, fechem e energizem todas as cargas (Carga PRI-1, Carga PRI-2 e Carga PRI-3), como também, acendendo as lâmpadas das cargas sinalizando essa operação. Além disso, observa-se que o SFV *off Grid* não entrará em funcionamento quando for detectada a presença de tensão na rede elétrica da concessionária, dessa forma, o microcontrolador irá mandar desligar/abrir a chave da saída digital (SD-3 *Off-G*), fazendo com que os terminais de alimentação (A1-A2) da bobina do relé (SD-3 *Off-G*) seja desenergizada e, com isso, o contato auxiliar (SD-3 *Off-G*) do circuito de comando abra.

Portanto, se o retorno da energia elétrica da rede pública for no período da noite, o microcontrolador irá desligar/abrir a chave da saída digital (SD-2 *On-G*), dessa maneira, os terminais de alimentação (A1-A2) da bobina do relé (SD-2 *On-G*) serão desenergizados e, com isso, o contato auxiliar (SD-2 *On-G*) do circuito de comando abrirá.

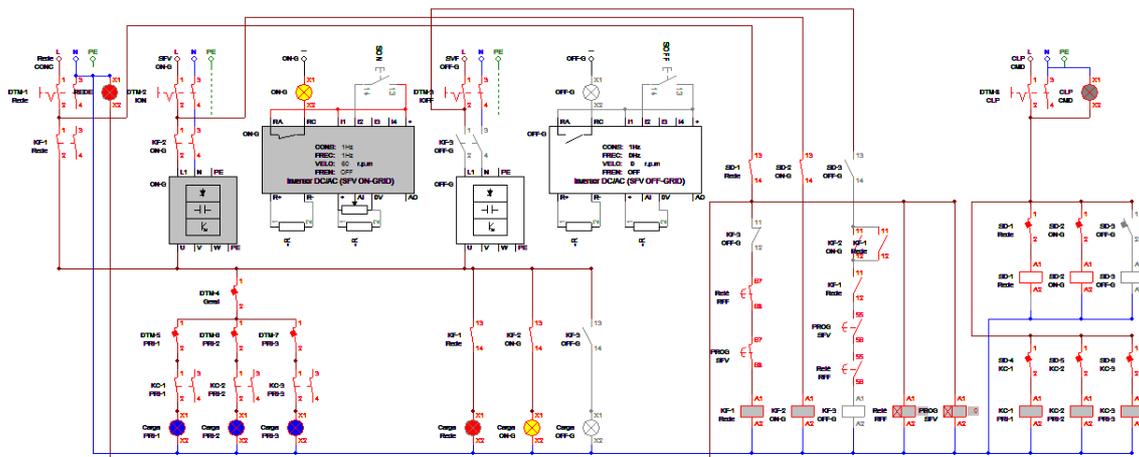
Nas Figuras 47, 48 e 49, ilustram-se a simulação do “retorno de energia elétrica” da rede da concessionária (podendo ser durante o dia ou à noite).

Figura 47: Circuito de potência, proteção, comando e sinalização do sistema híbrido (Retorno da rede, atuação do SFV *on Grid* - Período de incidência solar).



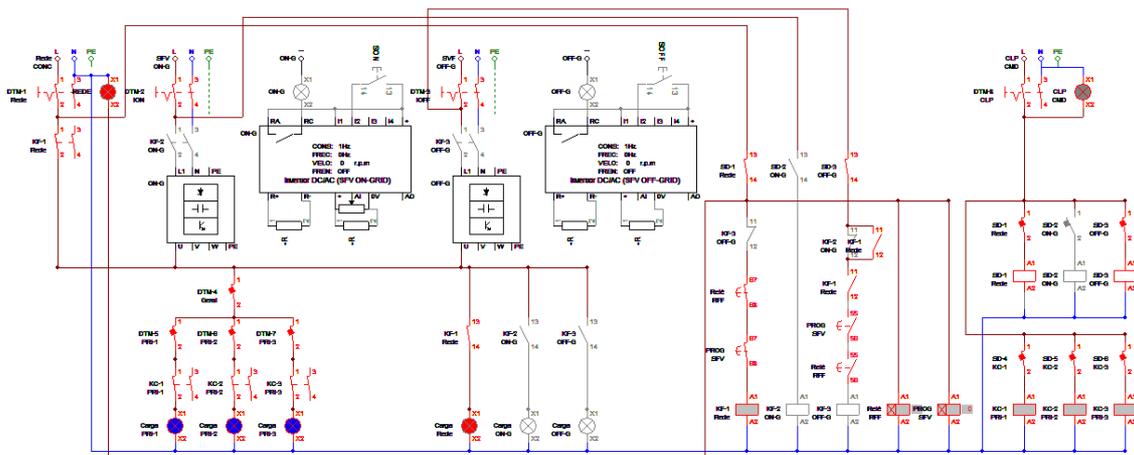
Fonte: elaboração própria.

Figura 48: Circuito de potência, proteção, comando e sinalização do sistema híbrido (Retorno da rede, atuação do SFV *on Grid* e desativação do SFV *off Grid*).



Fonte: elaboração própria.

Figura 49: Circuito de potência, proteção, comando e sinalização do sistema híbrido (Retorno da rede, desativação do SFV *on Grid* - Período de falta de incidência solar).



Fonte: elaboração própria.

### 6.1.18 COMPORTAMENTO DOS SINALEIROS DO SISTEMA HÍBRIDO

Para sinalizar o correto funcionamento da arquitetura proposta, projetou-se um painel elétrico com sinaleiros luminosos (visuais), similares aos apresentados nas Figuras 50 e 51. Bem como, utilizadas lâmpadas de sinalização nas seguintes cores: azul, cinza/branca, vermelha, amarela e verde, com alimentação em 220 V em corrente alternada. É possível identificar no painel em qual modo de operação o sistema está atuando, isto é, qual fonte de potência está conectada ao bloco de cargas: (REDE), (REDE + SFV *ON GRID*), (SFV *OFF GRID*), (SFV *ON GRID* + *NO BREAK*) e (SFV *OFF GRID* + *ON GRID* + *NO BREAK*).

Figura 50: Sinaleiros luminosos.



Fonte: adaptado da internet.

As lâmpadas de sinalização do painel elétrico informam em qual modo de operação o sistema fotovoltaico está funcionando e deve ser interpretada da seguinte maneira:

- ✓ Lâmpada **Azul**: sinaliza carga consumindo. Indicação de qual circuito de carga prioritária está ligada (Carga PRI-1, Carga PRI-2 e Carga PRI-3);
- ✓ Lâmpada **Cinza/Branca**: sinaliza que o circuito de comando do microcontrolador está ligado;
- ✓ Lâmpada **Vermelha**: sinaliza a presença de tensão da rede pública e a carga sendo suprida pela rede;
- ✓ Lâmpada **Amarela**: sinaliza que o inversor de frequência CC/CA do SFV *on Grid* está ligado. Carga sendo suprida pelo SFV *on Grid*;
- ✓ Lâmpada **Verde**: sinaliza que o inversor de frequência CC/CA do SFV *off Grid* está ligado. Carga sendo suprida pelo SFV *off Grid*;
- ✓ Lâmpada (**Verde + Amarela**): sinaliza a presença de tensão no SFV *on Grid* e no SFV *off Grid*. Carga sendo suprida pelo SFV *on Grid* e pelo SFV *off Grid*;
- ✓ Lâmpada (**Vermelha + Amarela**): sinaliza a presença de tensão na rede pública e no SFV *on Grid*. Carga sendo suprida pela rede e pelo SFV *on Grid*.

Na Figura 51, está apresentado o modelo proposto do painel de sinalização da “Arquitetura de chaveamento considerando disponibilidade de fontes, demanda e prioridade de cargas” com o posicionamento das lâmpadas referenciadas para as fontes de potência, cargas prioritárias e circuito de controlador.

Figura 51: Modelo de painel de sinalização luminoso.

Fontes de Potência (Supridor)			Circuito Controlador
Rede	SFV ON GRID	SFV OFF GRID	
			
Cargas Prioritárias (Consumidor)			
Carga PRI-1	Carga PRI-2	Carga PRI-3	
			

Fonte: elaboração própria.

Quando o sistema fotovoltaico (SFV) híbrido estiver operando no modo *off Grid*, o circuito controlador enviará um sinal de comando para a chave contatora da rede elétrica pública, abrir e isolar eletricamente a mesma do sistema fotovoltaico, de tal maneira a não oferecer nenhum risco aos técnicos de manutenção da rede de

distribuição da concessionária local, ou seja, garantir a proteção de anti-ilhamento que impede que a energia convertida pelo SFV não passe para o sistema elétrico de potência (SEP) quando acontecer uma ausência de energia da rede pública.

Conforme analisado os resultados apresentados na simulação computacional realizada utilizando o software CADeSIMU® foi possível verificar que o sistema tem comportamento lógico dentro do esperado.

Observou-se que o sistema atende aos requisitos mantendo a continuidade no serviço, e quando necessário priorizando a alimentação de algumas cargas em detrimento de outras

Neste capítulo foram apresentados os resultados obtidos das simulações computacionais dos circuitos elétricos e suas respectivas análises dinâmicas e lógicas.

A seguir, serão apresentadas as conclusões do trabalho e sugestões para trabalhos futuros. Por fim, são apresentadas as referências e apêndice que foram utilizadas nas pesquisas.

## 7 CONCLUSÕES

Neste trabalho, foi proposta uma arquitetura de supervisão e controle de transferência de fontes alternativas de conversão de energias para o atendimento de cargas. Também foi implementado o alívio de cargas, ou seja, a desconexão de cargas devido à incapacidade de atendimento da demanda e considerando a prioridade de atendimento entre as cargas. Utilizando como fontes de potência a própria rede elétrica da concessionária local e geração distribuída por sistema fotovoltaico, foi demonstrado via simulação computacional ser possível realizar esse chaveamento mantendo a continuidade do serviço e otimizando o uso das fontes disponíveis.

Foram realizadas simulações computacionais que permitiram as análises dinâmicas e lógicas da arquitetura proposta, para tanto foram utilizados os softwares MATLAB® e a sua ferramenta complementar Simulink® e o CADe\_SIMU®.

Os resultados obtidos demonstram continuidade no fornecimento mesmo com as variações na conversão e na demanda da carga.

De modo geral observou-se o funcionamento, cumprindo as exigências do monitoramento das grandezas elétricas entre as fontes de potência, assim como, a correta operação das chaves de transferência automática utilizadas para a comutação entre as respectivas cargas.

Além disso, a arquitetura proposta mantém a continuidade do serviço e pode ajudar na redução de custos com energia elétrica, e apresenta-se como uma alternativa sustentável em comparação aos sistemas de backup, como o grupo motor gerador.

Apesar de serem fatores primordiais, não foram considerados os aspectos de viabilidade financeira e dimensionamentos de infraestrutura para as instalações das arquiteturas. Então, estas questões poderão nortear futuros estudos.

## TRABALHOS FUTUROS

Para fomentar o incentivo nesta área de atuação e aprimorar alguns requisitos não contemplados nas pesquisas realizadas neste trabalho de dissertação e com o intuito de dar continuidade à evolução dos estudos correlacionados são sugeridas as seguintes atividades:

- i. Avaliar maneiras para implementar a arquitetura proposta em um medidor inteligente;
- ii. Estudar dispositivos físicos que possam ser utilizados na confecção de chave de transferência automática;
- iii. Desenvolver um sistema para o sincronismo de comutação das chaves contadoras sem que haja interrupção do fornecimento de energia para a carga, conforme recomendações das normas vigentes (NBR 15014/2003, dentre outras);
- iv. Avaliar as especificações globais dos equipamentos necessários por edificação para o sistema híbrido analisando a viabilidade técnica e econômica;
- v. Otimização do chaveamento quando houver múltiplas fontes de potência.

## REFERÊNCIAS

- [1] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. Biblioteca Virtual. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/livro\\_atlas.pdf](http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/livro_atlas.pdf)>. Acesso em: 30 out. 2017.
- [2] CANEPPELE, F. de L. **Desenvolvimento de um Modelo Fuzzy para Otimização de Energia Gerada por um Sistema Híbrido (Solar-Fotovoltaico e Eólico)**. 2007. 103 f. Dissertação (Mestrado em Ciências Econômicas) - Faculdade de Ciências Agrônômicas, UNESP, Botucatu.
- [3] CRESESB/CEPEL - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito, Centro de Pesquisa de Energia Elétrica. **Manual de Engenharia Para Sistemas Fotovoltaicos**. Disponível em: <[http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual\\_de\\_Engenharia\\_FV\\_2014.pdf](http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf)>. Acesso em: 7 abr. 2017.
- [4] CRESESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito, Centro de Pesquisa de Energia Elétrica. **Tutorial de Energia Solar Fotovoltaica**. Rio de Janeiro: CRESESB, 2008.
- [5] VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. **Energia Solar Fotovoltaica: conceitos e aplicações**. São Paulo: Érica, 2012.
- [6] ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Congresso. **Resolução n. 083, de 2004**. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 20 set. 2004.
- [7] ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Congresso. **Resolução n. 456, de 2000**. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 29 nov. 2000.
- [8] ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Congresso. **Resolução n. 482, de 2012**. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 20 abr. 2012.
- [9] INEE - Instituto Nacional de Eficiência Energética. **O que é Geração Distribuída**. Disponível em: <[http://www.inee.org.br/forum\\_ger\\_distrib.asp](http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp)>. Acesso em: 31 out. 2017.
- [10] LUCIANO, B. A. **Unidade II: Eficiência Energética e Qualidade da Energia Elétrica**. Campina Grande: UFCG, 2017.
- [11] MESSENGER, R.; VENTRE, J. **Photovoltaic systems engineering**. Florida: CRC Press, 2000.

- [12] GREENPRO, Altener programme. **Energia Fotovoltaica**: Manual sobre tecnologias, projecto e instalação. Portugal. 2004. Disponível em: <<https://www.portal-energia.com/downloads/guia-tecnico-manual-energia-fotovoltaica.pdf>>. Acesso em: 3 maio 2018.
- [13] FARRET, F. A. **Aproveitamento de pequenas fontes de energia elétrica**. 2. ed. Santa Maria: UFSM, 2010.
- [14] BRASIL. Maurício Tiomno Tolmasquim. Empresa de Pesquisa Energética (Coord.). **Energia Renovável**: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica. Rio de Janeiro: Epe, 2016. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/Documents/Energia Renovável - Online 16maio2016.pdf](http://www.epe.gov.br/Documents/Energia%20Renovavel%20-%20Online%2016maio2016.pdf)>. Acesso em: 4 maio 2018.
- [15] BRASIL. Maurício Tiomno Tolmasquim. Empresa de Pesquisa Energética. **Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil**: Condicionantes e impactos. Rio de Janeiro: Epe, 2014. Disponível em: <<http://www.ecovolts.net.br/downloads/DEA%2019.pdf>>. Acesso em: 4 maio 2018.
- [16] GREEN, M. A. et al. **Solar Cell Efficiency Tables (Version 16)**. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, vol. 8, p. 377 - 384, 2000.
- [17] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**. Biblioteca Virtual. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/prodist>>. Acesso em: 1 nov. 2017.
- [18] LOPEZ, R. A. **Energia Solar**. São Paulo: Artliber, 2002.
- [19] VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R.; FILHO, E. R. **Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays**. Power Electronic, IEEE Transactions on, v. 24, n. 5, p. 1198 - 1208, 2009.
- [20] VILLALVA, M. G. **Conversor Eletrônico de Potência Trifásico para Sistemas Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica**. 2010. 268 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Unicamp. Campinas.
- [21] MOÇAMBIQUE, N. E. M.; MACHADO, R. Q.; OLIVEIRA, V. A. **A fuzzy PD-PI control strategy to track the voltage references of photovoltaic arrays**. 9th IEEE International Conference on Control and Automation (ICCA), 2011, p. 1162-1167, 2011.
- [22] MOÇAMBIQUE, N. E. M. **Aplicação de Algoritmos de Busca do Ponto de Máxima Potência e Controladores Lineares e/ou Fussy para a Regulação da Tensão Terminal dos Painéis Fotovoltaicos**. 2012. 134 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Escola de Engenharia de São Carlos - USP. São Carlos,.

[23] PEREIRA, J. C. **Sistemas elétricos de suprimento de energia para cargas de missão crítica**. 2010. Disponível em: <<https://www.osestoreletrico.com.br/sistemas-eletricos-de-suprimento-de-energia-para-cargas-de-missao-critica/>>. Acesso em: 14 maio 2017.

[24] ELÉTRICA, Ensinando. **ATS - Automatic Transfer Switch**. Disponível em: <<http://ensinandoelettrica.blogspot.com.br/2013/02/ats-automatic-transfer-switch.html>>. Acesso em: 25 mar. 2017.

[25] PEREIRA, J. C. **Chaves de Transferência Automática: Sistemas de Baixa Tensão**. Disponível em: <<http://www.joseclaudio.eng.br/geradores/PDF/ATS2.pdf>>. Acesso em: 31 out. 2017.

[26] SILVA, C. A. S. C. **Conversor CC/CC para Aplicação em Instalação Fotovoltaica**. 2012. 22 f. Dissertação (Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores) – Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto.

[27] INDUSTRIAIS, Soluções. **QTA para gerador**. Disponível em: <[http://www.solucoesindustriais.com.br/empresa/energia\\_e\\_meio\\_ambiente/essencial-energia/produtos/geracao-de-energia/qta-para-gerador](http://www.solucoesindustriais.com.br/empresa/energia_e_meio_ambiente/essencial-energia/produtos/geracao-de-energia/qta-para-gerador)>. Acesso em: 31 out. 2017.

[28] SANNINO, A. **Static transfer switch: analysis of switching conditions and actual transfer time**. Power Engineering Society Winter Meeting, 2001. IEEE.

[29] SCHWARTZENBERG, J.W. De Doncker, R.W. **15 kV medium voltage static transfer switch**. Industry Applications Conference, 1995. Thirtieth IAS Annual Meeting, IAS '95. Conference Record of the 1995 IEEE.

[30] ANEEL. **Resolução Normativa n. 414, de 9 de setembro de 2010**. Rio de Janeiro: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2010.

[31] PROCEL. **Avaliação do mercado de eficiência energética do brasil**. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 2005.

[32] ONS. **Apresentação: Visita Técnica do Centro de Estudos Jurídicos da Presidência da República - Subchefia para Assuntos Jurídicos da Casa Civil - SAJ**. Brasília: ONS, 2010.

[33] CGEE. **Redes Elétricas Inteligentes: contexto nacional**. Brasília: Centro de Gestão e Estudos Estratégicos, 2012.

[34] EPE. **Anuário estatístico de energia elétrica 2013**. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética, 2013.

- [35] EPE. **Balanco energético nacional - BEN**. Rio de Janeiro, 2013. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-aberto/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2018>>. Acesso em: 14 abr. 2018.
- [36] FALCÃO, D. M. Smart Grids e Microrredes: o futuro já é o presente. In: **VIII Simpósio de Automação de Sistemas Eléctricos (Simpase)**. Rio de Janeiro. *Anais...* Rio de Janeiro: 2009, v.8.
- [37] HADJSAÏD, N.; SABONNADIÈRE, J. C. (eds.). **Smart Grids**. Roboken: John Wiley & Sons, 2013
- [38] AMIN, S. M.; WOLLENBERG, B. F. Toward a Smart Grid. **IEEE Power & Energy Magazine**, p. 34 - 41, 2005. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/1507024/>>. Acesso em: 22 dez. 2017.
- [39] MME. Grupo de Trabalho de Redes Eléctricas Inteligentes. **Relatório, 2010**. Disponível em: < <http://www.mme.gov.br/web/guest/acesso-a-informacao/acoes-e-programas/acoes/energia-eletrica/relatoriosmart-grid>>. Acesso em: 18 dez. 2017.
- [40] U. S. Department of Energy, Advanced Metering Infrastructure and Customer Systems: **results from the smart grid investment grant program**, Washington, DC. Set 2016. Disponível em: <<https://www.smartgrid.gov/>>. Acesso em: 18 dez. 2017.
- [41] U. S. Department of Energy, **Home Area Networks and the Smart Grid**, Washington, DC. abr 2011. Disponível em: <<https://www.smartgrid.gov/>>. Acesso em: 18 dez. 2017.
- [42] ENEL. **Estudo dos Efeitos da Implementação de Tecnologias de Redes Eléctricas Inteligentes (Smart City) - Projeto Cidade Inteligente**, Búzios, cap. 1, 2016. Disponível em: [https://www.cgee.org.br/documents/10195/734063/Redes\\_Eletricas\\_Inteligentes\\_22mar13\\_9539.pdf/36f87ff1-43ed-4f33-9b53-5c869ace9023?version=1.5](https://www.cgee.org.br/documents/10195/734063/Redes_Eletricas_Inteligentes_22mar13_9539.pdf/36f87ff1-43ed-4f33-9b53-5c869ace9023?version=1.5). Acesso em: 26 abr. 2018.
- [43] BRAGA, N. B. **Gerenciamento pelo Lado da Demanda em áreas Residenciais**. 2014. Projeto de Monografia (Bacharelado em Engenharia Eléctrica), Departamento de Engenharia Eléctrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- [44] MOHSENIAN-RAD, A. H. et al. **Autonomous demand-side management based on gametheoretic energy consumption scheduling for the future smart grid**. IEEE Transactions on Smart Grid, v. 1, n. 3, p. 320–331, 2010. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/5628271/>>. Acesso em: 25 fev. 2018.
- [45] BOLLEN, M. H. J. **The smart grid: adapting the power system to new challenges** Synthesis lectures on power electronics. Eskilstuna: SwedenM&C, 2011.

- [46] HIRACHI, K. et al. **Utility-Interactive multi-functional bidirectional converter for solar photovoltaic power conditioner with energy storage batteries.** IEEE Transactions on industrial electronics, 0-7803-2775-6, 1996.
- [47] GIRAUD, F.; SALAMEH, Z.M. **Steady-state performance of a grid-connected rooftop hybrid wind-photovoltaic power system with battery storage.** Dept. of Electr. Eng., Massachusetts Univ., Lowell, MA, USA. Energy Conversion, IEEE Transactions on, Vol.16 , Issue 1, p. 1 - 7 , 2001.
- [48] ZHOU, D. et al. **A small grid-connected PV system controlled by the PLC.** Proceedings of ISES World Congress, Vol. I - Vol. V, p. 1528-1532, 2007.
- [49] URBANEZ, J.J. et al. **Sistemas fotovoltaicos conectados a redes de distribuição urbanas: sua influência na qualidade da energia elétrica e análise dos parâmetros que possam afetar a conectividade.** 2010.
- [50] URBANETZ, J.; RÜTHER, R. **Qualidade de Energia Elétrica e o Funcionamento de Inversores de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede:** Revista Brasileira de Energia Solar, v. 2, n. 1, 2011.
- [51] SEVERO, Leonardo et al. **Estudo e implementação de métodos de proteção de anti-ilhamento aplicados a sistemas fotovoltaicos.** 2011.
- [52] FRANCISCO, Carlos Manuel Mendes. **GreenEnergy: produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renovável para sistemas de microprodução.** 2013. Tese de Doutorado.
- [53] DO VALE BRAZ, José Emanuel. **USO DE ENERGIA SOLAR COMO ALTERNATIVA ENERGÉTICA EM UNIDADE DE CONTROLE DE TRÁFEGO AÉREO DE TIRIÓS-PA.** 2016.
- [54] RAO, G. Joga; SHRIVASTAVA, S. K.; RANJITH, V. L. **Analysis and Simulation of Hybrid Solar-Wind Renewable Energy Systems.** Analysis, v. 4, n. 8, 2016.
- [55] FERREIRA, Andreza Cardoso et al. **Modelagem e simulação da operação de sistemas de geração com fontes renováveis de energia suprindo minirrede de distribuição.** 2018.
- [56] PRADEEP, S.; KUMAR, M. Senthil. **Energy Management for on-Grid and Off-Grid Systems Using Hybrid Energy Sources.** International Journal of Applied Engineering Research, v. 13, n. 6, p. 3907-3912, 2018.

[57] MORAES, Everton. **Software de edição e simulação de comandos elétricos**. Disponível em: <<http://www.saladaeletrica.com.br/cade-sim/>>. Acesso em: 20 mar. 2018.

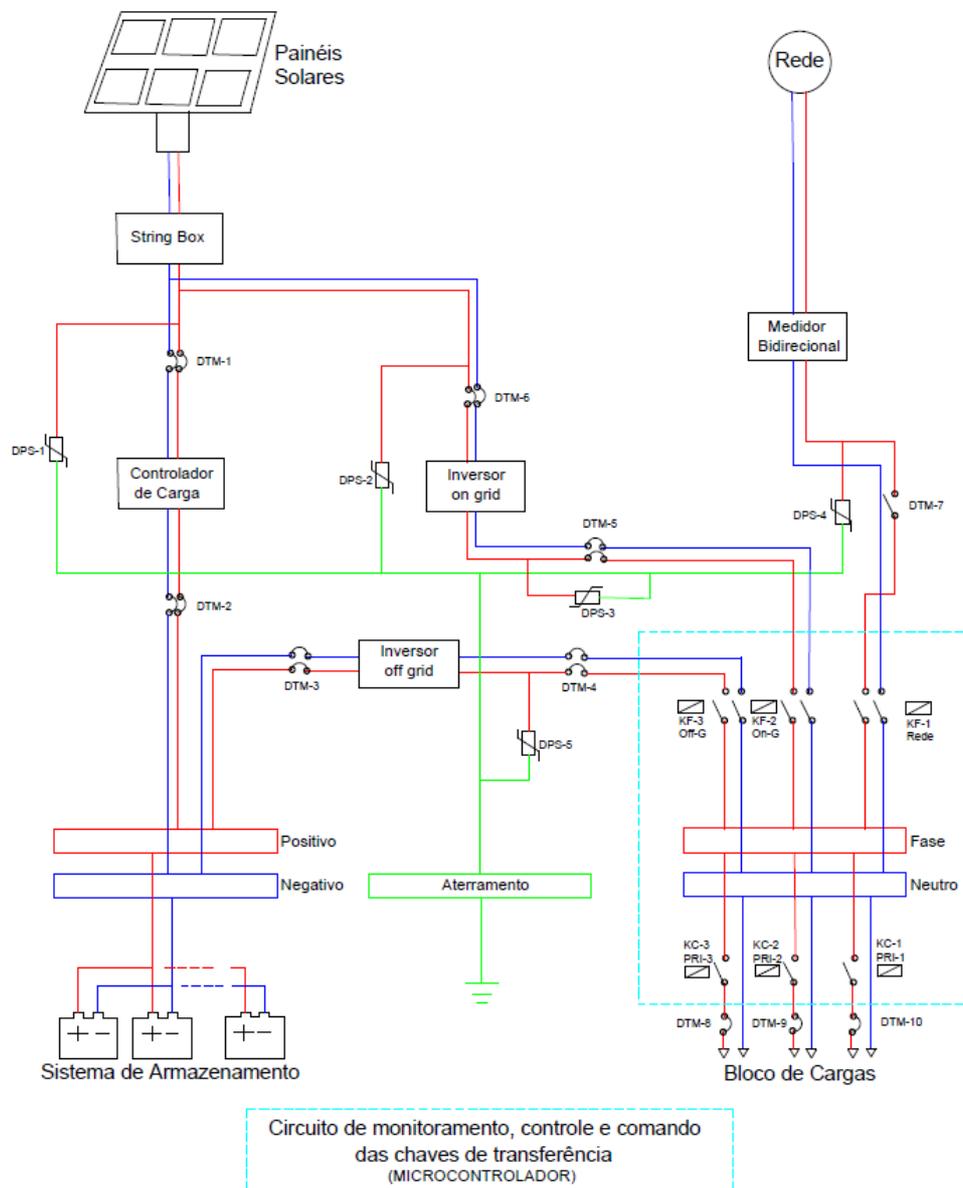
## APÊNDICE A – PROJETO ELÉTRICO

Um projeto elétrico da arquitetura proposta contempla as ligações elétricas entre os equipamentos e seus dispositivos de proteção contra danos causados por curtos-circuitos e sobrecargas de corrente (DTM - Disjuntores Termomagnéticos e Fusíveis) e as proteções de sobretensões transitórias na rede elétrica, para desviar as correntes de surtos elétricos (Varistor/DPS - Dispositivo de Proteção Contra Surtos), que são normalmente causados por descargas atmosféricas (raios), chaveamentos ou manobras de rede e no momento de ligar ou desligar certas cargas – máquinas de grande porte.

Na Figura A1, apresenta-se o modelo de projeto elétrico da arquitetura proposta, que é composto de um circuito de monitoramento, um de controle e comando das chaves de transferências. Observa-se nesse projeto que existem três fontes de potência (Rede, SFV *on Grid* e SFV *off Grid*) de entrada e uma única saída para o ponto de acoplamento comum das fontes de potência supridoras que é o quadro de distribuição de cargas ou circuitos (QDC), onde localiza o bloco de cargas essenciais (PRI-1, PRI-2 e PRI-3). A arquitetura proposta possui a funcionalidade de alívio de cargas, ou seja, desconexão de cargas, caso a fonte de potência da conversão fotovoltaica não consiga suprir a demanda das cargas consumidoras.

O primeiro bloco identificado na Figura A1, após os painéis solares, é a *String Box*, ou seja, consiste em uma caixa de desconexão ou caixa de junção que tem o papel de proteger e/ou seccionar a corrente gerada em corrente contínua (CC) dos painéis fotovoltaicos. Nesta caixa serão alojados os dispositivos de proteção e/ou seccionamentos usados na conversão de energia solar, pois ela isola o sistema fotovoltaico, impedindo acidentes elétricos como curtos-circuitos e surtos. É possível projetar a *String Box* já com os dispositivos de proteções para corrente contínua (CC ou DC) e corrente alternada (CA ou AC), com isso evita-se que surtos e descargas atmosféricas possam comprometer o sistema de energia solar fotovoltaica e gerar custo extra de troca de componentes.

Figura 52: Projeto elétrico do sistema fotovoltaico híbrido.



Fonte: elaboração própria.

Na Figura 11, é possível identificar no projeto elétrico, comutação automática de três fontes de potência para um bloco de cargas com três circuitos, os seguintes equipamentos são dispositivos de proteções:

- ✓ **Fontes de Potência:** circuito de monitoramento e controle das três fontes (SFV *off Grid*, SFV *on Grid* e rede elétrica da concessionária);

- ✓ **Sistema Fotovoltaico *off Grid*** (circuito de emergência): conjuntos de placas/painéis solares fotovoltaicos ligadas em paralelo, condutores elétricos para circuito CC [(+) vermelho e (-) preto], *string box* (caixa de proteção CC), DPS na entrada do controlador de cargas (ligado no condutor positivo para o condutor de aterramento), disjuntor termomagnético (DTM) bipolar, que será ligado junto ao controlador de carga, controlador de cargas solares (para dimensionar é necessário levar em consideração alguns fatores: Tensão de saída dos módulos fotovoltaicos, corrente de saída dos módulos fotovoltaicos e Tensão de operação do sistema 12 V ou 24 V), disjuntor termomagnético (DTM) bipolar para o barramento CC, barramento CC [barra positiva (+) e barra negativa (-)], conjunto de baterias (ex.: 08 baterias de 12 VCC ligadas duas a duas em série e depois cada conjunto desse em paralelo que equivale a 04 bancos de baterias de 24 VCC), inversor de frequência CC/CA (ex.: com entrada 24 VCC (vem do banco de baterias), saída 220 VCA (p/ o consumo da carga) e a potência do mesmo deve ser maior que o sistema fotovoltaico), DPS na saída do inversor, disjuntor termomagnético (DTM) bipolar na saída do inversor e chave contatora de comutação automática (KF-3 *OFF-G* → SFV *off Grid*);
- ✓ **Sistema fotovoltaico *on Grid***: conjuntos de placas/painéis solares fotovoltaicos ligadas em série (onde as tensões serão somadas, mas a corrente permanecerá a mesma) ou em paralelo (onde as correntes serão somadas aumentando a capacidade de fornecimento de corrente ao bloco de cargas, mas a tensão permanecerá a mesma), condutores elétricos (vermelho e preto), *String Box* (caixa de proteção CC), DPS na saída do *string box*, disjuntor termomagnético (DTM) bipolar na saída do *string box*, inversor de frequência CC/CA *grid Tie*, DPS na saída do inversor, disjuntor termomagnético bipolar na saída do inversor e chave contatora de comutação automática (KF-2 *ON-G* → SFV *on Grid*);
- ✓ **Rede de Baixa Tensão de 220 V** (Quadro de Medição e Proteção Geral): condutores elétricos de entrada (fase e neutro), medidor de energia elétrica bidirecional (kWh), DPS na saída do medidor, disjuntor termomagnético monopolar (geral), sistema de aterramento (PE) e chave contatora de comutação automática (KF-1 Rede → Rede Elétrica Pública);
- ✓ **Quadro de Distribuição de Cargas ou Circuitos (QDC)**: barramento do neutro (cor azul), barramento do aterramento (cor verde), disjuntor termomagnético

monopolar (geral), disjuntor termomagnético monopolar (carga prioritária-1), disjuntor termomagnético monopolar (carga prioritária-2) e disjuntor termomagnético monopolar (carga prioritária-3);

- ✓ O quadro de medição (QM) de energia elétrica, o quadro de distribuição de cargas (QDC) e os inversores. Obs.: Esses quadros e a estante de fixação das baterias devem ter um ponto de conexão da carcaça ligados ao condutor de aterramento;
- ✓ **Lâmpadas de sinalizações:** sinaleiros luminosos (visuais) ligados em 220 V utilizados para sinalizar o correto funcionamento do sistema híbrido para qualquer um dos modos de operação, a qual a carga esteja sendo suprida: (REDE), (REDE + SFV *ON GRID*), (SFV *OFF GRID*), (SFV *ON GRID* + *NO BREAK*) e (SFV *OFF GRID* + *ON GRID* + *NO BREAK*).

Para verificar o funcionamento do projeto elétrico procede-se na montagem de protótipo em ambiente controlado ou por simulações computacionais mediante a modelagem dos dispositivos. Neste trabalho, foi utilizada simulação computacional devido à dificuldade de implementação de um protótipo. Para tanto foram utilizados os softwares, MATLAB® e a sua ferramenta complementar Simulink®, ambos da MathWorks® e o CAdE\_SIMU® para as simulações de controle das chaves de transferências.